

ANÁLISIS DE ESQUEMAS REGULATORIOS PARA LAS TRANSACCIONES DE
ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

NELSON JAVIER MESA PALACIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MEDELLÍN
FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS Y ECONÓMICAS
ESCUELA DE ECONOMÍA
MEDELLÍN
2012

ANÁLISIS DE ESQUEMAS REGULATORIOS PARA LAS TRANSACCIONES DE
ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

NELSON JAVIER MESA PALACIO

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Magíster en
Ciencias Económicas Línea en Economía Internacional

Director
Jaime Alberto Blandón Díaz
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MEDELLÍN
FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS Y ECONÓMICAS
ESCUELA DE ECONOMÍA
MEDELLÍN
2012

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	11
1. MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	15
1.1 GENERACIÓN.....	19
1.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	19
1.3 COMERCIALIZACIÓN.....	21
1.4 OPERACIÓN DEL MERCADO.....	21
1.4.1 Remuneración de Costos Variables de Generación.....	23
1.4.2 Remuneración de Costos Fijos de Generación.....	23
1.4.3 Remuneración de la Transmisión.....	26
1.4.4 Mecanismos de Expansión de la red de Transmisión.....	28
1.4.5 Despacho de Energía.....	29
1.5 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	36
2. MERCADO ELÉCTRICO EN PANAMÁ (Comisión de Integración Energetica Regional CIER, 2011).....	38
2.1 GENERACIÓN.....	38
2.1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento.....	38
2.1.2 Mercados para los generadores.....	39
2.2 TRANSMISIÓN.....	46
2.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.....	47
2.2.2 Ingresos del transmisor.....	47
2.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional.....	48
2.3 OPERACIÓN DEL MERCADO.....	48
3. ANÁLISIS ENERGÉTICO COLOMBIA PANAMÁ.....	52
3.1 INFORMACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA.....	52

3.2	INFORMACIÓN ENERGÉTICA EN PANAMÁ Y CENTROAMÉRICA	57
4.	LA ECONOMÍA DE UNA INTERCONEXIÓN.....	63
4.1	IMPACTOS DE LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS (ARANGO ZAPATA, y otros).....	64
4.1.1	Impactos positivos de la integración de mercados eléctricos.....	64
4.1.2	Impactos negativos de la integración de mercados eléctricos (ARANGO ZAPATA, y otros)	65
4.2	REDUCCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS, RENTAS DE CONGESTIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE EXCEDENTES	66
4.2.1	Impactos en el corto plazo de la interconexión con mercados integrados.....	75
4.2.2	Impactos en el corto plazo de la interconexión con mercados no integrados.....	76
5.	REGLAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DECISIONES CAN 536, CAN720 Y CAN 757	79
5.1	ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA EN LA COMUNIDAD ANDINA.....	79
5.2	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	83
5.2.1	Determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación.....	84
5.2.2	Determinación del Precio Máximo de Importación.	88
5.2.3	Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, -TIE-.....	91
5.2.4	Precio de Importación para Liquidación	95
5.2.5	Garantías	96
5.2.6	Evolución de las TIE en Colombia.....	96
5.2.7	Evolución de las TIE en Ecuador	98
5.3	RENTAS DE CONGESTIÓN	99
6.	MERCADO ELÉCTRICO CENTROAMERICANO	101
6.1	COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)	103

6.2	ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR).	104
6.3	OPERACIÓN COMERCIAL DEL MER (COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA, 2005)	105
6.3.1	Organización	105
6.3.2	Productos y Servicios	105
6.3.3	Mercado de Contratos Regional	106
6.3.4	Mercado de Oportunidad Regional	110
6.3.5	Sistema de Precios Nodales	113
7.	PROYECTO DE INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ	114
7.1	ESTACIONES CONVERSoras	115
7.2	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	116
8.	SIMULACIÓN DE CASOS PARTICULARES COLOMBIA PANAMÁ	119
9.	PROPUESTA REGULATORIA PARA las TRANSACCIONES DE ENERGÍA ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ	136
9.1	CRITERIOS DE REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN	136
9.2	DISCRIMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES ENTRE DEMANDA LOCAL Y DEMANDA CONJUNTA PARA EL PAÍS EXPORTADOR	145
9.2.1	Transferencia de excedentes del consumidor exportador al generador exportador	145
9.2.2	Transferencia de excedentes del generador importador al consumidor importador	147
9.2.3	Efecto de la Interconexión en Centroamérica	148
10.	CONCLUSIONES	149
11.	BIBLIOGRAFÍA	153

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Infraestructura de transmisión de energía en Colombia	20
Tabla 2. Interconexiones Internacionales de Energía en Colombia	36
Tabla 3. Generación de Energía en Colombia por tipo de recurso	52
Tabla 4 Expansión en la Capacidad de Generación en Colombia 2011-2015.....	53
Tabla 5 Capacidad instalada en MW en Centroamérica y Demanda Máxima de la región.....	57
Tabla 6. Istmo Centroamericano. Oferta de Energía Eléctrica.....	57
Tabla 7 Capacidad Instalada por país centroamericano y tipo de energía	58
Tabla 8 Capacidad Instalada de Generación en Panamá.....	58
Tabla 9 Capacidad Instalada por tipo de fuente energética en Panamá.....	59
Tabla 10 Proyectos considerador en el plan de expansión de Panamá	62
Tabla 11 Evolución de las TIE en Colombia (Interconexión Colombia-Ecuador)...	97
Tabla 12 Excedentes, costos operativos y rentas de congestión cuando Colombia exporta energía a Panamá	129
Tabla 13 Análisis de beneficios en un esquema de integración de mercados, Colombia exportando energía.....	129
Tabla 14 Análisis de beneficios en un esquema de NO integración de mercados, Colombia exportando energía.....	130
Tabla 15 Excedentes, costos operativos y rentas de congestión cuando Colombia importa energía desde Panamá.....	131
Tabla 16 Análisis de beneficios en un esquema de integración de mercados, Colombia importando energía.....	132
Tabla 17 Análisis de beneficios en un esquema de NO integración de mercados, Colombia importando energía.....	133
Tabla 18 Destinación de fondos recaudados por rentas de congestión.....	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Organización del sector eléctrico en Colombia	18
Figura 2 Distribución de la Generación en Colombia por empresas	23
Figura 3 Comparación del precio de bolsa y precio de contratos en Colombia	26
Figura 4 Formación del Precio de Bolsa antes de la Resolución CREG 051 de 2009.....	31
Figura 5 Formación del Precio de Bolsa según Resolución CREG 051 de 2009..	33
Figura 6 Demanda máxima de potencia en Colombia 2010-2011	53
Figura 7 Crecimiento estimado de corto plazo de la demanda en Colombia	54
Figura 8 Crecimiento estimado de largo plazo de la demanda en Colombia	54
Figura 9 Histórico del Precio de la Energía en Colombia, \$COP/KWh y nivel agregado de embalses	56
Figura 10 Pronóstico por escenarios de la oferta de energía en Panamá	60
Figura 11 Pronóstico por escenarios de la demanda de energía en Panamá	60
Figura 12 Evolución del costo marginal de la energía en Panamá (\$COP/kWh) ...	61
Figura 13 Esquema básico de conformación de precios en un país	67
Figura 14 Esquema básico de conformación de precios en un país por aumento de la demanda de energía	69
Figura 15 Esquema básico de conformación de precios en un país exportador por aumento de la demanda de energía por una interconexión, sin integración de países.	70
Figura 16 Esquema básico de conformación de precios en un país por disminución de la demanda	72
Figura 17 Esquema de conformación de precios cuando existe interconexión y existen restricciones	72
Figura 18 Esquema de conformación de precios cuando existe interconexión y no existen restricciones	73
Figura 19 Esquema de conformación de precios cuando existe interconexión y existen restricciones, sin integración.	77
Figura 20 Curva de escalones PONEQx,i.....	85

Figura 21 Formación del precio PONEi.	88
Figura 22 Evolución histórica de los precios PONE y PMI.....	90
Figura 23 Activación de una TIE.....	93
Figura 24 Evolución de las Transacciones Internacionales de Electricidad (exportación).....	98
Figura 25 Evolución de las Transacciones Internacionales de Electricidad (Importación).....	98
Figura 26 Formación de una Renta de Congestión.	100
Figura 27 Interconexiones internacionales en el mercado del MER	113
Figura 28 Trazado propuesto de la línea de Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá	114
Figura 29 Esquema unifilar de una interconexión eléctrica en Corriente Continua	114
Figura 30 Estación monopolar clásica	115
Figura 31 Diagrama unifilar estación convertora monopolar.....	116
Figura 32 Diagrama unifilar estación convertora bipolar	116
Figura 33 Trazado de la línea Colombia Panamá en territorio colombiano	117
Figura 34 Trazado de la línea Colombia Panamá en territorio panameño.....	117
Figura 35 Árbol de decisión para valorar el agua.....	120
Figura 36 Costo de Oportunidad del Agua en un despacho Hidrotérmico	121
Figura 37 Esquema de cálculo utilizado para determinar las variables que determinan el beneficio país y las rentas de congestión.....	124
Figura 38 Costos marginales en Colombia con y sin interconexión.....	125
Figura 39 Costos marginales en Panamá con y sin interconexión.....	126
Figura 40 Flujos estimados por la línea Colombia-Panamá.....	126
Figura 41 Precio Marginal de la energía en Colombia y Panamá sin interconexión	127
Figura 42 Precio Marginal de la energía en Colombia y Panamá con interconexión	127

Figura 43 Rentas de Congestión generadas por la interconexión Colombia-Panamá.	128
Figura 44 Precios del carbón considerados en las simulaciones.....	134
Figura 45 Precios del gas considerados en las simulaciones.....	134
Figura 46 Precios de los combustibles considerados en las simulaciones	135
Figura 47 Comportamiento del costo marginal de la energía en Costa Rica como efecto de la interconexión Colombia Panamá.....	148

RESUMEN

En el marco de los acuerdos comerciales que han firmado los países de América Latina se han definido varios esquemas económicos que buscan permitir las transacciones de energía eléctrica entre ellos, algunos con éxito, como el definido por la Decisión CAN 536, modificado por las decisiones CAN 720 y CAN 757 que han permitido el flujo de energía entre Colombia y Ecuador por más de 8 años, y como el definido por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central que ha establecido la conformación del Mercado Eléctrico Regional en Centroamérica.

Estos tratados se han considerado gracias a que en algunos países existen excedentes energéticos que pueden ser transados, llevando a la reducción de los costos marginales de la energía donde estos son más altos; este trabajo describe como estos países han definido sus esquemas y como han sido modificados en el tiempo, de manera que se ajusten a la realidad económica y de integración de la región. Se señalan los cuestionamientos en el manejo de algunas de las variables económicas asociadas con el hecho mismo de la limitación física del transporte de energía, y las decisiones políticas de los países de buscar una integración de los mismos.

Mediante estudios energéticos se indica que la interconexión entre Colombia y Panamá es económicamente posible, sin embargo, se advierte que algunas condiciones implícitas a la interconexión deben ser definidas claramente. Con una visión de beneficio país se hace un análisis de estas variables y se dan recomendaciones sobre las características que los esquemas regulatorios deben considerar.

Palabras claves: Interconexión Colombia Panamá, renta Inframarginal, rentas de congestión.

ABSTRACT

In the framework of trade agreements signed by the countries of Latin America, several economic schemes have been identified in the search of successful electricity transactions among them, as defined by Decision CAN 536, amended by the Decisions CAN 720 and CAN 757 that have allowed the flow of energy between Colombia and Ecuador for over 8 years, and as defined by the Framework Agreement of the Central American Electricity Market that has established the formation of Regional Electricity Market in Central America.

These treaties have been considered because some countries have surplus energy that can be traded, leading to reduce marginal costs of energy where this is higher, this work describes how these countries have defined their schemes and how those schemes have been modified over time, so as to meet the economic reality and regional integration. It points out questions in the management of some of the economic variables related with the physical limitation of energy transmission, and the political decisions that these countries have taken seeking for integration.

Energy studies indicate that the interconnection between Colombia and Panama is economically feasible, however, warns that some implied conditions of interconnection should be clearly defined. With a vision of the country benefit an analysis of these variables was made, and are defined some recommendations about features that regulatory schemes must consider.

Keywords: Interconnection Colombia Panama, inframarginal rent, congestion rent.

INTRODUCCIÓN

La integración energética es en la actualidad uno de los pilares de los procesos de integración económica de América Latina, y se han logrado avances significativos entre casi todos los países del área, cubriendo principalmente los sectores de hidrocarburos y de energía eléctrica (LUTZ, 2001).

En el caso de Colombia la integración energética con sus países vecinos, Ecuador y Venezuela, ha sido fundamentalmente dirigida a las transacciones de energía eléctrica y gas. En electricidad los acuerdos comerciales se han dado con Ecuador en el marco de la CAN¹, mientras en el caso del gas los acuerdos se han hecho con Venezuela.

Estos procesos de integración exigen de los diferentes países una serie de condiciones que tienen que ser satisfechas, para que el proceso comercial ligado al servicio sea viable (IIRSA , 2002). Estas condiciones pueden resumirse en tres aspectos, el primero relacionado con la existencia de recursos que puedan ser transados entre los países aprovechando las ventajas comparativas de cada país frente a los mismos; el segundo relacionado con la existencia de redes físicas que permitan el flujo de energía eléctrica entre las áreas de producción y consumo; y por último la existencia de reglas uniformes y claras que permitan el flujo de energía y potencia asegurando la confiabilidad en el suministro y maximizando la utilidad neta para los países que intervienen del mercado. Los aspectos antes mencionados tienen carácter técnico pero subyacen las definiciones políticas de cada país, algunas de las cuales son altamente relevantes para determinar los beneficios de este flujo comercial.

¹ CAN Comunidad Andina de Naciones

En la actualidad se desarrolla el proyecto de especificación y construcción de una línea de transmisión de energía entre Colombia y Panamá, interconexión que se estima esté operativa en el año 2014 (BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, 2010), y que representa uno de los tres pilares requeridos para la existencia del Mercado; el otro pilar está asociado con la disponibilidad de recursos, los cuales como se mostrará en el desarrollo de este trabajo, existen y pueden ser transados; y por último el pilar relacionado con la armonización regulatoria, que actualmente está siendo definida por la ASEP² en Panamá y por la CREG³ en Colombia.

Si bien este último elemento ya está definido casi en su totalidad, se está planteando un esquema regulatorio del cual no se tienen experiencias en los mercados locales, tanto en el ámbito de Colombia como en el ámbito del MER⁴ del cual Panamá hace parte, lo que permite suponer que no estará exento de dificultades, donde se pondrán, como ya ha ocurrido en varias ocasiones en el mercado de la CAN, en tela de juicio los criterios básicos que rigen un esquema comercial que busca el máximo beneficio para las partes. (CRUZ M, 2004) (Integración Energetica: Una Incertidumbre Regulatoria, 2006), (OREJUELA, y otros)

La experiencia con los dos tipos de unificación regulatoria existentes en Colombia, ha sido contradictoria, mientras que con Venezuela el flujo comercial ha sido casi

² ASEP es la Autoridad Nacional de Servicios Públicos, es responsable por la definición de la normatividad que rige la prestación de los servicios públicos en Panamá.

³ CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, es responsable por la definición de la normatividad que rige la prestación de los servicios públicos en Colombia

⁴ MER Mercado Eléctrico Regional, Mercado Eléctrico constituido por los países de América Central

inexistente y se ha activado cuando alguno de los países ha tenido algún tipo de déficit, lo que ha ocurrido especialmente en los últimos dos años, con Ecuador ha sido prolijo. En el Caso de Panamá, la existencia de un mercado supranacional (MER) le ha permitido a este país tener flujos comerciales asociados con la importación y exportación de electricidad y el aprovechamiento de los recursos y la complementariedad energética de la región (CEPAL, 2011).

Luego de la interconexión con Panamá, la redistribución de los flujos hará que las transacciones energéticas con los demás países centroamericanos cambie sustancialmente, y por ende, los beneficios de algunos de los agentes que participan del mercado, por lo que el esquema regulatorio propuesto deberá ser lo suficientemente bien establecido y transparente para que soporte las presiones que las fuerzas del mercado imponen.

Existen aspectos que pueden conducir a la inviabilidad económica de una interconexión y en general de cualquier propuesta de integración. Podría decirse que el más importante de ellos es el político, aspecto que ha llevado en algunos países a replantear sus estrategias de crecimiento y en especial a evaluar su *statu quo* frente a la autonomía energética.

El análisis de las variables, incluida la anterior, y que están involucradas en el cálculo de los costos de la energía, permite identificar cuál esquema es funcional y bajo qué condiciones; por lo que se hace necesario analizar, desde la misma experiencia, cuáles han sido las condiciones y las decisiones que han hecho viable y exitoso el proceso económico ligado a las transacciones de electricidad y así adoptar el esquema comercial más conveniente para las partes involucradas, aun sacrificando las definiciones actuales.

1. MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El suministro de energía en Colombia sufrió un proceso de transformación importante hace 17 años. Esta transformación se debió en especial a la expedición de un marco legal sectorial robusto y estable, conformado por dos leyes de carácter económico (CAF Corporación Andina de Fomento, 2006).

Esta transformación fue sustentada en decisiones de diversa índole, pero sobretodo en el papel que debería asumir el estado frente a la prestación del servicio de energía eléctrica, de acuerdo con los conceptos constitucionales, dando lugar a una nueva arquitectura institucional.

Este proceso de cambio en el sector se inició al definir oficialmente las bases legales de la reforma en la Constitución Política de Colombia del año 1991, y especialmente lo definido en el artículo 365 de la misma, donde se asigna al estado la responsabilidad inherente de asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional; definición que en lo referente al servicio de energía eléctrica fue detonado por varios factores que incidieron en la velocidad del proceso de transformación, entre los cuales se pueden resumir los siguientes, (CANO CANO, 2004)

- Racionamiento de energía eléctrica en Colombia de los años 1992 y 1993; entre el 1 de enero del 92 y el 1 de abril de 1992 el racionamiento por déficit de energía fue de 958GWh que correspondía al 11% de la demanda, y entre el 02 de marzo de 1992 y el 1 de abril de 1993 fue de 6138GWh equivalente al 16% de la demanda.
- Elevado porcentaje de la deuda del sector eléctrico dentro de la deuda externa nacional, en 1994 el 18% de la deuda externa del sector público de

largo plazo correspondía al sector eléctrico, en 1989 este valor era del 21.2%

- Los altos costos de la energía.
- Ineficiencia en la administración de muchas empresas, lo que se evidenciaba por el control hecho por el gobierno a través del ICEL⁵ a varias electrificadoras regionales.
- Baja cobertura en el servicio, en el año 1985 el cubrimiento era del 95% en el sector urbano y del 41% en el sector rural.
- La calidad deficiente en la prestación de los servicios (no se cumplía con estándares internacionales).
- La inexistencia de políticas de protección al usuario.
- La concentración de funciones: operación, regulación y control.

A partir del año 1994 el sector eléctrico comienza a ajustar su organización donde es clara la participación del sector privado en las estructuras sectoriales definidas.

La reforma a la prestación de los servicios públicos domiciliarios surgió en primera instancia por la necesidad creciente de vinculación de inversionistas privados para liberar al gobierno central de la carga de las finanzas públicas que representaba asegurar la sostenibilidad del sector. La ineficiencia en la gestión de algunas empresas no pudo ser reducida a pesar de los esfuerzos que en su momento hizo el gobierno nacional en mejorar su gestión, por lo cual este era el segundo objetivo que de manera simultánea se perseguía al implementar la reforma.

En 1994 el Congreso de la Republica expide la Ley 142 de 1994 o Ley de Servicios Públicos y la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica, las cuales se consideran

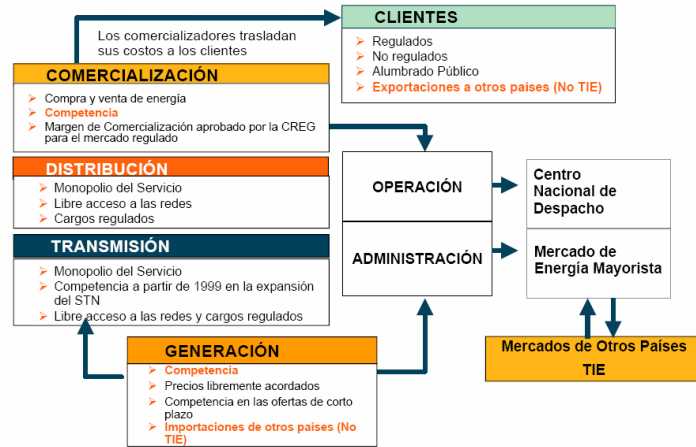
⁵ ICEL, Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, creado en 1968, sustituido por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE en el año 1999

leyes de carácter económico que determinaron elementos esenciales sobre la forma en que se prestaría el servicio público de energía eléctrica, los elementos económicos más representativos de estas leyes son (COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA, 1994), (COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA, 1994):

- Promoción de la competencia, paradigma que la defiende como herramienta para obtener precios eficientes y para mantener niveles de calidad adecuados a la prestación del servicio.
- Regulación de precios en actividades monopólicas, y reconocimiento de precios en condiciones de eficiencia económica para tales monopolios
- Esquema de solidaridad, a través del establecimiento del fondo de Solidaridad.
- Definición de periodos tarifarios, actualmente de 5 años
- Definición de criterios de calidad en la prestación del servicio
- Establecimiento de derechos de los usuarios,

Además de lo anterior, estas leyes definieron los elementos de la organización industrial, donde se considera la separación de las actividades y se incluyen las herramientas que permiten que a través de la regulación se evite la concentración de la propiedad y el abuso de las posiciones dominantes, especialmente en los casos donde se tienen mercados monopólicos.

Figura 1 Organización del sector eléctrico en Colombia



Fuente: Compañía XM Expertos en Mercados.

La Figura 1 muestra la organización del sector, donde se observa la separación de los negocios en Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Clientes. La gestión técnica del mercado es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho y la gestión económica del mismo.

La ley 142 de 1994, previó la participación de entidades públicas en la prestación del servicio y puso al sector privado al mismo nivel en cuanto a que no se podrá tener un tratamiento diferenciado por las características de la propiedad; esta situación planteó una rotura del esquema anterior, en el cual una o varias empresas tenían el control sobre la planeación la operación y el crecimiento del sector, estableciendo una posición dominante que impedía la competencia.

Los elementos básicos del esquema propuesto fueron:

- Una bolsa de energía diaria que permitiera la coordinación del mercado, esquema que para el caso de las interconexiones con otros países, define la cantidad y el precio de la energía transada, rigiendo las transacciones físicas.

- Acceso abierto y sin discriminación a las redes de transmisión y distribución
- Contratos bilaterales entre generadores, distribuidores y otros comercializadores
- Representación de los consumidores ante el sistema por parte de los comercializadores

1.1 GENERACIÓN

La Generación de Energía fue concebida para operar en un esquema de competencia, por lo que las leyes se enfocaron a garantizar que el proceso de competencia fuera efectivo, para lo cual se establecieron límites en la participación del mercado para evitar posiciones dominantes y se planteó un esquema de ofertas diarias, con resolución horaria, que permitiría a los generadores recuperar los Costos Fijos y Variables de producción y un esquema de contratos de largo plazo que les permite cubrir los riesgos de volatilidad de los precios en el mercado. Adicionalmente y dado que se requiere garantizar una energía firme en casos de sequía, se diseñó un Cargo por Capacidad (actualmente reemplazado por el Cargo por Confiabilidad) que permite recuperar parcialmente los costos fijos (CAF Corporación Andina de Fomento, 2006).

1.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

La Transmisión y la distribución de Energía al ser negocios intensivos en capital y al tener una estructuración de costos de proyecto lineal, son considerados por el mercado como un monopolio natural, con ingreso regulado, sujetos al cumplimiento de indicadores de calidad. La empresa XM Los Expertos en Mercados (XM Los Expertos en Mercados, 2007) entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía

eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Además entiende como distribución, los Sistemas de Transmisión Regionales - STR- y los Sistemas de Distribución Local -SDL-. El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 (tensión nominal de operación mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV) y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la CREG. La Tabla 1 muestra la cantidad de infraestructura de transmisión instalada en Colombia, por nivel de voltaje.

Tabla 1 Infraestructura de transmisión de energía en Colombia

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10,089.4
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 – 230 kV	11,654.6
Transmisión 500 kV	2,646.3
TOTAL SIN	24,405.8

Fuente: XM Los Expertos en Mercados
<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

Para efectos de las interconexiones de electricidad, la transmisión debe ser definida por los mercados, considerando que es la infraestructura que viabiliza las transacciones, de ese modo, su definición y financiamiento deben ser tales que no afecten el mercado. En el caso Colombiano, la interconexión con Ecuador es remunerada como activo de uso, las principales interconexiones con Venezuela, al nivel de 230kV, se remuneran como conexiones y conforme el estado actual de la interconexión con Panamá esta es una conexión a riesgo definida por una empresa particular la cual debe definir un esquema que le permita la recuperación de la inversión con todos aquellos agentes que estén interesados en la transacción de energía utilizando ese enlace.

1.3 COMERCIALIZACIÓN

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. Se ha considerado que la comercialización de energía funcione en un esquema de mercado de competencia.

1.4 OPERACIÓN DEL MERCADO

Para el Sistema Interconectado Nacional se conformó un mercado de energía mayorista en donde generadores y comercializadores venden y compran energía en grandes bloques. Las operaciones de este mercado están sujetas a un Reglamento de Operación expedido por la CREG, en la Resolución CREG 025 del año 1995 (COLOMBIA. Unidad de Planeación Minero Energetica, 2004).

Al tratarse la Generación una actividad potencialmente competitiva, esta se organizó con el fin de lograr competencia efectiva. Se conformó un mercado horario a partir de ofertas diarias (un día adelante), donde los generadores ofertan precios, y un mercado de contratos de carácter financiero, diseñado para dar posibilidades de cubrimiento del riesgo de volatilidad de precios en el largo plazo.

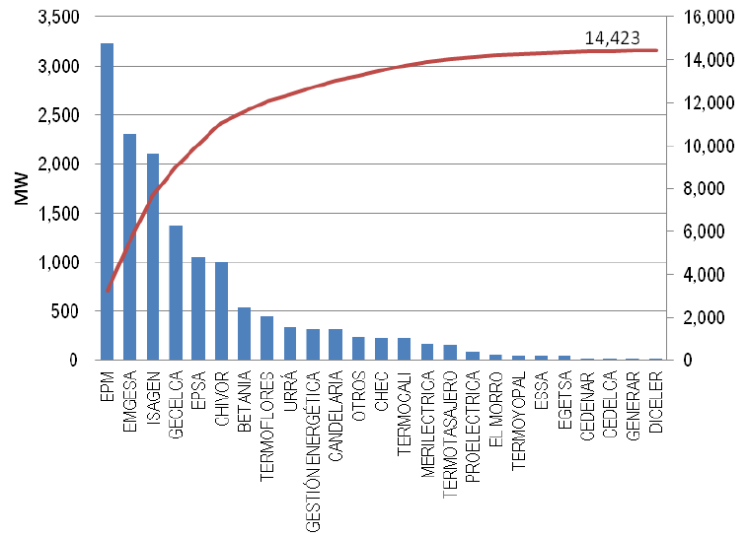
La operación y administración del mercado fue encargada a la empresa XM a través del Centro Nacional de Despacho,

En el mercado de energía mayorista son despachados centralmente los generadores cuya capacidad es superior a 20 MW, La resolución CREG 086 de 1996⁶ definió los lineamientos para el despacho de plantas con capacidad inferior a 20MW, que indica que las plantas de entre 10 MW y 20 MW pueden ser despachadas centralmente o no, según lo decidan y las plantas de menos de 10 MW no se despachan centralmente. Cuando es posible el despacho central, se debe cumplir la reglamentación vigente para realizar esta operación, cuando no se elige el despacho central o no es posible, es posible comercializar la energía través de un comercializador vendiendo a precio de bolsa, o vender a un comercializados a través de convocatorias o puede ser vendida a un comercializador o generador a precios libres para cubrir demanda de usuarios no regulados.

Como se mencionó, el mercado de generación en Colombia está definido y regulado como un esquema de competencia, sin embargo, dado el poder de mercado de algunos agentes, no puede considerarse un mercado estrictamente competitivo; este más bien se desarrolla bajo un esquema de oligopolio (ZAPATA RAMIREZ, 2011) la Figura 2 muestra esta situación.

⁶ Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), octubre 15 de 1996.

Figura 2 Distribución de la Generación en Colombia por empresas



Fuente: UPME Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2011-2025

1.4.1 Remuneración de Costos Variables de Generación

Los Costos variables de los generadores, son recuperados a través del mercado de corto plazo y están reflejados en el precio de bolsa con el que se liquida toda la generación.

1.4.2 Remuneración de Costos Fijos de Generación

El mercado en Colombia, establece dos mecanismos de recuperación de Costos Fijos, la renta Inframarginal o excedente del productor y el cargo por confiabilidad.

Los contratos, como son un mecanismo de cubrimiento del riesgo de la volatilidad del precio, pueden ayudar a viabilizar una inversión en generación, cuando su valor reemplaza al ingreso por bolsa en el flujo de fondos para el cierre financiero.

a) Renta Inframarginal.

El precio de oferta de los generadores, considera los costos operativos incurridos para generar energía; el esquema de mercado actual remunera a todos los generadores a precio marginal, de tal manera que cada uno de ellos cubre los costos variables de generación y todo agente cuyo precio de oferta sea inferior a este precio marginal, tendrá un excedente o renta inframarginal, equivalente a la diferencia entre el precio marginal y el precio de oferta por la cantidad de energía generada. Las interconexiones internacionales, dependiendo del esquema regulatorio definido, pueden modificar el precio marginal de la energía finalmente despachada, por lo que los generadores en algunos casos podrán beneficiarse de las transacciones de electricidad, o podrán tener una disminución de su excedente dependiendo de si el país en el cual están instalados es un exportador o un importador neto de electricidad. Adicionalmente, las reglas definidas para el intercambio pueden alterar las rentas Inframarginales, pues pueden considerar de forma diferente la demanda local y la demanda internacional. En todos los casos la recuperación de los costos variables es asegurada.

b) Cargo por Confiabilidad.

Es un esquema de remuneración que permite inferir un ingreso no muy variable por diez años (contrato de opción tipo CALL⁷ entre el generador y el sistema), lo

⁷ Una opción CALL da a su comprador el *derecho* -pero no la obligación- a comprar un activo subyacente a un precio predeterminado en una fecha concreta. El vendedor de la opción CALL tiene la *obligación* de vender el activo en el caso de que el comprador ejerza el derecho a comprar. Tomado de http://es.wikipedia.org/wiki/Opci%C3%B3n_financiera mayo 2012.

que puede hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. Se creó con el fin de atacar la problemática del fenómeno del Niño, migrando hacia un esquema de mercado que proporcione una señal de largo plazo para promover la expansión del parque de generación energético en Colombia, y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no sólo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente.

Uno de los componentes esenciales de este esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldados por activos de generación, capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

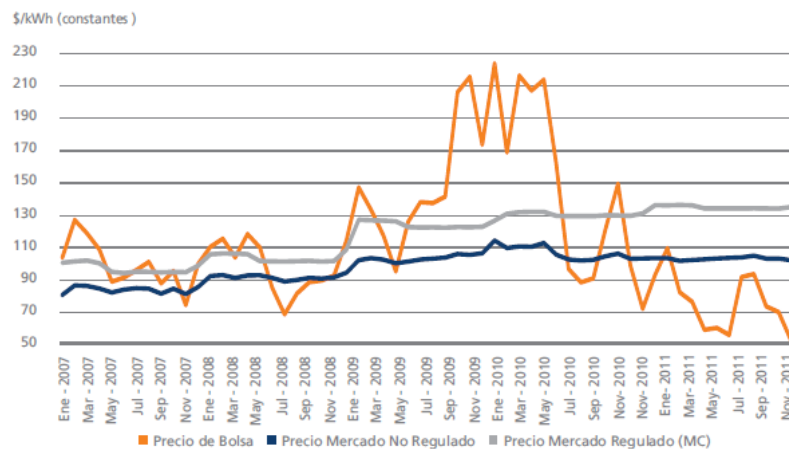
Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG, denominado Precio de Escasez.

c) Contratos de largo plazo.

El mercado de largo plazo está formado por los acuerdos de compra y venta de energía adquiridos libremente por los generadores y los comercializados. Estos acuerdos consideran los costos de producción y los riesgos de mercado; en estos casos la existencia de la interconexión también puede afectar estos contratos, ya

que dependiendo del mercado es posible que los valores de la energía en contratos, sean mayores que los de la energía transada en bolsa. En Colombia el mercado de contratos en general tiene un precio de energía superior al precio definido en la bolsa de energía, que corresponde a la prima de riesgo de precio asumida por el vendedor. En casos de sequía y dificultades de abastecimiento la situación tiende a ser inversa, lo anterior puede observarse en la Figura 3 donde se observa el precio bolsa y el precio de los contratos desde el año 2007 hasta el año 2011.

Figura 3 Comparación del precio de bolsa y precio de contratos en Colombia



Fuente: <http://www.xm.com.co/Informes%20Empresariales/InformesEmpresariales2011/InfoOP2011.pdf>

1.4.3 Remuneración de la Transmisión

La transmisión al ser considerada un monopolio natural está sujeta a un proceso de regulación, en el cual debe asegurarse la disponibilidad del servicio, para lo cual se da la remuneración al transportador.

En la actualidad el esquema de remuneración de la transmisión tiene en consideración dos aspectos, el primero de ellos corresponde a los activos definidos como de USO, es decir aquellos de uso común por todos los agentes del mercado, los cuales se definen bajo dos escenarios, el primer escenario valido

para los activos existentes al 30 de marzo de 1999 y otro para los activos con declaración de explotación comercial posteriores a esa fecha. En el primer caso se considera el reconocimiento de un retorno fijo de la inversión que garantiza la reposición de los equipos y el reconocimiento de unos costos de AOM⁸ que aseguran la operación en el corto plazo. A partir de la fecha mencionada todos los proyectos de transmisión que entren en operación deben ser el resultado de procesos de licitación definidos por la UPME, y su remuneración depende de las condiciones de la oferta realizada por el agente adjudicatario.

La Resolución CREG 001 de 1994 establece el segundo esquema, relacionado con activos que se hayan construido en cualquier momento y que tienen el objetivo fundamental de conectar al sistema de transmisión nacional a un agente particular, ya sea un generador, un gran consumidor, un transportador regional o un distribuidor local; este subgrupo de activos se denomina activos de conexión, y están sujetos a una negociación por acuerdo entre partes, entre el transportador nacional y el agente interesado (si el transportador los construye). En cualquier caso el responsable de los activos de conexión ante el sistema, es el agente que se conecta.

Los esquemas anteriores de Uso o Conexión, pueden aplicar para las interconexiones internacionales, donde los activos, conforme a lo expuesto en el artículo 35 de la Resolución CREG-004 de 2003, pueden ser considerados activos de uso o activos de conexión y son remunerados vía cargos, ya sean pagados por todos los agentes en el caso de activos de uso o por uno o varios agentes particulares en caso de activos de conexión.

⁸ AOM Administración, Operación y Mantenimiento

Los presidentes de los Gobiernos de Panamá y Colombia firmaron un acta de intención el 01 de agosto de 2008 en la ciudad de Cartagena de Indias, donde indicaron el interés en desarrollar la interconexión eléctrica entre los dos países y donde se acordó, entre otros temas, que el proyecto será de conexión a riesgo y estará a cargo de la Empresa de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá.

El acuerdo de reguladores, firmado el 19 de marzo de 2009 por la CREG y la ASEP consideró que el propietario de la línea no recibirá ingresos regulados por la infraestructura, quedando a su riesgo el diseño del esquema comercial que asegure la viabilidad económica de la inversión.

La resolución CREG 069 de 2010 en consulta, define este activo como una conexión a riesgo y de esta manera se ha desarrollado por la empresa Interconexión Colombia Panamá (ICP), formada por las empresas Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P de Colombia y ETESA de Panamá.

En caso de definirse un acuerdo de armonización regulatoria con Panamá, puede ser posible, conforme a lo expuesto por el artículo 35 de la Resolución CREG-004 de 2003 parágrafo 2, que esta interconexión pueda ser considerada un activo de uso, conversión que parece poco probable.

1.4.4 Mecanismos de Expansión de la red de Transmisión

Conforme a lo definido en el numeral anterior la Expansión de la red de transmisión en Colombia es definida de dos formas diferentes, una de ellas está asociada con las necesidades de conexión de un agente particular, ya sea un generador o un operador de red encargado de la distribución; la otra forma esta

definida por las necesidades de activos de uso para asegurar la prestación confiable del servicio de manera general.

En el primer caso, dadas las necesidades de generación o distribución se definen contratos o se construyen líneas específicas para atender el requerimiento.

En el segundo caso, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)- hace estudios completos que evalúan las necesidades de ampliación, refuerzo o reorganización del sistema de transmisión mediante análisis eléctricos, energéticos y económicos y define las necesidades de la red y mediante licitaciones públicas internacionales se hacen procesos de selección de oferentes, quienes tendrán la obligación de construir la red conforme los requerimientos y administrar, operar y mantener la red por el tiempo definido en la licitación pública. En Colombia, la ley establece la obligación de la empresa Interconexión Eléctrica S.A E.S.P de participar en todos los procesos licitatorios definidos por la UPME.

1.4.5 Despacho de Energía

En Colombia después de la entrada en vigor las Leyes 142 y 143 de 1994, se adoptó un modelo económico de remuneración a costo marginal, lo cual significa que todos los participantes en el mercado deben recibir el mismo precio. Cada Generador del mercado debe remitir diariamente una oferta de precios diarios y una declaración de disponibilidad horaria a la Bolsa de Energía, que serán válidos para el día siguiente de operación. El despachador del mercado hará una optimización de 24 horas considerando los costos de arranque y parada de las plantas térmicas. El mercado supone un sistema nodal de transmisión en el cual todos los agentes pueden inyectar y retirar energía sin restricción, lo que conlleva la posibilidad de definir un esquema de competencia en el mercado al permitirse a cada generador satisfacer la necesidad de cualquier usuario. Se considera que la

definición del precio por cada generador tiene por objeto recuperar sus Costos Variables de operación, lo que permite a las empresas optimizar sus beneficios en el corto plazo.

Las ofertas de los generadores, considerando la disponibilidad declarada, son ordenadas de manera creciente por el operador hasta atender la demanda total del sistema, considerando la optimización diaria indicada, y el precio marginal horario del sistema es el precio de la última unidad de generación requerida para cubrir toda la demanda y es este precio, el que todos los agentes reciben por la energía generada.

Por otro lado, la demanda de energía, al tratarse de un bien de primera necesidad, y por ser un mercado con algunas dificultades de entendimiento por parte de los consumidores, tiene una curva de demanda que puede suponerse inelástica, lo cual hace que el balance económico esté definido por el punto en que la curva de oferta alcanza a cubrir toda la demanda.

1.4.5.1 Formación de los Precios de la Energía en Bolsa en Colombia (Gómez, Viviana 2010).

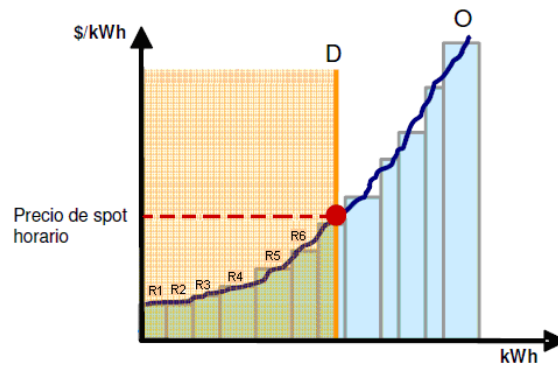
La Bolsa de Energía es una figura comercial tipo subasta en sobre cerrado, la cual toma las ofertas de precio diarias y la declaración de disponibilidad hora a hora de cada recurso de generación, y establece un programa diario de generaciones igualmente hora a hora.

Al inicio de todos los días, en forma confidencial, cada Agente Generador hace una oferta de precio (en \$/MWh) y la declaración de disponibilidad (en MW) de cada uno de sus recursos de generación. Se presenta una única oferta para las 24 horas del día siguiente, la resolución de la oferta es horaria.

Antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 051 de 2009 (1 de agosto de 2009), la formación del precio de Bolsa de Energía correspondía al mayor precio horario de los precios de oferta de aquellas plantas que tuvieran generación en el Despacho Ideal.

El Despacho Ideal se elaboraba a partir de un despacho por orden de mérito, en forma horaria, en el que no se consideraban los precios de las plantas inflexibles.

Figura 4 Formación del Precio de Bolsa antes de la Resolución CREG 051 de 2009.



Fuente: XM Expertos en Mercados.

La resolución CREG 051 de 2009 modificó el esquema de formación de precios en la Bolsa de Energía de tal manera que se pueda separar en dos componentes las ofertas de las plantas térmicas: una oferta básica diaria basada en costos variables de producción expresada en pesos colombianos (COP/MWh) y otra oferta trimestral basada en los costos de arranque y parada, expresada en dólares americanos (USD).

Esta separación de componentes tiene implicaciones sobre la formación del precio de bolsa, que ya no será obtenido de un proceso horario para determinar el mayor precio ofertado de la planta marginal, sino que deberá encontrarse un costo marginal horario sobre una optimización diaria, y luego, de ser necesario, agregarse una tarifa incremental representada por el costo requerido para cubrir

los costos de producción de los térmicos que no puedan ser remunerados por el costo marginal.

El Despacho Ideal es aquel despacho que minimice para el día (24 períodos horarios) el costo de operación del sistema, teniendo en cuenta las características técnicas de las plantas y las condiciones iniciales del Despacho ideal para el día anterior.

Matemáticamente, la CREG 051 de 2009 presenta la solución así:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i Pof_i \times Q_{i,t} + Par$$

Dónde:

t : Horas del días

i : Generador

Pof : Precio de Oferta

Par : Precio de Arranque-Parada

Q : Disponibilidad Declarada

Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{i,t}$$

Dónde:

D : Demanda

(Atención de la demanda en un período horario t con la generación Q).

Para la determinación del precio de bolsa se procede a calcular una variable auxiliar ΔI .

Este incremento es un valor unitario (COP/MWh) que sirve para recaudar el valor que cubra los costos de operación de las plantas térmicas cuyos costos de arranque/parada no pueden ser cubiertos por el Máximo Precio de Oferta (MPO⁹) que se presentó en el sistema.

⁹ Este precio corresponde al precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida

Si $P_{N,j}$ es el costo para una planta térmica j y el valor $I_{N,j}$ representa los ingresos que percibiría por el MPO, entonces el déficit que tienen k plantas a las cuales no se cumple que $I_{N,j}$ sea igual o superior a $P_{N,j}$, se puede recaudar de la demanda D como:

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^k (P_{N,j} - I_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{N,i}}$$

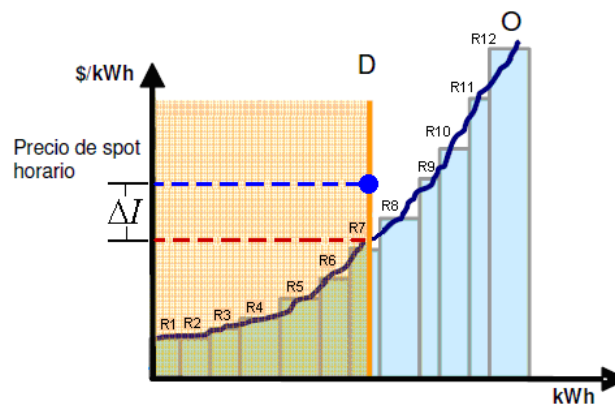
Es un costo unitario incremental que paga toda la demanda, de forma análoga a como se hace con el Cargo por Confiabilidad (CERE).

Por esa razón el Precio de Bolsa se define como:

$$PB_{N,i} = MPO_{N,i} + \Delta I_N$$

Lo anterior se muestra gráficamente en la Figura 5

Figura 5 Formación del Precio de Bolsa según Resolución CREG 051 de 2009



Fuente: (GÓMEZ, 2010)

Ahora, como este ajuste es debido a los precios de oferta de arranque/parada, la resolución presenta un método para ajustar la liquidación de las plantas.

para atender la Demanda Total más la Demanda No Doméstica, que no sea inflexible. Para esto, se toma la generación del Despacho Ideal para la atención de la Demanda Total más la Demanda No Doméstica. Con estos resultados, para cada hora se ordenan las plantas despachadas de acuerdo con las ofertas de precios a la Bolsa de Energía de menor a mayor.

En general, todos los generadores deben retornar al sistema un monto igual a la tarifa ΔI por su generación ideal. El sistema paga a los generadores j que resultaron deficitarios el valor que permite cubrir los costos de arranque y parada:

$$P\Delta I_j = (P_{N,j} - I_{N,j})$$

Esta nueva forma de calcular el Despacho Ideal hace que se consideren todas las características técnicas de las plantas (p.e. mínimo número de horas en línea, número máximo de arranques diarios, etc.).

En un mercado libre los agentes pueden ofertar a un precio determinado con libre competencia, sin embargo el sistema regulatorio ha establecido algunos parámetros para orientar lo que se espera sea la oferta de cada generador. La regulación CREG 055 de 1994 (COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1994), emitida al comienzo el nuevo mercado de energía en Colombia, es un claro ejemplo de las señales dadas a los agentes que tomen la decisión de participar en el mercado¹⁰.

De acuerdo con la resolución CREG 055 de 1994 Artículo 6 – Ofertas de precio en la bolsa de energía.

“Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diariamente al CND, deben reflejar los costos variables de generación en que esperan incurrir.

Para plantas Termoeléctricas:

Precio de oferta = CSC + CTC + COM + CAP + OCV + Utilidades

Dónde:

(CSC) Costo de Suministro de Combustible [\$/MWh]

(CTC) Costo de Transporte de Combustible [\$/MWh]

(COM) Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MWh] Depende en gran medida del tipo de tecnología empleada gas natural, carbón y otros combustibles.

¹⁰ Ibíd.

(CAP) Costo de Arranque-Parada [\$/MWh] Es el costo asociado a cada arranque-parada de cada unidad de generación.

(OCV) Otros Costos Variables [\$/MWh] Corresponden a los siguientes Costos Variables calculados por el ASIC, como: CEE, CERE, FAZNI, Aportes Ley 99 de 1993 y Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación¹¹.

Para plantas hidroeléctricas:

Precio de oferta = costo de oportunidad (valor de agua) + COM + Utilidades

El costo de oportunidad hace referencia a la decisión de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.

Considerando que en Colombia la red real de transmisión no puede considerarse un sistema nodal, en el cual cualquier usuario puede hacer uso de la energía suministrada por cualquier generador, debido a las limitaciones técnicas propias de la transmisión de energía o a la falta de infraestructura, el operador del sistema debe considerar tales restricciones e incorporarlas en el ejercicio de optimización que permite definir el precio marginal, lo que puede conducir a que unidades de generación que no fueron despachadas porque fueron excluidas por costo en mérito, deban ser despachadas para cubrir las condiciones técnicas en algunas zonas.

Este análisis determina un nuevo ordenamiento de las ofertas, diferente del orden dado al momento de definir el precio marginal del sistema sin considerar las limitaciones de la red.

¹¹ ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (dependencia del CND); CEE: Costo equivalente de energía; CERE: Costo Equivalente Real en Energía del cargo por capacidad; FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas; AGC: Regulación Secundaria de Frecuencia.

Para efectos de cálculos y simulaciones en este trabajo, se supondrá el sistema uninodal, es decir que no se presentan este tipo de restricciones en la operación y que el despacho realizado, por orden de mérito, satisface con seguridad los requerimientos de energía del propio país e incluso hace viable las transacciones de energía con quien se tiene interconexión, de tal forma que solo por efectos de la remuneración de la interconexión física, se calculará un precio de la energía en el nodo frontera, que permitirá activar el flujo por la interconexión; así mismo, no supondrá ni considerará la existencia de inflexibilidades en las plantas térmicas.

1.5 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

En la actualidad Colombia cuenta con varias interconexiones de electricidad con sus países vecinos; la siguiente tabla muestra una relación de las mismas.

Tabla 2. Interconexiones Internacionales de Energía en Colombia

Región	Tensión (kV)	Capacidad Transporte (MW)	Fecha de Operación
Colombia - Ecuador			
Quito - Pasto	220	250	2003
Tulcán - Ipiales	115/138	35	1999
Quito (Pomasqui) - Pasto (Jamondino)	230	250	2007
Colombia - Venezuela			
Líneas de alto voltaje			
Tibú (Col.) - La Fría (Ven.)	115	36	1969
Cuestecita (Col.) - Cuatricentenario (Ven.)	230	150	1992
San Mateo (Col.) - El Corozo (Ven.)	230	150	1996
Líneas de Bajo Voltaje			
Cúcuta (Col.) - San Antonio de Táchira (Ven.)	13,8 kV y 34,5 kV	0,7 MW y 2,0 MW	1964
Arauca (Col.) - Guasdualito	13,8	0,7	1975
Arauca (Col.) - Guasdualito (Ven.)	34,5	0,7	1988
Casualito (Col.) - Puerto Ayacucho (Ven.)	13,8	0,7	2008
Inírida (Col.) - San Fernando de Atabapo (Ven.)	13,8	0,7	2008
San Felipe (Col.) - San Carlos de Río Negro (Ven.)	13,8	0,7	2008
Puerto Colombia (Col.) - Maroa (Ven.)	13,8	0,7	2004

Fuente: OLADE, Unidad de Planeamiento Minero - Energético (UPME)

De las interconexiones mostradas, solo tienen esquemas comerciales con algún tipo de acuerdo regulatorio, las interconexiones con Ecuador a niveles de 138kV y 230kV y con Venezuela en el nivel de 230kV. Existen algunas conexiones que

operan mediante contratos de energía a voltajes más bajos, y los demás son enlaces que operan en caso de emergencia o racionamiento en uno de los países.

2. MERCADO ELÉCTRICO EN PANAMÁ (COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGETICA REGIONAL CIER, 2011)

2.1 GENERACIÓN

2.1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La ley 6 de febrero de 1997, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica son reguladas, y que la Generación no está regulada (PANAMA. ERSP Ente Regulador de los Servicios Públicos).

La inversión en generación es decisión de intereses particulares dependiendo de la oferta y demanda que pueda darse. Sin embargo para incentivar la inversión en proyectos de Generación se adelantan licitaciones de largo plazo y se han creado leyes especiales que incentivan las generación principalmente con fuentes renovables: Mini Hidroeléctricas y recientemente la Ley No 44 de 25 de abril de 2011 sobre energía Eólica. La ASEP mediante Resolución AN 4519 de junio de 2011 efectuó modificación a la JD 3460 de 2002 sobre el procedimiento para otorgar concesiones de generación hidroeléctrica y geotermoeléctrica.

En Panamá, por regulación, se establece que los distribuidores tienen obligación de contratar el 100% de la energía y la potencia firme de los clientes regulados con dos años de anticipación, y gradualmente se establecen porcentajes mínimos de contratación.

Esta obligación de contratar se realiza en el Mercado de Contratos mediante procesos de concurrencia efectuados desde el año 2009 por la empresa ETESA, de acuerdo con lo que establece la Ley, las normas y los procedimientos que regula la ASEP.

2.1.2 Mercados para los generadores

Los participantes productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros y las empresas que comercializan generación de otro país, tienen diversas opciones para participar en el mercado:

- Mercado de corto plazo o spot

En el mercado ocasional se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten ajustar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de las diferencias entre los compromisos contractuales y las desviaciones del consumo y de la generación, el procedimiento de optimización es similar al ejercicio económico realizado en Colombia, solo que el esquema no se asemeja a las subastas con sobre cerrado, pues los costos en todos los casos son auditados¹².

El Costo Variable de cada unidad aplicable al despacho está dado por:

¹² El artículo 20 del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998, por la cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 de la República de Panamá, que dictó el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, indica que el Ente Regulador requerirá al Centro Nacional de Despacho toda la información necesaria para verificar que los costos variables que declaren los generadores para el despacho económico, correspondan con los rendimientos de sus unidades y con los costos de los respectivos combustibles, así como de otros costos variables de operación y mantenimiento.

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo con lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación;
- c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR.
- d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes.

Estos Costos Variables son auditados por el CND en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad. El costo marginal del sistema corresponde al costo variable de la última unidad en ser despachada para atender la demanda del sistema.

- Mercado de Contratos

Las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (Aprobado mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones).

Mediante los contratos de suministros se pueden establecer compromisos exclusivamente de potencia, de energía o de potencia y energía.

La contratación de potencia a través de un Contrato de Suministro es una reserva de Potencia Firme de largo plazo con compromiso de disponibilidad, dedicada, ante faltantes, prioritariamente al cubrimiento del abastecimiento de la parte compradora.

El Contrato de Suministro que contrate Potencia Firme de Largo Plazo puede definir una cantidad de potencia contratada variable a lo largo del período de la vigencia del contrato. El contrato deberá identificar claramente la potencia

contratada para cada día de vigencia. El Participante Productor que vende potencia en un Contrato de Suministro asume el compromiso de que existe la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato.

La contratación de la energía, tiene como objetivo estabilizar o acotar el precio futuro de la energía, para evitar la volatilidad del precio del mercado ocasional; pero no impone restricciones ni obligaciones en la operación física. La parte vendedora asume un compromiso de entrega de energía, pero no una obligación de producción propia, ya que los contratos son financieros. La parte compradora asume un compromiso de pago por un bloque de energía, con prioridad de uso para consumo propio y venta de los excedentes de oportunidad.

Otro tipo de contratos en los cuales los agentes productores pueden ofrecer su producto, es el denominado Contrato de Reserva; en el cual un Participante Productor puede comprar potencia y energía de otro Participante Productor para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los Contratos de Suministro en que sea la parte vendedora.

Un Participante Productor puede vender a otros Participantes Productores sus excedentes de potencia y energía, que no tenga comprometido en contratos o aportes al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

- Mercado de generación para los clientes libres

En Panamá, se considera cliente libre o Gran Cliente a toda persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 100 kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas.

Por el plazo de un año, a partir del mes de junio de 2010, los grandes clientes tenían la opción de negociar libremente los términos y condiciones de suministro de energía y/o comprar energía en el Mercado Ocasional o de acogerse al mercado regulado a los precios que acuerden las partes.

Una vez finalizó dicho plazo, al gran cliente se le asignó la potencia a través de la distribuidora a la cual está conectado y tuvo la opción de comprar la energía en contratos, en el mercado ocasional o a través de asignaciones una bolsa de energía.

Existen dos tipos de Grandes Clientes: activos y pasivos.

El Gran Cliente Activo es el que ha decidido comprar energía y/o potencia para su propio consumo directamente en el Mercado Mayorista de Electricidad pudiendo comprar mediante Contratos de Suministros y/o en el Mercado Ocasional, de acuerdo con lo establecido en las Reglas Comerciales. Es responsable de todos los cargos que resultan del Mercado Mayorista de Electricidad, así como de la instalación y mantenimiento de los equipos necesarios para la medición que conlleva dicha compra y todo el intercambio de información con el CND.

El Gran Cliente Pasivo es el que ha decidido comprar toda su energía y/o potencia para su propio consumo a través de un contrato de suministro con otro Agente del Mercado, en quien delega el pago de todos los cargos que resultan del Mercado Mayorista de Electricidad, así como de la instalación y mantenimiento de los equipos necesarios para la medición que conlleva dicha compra y todo el intercambio de información con el CND. No puede participar en el Mercado Ocasional.

Actualmente, un Gran Cliente está obligado a requerir a través del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, la potencia correspondiente a su demanda máxima de generación que no esté cubierta con suficiente anticipación por Contratos. En el futuro este cubrimiento estará a cargo de la distribuidora.

- Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas

En Panamá se comercializa la potencia firme de las centrales de generación, la potencia firme es aquella potencia que cada unidad generadora o cada Grupo

Generador Conjunto (GGC) es capaz de garantizar en condiciones de máximo requerimiento y que está en función de sus características técnicas y operativas.

La Potencia Firme de Largo Plazo de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa. Dicha disponibilidad puede ser variable a lo largo del año. Si el Participante Productor asume el compromiso del 100 % de su potencia efectiva, la potencia firme de largo plazo de la unidad coincidirá con su potencia efectiva.

En el caso de las centrales hidroeléctricas y eólicas, la Potencia Firme de Largo Plazo, se calcula como la disponibilidad que pueda brindar con una excedencia mayor al 95%, tomando en cuenta:

- La aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos;
- Para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento¹³;
- Las características de la central;
- Para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.

El Servicio Auxiliar de Reserva de Corto Plazo es la reserva operativa que se requiere a lo largo de cada hora para el mantenimiento de la frecuencia, la seguridad, y la calidad de la operación del sistema, incluyendo la reserva rodante y la reserva fría.

Cada Participante Productor recibe una remuneración mensual por servicios de reserva de corto plazo igual a la integración en el mes de la potencia en reserva

¹³ Empuntamiento se define como la capacidad de una Central Hidroeléctrica a generar electricidad en horas de demanda máxima

aportada por sus unidades, remunerada por el precio de la energía en el mercado ocasional.

El Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo tiene por objeto garantizar los compromisos de disponibilidad de potencia para cubrir la garantía de suministro de los clientes. El Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es una reserva compartida para la garantía de suministro y un seguro de precio para la energía asociada a dicha reserva de potencia, y se remunera a través de un precio tope que fija anualmente el Regulador.

- Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

En Panamá se cuenta con un recurso hidráulico relativamente abundante, especialmente en el área occidental del país, debido a las características húmedas de la región, donde se están definiendo y desarrollando varios proyectos de generación hidroeléctrica; sin embargo, existe un alto porcentaje de la capacidad instalada de generación térmica, la cual se tiene estimado sea desplazada conforme entren los nuevos proyectos hidroeléctricos o se ajuste el esquema de importación de energía. En la actualidad y de manera general, los proyectos Hidroeléctricos tienen grandes cuestionamientos desde el punto de vista social y ambiental, que pueden afectar el desarrollo de los mismos, por otro lado los proyectos de generación termoeléctrica con fuentes no renovables tienen notables cuestionamientos medioambientales.

Las plantas de generación termoeléctrica instaladas en la República de Panamá, utilizan combustibles derivados del petróleo, siendo los principales el bunker y el DIESEL.

La planta de Bahía Las Minas inició un proceso de modificación de tres de sus calderas que utilizaban bunker para utilizar carbón como combustible. Este es un paso importante en el mercado energético panameño ya que abre así las puertas a una nueva fuente de energía.

Debido a que en Panamá no se cuenta con sitios de producción de carbón, el combustible necesario para la nueva reconversión de las calderas de Bahía Las Minas se tendrá que importar, principalmente, de Colombia.

- Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Para el fomento de pequeñas plantas de generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley 45 de 4 de agosto de 2004 que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión a centrales mini hidroeléctricas, geotermoeléctricas y sistemas de centrales con otras fuentes nuevas, renovables y limpias con capacidad instalada menor a 10 MW cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional.

Los sistemas de centrales mini hidroeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, con una capacidad instalada de hasta 10MW, independientemente de su ubicación, podrán realizar contratos de compraventa directa con las empresas distribuidoras, siempre que exista la capacidad de contratación por parte de la distribuidora.

Otro de los incentivos que otorga la citada Ley para las microcentrales y nanocentrales es la exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500kW de capacidad instalada.

Adicionalmente, existe un incentivo fiscal de exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta, durante los primeros diez años contados a partir de la entrada en operación comercial del proyecto equivalente hasta el veinticinco por ciento (25%) de la inversión directa en el respectivo proyecto, con base en la reducción de toneladas de emisión de dióxido de carbono (CO₂) equivalentes por año calculados por el término de la concesión o licencia, el cual puede ser utilizado en

un 100% (para plantas con capacidad instalada menor a 10 MW) o en un 50% (para plantas con capacidad instalada mayor a 10 MW).

La Ley 44 de 5 de abril de 2011 establece incentivos para la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad; la Ley establece la celebración de actos de concurrencia exclusivos para generación eólica, enmarcados en cubrir hasta 5% sobre el consumo anual de energía del país.

Entre los incentivos que otorga la citada Ley es la exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción.

También se establece la utilización del método de depreciación acelerada y exoneración de todo gravamen impositivo nacional de acuerdo con lo especificado en la ley.

2.2 TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión está formado principalmente por 10 tramos de líneas de 230 kV que van desde la Central Hidroeléctrica de Bayano hasta la subestación Progreso en la frontera con la República de Costa Rica y por las subestaciones asociadas. Tiene también líneas de 115 kV, un tramo desde la Central Termoeléctrica de Bahía Las Minas en Colón hasta la subestación Panamá I y otro tramo desde la subestación Caldera hasta las Centrales Hidroeléctricas La Estrella y Los Valles.

La prestación del Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica en alta tensión en forma no discriminatoria, continua, regular y eficiente, está a cargo de ETESA de acuerdo con la Ley 6 de 3 febrero de 1997. Dicha empresa se rige por las disposiciones de sociedad anónima y de derecho privado, siendo su capital accionario 100% propiedad del Estado.

La operación integrada del SIN está a cargo del CND, dependencia de ETESA, el

cual también presta el servicio de administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.

En el 2010 se efectuaron importantes obras en el sistema de transmisión que incluyeron la ampliación de la S/E Caldera y la Construcción de la S/E Boquerón III, ambas ubicadas en el Occidente del país para recoger los nuevos proyectos de generación.

2.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La Empresa de Transmisión, ETESA, tiene la obligación de expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados. Con este fin, debe preparar un programa de inversiones para la expansión de la red y presentarlo a aprobación de la ASEP.

ETESA está obligada a realizar las obras que se incluyen en el plan de expansión aprobado por la ASEP. Estas obras de inversión las construye ETESA a través de empresas nacionales y/o extranjeras, mediante proceso competitivo de libre competencia.

Cada cuatro años se calcula y aprueba el IMP que tendrá ETESA a fin de que pueda cubrir el Plan de Expansión como la operación del sistema.

2.2.2 Ingresos del transmisor

La Empresa de Transmisión cuenta con recursos propios provenientes de la Tarifa aprobada por ASEP para los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada, por los servicios de la red meteorológica e hidrológica y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

Los costos relacionados con la función de planeamiento de la expansión y compra de energía, son recuperados como gastos administrativos de su actividad principal de transmisión. Los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, son recuperados como gastos administrativos de su actividad de

operación integrada, excepto aquellos por los cuales se cobre directamente a los interesados.

Anualmente se efectúa una revisión a las Tarifas de ETESA considerando la ejecución del Plan de Expansión, el IPC y otros elementos determinados en la reglamentación.

2.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional

Dentro de los cargos que se incluyen en la remuneración por el Servicio de Transmisión se encuentran:

- Cargo por servicio de conexión: Refleja los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando el usuario es único y los activos son propiedad de ETESA.
- Cargos por uso del Sistema de Transmisión: Refleja los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión; correspondiendo el sistema principal de transmisión a los equipamientos que son propiedad de ETESA y que son usados por dos o más agentes del mercado.

2.3 OPERACIÓN DEL MERCADO

El precio de la energía en el Mercado Ocasional está dado por el costo marginal de corto plazo de generación. El CND lo debe calcular con un despacho económico sin restricciones de la red de transmisión y distribución, y que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Dicho despacho se denomina despacho de precio.

El CND debe realizar el despacho de precio utilizando el mismo modelo con que realiza el despacho económico diario y tiene en cuenta las pérdidas.

Para determinar las ofertas, se siguen las siguientes reglas:

Para generadores térmicos, el precio de oferta es igual al costo variable de producción, este costo variable es auditable.

Para generadores hidráulicos con posibilidad de regulación de agua, el precio de oferta es igual al costo variable de producción de la energía térmica que es desplazada, este costo variable es auditable.

Para generadores hidráulicos con posibilidad de regulación de agua inferior a 90 días, el precio de oferta es igual cero.

El despacho se hace en tres etapas, una etapa anual donde se evalúan los requerimientos energéticos, se determina el comportamiento de los embalse, se estiman las cotas finales de los mismos, se hace una cobertura de demanda, se evalúa el riesgo de déficit, y se estiman los costos marginales de futuro.

Un despacho semanal, donde se define el costo de combustibles, el costo del agua y se define el despacho propiamente dicho; Los costos auditables de combustibles y del agua son mantenidos fijos durante la semana de despacho.

Un despacho diario que permite ajustar el despacho semanal en caso de indisponibilidad de elementos, y se cubren las necesidades de energía por cambios en la demanda; además se considera el despacho de importaciones y exportaciones del mercado regional MER.

El precio de la energía se calcula con el despacho de precio ex post, utilizando los mismos procedimientos y modelos que para el pre-despacho, pero utilizando la

oferta real disponible (generación disponible, oferta real de autogeneradores y de interconexiones internacionales), y la demanda registrada salvo condiciones de racionamiento en que se debe utilizar la demanda registrada más el racionamiento estimado.

El CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema. En caso de que por fallas en la red, el sistema se abra en dos o más sub sistemas, se calculará un precio para cada sub sistema con el mismo procedimiento y criterios definidos para el despacho de precio (utilizando la demanda y generación de cada sub sistema).

En los casos en que surja una condición de emergencia o racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última unidad a la que el despacho asigne energía.

En caso de que en la operación real durante un paso de cálculo (inicialmente una hora) se presente un cambio significativo en las condiciones de oferta y/o demanda que modifiquen la unidad marginal, el CND deberá calcular precios intermedios para cada condición y el precio de la energía se definirá como el promedio de los precios intermedios ponderados por la energía abastecida en cada subperíodo.

La importación participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional como una generación adicional en la interconexión internacional.

Se denomina exportación no firme a la exportación de ocasión y a los contratos de exportación de corto plazo. Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, la demanda que se agrega por exportación no firme, no participará en el

cálculo del precio del Mercado Ocasional. En estas condiciones, en las horas con exportación no firme, el CND deberá calcular el precio de la energía en el Mercado Ocasional sin incluir la demanda de exportación no firme, y el precio de la energía para la exportación se hará con la demanda total incluyendo la exportación no firme.

3. ANÁLISIS ENERGÉTICO COLOMBIA PANAMÁ

3.1 INFORMACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

Al 31 de diciembre de 2011 la oferta de potencia eléctrica en Colombia era de 14.419MW, distribuida por tipo de recurso con se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Generación de Energía en Colombia por tipo de recurso

Tipo de Recurso	2009 (MW)	Participación	2010 (MW)	Participación	2011 (MW)	Participación
Hidráulico	8,525	63.17%	8,525	64.15%	9,185	63.70%
Térmica	4,362	32.32%	4,089	30.77%	4,545	31.52%
Gas	2,757		2,478		3,053	
Carbón	984		990		991	
Fuel-Oil	434		434		314	
Combustoleo	187		187		187	
ACPM	0		0		0	
Menores	573.8	4.25%	620.6	4.67%	634	4.40%
Hidráulica	472		518.8		533	
Térmica	83.4		83.4		83	
Eólica	18.4		18.4		18	
Cogenerador	35	0.26%	54.9	0.41%	55	0.38%
Total SIN	13,495.80		13,289.50		14,419.00	

Fuente: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

La participación privada en la construcción de los proyectos de generación y el esquema de competencia planteado, permiten que sean propuestos a la UPME proyectos de generación para suplir las necesidades de oferta de energía. Los Proyectos de Generación inscritos ante la UPME, y que son considerados en el plan de expansión de referencia 2011-2025 (COLOMBIA. Unidad de Planeación Minero Energetica, 2011) aportando capacidad son indicados en la Tabla 4.

Tabla 4 Expansión en la Capacidad de Generación en Colombia 2011-2015

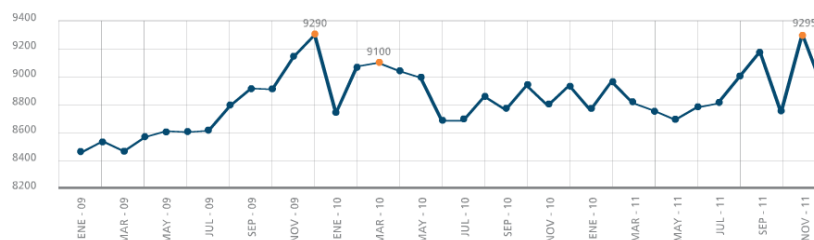
Tipo	Capacidad (MW)
Hidroeléctrica (mayores)	7,428.93
Hidroeléctrica (menores)	858.45
Carbón	354.00
Gas	480.00
Total	9,121.38

Fuente: UPME Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2011-2025

Lo anterior muestra que las posibilidades de capacidad instalada de generación para el año 2025 pueden ascender a valores próximos a los 23.540MW, con un incremento estimado en el periodo del 63% en caso de que todos los proyectos inscritos a la fecha sean construidos y que no sean propuestos proyectos adicionales. Obsérvese que en esta canasta de recursos, el 81% corresponde a proyectos hidroeléctricos.

La demanda máxima de Colombia, para los años 2010 y 2011 se muestran en la Figura 6.

Figura 6 Demanda máxima de potencia en Colombia 2010-2011



Fuente: (XM Expertos en Mercados, 2011)

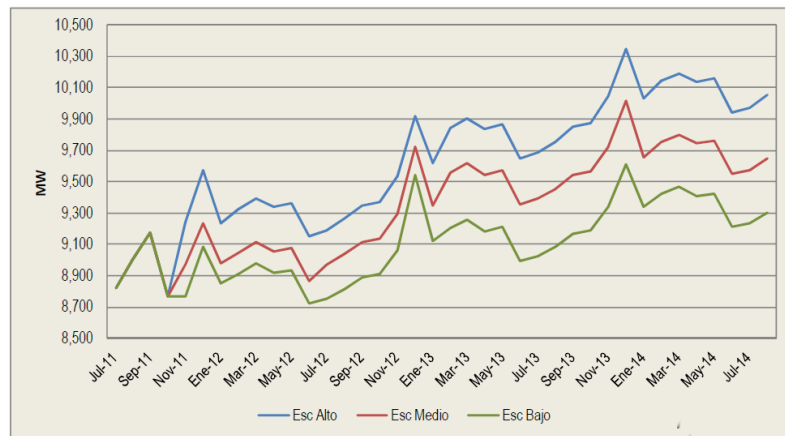
Demanda de Energía en Colombia

Sin considerar las restricciones de la red y las restricciones operativas por motivos de seguridad del sistema, el margen de oferta – demanda máxima, considerando

el valor del año 2011 es del 55%, capacidad instalada que permite transacciones con otros países.

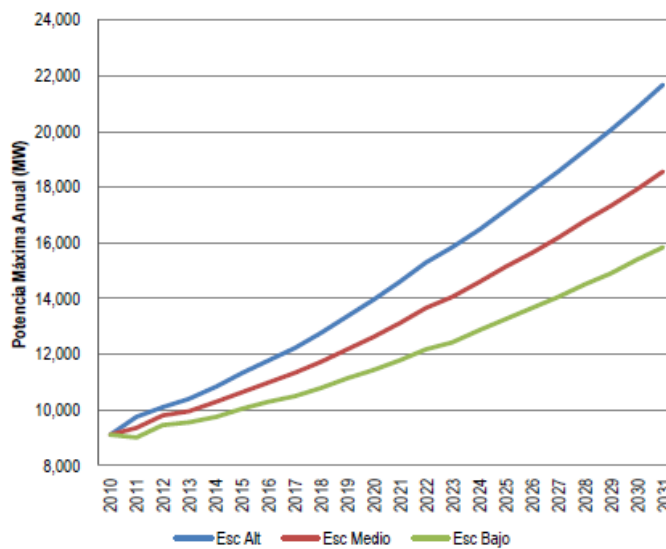
El crecimiento estimado por la UPME para la demanda en Colombia, en tres escenarios, optimista, medio y pesimista, está definido en las siguientes gráficas:

Figura 7 Crecimiento estimado de corto plazo de la demanda en Colombia



Fuente: (COLOMBIA. Unidad de Planeación Minero Energetica, 2011)

Figura 8 Crecimiento estimado de largo plazo de la demanda en Colombia



Fuente: (COLOMBIA. Unidad de Planeación Minero Energetica, 2011)

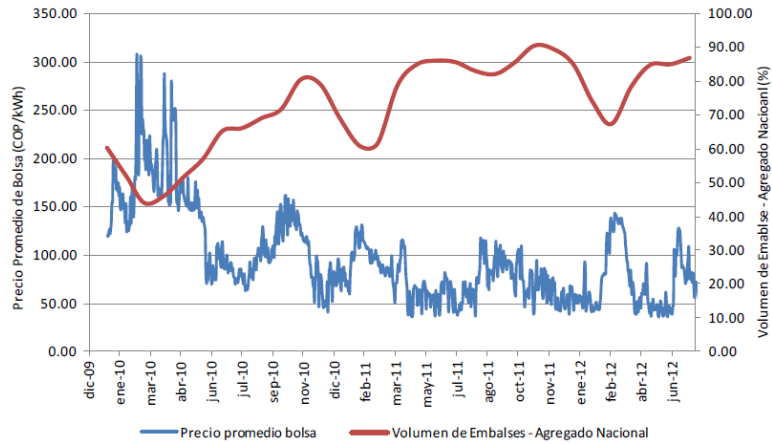
Los datos mostrados anteriormente bajo el supuesto de hidrologías cercanas a la media histórica y la disponibilidad de combustibles permiten inferir que en el año 2025 no habría déficit de energía en Colombia y existirán excedentes, que al igual que la condición actual, podrían ser comercializados con otros países, cuyas necesidades energéticas no sean cubiertas con su propia disponibilidad de recursos o lo sean con costos superiores a los costos de producción en Colombia. El margen considerando los proyectos inscritos y el escenario optimista de crecimiento sería de alrededor del 35%.

Es importante considerar que la matriz energética de generación en Colombia es mayoritariamente hidráulica, al igual que la mayoría de los recursos que se incorporarán en el futuro, cuyos costos variables de generación en general son inferiores a los costos variables de otros tipos de generación.

Lo anterior, si bien para el propósito de exportar en épocas de disponibilidad del agua, es benéfico, no lo es en caso de sequías, en cuyo caso las complementariedades que puedan obtenerse por la integración con otros países serán muy apreciadas y justificarían las inversiones que hoy puedan hacerse en interconexiones.

La variabilidad del precio de la energía, especialmente la transada en bolsa, es altamente dependiente de las condiciones climáticas, factor que como se mencionó, podría afectar cualquier intercambio; la siguiente gráfica muestra el precio de la energía en Colombia y el nivel de los embalses.

Figura 9 Histórico del Precio de la Energía en Colombia, \$COP/KWh y nivel agregado de embalses



Fuente: <http://www.siel.gov.co/portals/0/Boletin%20UPME%20Julio%202012.pdf>

A finales del año 2009 y principios del año 2010, se presentó el fenómeno climatológico conocido como ENSO¹⁴ o fenómeno del Niño, que en Colombia se manifiesta con sequías, lo que de manera directa afectó el precio de la energía, especialmente el precio en bolsa.

¹⁴ ENSO: El Niño/La Niña-Southern Oscillation

3.2 INFORMACIÓN ENERGÉTICA EN PANAMÁ Y CENTROAMÉRICA

Tabla 5 Capacidad instalada en MW en Centroamérica y Demanda Máxima de la región

Año	Capacidad Instalada Centroamérica	Demanda Máxima
1990	4,129.30	2,614.90
1995	5,218.40	3,630.50
2000	7,258.30	4,772.40
2004	8,864.70	5,688.00
2005	9,134.00	5,951.80
2006	9,368.90	6,285.10
2007	9,673.10	6,507.40
2008	10,245.50	6,655.40
2009	10,711.10	6,757.40
2010	11,205.40	6,957.80

Fuente: CEPAL. Datos actualizados a 2010

Tabla 6. Istmo Centroamericano. Oferta de Energía Eléctrica

POTENCIA INSTALADA MW											
	Total	Hidro-eléctrica	Geo-térmica	Vapor	Diésel	Gas	Carbón	Cogeneración	Eólica	Demanda	%
Centroamérica	11,205.40	4,490.70	506.80	616.20	3,605.00	913.10	167.00	723.80	182.60	6,957.80	62%
Costa Rica	2,605.30	1,553.20	165.70	-	379.00	347.70	-	40.00	119.60	1,535.60	59%
El Salvador	1,481.10	486.50	204.40	-	675.00	16.20	-	99.00	-	948.00	64%
Guatemala	2,474.50	884.70	49.20	12.50	746.70	250.90	159.00	371.50	-	1,467.90	59%
Honduras	1,610.40	526.40	-	-	912.00	72.50	8.00	91.50	-	1,245.00	77%
Nicaragua	1,060.10	105.30	87.50	169.80	433.70	79.00	-	121.80	63.00	538.90	51%
Panamá	1,974.00	934.70	-	433.90	458.60	146.80	-	-	-	1,222.40	62%

Fuente: CEPAL. Datos actualizados a 2010

Tabla 7 Capacidad Instalada por país centroamericano y tipo de energía

	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Instalada Energías Renovables (MW)	%	Capacidad Instalada Energías NO Renovables (MW)	%
Centroamérica	11,205.40	5,180.10	46%	6,025.10	54%
Costa Rica	2,605.30	1,838.50	71%	766.70	29%
El Salvador	1,481.10	690.90	47%	790.20	53%
Guatemala	2,474.50	933.90	38%	1,540.60	62%
Honduras	1,610.40	526.40	33%	1,084.00	67%
Nicaragua	1,060.10	255.80	24%	804.30	76%
Panamá	1,974.00	934.70	47%	1,039.30	53%

Fuente: CEPAL. Datos actualizados a 2010

Tabla 8 Capacidad Instalada de Generación en Panamá

Evolución de la Capacidad Instalada de Generación en Panamá (MW)					
Año	Total	Hidroeléctrica	Vapor	Diesel	Gas
1990	883.40	550.80	155.50	54.30	122.80
1995	910.40	550.80	155.50	81.30	122.80
2000	1,222.40	611.80	271.00	236.80	102.80
2004	1,577.20	832.70	400.00	301.70	42.80
2005	1,567.70	832.00	399.80	293.20	42.80
2006	1,582.30	846.50	399.80	293.20	42.80
2007	1,509.30	859.20	399.80	210.40	40.00
2008	1,623.50	870.00	399.80	313.80	40.00
2009	1,771.10	881.30	399.80	345.60	144.40
2010	1,974.00	934.70	433.90	458.60	146.80
2011	2,233.93 ¹⁵	1,194.63	433.90	458.60	146.80

Fuente: CEPAL

¹⁵ A la capacidad instalada definida por CEPAL se le suma la capacidad instalada en el año 2011 que fue exclusivamente hidroeléctrica, con una capacidad total incorporada de 259.93MW

Tabla 9 Capacidad Instalada por tipo de fuente energética en Panamá

Evolución de la Generación Neta (GWh) en Panamá							
Año	Total	Hidroeléctrica	Vapor	Diesel	Gas	% Renovable	% No renovable
1990	2,624.80	2,206.00	326.20	7.90	84.70	84.0%	16.0%
1995	3,462.70	2,410.40	528.90	207.50	315.90	69.6%	30.4%
2000	4,797.20	3,380.30	379.80	900.20	136.80	70.5%	29.5%
2004	5,748.40	3,763.10	928.40	1,056.80	0.20	65.5%	34.5%
2005	5,760.60	3,705.70	932.60	1,122.00	0.30	64.3%	35.7%
2006	5,937.70	3,568.30	1,241.30	1,128.00	-	60.1%	39.9%
2007	6,281.90	3,671.20	1,504.60	1,098.80	7.20	58.4%	41.6%
2008	6,265.00	3,945.60	1,145.50	1,158.00	15.90	63.0%	37.0%
2009	6,879.40	3,894.20	1,239.70	1,677.80	67.60	56.6%	43.4%
2010	7,248.50	4,220.90	1,038.70	1,806.40	182.40	58.2%	41.8%

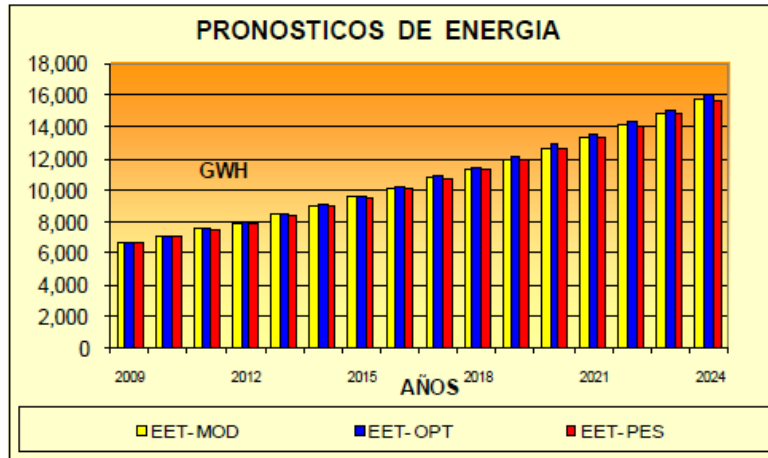
Fuente: CEPAL. Datos actualizados a 2010, los datos anteriores incluyen la generación proveniente de otros países mediante las transacciones del EOR y la ACP (Autoridad del Canal de Panamá)

El plan de expansión de Panamá considero que desde el año 2010 hasta el año 2024 ingresarían al sistema 2152.02 MW, de manera que en ese año final se tendría una capacidad instalada de 3923.12MW

Las tablas anteriores muestran que la matriz energética en Centroamérica es variada, con capacidad disponible para satisfacer las necesidades de la región; sin embargo, con una gran componente térmica en su disponibilidad de recursos, con un gran componente de generación con DIESEL, cuyos precios, al ser indexados con el precio del petróleo presentan gran variabilidad, y que dados los precios internacionales del mismo, es un recurso de generación costoso.

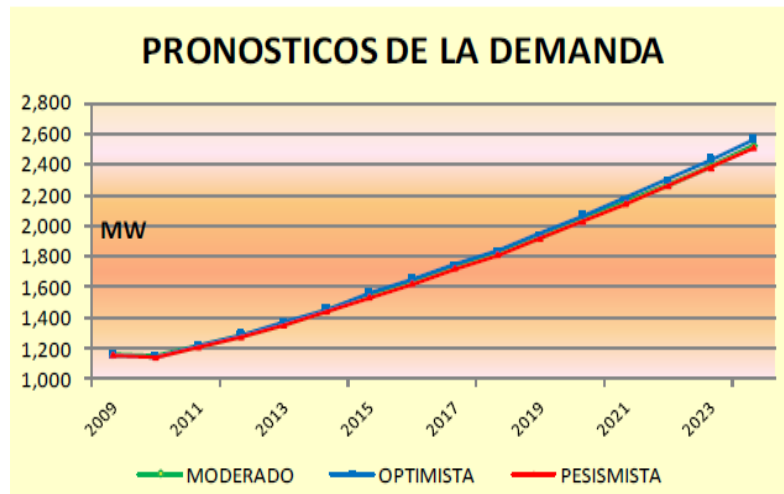
La generación de energía propia en Panamá en el año 2011, ascendió a los 6.864GWh, distribuidos así: 3.744GWh obtenidos de generación Hidráulica y 3,119GWh de generación Térmica; esta última representa el 45.5% de la generación total propia.

Figura 10 Pronóstico por escenarios de la oferta de energía en Panamá



Fuente. (EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A., 2010)

Figura 11 Pronóstico por escenarios de la demanda de energía en Panamá



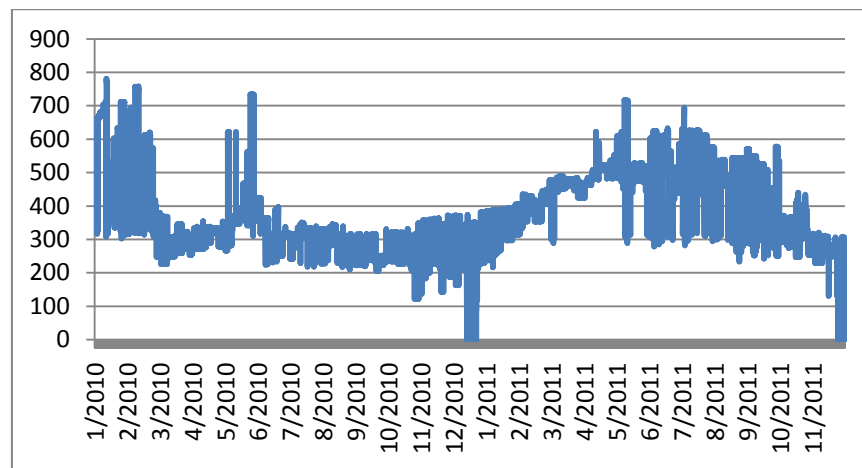
Fuente. (EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A., 2010)

La Empresa de Transmisión Eléctrica ETESA en su plan de expansión de referencia (EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A., 2010) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 6.0%, 6.2%, y 6.35% a corto plazo (2010-2013), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista respectivamente. Igualmente, para el largo plazo (2014-2024) estima que estos parámetros se encuentren dentro de

los rangos de 5.79% y 5.89%, y argumenta que estos resultados son dependientes del crecimiento de la población, la recuperación económica del país, la permanencia de las actuales políticas tarifarias y energéticas, el surgimiento de macroproyectos estatales y privados, las proyecciones de precios de los combustibles, el rumbo de la industria manufacturera y los programas de reducción de pérdidas eléctricas.

El costo Marginal del sistema en Panamá, se muestra en la Figura 12 en \$COP/kWh (para la conversión \$BAP/kWh a moneda Colombiana se usó el tipo de cambio del dólar en Colombia del 31/12/2011).

Figura 12 Evolución del costo marginal de la energía en Panamá (\$COP/kWh)



Fuente: Elaboración Propia

Como puede observarse, la matriz de generación en Panamá hace que los costos de la energía en ese país sean elevados. Comparando con el costo marginal en Colombia, cuyos valores máximos en los años 2009 y 2010 ascendieron a valores cercanos a los 200 \$COP/kWh durante la temporada seca generada por el efecto del Fenómeno del Niño, los costos en Panamá son mayores, llegando a alcanzar valores superiores a los 700 \$COP/kWh, es decir valores 3.5 veces los máximos

presentados en Colombia. Si se comparan los mismos periodos, las relaciones de costos marginales serían más elevadas.

En su plan de expansión, Panamá considera la construcción de varias plantas de generación que llevarán a que los precios marginales de la energía bajen notablemente; sin embargo, los costos marginales aún continuarán en valores superiores en comparación con los correspondientes costos en Colombia, haciendo viable la interconexión. La Tabla 10 muestra los proyectos de generación candidatos en Panamá a ser construidos y que fueron considerados en el plan de expansión de ese país.

Tabla 10 Proyectos considerador en el plan de expansión de Panamá

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2014	C. H. San Lorenzo	8.12
2014	C. H. Potrerillo	4.17
2015	C. H. Pedregalito 2	13.0
2015	C. H. Tabasará II	34.53
2016	C. H. El Sindigo	10.0
2017	C. H. Changuinola 2	214.0
2019	C. T. Carbón 1	250.0
2020	C. T. Carbón 2	250.0
2021	C. T. Carbón 3	250.0
2024	C. T. Carbón 4	150.0
	TOTAL	1183.82

Fuente: ETESA Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2024

4. LA ECONOMÍA DE UNA INTERCONEXIÓN

Los estudios que se han realizado sobre las interconexiones eléctricas, muestran que estas son en algunos casos benéficas desde el punto de vista de la demanda; sin embargo *“pueden no serlo para algunos de los agentes del mercado especialmente de los generadores de energía de los países importadores y dependiendo de la condición de integración definida entre los países, para la demanda del país exportador, sin embargo se reconoce que las interconexiones entre países generan situaciones ventajosas para la reducción de los costos operativos :*

Si la integración trae beneficios netos, su realización es conveniente. Si concurrentemente sus impactos distributivos son perjudiciales, la integración mantiene su bondad de traer beneficios, lo que resulta inadecuado es su regulación. En este caso la importancia de una diferenciación conceptual clara es que los esfuerzos de los sectores afectados converjan en la necesidad de una modificación regulatoria y no en la oposición a los procesos de integración.

Un mercado regional de energía eléctrica permitirá flujos de importación y exportación a través de las redes de transmisión, aumentará inversiones y dotaría de mayor seguridad a los sistemas de redes integradas”¹⁶.

Algunos de los impactos positivos y negativos que enfrenta las integraciones de mercados eléctricos, se describen a continuación (ARANGO ZAPATA, y otros) .

¹⁶ Comisión de Integración Eléctrica Regional CIER, Proyecto CIER02 Mercados Mayoristas e Interconexiones Fase II, Síntesis Ejecutiva, Mayo de 2010

4.1 IMPACTOS DE LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS (ARANGO ZAPATA, y otros)

4.1.1 Impactos positivos de la integración de mercados eléctricos

Algunos de los impactos positivos, especialmente en el tema energético y económico son:

Reducción de costos: Reducción de costos de inversión y operativos, debido a la operación conjunta entre los países participantes, aprovechando los elementos activos – pasivos del sistema eléctrico con un mayor factor de utilización, dada por las necesidades como:

- Complementariedad hidroeléctrica entre países por su clima.
- Complementariedad hidrotérmica entre sistemas.
- Complementariedad estacional de la demanda.
- Diversidad horaria de cargas.
- Menor requerimiento de potencia de reserva, al tener un sistema eléctrico más robusto y por ende, mayor confiabilidad y seguridad.

Economías de escala: Incremento del tamaño de los mercados:

- Economías de escala en generación y transmisión.
- Atracción de la inversión privada.
- Incremento del número de agentes y de la competencia.
- Mayor eficiencia en las inversiones para expandir el sistema.
- Menor impacto ambiental por diversidad de opciones de inversión.

Oportunidades de mercado: Para los agentes generadores, transportadores, comercializadores e inversionistas:

- Menores riesgos de remuneración.

- Mayor posibilidad de ser despachado, en el caso de generadores.
- Incremento en las posibilidades comerciales, por la diversidad de consumidores.
- Mejor perfil financiero de los proyectos.
- Potencialidad de expansión y participación en el mercado.

Confiabilidad: Mejor confiabilidad del suministro de energía eléctrica:

- Uso complementario de recursos energéticos.
- Diversidad de fuentes de energía.
- Diversidad de unidades de producción.
- Red de transmisión más amplia y extensa.
- Se comparten las reservas de potencia entre sistemas eléctricos.
- Sistema eléctrico más robusto y estable.
- Menor riesgo de racionamiento.

4.1.2 Impactos negativos de la integración de mercados eléctricos (ARANGO ZAPATA, y otros)

Las experiencias recogidas por algunos estudios realizados para en el marco de la experiencia Latinoamericana, evidencian que las integraciones que producen beneficios globales pueden provocar perjuicios unilaterales a actores o países, lo que señala la conveniencia de prestar atención a los mecanismos de asignación de los beneficios. En caso contrario, los países o actores perjudicados pueden generar resistencias al proceso de integración, no por la carencia de beneficios, sino por la distribución no equitativa de los recursos económicos.

Políticas locales sobre recursos energéticos no renovables: En los casos en los que la libre disponibilidad del recurso y el libre acceso a los mercados dan preferencia a los operadores privados en las decisiones sobre recursos

energéticos no renovables, probablemente sea conveniente que las políticas oficiales regulen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, así como la asignación de costos internos de transporte a la exportación y el consumo doméstico.

Equidad de costos en proyectos de integración: Es importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados en favor de proyectos de integración energética, atendiendo a principios de equidad en la distribución de los costos.

Barreras y resistencias a la integración: Creación de barreras y resistencias a la integración por parte de los actores privados. Estas barreras y resistencias pueden manifestarse de manera pasiva o activa. En el primer caso significa la falta de iniciativa privada respecto a la integración, en mercados en los que esta iniciativa es altamente prioritaria. En el segundo, una oposición activa por los canales disponibles, destinada a desalentar actividades que les acarrearán perjuicios. En el conjunto de actores cabe señalar principalmente los generadores y los transportadores, ya que los distribuidores prácticamente no son afectados.

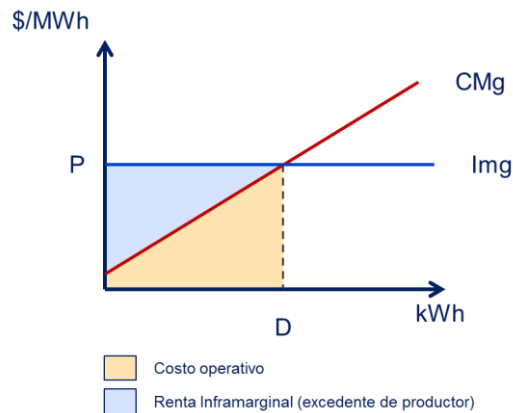
Usuarios finales: Los consumidores, especialmente de los países exportadores, pueden recibir impactos importantes en el costo de la energía y pueden desarrollar presiones contrarias a la integración. Finalmente, las autoridades públicas no pueden desconocer los impactos que afectan sectores importantes de la comunidad y en cierta medida, el desarrollo estratégico del país.

4.2 REDUCCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS, RENTAS DE CONGESTIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE EXCEDENTES

La reducción de costos operativos proviene de la sustitución de la energía más cara del sistema importador por energía de menor costo, disponible en el país exportador, en cantidades determinadas por el flujo de la interconexión.

En las siguientes graficas se expondrá de manera ilustrativa el proceso de conformación de precios y las variables económicas básicas para identificar desde el punto de vista económico, las características de una interconexión y así mismo del concepto de integración entre países.

Figura 13 Esquema básico de conformación de precios en un país



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 13, se muestra el esquema básico de conformación del precio spot de la energía, que en el caso de países como Colombia está definido en la bolsa de energía que opera de manera continua con resolución de tiempo horaria.

Para el caso de los análisis de los resultados de este trabajo, se supondrá una curva de oferta lineal y no se considerarán otros costos o cargos para la definición del precio. Cabe recordar que antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 051 de 2009 (COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2009), la formación del precio de Bolsa de Energía correspondía al

mayor precio horario de los precios de oferta de aquellas plantas que tuvieran generación en el Despacho Ideal.

El despacho ideal se elaboraba a partir de un despacho por orden de mérito, en forma horaria, en el que no se consideraban los precios de las plantas inflexibles, para efectos de los cálculos realizados en este trabajo se continuará con esta definición, puesto que la información requerida para actualizar las curva conforme lo definido en la resolución CREG 051 de 2009, requiere cálculos adicionales y para los efectos académicos de este trabajo no es requerido tal detalle.

El esquema de conformación de precios de bolsa en un país como Colombia, es un ejercicio microeconómico básico en el cual un aumento de la demanda, genera un aumento de los costos marginales. La Figura 14, muestra tal situación, donde un aumento de la demanda de D1 a D2, genera que los precios en bolsa cambien de P1 a P2; si se habla de una economía cerrada tal aumento de la demanda es consecuencia del crecimiento propio de la demanda.

En una economía abierta el aumento de la demanda puede ser generado por una nueva interconexión que permite que la energía se exporte de un país a otro y es en este caso donde se presentan dos esquemas sobre la forma en que los precios de los países se ven modificados por tal exportación.

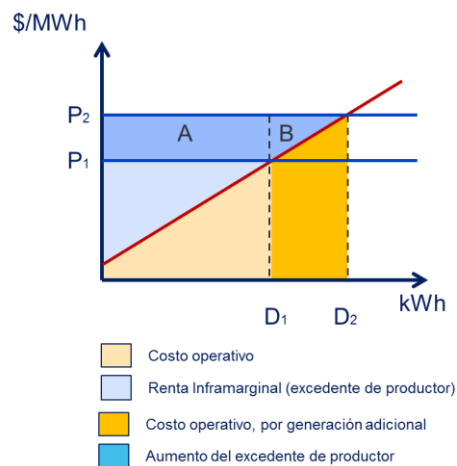
En economías de países integrados económicamente, la demanda externa es vista como demanda propia, por lo que un aumento de la demanda general del país por una exportación trae como consecuencia el aumento local de los precios de la energía y por lo tanto un ingreso adicional para los generadores exportadores, lo cual puede ser visto como una transferencia de excedente del consumidor del país exportador al generador del país exportador, y como una señal de eficiencia para que se instale nueva generación en dicho país, con costos incrementales competitivos en el país exportador, a costa de desplazar nuevos proyectos de generación del país importador al país exportador. En la Figura 14

este ingreso está identificado por el área A; el área B corresponde al excedente del productor del país exportador por efecto del aumento de la demanda.

Los costos operativos por el aumento de la demanda, están definidos así:

$$CO = \int_{D_1}^{D_2} Oferta(q) dq$$

Figura 14 Esquema básico de conformación de precios en un país por aumento de la demanda de energía



Fuente: Elaboración propia

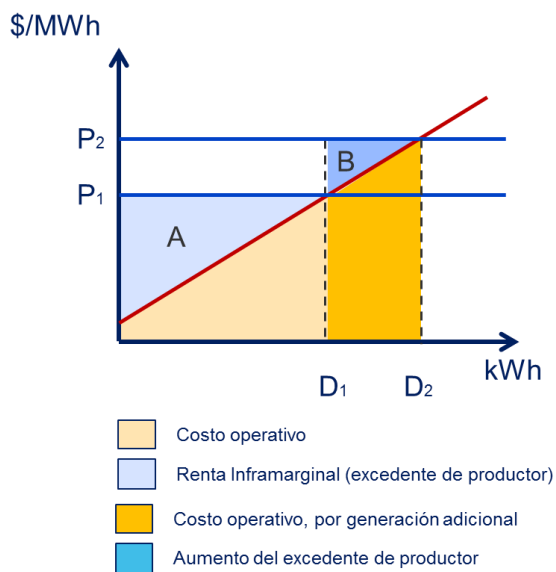
Desde el punto de vista de la demanda, la definición de un esquema de integración trae como consecuencia un aumento del valor de la energía para los consumidores que se traslada a los generadores ya que les permite un aumento de su ingreso porque aumenta la renta Inframarginal. La definición inicial de los países de la CAN plasmada en la decisión CAN 536, consideraba este esquema de conformación de precios para el país exportador.

Cuando el esquema comercial no es de integración entre países, se discrimina entre demanda doméstica y demanda externa, diferenciando los precios y haciendo el cálculo base con la demanda local y definiendo el precio local, para

luego considerar el aumento de la demanda por la exportación y calcular el precio de la demanda externa. En la Figura 15 puede verse esta condición, si se considera que la D1 es la demanda local y por consiguiente P1 el precio local de la energía, y D2 es la demanda local más la demanda externa; en ese caso el costo de la energía para la interconexión internacional sería P2.

En ese caso, el área A correspondería con la renta Inframarginal de los generadores que satisfacen la energía necesaria para el suministro local y el área B sería la renta Inframarginal de los generadores que proveerían la energía de exportación, en el caso de los países de la CAN, la Decisión CAN 720 y posteriormente la Decisión CAN 757, que suspendieron la Decisión CAN 536, modificaron la definición de integración, cambiando la distribución de los ingresos, de la condición indicada en la Figura 14 a la condición definida en la Figura 15.

Figura 15 Esquema básico de conformación de precios en un país exportador por aumento de la demanda de energía por una interconexión, sin integración de países.



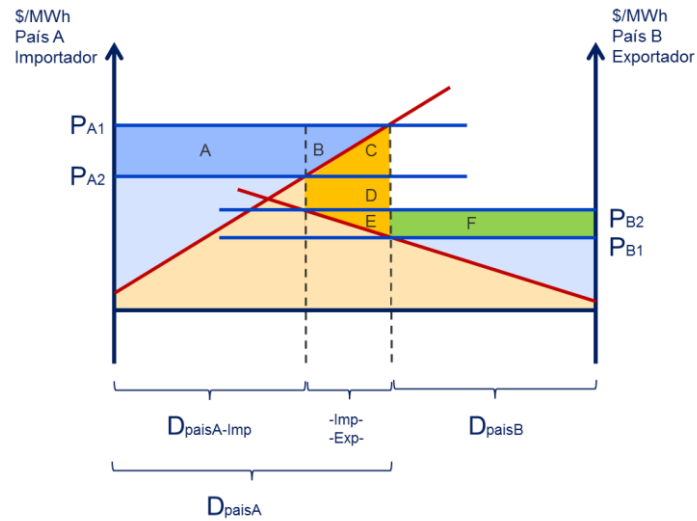
Fuente: Elaboración propia

La Figura 16 muestra el fenómeno contrario. En caso de una disminución de la demanda, los precios en bolsa de la energía bajan; de manera análoga, puede interpretarse esta gráfica como una disminución del precio en bolsa de la energía como consecuencia de la importación de energía con precio inferior de otro país.

En este caso, la disminución del costo operativo, está definida así:

$$CO = \int_{D_2}^{D_1} Oferta(q) dq$$

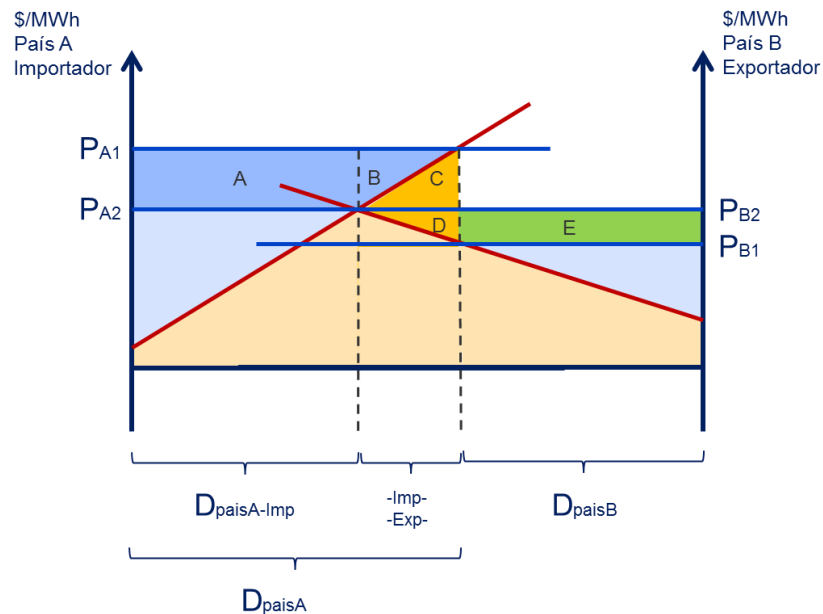
La importación de energía de otro país trae como consecuencia una reducción del precio en bolsa de la energía y en el ingreso de los generadores del país importador.



Fuente: Elaboración propia

La Figura 17 muestra el esquema cuando dos países se interconectan, uno como país importador y otro como país exportador, las características de los mercados en cuanto al aumento o disminución de ingresos permanece conforme ha sido expuesto, apareciendo un área adicional indicada en la gráfica como D, que corresponde con las rentas de congestión, que son dadas porque las líneas de interconexión, en la mayoría de los casos, tienen una capacidad limitada de intercambios y no permiten que la red sea vista como un único nodo eléctrico para los dos países, que haga que los costos marginales finales se igualen. La Figura 18 muestra esta condición final, en la que los costos marginales de la energía en bolsa, se igualan como resultado de una interconexión sin ninguna congestión o limitación de transporte.

Figura 18 Esquema de conformación de precios cuando existe interconexión y no existen restricciones



Fuente: Elaboración propia

Las transferencias de ingresos entre agentes de los mercados importadores y exportadores y las definiciones alrededor del establecimiento de los esquemas regulatorios aplicables a las interconexiones, deben ser analizadas ampliamente de manera que no se generen desequilibrios para algunos de los agentes, que puedan poner en riesgo el suministro futuro de energía para el país.

Sin embargo, las interconexiones generan claramente disminución en los costos operativos cuando se combinan los dos países. En la Figura 17, tales ahorros se muestran como la suma de las áreas C, D y E, y en la Figura 18 como la suma de las áreas C y D.

En general la disminución de los costos operativos está definida por:

$$\Delta CO = \int_{D_{EXP}}^{D_{EXP+T_{INT}}} (Oferta(q)_{IMP} - Oferta(q)_{EXP}) dq$$

4.2.1 Impactos en el corto plazo de la interconexión con mercados integrados.

Continuando con el análisis económico, de manera simplificada, analizando el corto plazo, y considerando que el tamaño del parque instalado de generación no cambia, los impactos de las interconexiones pueden ser definidos de la siguiente manera:

a. Para el sistema importador

$$\text{Beneficio Consumidor}_{\text{Importador}} = (P_{A1} - P_{A2}) * D_{IMP}$$

De manera esquemática, corresponde a la sumatoria de las áreas A, B y C de la Figura 17

$$\text{Pérdida Productor}_{\text{Importador}} = (P_{A1} - P_{A2}) * (D_{IMP} - 0.5Imp)$$

Corresponde a la sumatoria de las áreas A y B de la Figura 17

$$\text{Beneficio Neto Pais}_{\text{Importador}} = (P_{A1} - P_{A2}) * 0.5Imp$$

Corresponde al área identificada como C de la Figura 17

b. Para el sistema exportador

$$\text{Pérdida Consumidor}_{\text{Exportador}} = (P_{B2} - P_{B1}) * D_{EXP}$$

De manera esquemática, corresponde al área identificada como F de la Figura 17

$$\text{Beneficio Productor}_{\text{Exportador}} = (P_{B2} - P_{B1}) * (D_{EXP} + 0.5Exp)$$

Corresponde a la sumatoria de las áreas E y F de la Figura 17

$$\text{Beneficio Neto Pais}_{\text{Exportador}} = (P_{B2} - P_{B1}) * 0.5Exp$$

Corresponde al área identificada como E de la Figura 17; adicionalmente es necesario determinar de qué forma son asignadas las rentas de congestión, área D de la Figura 17, lo cual dependerá de los acuerdos regulatorios definidos entre los dos países. Como un ejemplo de esta distribución, la Decisión CAN¹⁷ 536 definió que las rentas de congestión eran asignables en su totalidad al país exportador, la Decisión CAN 720 y posteriormente la Decisión CAN 757 del 22 de agosto de 2011 que suspendieron la Decisión CAN 536, definieron que las rentas de congestión se asignaban por partes iguales tanto al país exportador como al importador.

Finalmente, independiente de la distribución de las rentas de congestión, el beneficio neto de la interconexión está dado por el ahorro de los costos operativos.

4.2.2 Impactos en el corto plazo de la interconexión con mercados no integrados.

Cuando los mercados exportadores discriminan el precio de la demanda nacional y de la demanda externa, la definición de beneficio cambia, así

¹⁷ CAN, Comunidad Andina, es una organización regional económica y política, constituida por: Bolivia, Colombia, Ecuador, y Perú, sus acuerdos e iniciativas en algunas ocasiones se plasman en Decisiones.

$$P\acute{e}rdida\ Consumidor_{Exportador} = 0$$

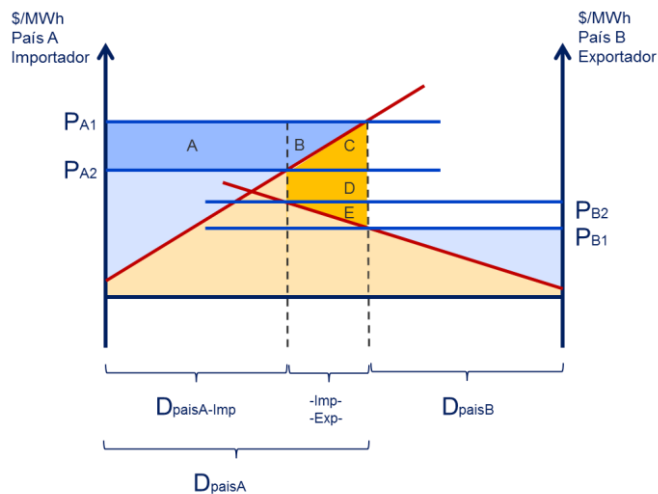
$$Beneficio\ Productor_{Exportador} = (P_{B2} - P_{B1}) * 0.5Exp$$

Corresponde al \u00e1rea identificada como E de la Figura 19

$$Beneficio\ Neto\ Pais_{Exportador} = (P_{B2} - P_{B1}) * 0.5Exp$$

El beneficio pa\u00eds no cambia respecto del mercado integrado, puesto que en tal caso, se daba una transferencia interna del consumidor local al productor local.

Figura 19 Esquema de conformaci\u00f3n de precios cuando existe interconexi\u00f3n y existen restricciones, sin integraci\u00f3n.



Fuente: Elaboraci\u00f3n Propia.

Algunos autores (ARANGO BOTERO, Octubre 2005) y (SALAZAR, y otros, 2008) han propuesto esquemas de evaluaci\u00f3n como los mencionados para obtener los beneficios pa\u00eds, llegando a calcular los beneficios de la demanda para el caso de las transacciones de la CAN.

El estudio CIER 15 desarrollado por la CIER¹⁸ y cuyo objeto fue analizar la factibilidad de la creación y/o incremento de transacciones de energía entre los sistemas de las regiones de América Central, Andina y Cono Sur, consideró los siguientes elementos para determinar la viabilidad de una interconexión:

- La reducción de los costos operativos
- El aumento de la confiabilidad
- La reducción de las emisiones de CO₂

¹⁸ CIER Comisión de Integración Energética Regional

5. REGLAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DECISIONES CAN 536, CAN720 Y CAN 757

5.1 ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA EN LA COMUNIDAD ANDINA

Los países de la CAN en su Acuerdo de Cartagena,¹⁹ establecieron que sus miembros deben desarrollar acciones conjuntas para lograr mejor aprovechamiento del espacio físico y fortalecer la infraestructura, así como los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la subregión. Estas acciones deben ejercerse principalmente en los campos de la energía, el transporte y las comunicaciones.

En este marco los gobiernos andinos han venido desarrollando desde el año 2002 una serie de acciones para promover la integración energética. La Secretaría de la CAN ha considerado que los países andinos tienen razones culturales, políticas y estratégicas para plantear y beneficiarse de la integración energética como una forma de desarrollo autónomo de la región. La CAN ha promovido un enfoque multilateral de los proyectos de interconexión eléctrica binacionales, con el propósito de crear las condiciones para permitir el desarrollo del mercado energético regional.

Con este enfoque el impulso más significativo a la interconexión eléctrica tuvo lugar en diciembre de 2002, cuando los países andinos aprobaron un marco general (Decisión 536, del 19 de noviembre de 2002) que estableció las reglas para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio

¹⁹ Suscrito el 26 de mayo de 1969 por cinco países sudamericanos (Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú) con el propósito de mejorar, el nivel de vida de sus habitantes mediante la integración y la cooperación económica y social. Con este acuerdo se puso en marcha el proceso andino de integración conocido, en ese entonces como Pacto Andino, Grupo Andino o Acuerdo de Cartagena. El 13 de febrero de 1973, Venezuela se adhirió al Acuerdo. El 30 de octubre de 1976, Chile se retiró de él. <http://www.comunidadandina.org/quienes/resena.htm>

intracomunitario de electricidad entre estos países, que fue suscrito inicialmente por Colombia, Ecuador y Perú y ratificado después por Bolivia y Venezuela²⁰.

Los lineamientos establecidos en la decisión CAN 536 rigieron las Transacciones Internacionales de Energía entre Colombia y Ecuador desde el momento en que se firmó el acuerdo hasta el cinco de noviembre de 2009, día en el que se firmó la Decisión CAN 720 con la cual se suspendió la decisión CAN 536 por un periodo de dos años mientras se establecía un nuevo marco general para los intercambios de energía entre los países miembros de la Comunidad Andina. Durante este periodo, Ecuador y Colombia aplicaron un régimen transitorio, el 22 de agosto de 2011 se firmó la decisión CAN 757 que mantuvo el régimen transitorio por un periodo adicional de otros dos años, tiempo estimado para finalizar la revisión de la decisión CAN536 y establecer un nuevo marco general y definió de manera específica el esquema de funcionamiento del mercado de electricidad entre Ecuador y Perú, La decisión CAN757 tiene definidas las siguientes reglas fundamentales²¹:

1. No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos, en cada país, excepto la oferta de electricidad en la cual se discriminarán los precios para demanda nacional y demanda externa²².
2. Se garantiza 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 serán

²⁰ RUIS, Ariela, Cooperación e Integración Energética en América Latina y el Caribe, División de recursos naturales e infraestructura, CEPAL, Santiago de Chile, Abril, 2006. p. 51-52.

²¹ El detalle operativo se encuentra definido en la resolución CREG 160 de 2009.

²² La decisión CAN 536, establecía que los precios de oferta deberían ser iguales para la demanda nacional e internacional.

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 y elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. Colombia y Ecuador 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. Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, 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. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión.
8. Colombia y Ecuador permitirán las transacciones Internacionales de Electricidad, de corto plazo.
9. Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las transacciones internacionales.
10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador²³ y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber

²³ La decisión CAN 536, establecía que las rentas de congestión serían otorgadas al país exportador.

contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en respectiva hora.

11. 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. Durante el periodo de transición, Colombia y Ecuador acuerdan retomar la discusión acerca del tratamiento dado a los subsidios que tienen efecto sobre el valor de las transacciones internacionales de electricidad.

En cuanto a los agentes participantes en las transacciones internacionales, la decisión CAN 757 establece que las autorizaciones, licencias, permiso o concesiones para la actuación en el mercado de electricidad o para la realización de transacciones comerciales internacionales no podrán ser negados cuando el interesado haya cumplido los requisitos señalados en la normativa de cada país para sus propios agentes. Asimismo un agente debidamente autorizado y habilitado para comercializar internacionalmente electricidad en un país, podrá realizar este tipo de actividades en el otro país.

La importación y exportación de electricidad estarán sujetas a los mismos cargos propios del sector eléctrico, que se aplican a la generación y demandas locales. También queda establecido que Colombia y Ecuador garantizarán el acceso libre, oportuno y transparente a la información que los organismos y los agentes del mercado requieran para la planificación de construcción de enlaces internacionales. La planificación de la expansión en cada país deberá tener en cuenta la información del otro país.

En cuanto a las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, la decisión 757 establece que el despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos frontera y que las

transacciones internacionales de electricidad de corto plazo solo estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales.

En condiciones de racionamiento interno los países no estarán obligados a exportar electricidad.

La CAN considera que la integración efectiva de los mercados energéticos subregionales, específicamente de la energía eléctrica y del gas natural, podría ampliar la escala y mejorar la eficiencia del negocio energético andino, y abrir nuevas oportunidades de integración y de desarrollo para todo el espacio sudamericano, e inclusive hemisférico.

5.2 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA

En la actualidad Colombia cuenta con varias interconexiones internacionales de energía con Venezuela y Ecuador, como se mostró en el numeral 1.5 y es informado por XM, las capacidades máximas de importación y de exportación son 420 MW para importación (205 MW desde Venezuela y 215 MW desde Ecuador) y 871 MW para exportación (336 MW hacia Venezuela y 535 MW hacia Ecuador).

Posterior a la Decisión CAN 720 de 2009, que reemplazó a la CAN 536 de 2002, en Colombia, la CREG expidió la resolución CREG160 de 2009 que modificó la resolución CREG 004 de 2003, y que posteriormente fue aclarada por la resolución 186 de 2009, en la cual se establece el Marco Regulatorio aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE), en cuanto a sus aspectos operativos y comerciales, que tiene en cuenta la armonización regulatoria 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

Internacionales de Electricidad de Corto Plazo con Colombia. Igualmente, desarrolla temas regulatorios asociados con la planeación, remuneración, y demás condiciones de desarrollo y operación de los Enlaces internacionales que hacen parte de las interconexiones subregionales de sistemas eléctricos, estas resoluciones siguen siendo válidas, incluso después de lo definido en la Decisión CAN 757 de 2011.

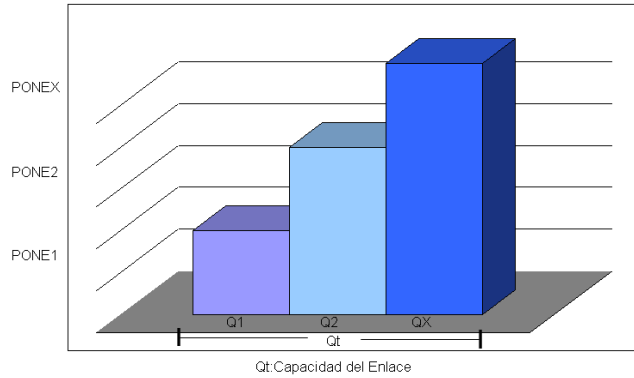
La resolución CREG 160 de 2009, establece además que la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los Enlaces Internacionales es responsabilidad del CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND), que tiene como objetivo una operación segura, confiable y económica.

5.2.1 Determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación

La curva de oferta de energía se define con base en las declaraciones de disponibilidad de generación de cada uno de los agentes y con el precio de cada uno de los bloques; para efectos del cubrimiento de la demanda definida por una interconexión internacional, el CND estima una curva horaria escalonada de precios de oferta para cada nodo frontera para exportación (Curva de escalones PONEQ_{x,i}), la cual refleja un precio por cada valor QX, igual a la declaración de disponibilidad realizada por los agentes generadores a la Bolsa de Energía en orden de mérito, iniciando con un valor QX, igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional²⁴.

²⁴Resolución CREG 160 2009. ARTÍCULO 5°.

Figura 20 Curva de escalones PONEQx,i



Fuente: (GÓMEZ, 2010).

Cada escalón PONEQX,i de la curva debe incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo frontera de exportación.

Cada escalón PONEQxi de la Curva, se construye de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 PONE\ QX_i = & \text{Precio Bolsa TIE, } QX + \text{Costo Medio Restricciones } e \\
 & + \text{Costo Restricciones del enlace } e, QX, i + \text{Cargos Uso STN } e \\
 & + \text{Cargos Uso STR } e, i + \text{Cargos Conexión Colombia } QX, i \\
 & + \text{Cargos CND ASIC } e + \text{Costo Perdidas STN } e, Qx, i \\
 & + \text{Costos Perdidas STR } e, Qx, i
 \end{aligned}$$

Dónde:

Precio Bolsa TIE, QX: para la determinación del Precio_Bolsa_TIE,QX, el CND, encuentra un despacho ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, para cada valor QX adicional a la demanda total doméstica²⁵, hasta la

²⁵ Anteriormente se calculaba para la demanda total doméstica y para cada valor QX hasta la capacidad máxima de exportación.

capacidad máxima de exportación, según lo establecido en la resolución CREG 024 de 1995, con condiciones estimadas por el CND para las variables a utilizar, así:

1. Cada valor QX adicional a la demanda total doméstica²⁶.
2. Características técnicas de los recursos de generación.
3. Disponibilidad, precio de oferta y precios de arranque-parada declarados por los generadores térmicos, o aquellos precios y/o disponibilidades resultantes de las modificaciones a los mismos, establecidas en la regulación vigente. El *Precio Bolsa TIE, QX* corresponde al precio de bolsa del anterior programa de despacho ideal, para cada QX incremental, expresado en \$/kWh.

Costo Medio Restricciones e: Costo estimado en \$/kWh de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, sin considerar las exportaciones a través de los enlaces internacionales, para cada período horario. Dichos costos incluyen además los previstos en la Resolución CREG 147 de 2001 (remuneración variante de línea Guatapé y San Carlos – Ancón Sur).

Cargos Uso STN e: Costo estimado en \$/kWh de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, informados por el Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC- al CND; que corresponden al último valor calculado para el Cargo por Uso del STN.

Cargos CND ASIC e: Costo estimado en \$/kWh de los servicios por CND y ASIC asociados con una demanda QX, informados por el ASIC al CND.

Cargos Uso STR e, i: Costo en \$/kWh estimado de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional, informados por el Liquidador y Administrador de

²⁶Antes, Demanda Total Doméstica más cada valor QX.

Cuentas -LAC- al CND; que corresponden al último valor calculado para el Cargo por Uso de STR, para el Enlace Internacional i.

Costo Restricciones del enlace e, QX, i: Costo estimado en \$/kWh de la energía generada por restricciones del SIN, asociada con la exportación a través del Enlace Internacional i, para la oferta horaria de exportación QX, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional ²⁷.

Cargos Conexión Colombia QX, i: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente al cargo de conexión establecido por la CREG, para el Enlace Internacional i, en el caso en que éste no sea remunerado por cargos por uso. Este cargo se aplica solo si es del caso.

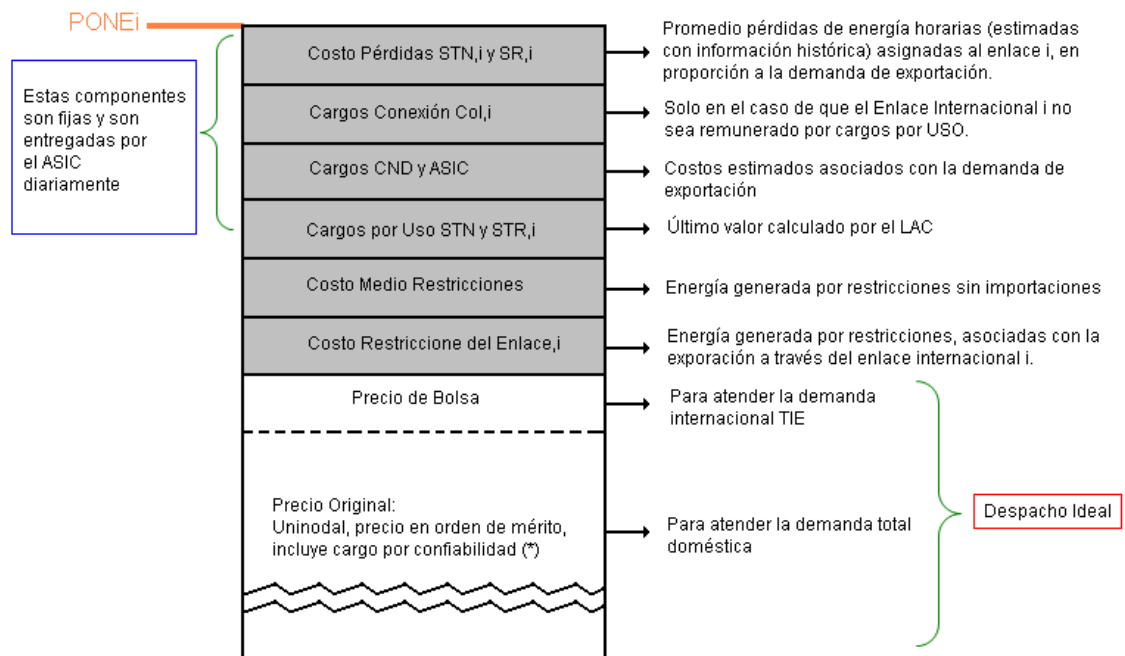
Costo Perdidas STN e, Qx, i: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente al promedio de las pérdidas de energía horarias del STN calculadas por el ASIC, asignadas al enlace i, en proporción a una demanda QX. Este costo es estimado por el ASIC con información histórica.

Costos Perdidas STR e, Qx, i: Costo estimado en \$/kWh, correspondiente a las pérdidas de energía horarias del STR, resultantes de la aplicación del factor de pérdidas del Nivel de Tensión del Operador de Red al cual se conecte el enlace internacional para referir la exportación al nivel de tensión de 230 kV, según la regulación vigente, asignadas al enlace i, en proporción a una demanda QX. Este costo es estimado por el ASIC con información histórica.

²⁷ Resolución CREG 032 del 27 de marzo de 2008. Por la cual se modifica parcialmente el Anexo 4 de la Resolución CREG 004 de 2003.

Para asegurar que se mantenga el orden de mérito, el CND verifica que la curva de Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación sea monótonicamente creciente, y de no cumplirse esta condición, se toma como Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación, el valor correspondiente al escalón inmediatamente anterior²⁸.

Figura 21 Formación del precio PONEi.



Fuente. (ARANGO BOTERO, Octubre 2005)

5.2.2 Determinación del Precio Máximo de Importación.

El Precio Máximo de Importación ($P_{max I}$), es el máximo precio al que estaría dispuesto a comprar un país la energía de otro sistema eléctrico. Con base en

²⁸ Resolución CREG 014 de 2004, Por la cual se establecen normas complementarias a la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE.

este Precio se realiza una estimación ex-ante de los precios en los Nodos Virtuales de Frontera de los enlaces y se decide una importación de energía²⁹.

Para efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIE, el CND estima diariamente el Precio Máximo de Importación, encontrando el precio marginal horario de un Despacho Ideal para cubrir la Demanda Total Doméstica, sin incluir exportaciones a través de los enlaces internacionales; restando el cargo por conexión del enlace internacional respectivo, si es del caso³⁰.

$$PI_i = \text{Precio Bolsa } e - \text{Cargo de Conexión Colombia }_i$$

En caso de que los enlaces internacionales sean considerados Activos de Uso, es decir, activos de transmisión de uso común que se remuneran mediante Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), el cargo por conexión sería nulo y el Precio Original P_o coincidiría con el Precio máximo de Importación ($P_{\max I}$)³¹.

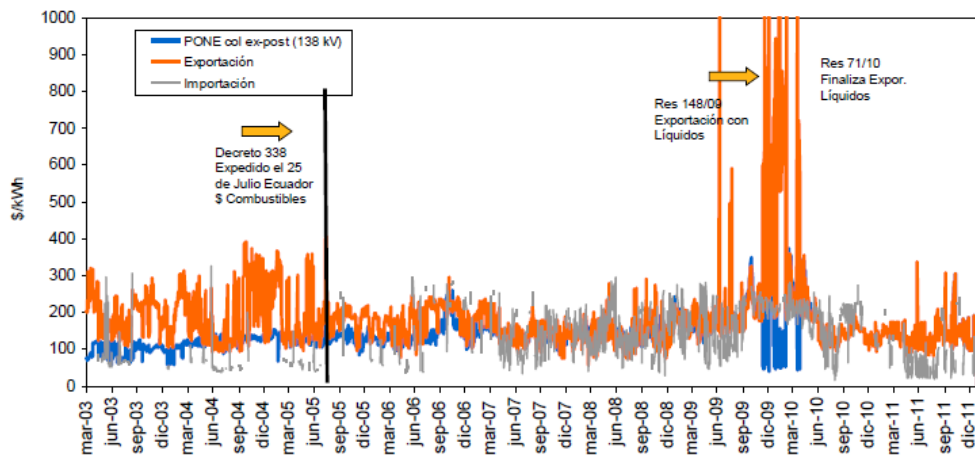
La Figura 22 muestra el comportamiento de los precios PONE y PI entre el año 2003 y el año 2011.

²⁹ Jorge Enrique Arango Botero. Evaluación económica de las transacciones internacionales de electricidad entre algunos países en Sur América. Tesis de maestría en Sistemas de Potencia. octubre de 2005. Pág 66.

³⁰ Resolución CREG 160 2009. ARTÍCULO 6º.

³¹ Ibid

Figura 22 Evolución histórica de los precios PONE y PMI.



Fuente. XM. Informe Intercambios Internacionales diciembre de 2011.

Se puede apreciar un considerable incremento a partir de noviembre del año 2009, esto a causa del fenómeno de El Niño por el que atravesó Colombia en esta época, debido al cual se establecieron medidas para evitar un racionamiento en el país. En primer lugar se implementó la Resolución CREG 137 del 30 de octubre de 2009, posteriormente modificada por la Resolución CREG 148 del 13 de noviembre de 2009 la cual establece que no se exportará energía eléctrica cuando el programa de despacho para cubrir la Demanda Total Doméstica requiera generación de plantas térmicas con líquidos, o generación hidráulica que produzca una reducción del nivel de los embalses. Además aclara que se podrá exportar energía eléctrica para suplir generación de seguridad en el país importador, haciendo uso de generación de plantas térmicas operando con combustibles líquidos que no se requieran para cubrir la demanda total doméstica, ni hayan obtenido el combustible líquido por la sustitución de gas natural establecida en el artículo 2 de la Resolución 18 1686 de octubre 2 de 2009. Esta regulación tendrá vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare la finalización del Racionamiento Programado de Gas Natural que inició con la expedición de la resolución del Ministerio de Minas y Energía número 18-1654 de 2009 o el

IDEAM³² informe que han retornado las condiciones normales al Pacífico Sur alteradas por el Fenómeno de El Niño, lo último que ocurra.

5.2.3 Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, -TIE-.

El Despacho Económico Coordinado para determinar las TIE, consta de los siguientes pasos³³:

- Paso 1. El CND diariamente pone a disposición de los operadores de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos, la curva horaria de Precios de Ofertas en el Nodo Frontera para Exportación, y el Precio Máximo de Importación, con el fin de que estos sean considerados dentro del proceso de Despacho Económico Coordinado, para determinar las TIE, a través de los enlaces internacionales entre dichos sistemas.
- Paso 2. El CND considera la información suministrada por los otros operadores, y mediante un procedimiento automático, determina la activación o no de una TIE, comparando el Precio Máximo para Importación y la Curva de Precios de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de éstos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano y el correspondiente Costo Equivalente en Energía, CEE.

³² IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia

³³ Resolución CREG 096 DE 2008 Artículo 7º.

La expresión a utilizar es la siguiente:

$$\frac{PIki - (PNEQXEi + CEE + Cargos G)}{(PNEQXEi + CEE + Cargos G)} * 100 > Umbral$$

Dónde:

PIki: Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.

PONE QXE: Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera.

CEE: Costo Equivalente en Energía.

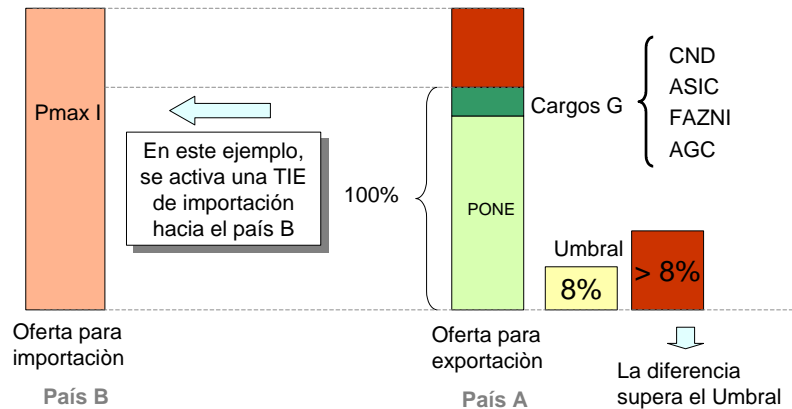
CargosG: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia.

Umbral: Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utiliza para decidir una importación a través de las TIE.

Para iniciar la operación de las TIE por un Enlace Internacional, se establece un Umbral igual al 8%. Dicho valor podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales. Para tal fin el ASIC informa el día veinte (20) calendario de cada mes a la CREG los valores estimados de cada una de las variables involucradas, así como los correspondientes valores reales para el mes anterior.

Una TIE de importación se activa si se cumple la desigualdad anterior y si el ASIC ha informado al CND, que se han constituido las garantías exigidas en la Resolución.

Figura 23 Activación de una TIE.



Fuente. (ARANGO BOTERO, Octubre 2005)

En el caso de una solicitud de una TIE de exportación desde Colombia por parte de un operador de otro país, ésta se activa si el ASIC ha informado al CND, que se dispone de las garantías exigidas en la Resolución.

- Paso 3. Si se activa una TIE, el Centro CND, realiza un despacho programado, tomando como un recurso de generación, los PONEQXEi más el Costo Equivalente en Energía, CEE, más los Cargos G y el Cargo de Conexión del tramo colombiano, cuando haya lugar, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los Cargos G corresponden en la actualidad a los costos derivados de los siguientes conceptos: i) servicios CND, SIC y AGC y ii) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI. Los cargos CND-SIC se calculan a prorrata de la capacidad máxima del enlace internacional, y el AGC, se estiman a prorrata de las holguras asignadas a la generación. A las 13:35, informa a los otros operadores la cantidad dispuesta a importar.
- Paso 4. Utilizando las declaraciones de precios y cantidades programados para importar por Colombia, y los nuevos precios y cantidades programados para importar desde Colombia reportados por los otros operadores al Centro Nacional de Despacho –CND-. Se lleva a cabo un nuevo Despacho

Programado.

- Paso 5. el CND debe informar a los demás operadores y recibir de estos, los programas de importación y exportación respectivamente, los cuales deben ser confirmados, modificados o rechazados antes de finalizar este período, considerando esta nueva información, y aplicando la regla de comparación establecida en el paso 2.

Si como resultado del Paso 5 se presentan variaciones en las declaraciones de importación reportadas en el Paso 3, por parte de los otros operadores, el CND procede a realizar el Despacho Programado con dichos ajustes. Este Despacho debe ser informado a los operadores de los otros sistemas, y a los agentes participantes a más tardar a las 14:45 horas.

Los procedimientos y medios de intercambio de información, serán establecidos dentro del Acuerdo Operativo suscrito por el CENTRO NACIONAL DE DESPACHO -CND- y cada uno de los operadores de los otros países.

En caso de presentarse un empate entre los precios considerados en los despachos programados en el proceso de Despacho Económico Coordinado, el Centro Nacional de Despacho –CND-, aplica un criterio aleatorio igual al aplicado para el Despacho Programado, como regla de desempate.

Ante una contingencia o cambio en las condiciones en alguno de los sistemas de los países interconectados, que implique una variación en la capacidad del Enlace Internacional, los operadores de los sistemas eléctricos deben ajustar de forma coordinada la capacidad de importación y exportación del enlace; que se refleja en las curvas de oferta del Precio de oferta en el nodo frontera para exportación PONE, para los despachos programados del día siguiente en adelante. Esto sin perjuicio de los redespachos generados durante la operación diaria de los Sistemas. Dicha capacidad debe ser la máxima posible técnicamente y solo puede

ajustarse por cambios en condiciones operativas, con el objetivo de mantener la calidad y seguridad en los sistemas interconectados.”

5.2.4 Precio de Importación para Liquidación

Precio que paga el mercado importador equivalente al precio marginal del mercado menos el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), resultante de su despacho ideal, que incluye el Precio de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación de los otros países, incrementado por los cargos regulatoriamente reconocidos asociados con la generación y por el respectivo Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad³⁴.”

Cuando se efectúen exportaciones de energía eléctrica a través de los enlaces internacionales, mediante el mecanismo de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, el LAC liquidará los cargos por uso a que haya lugar por dicha exportación de energía para que éstos sean facturados y recaudados por el ASIC. Recibido el dinero por parte del ASIC, el LAC distribuye los valores correspondientes entre los OR según la liquidación que realice³⁵.

Para aquellos países con los cuales no se tengan las condiciones de integración regulatoria mínimas, para garantizar la operación de un Mercado de Corto Plazo coordinado, el CND una vez finalizado el proceso de despacho económico coordinado, procede a la programación en el despacho programado de las solicitudes de suministro de los operadores del país importador³⁶.

³⁴ Resolución CREG 096 de 200 Artículo 3. Modificación del Artículo 10 de la Resolución CREG 004 de 2003.

³⁵ Resolución CREG 178 de 2008. Adición numeral 6.2.1 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008.

³⁶ CREG 115, 2008, Modificación del Artículo 49 de la Resolución CREG-004 de 2003. El Artículo 49 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por el Artículo 19 de la Resolución CREG 014 de 2004

5.2.5 Garantías

Los agentes que tengan obligaciones con la Bolsa de Energía deben pagar anticipadamente el valor estimado de las importaciones semanales. El valor del pago anticipado es estimado por el ASIC. En el caso de las exportaciones efectuadas por el mercado colombiano hacia Ecuador, se dispone de una cuenta en dólares en la que el Administrador del mercado importador deposita el valor semanal correspondiente al pago anticipado de las importaciones previstas, de acuerdo con el procedimiento de cálculo contenido en los Acuerdos Comerciales.

5.2.6 Evolución de las TIE en Colombia

La Tabla 11 muestra la evolución de las Transacciones Internacionales de Energía con Ecuador desde el año 2003 así como las rentas de congestión para Colombia en este mismo periodo.

Como se ha mencionado anteriormente, en el año 2009 con la Decisión CAN720 se modificaron algunas definiciones de las TIE aplicables a Colombia y Ecuador, tales modificaciones impactaron el mercado en dos aspectos fundamentales, el primero relacionado a como los países exportadores discriminan los precios de la energía de consumo local y la de exportación y el segundo en la forma de distribución de las rentas de congestión.

Tales modificaciones no cambiaron los criterios de activación de las transacciones ni la forma de cálculo de las rentas de congestión.

Tabla 11 Evolución de las TIE en Colombia (Interconexión Colombia-Ecuador).

Año	Energía (GWh)		Valor (Miles de US\$)		
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Rentas de Congestión
2011	8.2	1294.6	231.3	92,995.00	10,394.60
2010	9.7	797.7	565	73,812.00	7,491.80
2009	20.8	1,076.70	1,118.50	107,711.70	12,628.40
2008	37.5	509.8	2,309.40	35,908.40	7,417.10
2007	38.4	876.6	1,336.00	66,269.40	20,398.60
2006	1.1	1,608.60	50	127,104.50	56,865.00
2005	16	1,757.90	509.8	151,733.70	75,581.00
2004	35	1,681.10	738	135,109.10	76,825.70
2003	67.2	1,129.30	2,476.00	80,307.70	44,347.70
Total Historia	233.90	10,732.30	9,334.00	870,951.50	311,949.90

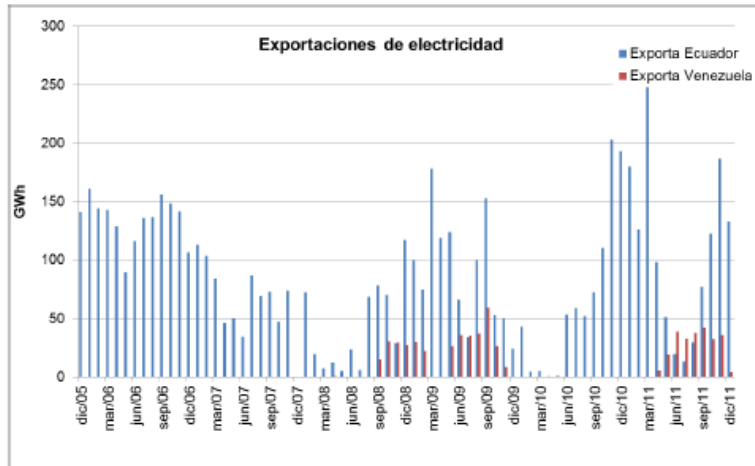
Fuente: (XM Expertos en Mercados, 2011)

Como se puede apreciar en la Figura 24, las TIE con Ecuador se han realizado de manera casi continua³⁷ desde su inicio en el año 2003 a pesar de que en algunos periodos han disminuido, generalmente coincidentes con fenómenos climatológicos, como El Niño que se presentó desde el mes de diciembre de 2009³⁸.

³⁷ Salvo el periodo del 5 al 13 de noviembre a causa de la Resolución CREG 137 de 2009 que después fue derogada por la CREG 148 de 2009.

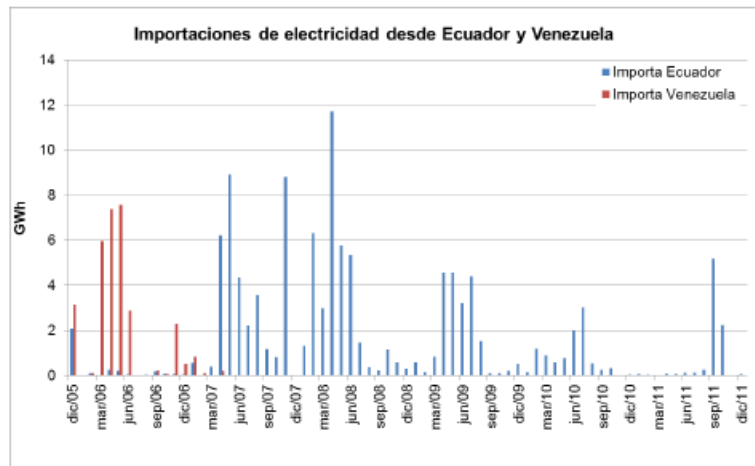
³⁸ Boletín informativo sobre el monitoreo del Fenómeno de “El Niño”. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM - 4 de marzo de 2010. p1. {En Línea}. Disponible en: (http://www.derivex.com.co/pdf/IDEAM_EI_Ni%C3%B1o_ideam_IFN_04_MAR_2010.pdf).

Figura 24 Evolución de las Transacciones Internacionales de Electricidad (exportación)



Fuente: (XM Expertos en Mercados, 2011)

Figura 25 Evolución de las Transacciones Internacionales de Electricidad (Importación)



Fuente: (XM Expertos en Mercados, 2011)

5.2.7 Evolución de las TIE en Ecuador

En el mes de diciembre de 2004, se culminó la construcción de la primera etapa de la interconexión con el Perú, que consistió en una línea de transmisión de 230kV, en estructuras doble circuito, de 107 km de longitud, de los cuales 55 km son en territorio ecuatoriano. Además, se realizó la ampliación de la subestación

Machala, mediante un banco de transformadores de 165 MVA de capacidad, de 230/69 kV. Las obras incluidas en la primera etapa, permiten una transferencia de hasta 100 MW, con una operación radial de los dos sistemas nacionales.

A partir del 21 de noviembre de 2009, al ser declarada la emergencia energética en Ecuador, se inició el flujo de energía desde Perú hacia el Ecuador, aportando al Sistema Nacional en el 2009 unos 62.04 GWh, equivalentes al 0,32% de la oferta de energía del país, para el año 2010 hasta el mes de abril, fecha en la cual fue levantada la emergencia en el Ecuador. La energía importada, a través de contratos, desde Perú, medida en S/E Zorritos, fue de 111,89 GWh equivalente al 0,64% del total de energía bruta producida en el país.

5.3 RENTAS DE CONGESTIÓN

Las líneas de transmisión, debido a su capacidad limitada, causan que los precios de la energía difieran de un lugar a otro, debido a que no pueden trasladarse técnicamente recursos más económicos hasta los nodos en los que se requieren.

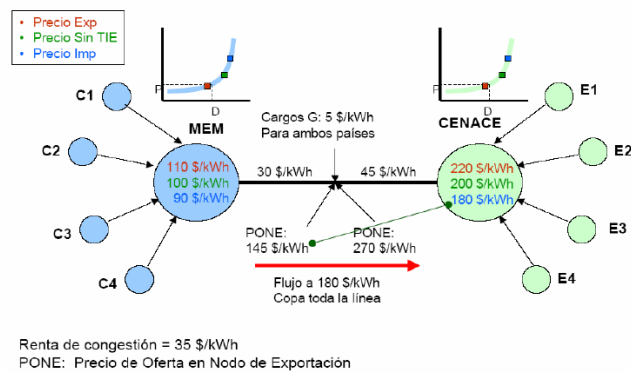
Estas diferencias establecen los precios nodales diferenciados, y cuando se aplican a TIE se denominan precios de congestión, donde el producto de la diferencia de dichos precios por las cantidades de energía exportada se denomina Rentas de Congestión³⁹.

La Figura 26. Muestra un ejemplo de cómo se forma una renta de congestión. Para el caso, en el MEM (Colombia) se tiene un precio de Exportación de 110\$/kWh y un precio de importación de 90\$/kWh, mientras que en CENACE (Ecuador) se tiene un precio de Exportación de 220 \$/kWh y un precio de Importación de 180 \$/kWh. El precio de oferta PONE del MEM es de 145 \$/kWh y el del CENACE es de 270 \$/kWh. Dado que el precio de oferta de Ecuador es

³⁹ STOFT, Steven, Power System Economics, Part 5, p. 389.

mayor que el precio de importación, no se genera una TIE desde Ecuador; por otro lado, el precio de oferta de Colombia resulta ser menor que el precio de importación de Ecuador por lo cual se generará una TIE desde Colombia hacia Ecuador. El valor de la Renta de congestión resulta ser la diferencia entre el precio de oferta de Colombia y el precio de Importación de Ecuador (35 \$/kWh) multiplicado por la cantidad de energía exportada.

Figura 26 Formación de una Renta de Congestión.



Fuente: (CRUZ M, 2004).

6. MERCADO ELÉCTRICO CENTROAMERICANO

De 1951 a 1956 fueron firmados los primeros convenios de carácter económico entre los países centroamericanos, estos primeros convenios tenían por objeto generar los primeros pasos y acercamientos para la definición de un esquema de libre comercio entre los países del área, en 1958 es firmado El Tratado Multilateral de Libre Comercio e Integración Centroamérica, el cual brindó una perspectiva común centroamericana y ordenó el establecimiento de un área de libre comercio en un plazo de diez años. Dos años después, en diciembre de 1960, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua firmaron el Tratado General de Integración Económica Centroamericano por el cual se crea el marco básico para la integración económica y se establece el Mercado Común Centroamericano – MCCA. El Tratado General previó el establecimiento de un mercado común y una unión aduanera en el plazo de cinco años. Costa Rica adhirió al tratado en 1962, y fue solo hasta el año 1991 cuando las cinco repúblicas centroamericanas y Panamá firmaron en Honduras el Protocolo de Tegucigalpa que amplió el alcance y modificó las definiciones de la Carta de la ODECA (Organización de Estados Centroamericanos) firmada en 1962, estableciendo el nuevo marco jurídico e institucional denominado, Sistema de Integración Centroamericana (SICA).

Estos tratados y la definición del SICA abrieron la puertas de lo que se denominó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, documento firmado por los presidentes de las seis naciones centroamericanas el 30 de diciembre de 2006 y que tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. El MER (Mercado Eléctrico Regional) es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados nacionales existentes, con regulación regional y en el cual los agentes habilitados realizan transacciones

internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana, Según (GARCIA RENDON, y otros) los objetivos definidos para el MER fueron:

- Incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional de energía
- Viabilizar proyectos de generación de mayor escala para la demanda agregada
- Incrementar la competencia y seguridad del suministro de energía eléctrica
- Viabilizar el desarrollo de la red de transmisión regional
- Promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica
- Uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa

Los beneficios considerados para la definición del MER han sido (BARRANTES, 2005):

- Mayor competencia al crearse un mercado de mayores dimensiones, con posibilidad de actuación de más oferentes.
- Aumento de la seguridad jurídica para inversionistas, reduciendo el riesgo y facilitando el acceso a fuentes de financiamiento
- Mejoras tecnológicas en la oferta por el cambio de escala, lo cual acarrea baja de precios.
- Mayor calidad de servicio, por una infraestructura de transmisión más robusta y la aplicación de criterios de calidad y seguridad uniformes (gradualmente)

Las premisas sobre las que se soportó la definición de este mercado han sido (COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA, 2005):

- Institucionalizar desde el principio
- Construir sobre la base de la realidad

- Respetar autonomías de los países
- Promover la competencia leal
- Buscar la economía y seguridad en el abastecimiento
- Incorporar la inversión privada al esfuerzo de inversión regional a través del MER
- Otorgar simplicidad, eficiencia y predictibilidad a las reglas del MER
- Permitir el desarrollo de la infraestructura de transmisión.

Los principios el mercado son:

- **Competencia:** con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- **Gradualidad:** tanto en el desarrollo y requerimientos del Mercado como de las redes de interconexión y regionales y en las estructuras y fortalecimiento de los Organismos regionales requeridos por el Mercado.
- **Reciprocidad:** derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de gradualidad.

El tratado, con el propósito de dar un mejor y más efectivo cumplimiento a los fines propuestos para el mismo y para ordenar las interrelaciones entre agentes del Mercado, creo como Organismos Regionales los siguientes

6.1 COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente regulador del mercado regional creado por el Tratado Marco, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional.

De acuerdo con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, los objetivos generales de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica son:

- 1) Hacer cumplir el Tratado Marco y sus protocolos, así como sus reglamentos y demás instrumentos complementarios.
- 2) Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.
- 3) Promover la competencia entre los agentes del mercado.

6.2 ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR).

Conforme a lo definido por el tratado marco, El EOR es el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes. Su domicilio estará situado en uno de los países de América Central a definir por los Gobiernos y su duración es la de este Tratado. El EOR tiene capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre de competencia y publicidad.

Para cumplir con sus objetivos y funciones del EOR será dirigido por una Junta Directiva constituida por dos Directores por cada Parte, designados por su respectivo Gobierno y propuesta de los agentes del Mercado de cada país por un plazo de cinco años. Los Gobiernos podrán por protocolo a este Tratado, disponer otra estructura de la junta directiva, si lo consideran conveniente. El EOR contará con la estructura administrativa y técnica que requiera.

Los principales objetivos y funciones del EOR son:

- a- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional.
- b- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
- c- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado.
- d- Apoyar, mediante el suministro de información los procesos de evolución del Mercado.
- e- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.

6.3 OPERACIÓN COMERCIAL DEL MER (COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA, 2005)

6.3.1 Organización

El MER será un mercado mayorista de electricidad superpuesto a los mercados eléctricos nacionales, organizado como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo producto de un despacho económico regional coordinado con los despachos económicos nacionales y con contratos de compra y venta de energía entre los agentes del mercado.

6.3.2 Productos y Servicios

Los productos y servicios que se transarán en el MER serán Energía Eléctrica, Servicios Auxiliares Regionales, Servicios de Transmisión Regional, Servicios de Operación del Sistema y el Servicio de Regulación del MER.

Las transacciones de energía del MER se realizan por Periodo de Mercado que actualmente es una hora.

6.3.3 Mercado de Contratos Regional

Los contratos deberán ser entre agentes de diferentes países miembros del MER, podrán ser cumplidos en el Mercado de Oportunidad Regional y podrán ser reducidos en el predespacho o redespacho por razones técnicas o por garantías de pago insuficientes.

Todas las transacciones en el MER se realizaran entre los nodos de inyección y retiro en la Red de Transmisión Regional (RTR).

Los tipos de contratos en el MER serán Contratos Firmes y Contratos No Firmes. Los Contratos No Firmes se subdividirán a su vez en Financieros y en Físico-Flexibles.

Los contratos deberán ser informados diariamente al EOR y tener garantías de pago para respaldar las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional y los cargos por los servicios del MER. La duración mínima de un contrato es de un periodo de mercado (una hora).

Una de las partes o ambas de un contrato debe tener garantías de pago para respaldar las transacciones en el Mercado de Oportunidad, cargos regionales y otros cargos que pudiesen resultar del cumplimiento del Contrato.

La CRIE podrá establecer otros tipos de contratos para cumplir con los objetivos del Tratado Marco.

El Cargo Variable de Transmisión que se aplica a cada transacción contractual es igual a la diferencia entre los precios nodales de retiro y de inyección multiplicada por la cantidad de Energía Declarada o Reducida.

6.3.3.1 Contratos Firmes

Serán contratos en los que el agente vendedor compromete la entrega de energía firme (garantizada) al agente comprador en un nodo de la RTR. Los Contratos Firmes establecen prioridad de suministro para la parte compradora.

Los contratos deberán tener asociados Derechos de Transmisión. Una de las partes de un Contrato Firme regional, designada en el contrato, deberá ser el titular de los derechos de transmisión entre los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro.

La cantidad de energía de un Contrato Firme estará limitada por los Derechos de Transmisión y la energía firme autorizada por los reguladores nacionales.

Todo Contrato Firme deberá estar registrado por las partes ante el EOR, por lo menos tres días antes del inicio de su ejecución, a través de los respectivos Operadores de Sistema y de Mercado (OS&M). Los datos de registro son:

- a) La parte compradora
- b) La parte vendedora
- c) La Energía Firme Contratada (Máxima energía comprometida por periodo de mercado y agregada a nivel mensual)
- d) Los nodos de inyección y retiro
- e) Los Derechos de Transmisión y la parte poseedora de esos derechos
- f) Las fechas de inicio y finalización del contrato

Coordinación de la Información

Ambas partes de los Contratos Firmes informan diariamente:

- a) Las cantidades de Energía Firme Declarada (menor o igual a la Energía Firme Contratada)
- b) Los nodos de inyección y retiro

- c) La parte que posee los derechos de transmisión
- d) La parte compradora informara la Energía Firme Requerida (menor o igual a la Energía Firme Declarada
- e) La parte vendedora hará ofertas de flexibilidad el MOR como mínimo por un valor igual a la Energía Firme Requerida por el comprador

La Energía Firme Requerida se modelara como un retiro físico en el nodo del comprador. La Energía Firme Requerida solo podrá reducirse por restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. La reducción de la Energía Firme Requerida de los Contratos Firmes se hará en forma proporcional a la capacidad de transmisión requerida por cada uno de dichos contratos.

6.3.3.2 Contratos No Firmes

Serán compromisos de inyección y retiro de energía, en nodos de la RTR, que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora y no requieren la adquisición de Derechos de Transmisión.

Los Contratos No Firmes no establecen prioridad de suministro para la parte compradora.

Contratos No Firmes – Financieros:

El Contrato No Firme Financiero no tendrá asociadas ofertas al Mercado de Oportunidad Regional, no afectará el predespacho o redespacho y sólo se tendrá en cuenta en la conciliación de las transacciones.

Ambas partes de los Contratos No Firmes – Financieros informan diariamente:

- a) Cantidades de Energía Declarada del Contrato
- b) Los nodos de inyección y retiro
- c) La parte que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual.

El posdespacho y la conciliación de las transacciones de los Contratos No Firmes – Financieros se harán con la Energía Declarada.

Contratos No Firmes – Físico Flexible

El Contrato No Firme Físico Flexible será un compromiso físico que podrá ser flexibilizado mediante ofertas al Mercado de Oportunidad Regional (ofertas de flexibilidad) y podrá tener ofertas de pago máximo por cargos variables de transmisión.

Las partes de un contrato de este tipo deben realizar ofertas de flexibilidad menores o iguales al compromiso contractual.

Una oferta de pago máximo por Costos Variables de Transmisión establece la disposición a pagar por estos costos hasta por el valor de la oferta, de otra forma el Contrato No Firmes - Físico Flexible puede ser reducido.

Ambas partes de los Contratos No Firmes – Físico Flexibles informan diariamente:

- a) Cantidades de Energía Declarada del Contrato
- b) Los nodos de inyección y retiro
- c) La parte que asumirá los cargos por el diferencial de precios nodales asociados al compromiso contractual
- d) Ofertas de Flexibilidad asociadas al Contrato
- e) Ofertas de pago máximo por Costos Variables de Transmisión

Los compromisos contractuales pueden ser reducidos parcial o totalmente en el predespacho debido a:

- a) Restricciones físicas a la Capacidad de Transmisión de la RTR
- b) Incumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
- c) Incumplimiento de condición que el diferencial de precios entre los nodos de retiro e inyección del contrato sea menor o igual a la oferta de precio máximo por Costos Variables de Transmisión

El posdespacho y la conciliación de las transacciones de los Contratos No Firmes – Físico Flexible se harán con la Energía Declarada o la Energía Reducida.

6.3.4 Mercado de Oportunidad Regional

El Mercado de Oportunidad Regional será un mercado de corto plazo que se basa en las ofertas de inyectar o retirar energía en los nodos de la RTR para cada periodo de mercado.

Las ofertas de oportunidad de los agentes del MER serán informadas al EOR junto con las ofertas de flexibilidad y las ofertas de pago máximo por cargos variables de transmisión.

Las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional son producto de:

- a) Transacciones de Oportunidad Programadas (TOP): Predespacho o redespacho de inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR, de acuerdo con un modelo de optimización de la operación económica del Sistema Eléctrico Regional, teniendo en cuenta las restricciones de la RTR y las ofertas recibidas; y
- b) Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR): Desviaciones de las inyecciones, retiros e intercambios reales de energía, durante la operación en tiempo real, con respecto a las transacciones programadas en el predespacho o redespacho, por eventos, regulación o contingencias en la RTR.

Tipos de Ofertas de Oportunidad

Los OS&M informarán al EOR las Ofertas de Oportunidad de sus agentes a partir de un predespacho nacional realizado de acuerdo con la regulación nacional. Los predespachos nacionales no considerarán las importaciones ni exportaciones de energía.

Los tipos de las ofertas de oportunidad serán las siguientes:

- a) Las ofertas de oportunidad de inyección de energía deberán provenir de:

- Generación no despachada o despachada parcialmente en el predespacho nacional;
 - Energía que se inyecta del nodo de interconexión con países no miembros;
 - Demanda nacional, interrumpible por precio, despachada en el predespacho nacional.
- b) Las ofertas de oportunidad de retiro de energía deberán provenir de:
- Reemplazo de generación despachada en el predespacho nacional;
 - Energía que se retira en el nodo de interconexión con países no miembros;
 - Demanda no atendida por precio en el predespacho nacional o por déficit nacional.
- c) Las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos Firmes.
- d) Las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos No Firmes Físico-Flexibles de comprar o vender, total o parcialmente, al Mercado de Oportunidad Regional sus compromisos contractuales.
- e) Las ofertas de pago máximo por los cargos variables de transmisión, asociadas a los Contratos No Firmes Físico-Flexibles.

Predespacho y redespacho

Con base en las ofertas de oportunidad de los agentes, los contratos regionales, las ofertas de flexibilidad, ofertas de pago máximo por Costos Variables de Transmisión (CVT), los requerimientos de servicios auxiliares regionales y los predespachos nacionales, el EOR realizará diariamente el predespacho económico regional.

El predespacho regional se realizará un día antes de la operación, para cada período de mercado, utilizando un modelo de optimización que determine el despacho económico óptimo de inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR. Para la realización del predespacho regional se tendrá en cuenta, además

de la información indicada en el párrafo anterior, la configuración de la RTR y los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos para la operación del sistema eléctrico regional, así como las limitaciones informadas por los OS/OM en los equipos de su sistema; Como resultado del predespacho regional se obtendrán, para cada uno de los períodos de mercado del día siguiente, las transacciones programadas (TP) y los precios ex-ante en cada nodo de la RTR para la valoración de las transacciones.

Las Transacciones Programadas constituyen compromisos comerciales que deberán cumplirse independientemente de las condiciones que se presenten durante la operación en tiempo real.

Operación en tiempo real

Durante la operación en tiempo real se producirán Desviaciones en Tiempo Real cuando las inyecciones, retiros o intercambios reales de energía se desvíen de las transacciones programadas en el predespacho regional y en los predespachos nacionales. Dichas desviaciones darán origen a Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.

Posdespacho y conciliación

El EOR calculará para cada período de mercado, la magnitud de las Desviaciones en Tiempo Real como la diferencia entre las inyecciones y retiros registrados por el Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR y las transacciones programadas en el predespacho regional y en el predespacho nacional, para cada agente y para cada OS/OM actuando en representación de sus agentes; Con base en los resultados del predespacho, posdespacho y el cálculo de las Desviaciones en Tiempo Real, el EOR efectuará la conciliación de las Transacciones de Oportunidad Programadas y las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.

6.3.5 Sistema de Precios Nodales

Para valorar las transacciones en el MER se utilizará un sistema de precios nodales. Los precios nodales representan los precios marginales de corto plazo de la energía en cada nodo de la RTR.

En el predespacho regional se calculan los precios nodales ex – ante y en el posdeshpacho regional se calculan los precios nodales ex – post.

Figura 27 Interconexiones internacionales en el mercado del MER



Fuente: www.eprsiepac.com

7.1 ESTACIONES CONVERSoras

Las estaciones conversoras estarán constituidas por las siguientes partes:

- Edificios
- Sistema de mando, control y protecciones.
- Sistema convertidores
- Transformadores de conversión y bobinas de alisamiento
- Sistemas de filtros en corriente alterna y en corriente continua
- Equipos para el patio de alta tensión en corriente alterna
- Equipos para alta y media tensión en corriente continua

En la Figura 30 se ilustra una estación conversora monopolar clásica.

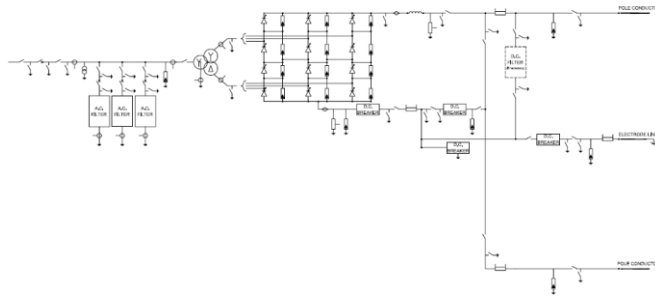
Figura 30 Estación monopolar clásica



Fuente: Brochure de información de la compañía ABB

En la Figura 31 se ilustra el diagrama unifilar indicativo de las estaciones conversoras en Cerromatoso y Panamá II, para una configuración monopolar.

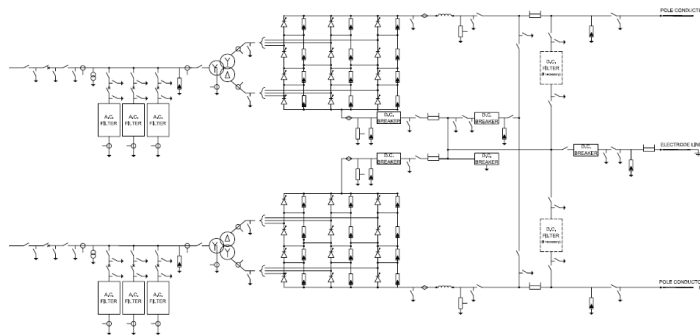
Figura 31 Diagrama unifilar estación conversora monopolar



Fuente: Información empresa ICP

En la Figura 32 se ilustra el diagrama unifilar indicativo de las estaciones conversoras en Cerromatoso y Panamá II, para una configuración bipolar.

Figura 32 Diagrama unifilar estación conversora bipolar



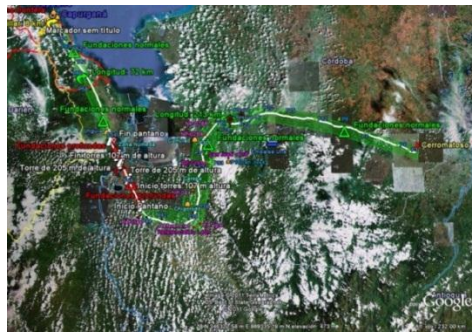
Fuente: Información empresa ICP

7.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea permitirá el transporte de energía eléctrica en corriente continua a ± 450 kV, con una longitud aproximada de 600 km. En Colombia la línea aérea se extenderá desde la estación conversora de Cerromatoso hasta las cercanías de Capurganá en la Costa Atlántica desde donde tomará dirección oeste hasta llegar a la frontera con Panamá, alcanzando una distancia aproximada de 340 km.

Estando en Panamá, en un punto cercano al extremo norte del Parque Nacional Darién, la línea toma en dirección Noroeste cruzando la Comarca Emberá-Wounaan hasta llegar a las cercanías de la carretera Panamericana, la cual sigue hasta llegar a la subestación Panamá II, alcanzando una distancia aproximada de 260 km. En la Figura 33 se ilustra el trazado de la línea en territorio colombiano, y de igual forma a través de la Figura 34 en territorio panameño.

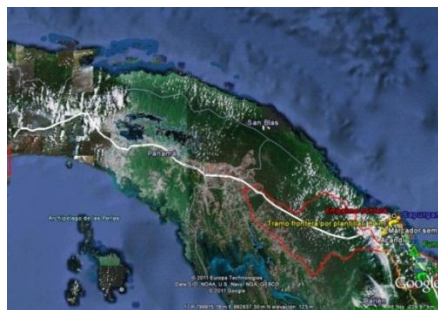
Figura 33 Trazado de la línea Colombia Panamá en territorio colombiano



Fuente: ICP

Aunque en un principio se consideró utilizar cable submarino para que la línea hiciera tránsito de un país a otro a través de este, esta posibilidad fue descartada por múltiples razones, entre ellas el mayor costo de construcción y la dificultad para ejecutar el mantenimiento posterior del cable, llevando entonces a que la línea sea totalmente aérea en todo su recorrido.

Figura 34 Trazado de la línea Colombia Panamá en territorio panameño



Fuente: Interconexión Colombia Panama S.A. ICP

Las estimaciones de la empresa ICP, empresa responsable de la viabilización económica de la interconexión y posteriormente de la construcción y operación de la misma, es que la línea de transmisión y sus obras asociadas entren en operación en su primera fase en el año 2014.

El costo estimado de esta infraestructura de interconexión, según información oficial de la empresa Interconexión Colombia Panamá ICP, en un escenario de línea con un tramo en cable aislado, asciende a los 470 millones de dólares (Szechtman, 2010). A la fecha de elaboración de este trabajo, no se cuenta con información oficial del costo del proyecto con el diseño nuevo, que no considera cables submarinos, este nuevo diseño permite estimar un valor que puede ascender a los 430 \$MUSD.

8. SIMULACIÓN DE CASOS PARTICULARES COLOMBIA PANAMÁ

En el proceso de definición y viabilidad técnica de la interconexión Colombia-Panamá la Empresa Interconexión Colombia Panamá ICP ha definido y realizado una variedad de simulaciones y estudios para determinar cuál es el impacto de esa interconexión en la economía energética de cada país, incluyendo los países que tienen fronteras de interconexión como países colindantes, y que por efectos de la disminución o el aumento de los costos marginales, puedan salir favorecidos o perjudicados de manera implícita por cualquier intercambio que se haga.

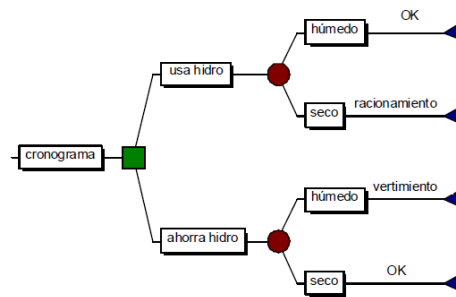
Para realizar las simulaciones es necesario modelar completamente el sistema eléctrico de los países evaluados, incluir en ellas las variables económicas de crecimiento, de ampliación, complementación y mejoramiento de la infraestructura y de manera muy especial la consideración de un modelo de generación Hidrotérmico de corto, mediano y largo plazo.

El costo de la energía depende directamente de los costos fijos y variables incurridos para generarla; en el corto plazo, como se ha mencionado, el costo marginal de la energía depende de los costos variables de producción que en el caso de la generación térmica es dependiente casi de manera exclusiva, del costo de los combustibles utilizados para generar, no siendo así para la generación hidráulica, que utiliza la energía del agua almacenada para generar electricidad a un costo que es puramente de oportunidad.

Cuando un generador hidráulico decide utilizar toda el agua almacenada para producir energía en el presente, pero en el futuro se presentan bajos aportes de los ríos, tal generación hidráulica no será posible, por lo tanto, dado que la demanda no disminuye, ese déficit de energía deberá ser suplido por generación térmica cuyos costos de producción son mayores, o en ausencia de esta generación la situación será de racionamiento. En el caso inverso es posible que la decisión sea no generar con agua en el presente y se tenga gran afluencia en

las cuencas en el futuro, por lo que será necesario botar agua almacenada, decisión que desde el presente es inadecuada porque aumenta los costos globales de producción de energía; de lo anterior puede concluirse que si bien el agua almacenada no tiene un costo físico, las decisiones que se tomen sobre ella, si tienen un efecto económico en el mercado y pueden afectar las decisiones de corto y largo plazo. En la Figura 35 es posible ver un árbol simple de decisiones.

Figura 35 Árbol de decisión para valorar el agua



Fuente: (PSR, 2010)

Lo anterior muestra la complejidad de las decisiones de generación en mercados con participación importante de fuentes hidroeléctricas de electricidad, mercados en los cuales es necesario garantizar la minimización de los costos globales de producción de la energía en el tiempo.

Debido a que es imposible predecir con exactitud el comportamiento hidrológico de los afluentes, no es posible utilizar métodos determinísticos para minimizar esta función objetivo, de manera que es necesario utilizar herramientas de modelación estocástica.

El despacho económicamente óptimo de los sistemas netamente térmicos se resuelve relativamente fácil, ordenando las plantas en orden creciente con respecto al costo de producción, hasta suministrar la demanda que se quiera atender. Esta labor se hace más compleja cuando se tienen en cuenta pérdidas

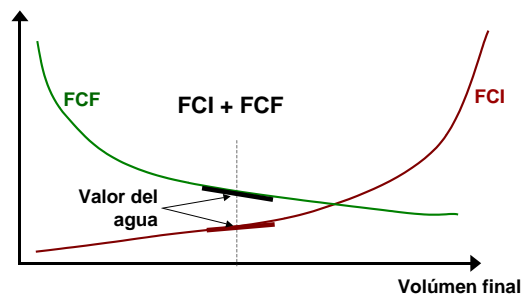
de energía, limitaciones en las líneas de transmisión, costos de partida, límites en la tasa de variación de la producción energética, etc.

Las características principales de la operación de un sistema térmico son el desacople en el tiempo, es decir, una decisión operativa hoy no afecta el costo operativo futuro, y el costo operativo de una unidad depende solamente de su propio nivel de generación, y no del nivel de generación de las demás unidades.

En la operación de Sistemas Hidrotérmicos, sí se presenta una dependencia temporal de la operación, y como se ha mencionado, es permitido poder utilizar la energía que está almacenada en los embalses para atender la demanda, se pueden evitar gastos de combustible en las unidades termoeléctricas.

Sin embargo, la limitación de la capacidad de almacenamiento en los embalses, introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro. El uso óptimo del agua almacenada corresponde al punto que minimiza la suma de los Costos Inmediatos (CI) y Futuros (CF), representadas por la Función de Costos Inmediatos (FCI) y la Función de Costo Futuro (FCF).

Figura 36 Costo de Oportunidad del Agua en un despacho Hidrotérmico



Fuente: (PSR, 2010)

La Función de Costo Futuro (FCF) se calcula mediante un modelo de optimización llamado MPODE, el cuál se basa en un procedimiento recursivo llamado Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP).

Pero dicha estimación no es un dato público ya que las proyecciones de demanda y de costos marginales son calculadas por algunas empresas del sector (Como la UPME, ISA y XM) para la planeación del sistema a largo plazo por medio de herramientas informáticas complejas que utilizan variables eléctricas, climáticas y económicas cuyos valores, en su mayoría es información privilegiada.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) proporcionó para el presente estudio los resultados de las simulaciones realizadas con el software MPODE para cincuenta series históricas hasta el año 2025.

MPODE simula el despacho de sistemas térmicos e hidroeléctricos sujetos a diferentes restricciones, tomando como datos de entrada las unidades de generación con sus costos variables, las pérdidas de energía, limitaciones en las líneas de transmisión, costos de arranque, capacidad de almacenamiento en los embalses, consumo de combustibles, límites de transporte de los gasoductos entre otros. Utiliza un proceso llamado Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP) para obtener la Función de Costo Futuro que representa una política operativa óptima y con esto se puede simular la operación del sistema a lo largo de un periodo de estudio para distintas secuencias de caudales.

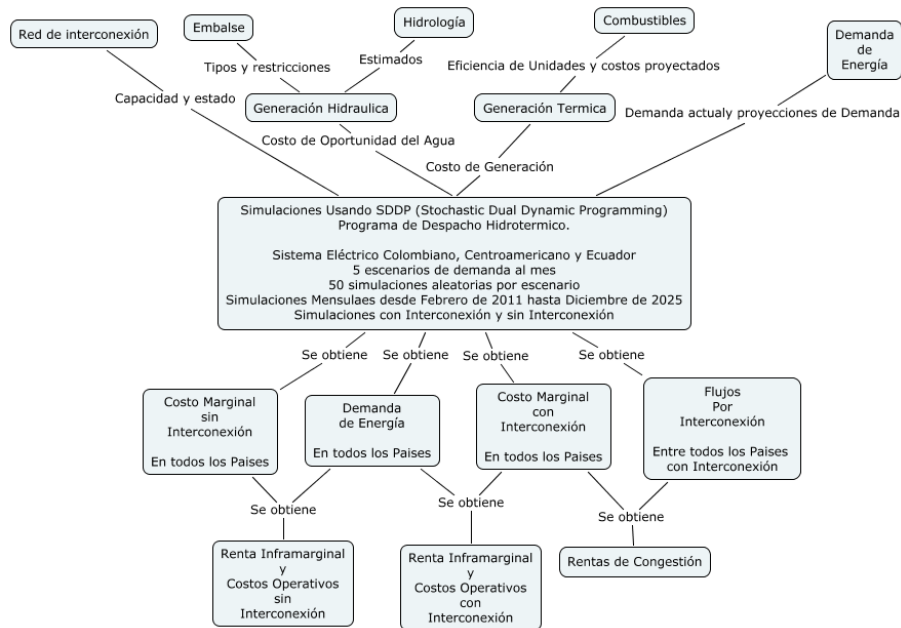
El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

Los resultados obtenidos mediante MPODE son: disponibilidad total de sistema, costos operativos, racionamiento del sistema, generación del sistema (tanto hidráulica como térmica, evolución de los embalses, consumo de combustibles, flujo y pérdidas de las líneas de transmisión y costos marginales.

Se cuenta con el costo marginal de cada uno de los países, así como las transacciones desde y hacia Colombia para cincuenta series hidrológicas hasta el año 2025. Estos costos marginales se tomarán como una aproximación de los precios de bolsa de Colombia y Ecuador.

La aplicación de este proceso de simulación permite predecir en el tiempo el comportamiento de los costos marginales nodales de la electricidad, así como los flujos por cada una de las líneas tanto de conexión interna en cada país como internacionales, el esquema que determina el procedimiento de cálculo se muestra en la Figura 37.

Figura 37 Esquema de cálculo utilizado para determinar las variables que determinan el beneficio país y las rentas de congestión.

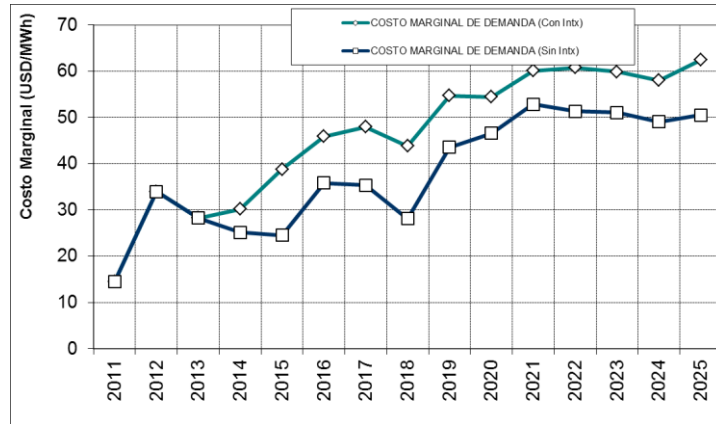


Fuente: Elaboración propia

En las figuras que se muestran a continuación es posible observar el comportamiento de los flujos y los costos marginales de la electricidad en Colombia y en Panamá, resultado de las simulaciones realizadas utilizando el programa MPODE; estas simulaciones consideran un flujo máximo por la interconexión de 300MW; no se considera una segunda etapa con flujos máximos de 600MW. La Figura 38 muestra la diferencia de costos marginales en Colombia con y sin interconexión.

Las simulaciones realizadas muestran que el papel predominante de Colombia en este proceso comercial es el de exportador y por lo ya expuesto, la demanda externa hace que el costo marginal de la energía en Colombia aumente,

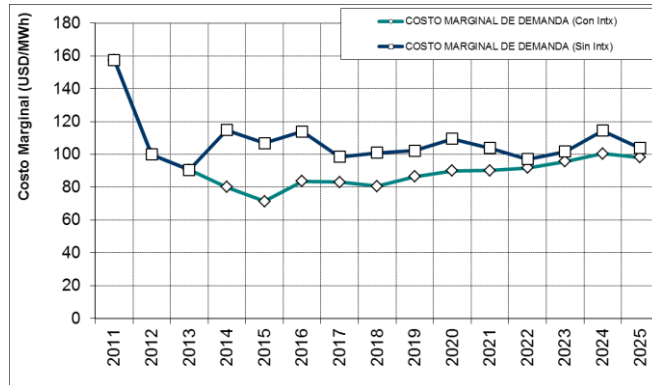
Figura 38 Costos marginales en Colombia con y sin interconexión



Fuente. Elaboración Propia

En el caso de Panamá la situación es inversa, en la Figura 39 se muestra la diferencia de costos marginales en Panamá, con y sin interconexión, evidenciándose una reducción de los costos marginales dada su condición de país mayoritariamente importador, donde generación menos costosa es importada de Colombia, desplazando de esta manera generación más costosa, que dada la formación de precios en Panamá, corresponde a energía termoeléctrica o generación hidroeléctrica con valor elevado del agua por posible temporada seca presente o futura.

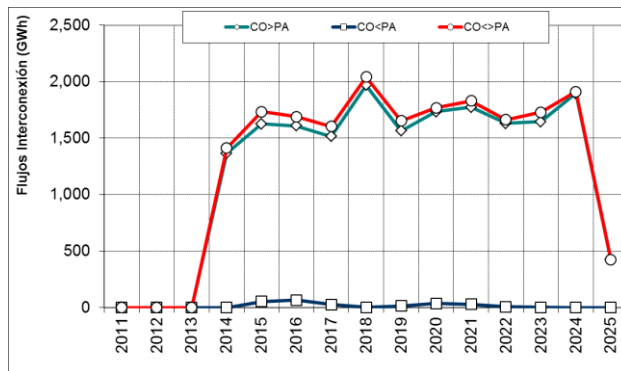
Figura 39 Costos marginales en Panamá con y sin interconexión



Fuente. Elaboración Propia

La Figura 40 permite evidenciar los flujos estimados por la Interconexión Colombia-Panamá, los cuales oscilarán entre los 1500 GWh y los 2000 GWh, que para efectos de capacidad de la interconexión implicaran un uso de la misma entre el 58% y el 77%

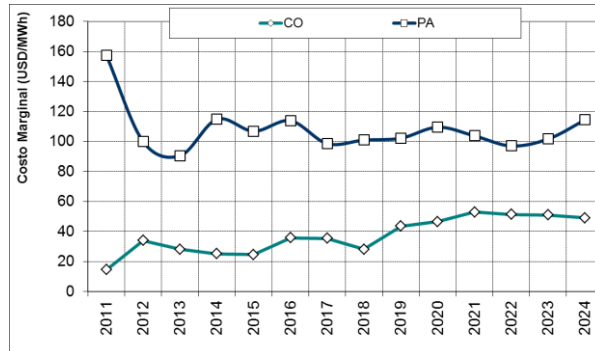
Figura 40 Flujos estimados por la línea Colombia-Panamá



Fuente. Elaboración Propia

La Figura 41 muestra los costos Marginales de Colombia y Panamá sin interconexión, donde puede observarse que desde el punto de vista económico, la diferencia en el precio de la energía parece justificar la necesidad de una interconexión, de manera que el precio de la energía en el país con mayores costos marginales de producción disminuya.

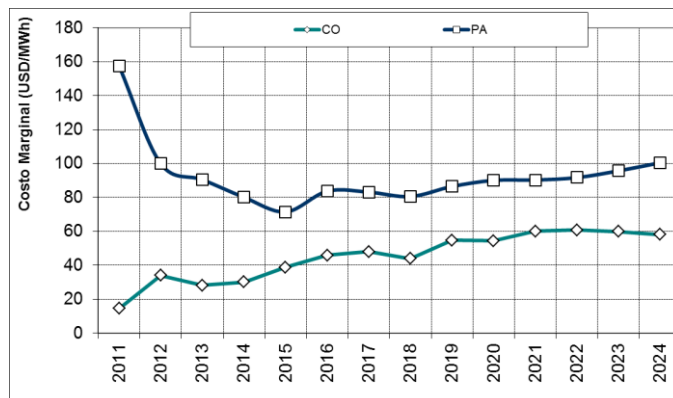
Figura 41 Precio Marginal de la energía en Colombia y Panamá sin interconexión



Fuente: Elaboración Propia

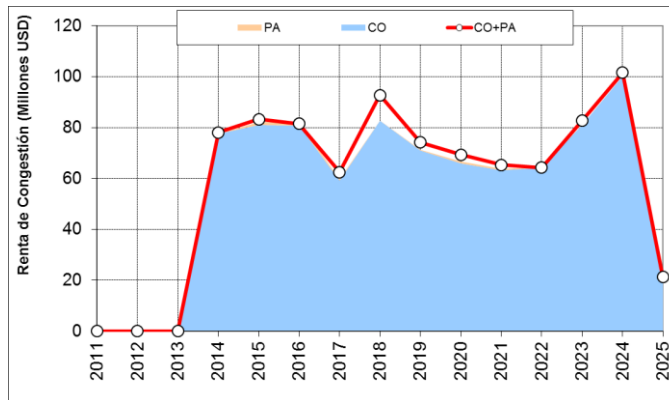
Dada la congestión de la interconexión, por su capacidad limitada de transferencia de potencia, luego de la interconexión no es posible igualar los costos marginales, quedando aún margen para posibles conexiones y para que los mercados mediante políticas de incentivos a la inversión también permitan el crecimiento de su infraestructura interna. Como se verá más adelante, la existencia de la congestión y especialmente de las rentas obtenidas por la misma, puede generar un fondo, que puede ser una fuente de financiación de los países o de la misma interconexión. La Figura 42 muestra el comportamiento estimado del costo marginal con la interconexión y la Figura 43 las rentas de congestión generadas.

Figura 42 Precio Marginal de la energía en Colombia y Panamá con interconexión



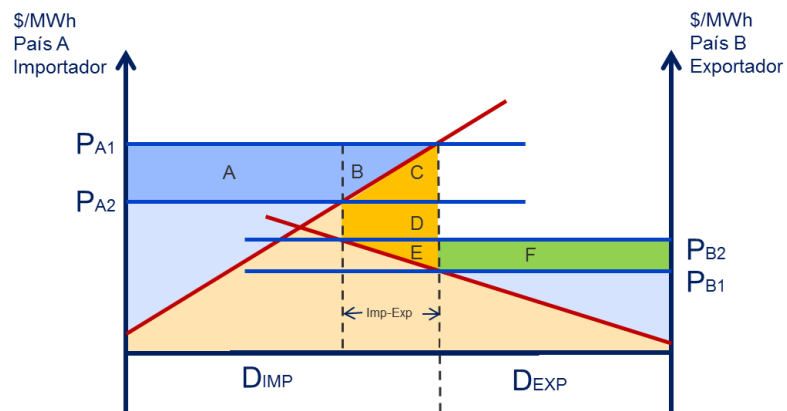
Fuente: Elaboración Propia

Figura 43 Rentas de Congestión generadas por la interconexión Colombia-Panamá.



Fuente: Elaboración Propia

Se evalúa la gráfica definida con anterioridad en este trabajo, en la Figura 17.



Si se considera el escenario donde Colombia es exportador y Panamá es importador, de los resultados de las simulaciones se tiene la siguiente distribución de áreas:

Tabla 12 Excedentes, costos operativos y rentas de congestión cuando Colombia exporta energía a Panamá

Colombia Exportando-Panamá Importando(millones de \$USD)						
Año	A	B	C	D	E	F
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	277.22	24.89	24.89	77.54	4.81	258.47
2015	337.77	24.91	24.91	81.02	5.35	401.52
2016	334.10	26.02	26.02	80.78	6.26	403.11
2017	218.99	15.10	15.10	59.16	5.78	559.42
2018	228.58	16.95	16.95	82.68	9.53	753.59
2019	225.19	14.50	14.50	70.99	5.85	740.26
2020	228.63	18.07	18.07	65.93	6.41	602.68
2021	202.65	14.38	14.38	63.21	6.15	687.06
2022	108.30	5.57	5.57	64.23	5.73	621.42
2023	119.44	7.91	7.91	80.97	7.38	704.78
2024	227.55	19.54	19.54	100.15	5.68	768.68
2025	26.33	0.00	0.00	18.96	0.00	259.88
Total	2,534.74	187.84	187.84	845.61	68.93	6,760.88

Fuente: Elaboración Propia

La reducción de costos operativos en este esquema asciende a los 1,102.37 millones de dólares hasta el 2025.

Tabla 13 Análisis de beneficios en un esquema de integración de mercados, Colombia exportando energía

Año	Esquema regulatorio de Integración (valores en Millones de \$USD)					
	Panamá			Colombia		
	Beneficio Consumidor	Perdida del Productor	Beneficio Neto País	Perdida Consumidor	Beneficio Productor	Beneficio Neto País
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	327.00	302.11	24.89	258.47	263.28	4.81
2015	387.59	362.68	24.91	401.52	406.87	5.35
2016	386.15	360.12	26.02	403.11	409.37	6.26
2017	249.18	234.09	15.10	559.42	565.21	5.78
2018	262.47	245.52	16.95	753.59	763.13	9.53
2019	254.19	239.69	14.50	740.26	746.11	5.85
2020	264.77	246.70	18.07	602.68	609.09	6.41
2021	231.41	217.03	14.38	687.06	693.20	6.15
2022	119.44	113.87	5.57	621.42	627.15	5.73
2023	135.26	127.35	7.91	704.78	712.17	7.38
2024	266.63	247.09	19.54	768.68	774.36	5.68
2025	26.33	26.33	0.00	259.88	259.88	0.00
Total	2,910.41	2,722.58	187.84	6,760.88	6,829.81	68.93

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 14 Análisis de beneficios en un esquema de NO integración de mercados, Colombia exportando energía

Año	Esquema regulatorio de NO Integración (valores en Millones de \$USD)					
	Panamá			Colombia		
	Beneficio Consumidor	Perdida del Productor	Beneficio Neto País	Perdida Consumidor	Beneficio Productor	Beneficio Neto País
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	327.00	302.11	24.89	0.00	4.81	4.81
2015	387.59	362.68	24.91	0.00	5.35	5.35
2016	386.15	360.12	26.02	0.00	6.26	6.26
2017	249.18	234.09	15.10	0.00	5.78	5.78
2018	262.47	245.52	16.95	0.00	9.53	9.53
2019	254.19	239.69	14.50	0.00	5.85	5.85
2020	264.77	246.70	18.07	0.00	6.41	6.41
2021	231.41	217.03	14.38	0.00	6.15	6.15
2022	119.44	113.87	5.57	0.00	5.73	5.73
2023	135.26	127.35	7.91	0.00	7.38	7.38
2024	266.63	247.09	19.54	0.00	5.68	5.68
2025	26.33	26.33	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2,910.41	2,722.58	187.84	0.00	68.93	68.93

Fuente: Elaboración Propia

Si se considera el escenario donde Colombia es importador y Panamá es exportador se tiene la siguiente distribución de áreas

Tabla 15 Excedentes, costos operativos y rentas de congestión cuando Colombia importa energía desde Panamá

Panamá Exportando-Colombia Importando (millones de \$USD)						
Año	A	B	C	D	E	F
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015	0.09	0.00	0.00	1.09	0.03	1.35
2016	0.65	0.00	0.00	1.32	0.13	5.73
2017	0.01	0.00	0.00	0.51	0.03	2.78
2018	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	1.76
2019	0.06	0.00	0.00	0.28	0.01	1.13
2020	0.00	0.00	0.00	0.75	0.05	4.08
2021	0.00	0.00	0.00	0.59	0.00	2.62
2022	0.00	0.00	0.00	0.13	0.01	1.21
2023	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	1.09
2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.81	0.00	0.00	4.79	0.27	21.83

Fuente: Elaboración Propia

La reducción de costos operativos en este esquema asciende a los 5.06 millones de dólares hasta el 2025. Se observa que es un ingreso muy marginal.

Tabla 16 Análisis de beneficios en un esquema de integración de mercados, Colombia importando energía

Año	Esquema regulatorio de Integración (valores en Millones de \$USD)					
	Colombia			Panamá		
	Beneficio Consumidor	Perdida del Productor	Beneficio Neto País	Perdida Consumidor	Beneficio Productor	Beneficio Neto País
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015	0.09	0.09	0.00	1.35	1.38	0.03
2016	0.65	0.65	0.00	5.73	5.85	0.13
2017	0.01	0.01	0.00	2.78	2.81	0.03
2018	0.00	0.00	0.00	1.76	1.76	0.00
2019	0.06	0.06	0.00	1.13	1.14	0.01
2020	0.00	0.00	0.00	4.08	4.13	0.05
2021	0.00	0.00	0.00	2.62	2.62	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	1.21	1.22	0.01
2023	0.00	0.00	0.00	1.09	1.09	0.00
2024	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.81	0.81	0.00	21.83	22.10	0.27

Fuente: Elaboración Propia

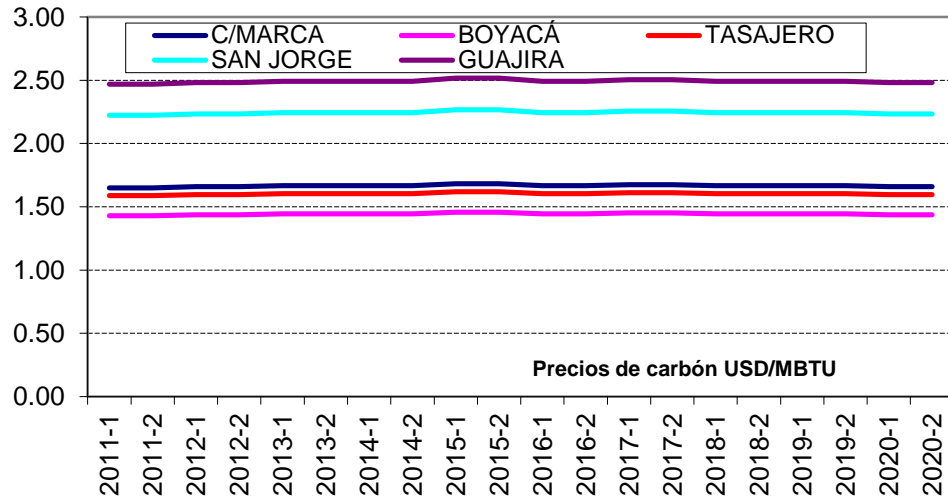
Tabla 17 Análisis de beneficios en un esquema de NO integración de mercados, Colombia importando energía

Esquema regulatorio de NO Integración (valores en Millones de \$USD)						
Año	Colombia			Panamá		
	Beneficio Consumidor	Perdida del Productor	Beneficio Neto País	Perdida Consumidor	Beneficio Productor	Beneficio Neto País
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015	0.09	0.09	0.00	0.00	0.03	0.03
2016	0.65	0.65	0.00	0.00	0.13	0.13
2017	0.01	0.01	0.00	0.00	0.03	0.03
2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2019	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.01
2020	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.05
2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01
2023	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.81	0.81	0.00	0.00	0.27	0.27

Fuente: Elaboración Propia

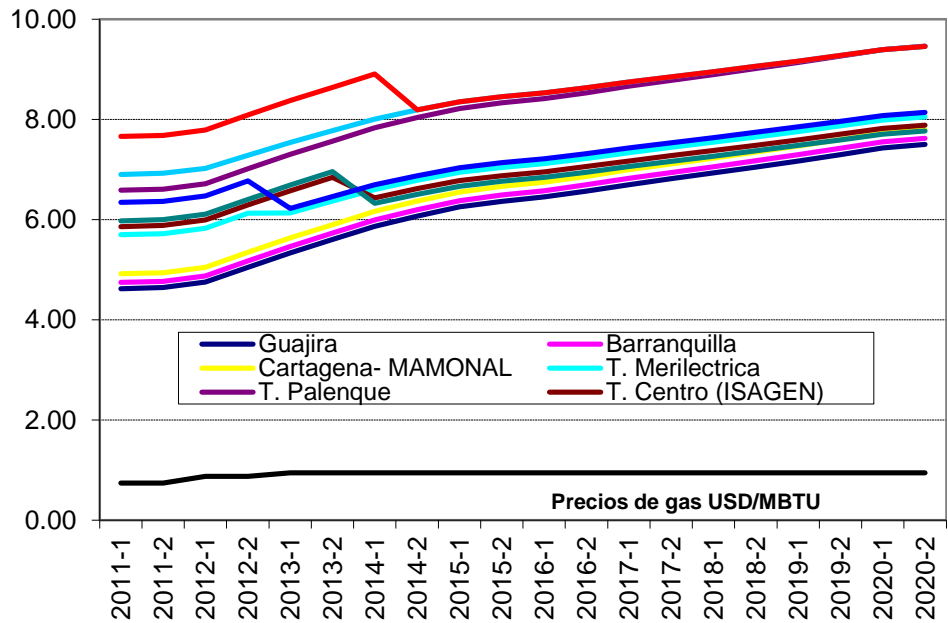
Las simulaciones realizadas consideraron los siguientes supuestos frente al costo de combustibles:

Figura 44 Precios del carbón considerados en las simulaciones



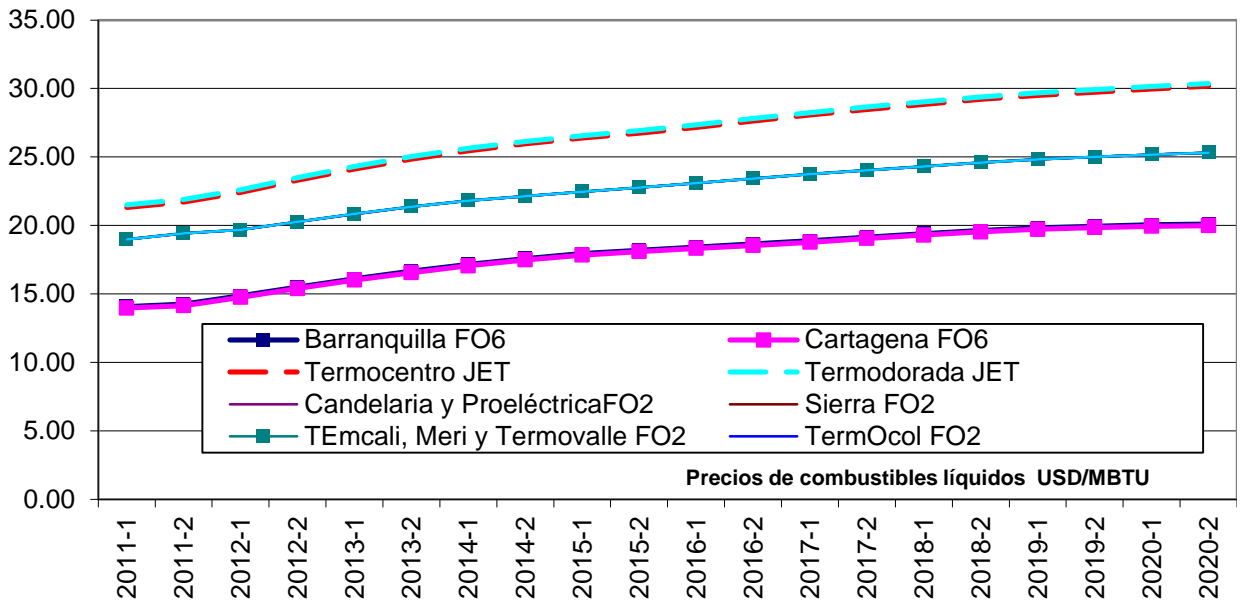
Fuente: Información ISA

Figura 45 Precios del gas considerados en las simulaciones



Fuente: Información ISA

Figura 46 Precios de los combustibles considerados en las simulaciones



Fuente: Información ISA

La reducción de los costos operativos en los 15 años de estudio, ascienden a los 1,107.43 millones de USD, que equivalen a 2.57 veces la inversión para construir la línea de interconexión.

Las rentas de congestión, que es posible obtener de esta interconexión ascienden a los 850.4 Millones de USD, que equivalen a casi dos veces la inversión para construir la línea de interconexión.

9. PROPUESTA REGULATORIA PARA LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA ENTRE COLOMBIA Y PANAMÁ

El análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones, indica que el esquema comercial que se defina, debe prestar especial atención a las rentas de congestión y a las transferencias de los excedentes.

9.1 CRITERIOS DE REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN

En mercados eléctricos interconectados e implementados a través de un despacho coordinado, siempre y cuando exista una capacidad de interconexión limitada, que haga que los precios en los sistemas sean distintos, existirá una renta de congestión.

Según (CAF Banco de Desarrollo de América Latina, 2009) el manejo de la congestión y las interconexiones depende de varios factores, tales como:

- a) Tipo de corriente (alterna o continua) y densidad (líneas simples o redes enmalladas) de las interconexiones.
- b) Estructura del mercado en ambos lados de la frontera (liberalización total o parcial, intercambio de energía obligatorio, opcional o ninguno, productos físicos o financieros, etc.).
- 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 uso que los países dan a los recursos obtenidos de las rentas de congestión tiene dos enfoques que internacionalmente son marcados, un primer enfoque consiste en procurar regular las líneas de interconexión internacionales de la forma más similar posible al resto del sistema, justificándose su desarrollo y su acceso de acuerdo con las reglas de beneficio común del sistema. Es decir, asignar los ingresos por la congestión a toda la demanda o a aquellos que la usan en forma específica y de esta manera financiar el pago mismo de los derechos de uso de la infraestructura.

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

Según (SALAZAR, y otros, 2008) El tratamiento que se da a las rentas de congestión en algunos mercados internacionales es:

- **Mercado Centroamérica**

En el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano se asigna los ingresos variables (congestión y pérdidas) al transmisor para que los descuenta de su

remuneración autorizada, es decir de manera indirecta se asigna a aquellos países que deben asumir los cargos de transmisión, reduciéndolos. En ese mercado se asignan Derechos Financieros de Transmisión que facilitan la realización de contratos bilaterales al reducir el riesgo de contratación por volatilidad de las rentas de congestión.

- **Argentina**

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

- **Países Nórdicos**

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

- **Irlanda**

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

La CER (Commission for Energy Regulation) propone la creación de un fondo con las rentas de congestión y con los ingresos de la venta de los derechos financieros

de transmisión, la CER se encargaría de la asignación de los recursos del fondo, pero siempre entre los agentes del mercado. Los posibles receptores de los recursos de fondo son los siguientes:

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

• **Unión Europea**

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

• **Australia**

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

• **California – PJM**

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

Como un resumen general, puede observarse en la siguiente tabla, la aplicación que se da a los fondos recaudados con las rentas de congestión en los países europeos.

Tabla 18 Destinación de fondos recaudados por rentas de congestión

	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: Comercio Internacional de Electricidad, Asignación de Rentas de Congestión en transacciones internacionales de electricidad, CAF, 2009

De manera más amplia, la capacidad máxima de las interconexiones y las redes de transmisión que afecten los flujos fronterizos deberán ser puestas a disposición de los participantes del mercado y los ingresos de resultantes de la asignación de la capacidad de interconexión deberán ser usados para alguno de los propósitos siguientes (CAF Banco de Desarrollo de América Latina, 2009):

- a) Garantizar la disponibilidad actual de la capacidad asignada.
- b) Invertir 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.

Es claro el uso que cada país da a los ingresos por las rentas de congestión y parece que existe acuerdo en todos los países con interconexiones en el sentido de no entregar dichas rentas a los agentes del sector sino a la demanda; la pregunta medular en el manejo de las rentas de congestión está dada en el sentido de establecer cuál es la forma en que un mercado debe repartir ese

ingreso entre los países interconectados. En el caso de la experiencia de la CAN, la Decisión CAN536 consideró que el ingreso de la congestión correspondía al mercado exportador, en virtud del principio de no discriminación de generadores, sin embargo, con la Decisión CAN720 que se mantuvo con la Decisión CAN757, la distribución de las rentas fue modificada de manera que el 50% de las mismas fueran asignadas a cada país, independientemente del flujo de la energía.

En la experiencia internacional, este tema, aunque económicamente claro cuando se analiza desde el punto de vista de mercado (importaciones y exportaciones), aún es controvertido, porque la variable política juega un rol muy importante en el proceso de integración.

Para algunos investigadores la economía del bienestar constituye una de las herramientas útiles para debatir las cuestiones normativas que rodean a la política económica, relacionadas con la equidad y la eficiencia. Por medio de lo señalado en esta teoría, es posible realizar diferentes asignaciones de los ingresos por congestión, no sin antes entrar en la discusión de la justicia o la equidad de la repartición, cuyo fondo es la integración energética de los países; sin embargo, considerando que esta aplicación va más allá de cualquier cálculo, se convierte en un tema de definición política, y corresponde a los países, dependiendo de su nivel de búsqueda de un mayor o menor grado de integración, definir cuál es la fórmula más adecuada.

Algunos criterios de asignación de las rentas de congestión, y que se mencionan en los trabajos de (CONTEL CRAVINO, 2004) y (SALAZAR, y otros, 2008), son retomados a continuación.

- Proporcional a la infraestructura

Reparte las rentas de congestión, de forma proporcional a la inversión realizada en cada país para la construcción de la infraestructura. En este caso la asignación de las rentas es clara y fácil de calcular, sin embargo, una de las objeciones de este método, es que esta repartición no es proporcional a la dirección del flujo de la energía y es posible que un país exportador tenga nodos de exportación cerca de las fronteras, y por tal motivo su ingreso por congestión será inferior, dando la sensación de tener desventaja por el solo hecho de tener infraestructura disponible cerca al otro país. En otras palabras, el transporte es una cosa y la energía transportada es otra muy diferente.

- Impacto Económico

Reparte las rentas de congestión en función de la utilidad que cada sistema obtiene de la interconexión; una dificultad de este método está asociada con la complejidad del cálculo de la utilidad, pues de manera explícita, la disminución del costo marginal de la energía afecta todos los sectores de la economía y sustraer este valor de la economía como un todo, termina siendo un ejercicio que se sale del alcance mismo del sector eléctrico.

- Utilitarista

Como teoría ética, la función de bienestar social utilitarista es aquella alternativa donde la cantidad total de utilidad es la mayor posible. Bajo esta teoría se propone repartir las rentas de congestión en proporción a la posibilidad que los países tienen de usar la interconexión y de sacar provecho de ella, desde el planteamiento inicial de una interconexión. Desde este punto de vista, el enfoque simplificado de esta opción es que se haga repartición 50%-50% de las rentas de congestión generadas, que corresponde al criterio igualitarista.

- Igualitarista

Reparte las rentas de congestión de tal forma que ambos países obtengan igualdad de beneficios por la interconexión, es decir, esta teoría propone que la suma de los beneficios de los países interconectados sean sumados a las rentas de congestión, y ese paquete completo de beneficios sea distribuido 50%-50%. En este sentido, no solo se reparten las rentas de congestión sino las reducciones marginales de precios de bolsa en ambos países (generalmente mucho mayores que las rentas de congestión mismas). Este sistema es fácil de medir, está en el mismo sentido de la integración, y seguramente no crea desbalances de ingresos cuando un país es netamente importador o exportador por un largo tiempo.

- Rawlsiana⁴⁰

Bajo este concepto las rentas de congestión se reparten en mayor porcentaje al país que menos perspectivas de crecimiento tiene, es decir, la economía más débil recibiría una proporción mayor de las rentas de congestión. Se trata de un subsidio pre-establecido que supone un obsequio del país más fuerte al más débil.

- Proporcional a la ventaja comparativa

Este esquema fue implementado en la Decisión CAN536 e indicaba que quien tiene menores costos marginales de producción, es decir, a quien exporta, se deberían asignar las rentas de congestión. Esta interpretación es la más

40 John Rawls (21 de febrero de 1921, Baltimore, Estados Unidos - 24 de noviembre de 2002, Lexington, Massachusetts, Estados Unidos). Fue un filósofo estadounidense, profesor de filosofía política.

sostenible económicamente, en el sentido de que premia al país netamente exportador frente al importador, asignándole las rentas, indicando que la energía debe fluir del país que tiene mejores recursos al otro, obteniendo en el país importador el precio que se le da a los demás generadores de ese país (principio de no discriminación de la generación). La ventaja para el país importador es que logra desplazar generación costosa y reemplazarla por generación más económica proveniente del país exportador. En esta interpretación la renta de congestión es exactamente igual a la renta inframarginal que reciben los generadores en el mercado, quienes declaran sus costos variables de producción pero son remunerados a los precios del mercado (sin compartir su renta inframarginal con nadie).

La principal dificultad de la aplicación de la mayoría de estas reglas, aparece cuando sistemáticamente un país es exportador y otro importador, en cuyo caso las rentas de congestión van casi siempre solo de un lado, generando incomodidad política.

Para el caso en estudio y considerando que un acuerdo sobre el tema se torna en un problema más político que técnico, se propone que las rentas de congestión, que de forma aproximada ascienden a los 850.4 millones de dólares, sean utilizadas para el crecimiento y desarrollo de la infraestructura entre Colombia y Panamá, de tal forma que sean utilizadas para pagar los costos fijos de la interconexión, que se está construyendo a riesgo, de tal forma que pueda constituirse un fondo común en el mediano y largo plazo, que tenga como destinación exclusiva la construcción de más infraestructura de interconexión eléctrica, que permita una integración completa de los mercados y que sea posible, a través de la misma, igualar los costos marginales de la electricidad en los dos países. Lo anterior asegura la interconexión que está en proceso de desarrollo y la ampliación de la misma de 300MW a 600MW, e inclusive más.

Esta propuesta, además de asegurar la financiación de las interconexiones, genera menos desequilibrios y discusiones referentes a lo equitativo de la distribución, además que tiene la visión de incentivar las inversiones conjuntas y el espíritu de trabajo integrado.

9.2 DISCRIMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES ENTRE DEMANDA LOCAL Y DEMANDA CONJUNTA PARA EL PAÍS EXPORTADOR.

9.2.1 Transferencia de excedentes del consumidor exportador al generador exportador.

La Decisión CAN536 en la interconexión Colombia-Ecuador y en general en la definición de las reglas de la CAN, se consideró la demanda de energía de exportación como energía doméstica y se hizo que en el mercado exportador los usuarios pagaran un valor más elevado por la energía. Durante el tiempo en que operó dicha resolución, este sobrecosto, a nivel país, se vio compensado por un ingreso proveniente de las rentas de congestión. No obstante, con el aumento de la capacidad de transmisión, y la reducción del precio de bolsa en Ecuador, era de esperarse un incremento importante de los precios internos de bolsa en Colombia, que no se compensaría con las rentas de congestión, convirtiéndose en una pérdida neta de excedente del consumidor en Colombia. Con las discusiones sobre la distribución de las rentas de congestión y el acuerdo plasmado en la Decisión CAN720 en la cual se distribuían las rentas de congestión por partes iguales entre Colombia y Ecuador, también se tomó la decisión de discriminar los costos marginales y por tanto los precios de la energía para el mercado doméstico y para el mercado internacional, lo anterior condujo, por una parte a liberar a la demanda del país exportador de pagar por un valor mayor por la energía por el beneficio de otros, pero por otro, condujo a que la integración no sea de hecho posible con esas reglas.

Analizando en detalle este efecto, puede observarse que este concepto de pérdidas de excedente del consumidor es válido en el corto plazo, pero es esperable que en el largo plazo la situación sea diferente; cuando el país exportador tiene mayores excedentes para el productor, de manera implícita le está dando la señal económica de que es posible incrementar su participación en el mercado (suma la demanda externa), haciéndolo más atractivo para los agentes; de esta manera más generación busca establecerse y participar de estas rentas, teniendo como resultado en el largo plazo una mayor competencia que haría bajar los costos marginales y que podría compensar el aumento de los precios del corto plazo. Sumado a lo anterior, este aumento en el número de empresas y competidores hace que el sistema desde el punto de vista económico sea más competitivo y con una posible menor posición dominante de algunos agentes y desde el punto de vista técnico sea más robusto, confiable y menos susceptible a pérdidas de suministro.

Para el caso de la interconexión Colombia-Panamá la situación es similar a Ecuador, en cuanto a que Colombia la mayoría del tiempo está en el papel de exportador, Panamá tiene un acuerdo con toda Centroamérica, pero posee un sistema eléctrico débil y muy difícilmente podría pensarse en el mediano plazo, en alcanzar una verdadera integración energética. En este caso, la propuesta de definir un esquema de integración en el cual el exportador considera la demanda de exportación como demanda propia generaría una pérdida del excedente del consumidor que difícilmente se vería compensada con mayor instalación efectiva de generación en el país, dadas las restricciones naturales para poder importar mayores capacidades desde Colombia, y dada la debilidad intrínseca de ese sistema eléctrico. La pérdida del excedente de consumidor en Colombia, considerando la naturaleza del actual parque de generación, es equivalente a 6.760 millones de dólares, los cuales no se compensan con las rentas de congestión, que en caso de ser distribuidas 50% para el importador y 50% para el

exportador y fueran asignadas a la demanda, solo representarían ingresos para Colombia de 422.8 millones de dólares, ni se compensarían con la entrada de los nuevos proyectos hidroeléctricos en el país definidos en el plan de expansión definido hasta el año 2025 y que fueron incorporados en las simulaciones que dieron origen a los resultados de este trabajo.

Con un esquema de integración en un plazo mayor al definido en el periodo de análisis, es posible que mayor generación se instale en Colombia y sus ofertas hagan disminuir el precio marginal, sin embargo, el horizonte tan lejano y la incertidumbre actual de proyectos en ese horizonte hacen imposible estimar si tal hipótesis es acertada en la práctica.

Dada esta situación, se considera adecuado para este esquema que se discrimine entre el precio para cubrir la demanda nacional y el precio para cubrir la demanda internacional; este esquema haría que esta interconexión tuviera reglas similares a las definidas por las Decisiones CAN720 y CAN 757. En ese sentido en Panamá deberá suceder algo similar donde no deberá usarse el esquema definido para el MER que es equivalente a lo propuesto por la Decisión CAN536.

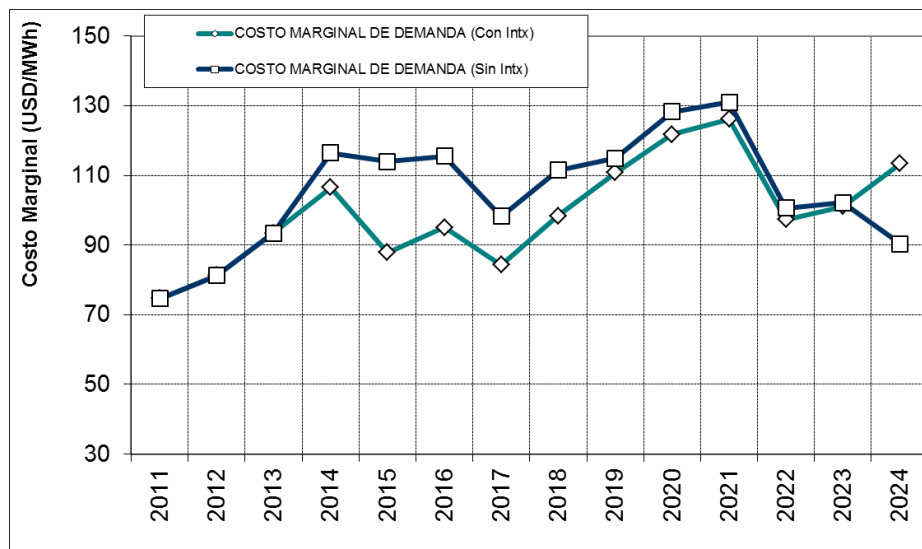
9.2.2 Transferencia de excedentes del generador importador al consumidor importador.

En el país importador, en este caso Panamá, una interconexión desincentiva el establecimiento de generación porque los excedentes para los generadores bajan, lo que podría compensarse con la posibilidad de Panamá de activar con los nuevos costos marginales, más bajos fruto de la interconexión con Colombia, la venta de excedentes en el MER, cuyo esquema es de integración, compensado desde el punto de vista de la oferta el posible desequilibrio.

9.2.3 Efecto de la Interconexión en Centroamérica.

Por lo definido anteriormente, los análisis energéticos muestran que la exportación de energía desde Colombia hacia Panamá, supera las fronteras de este país, generando la disminución de los costos marginales en los demás países del área, la Figura 47 muestra el comportamiento de los costos marginales en Costa Rica como efecto del flujo Colombia-Panamá.

Figura 47 Comportamiento del costo marginal de la energía en Costa Rica como efecto de la interconexión Colombia Panamá



Fuente: Elaboración propia

Las simulaciones realizadas, permiten conocer el comportamiento de los costos marginales de los países del área y los flujos entre ellos, por lo que es posible, utilizando la misma metodología aplicada en este trabajo, conocer cuál es el impacto completo de la interconexión en un ámbito regional.

10. CONCLUSIONES

Los datos de las simulaciones, permiten concluir que el proyecto de interconexión Colombia-Panamá es viable, lo anterior considerando solo la variable asociada con el ahorro de costos operativos en el periodo analizado, pues los mismos son del orden de 2.57 veces el valor de inversión. Si se consideran los efectos del aumento de la confiabilidad y la reducción de emisiones de CO₂, este factor sería más alto y apoyaría en mayor medida la decisión de construcción de la interconexión.

Se observa que la capacidad de generación actual instalada en Colombia supera con un margen amplio la demanda del sistema, es decir, existen excedentes, que luego de considerar los valores necesarios de seguridad y los requeridos para cubrir las restricciones de la red y las inflexibilidades de las unidades de generación, podrían ser comercializados en otro mercado sin poner en riesgo el suministro interno de electricidad, lo anterior, manteniendo y desarrollando incentivos para garantizar el suministro de energía en condiciones hidrológicas desfavorables, como el cargo por confiabilidad definido actualmente.

El sistema eléctrico de Panamá, si bien está en un proceso interno de reconversión a energías más limpias, ya sea con fuentes hidroeléctricas o fuentes no convencionales, es altamente dependiente de combustibles de fuentes no renovables, especialmente el Diesel, que debe ser importado y que es dependiente de los precios internacionales del petróleo y que adicionalmente hace que los costos variables de la generación de energía sean más altos, lo que conlleva a un incremento de los costos marginales de la energía.

La distribución de las rentas de congestión es un tema, que si bien ha sido estudiado con profundidad en el mundo, no tiene un consenso frente a su

repartición. Las experiencias en los países de la CAN han sido contradictorias y generadoras de diferencias entre algunos países, que han sentido que su distribución no es equitativa y que han conducido a reconsideraciones, que más que económicas, han sido políticas.

Las rentas de congestión destinadas para el desarrollo de las interconexiones, hacen viable la construcción de la línea de transmisión que está siendo planeada y permitirán el reforzamiento e incluso la ampliación de la misma, pues estas equivalen a valores cercanos a dos veces la inversión. Al asignar estas rentas al pago de la interconexión, se aplazarán por varios años los problemas derivados de la definición de la repartición de las rentas de congestión.

Al ser definida la interconexión como una conexión a riesgo y al plantearse que los derechos de uso de la misma sean subastados, es posible que parte de las rentas de congestión sean sacrificadas por el transportador para cubrir los riesgos que garanticen el aprovechamiento máximo del enlace; aun así, las rentas de congestión que se generen podrían permitir el financiamiento de la interconexión; a ese resultado se la está jugando hoy la empresa Interconexión Colombia Panamá S.A., en la interconexión Colombia-Panamá.

Considerando que la inversión de la línea de transmisión que interconectará Colombia con Panamá es una inversión a riesgo, y dado que es una práctica adoptada en otras interconexiones, se considera adecuado que las rentas de congestión sean utilizadas para el pago de esta infraestructura y para la ampliación y complementación de la misma, para lo cual es necesario definir un esquema que sea transparente, no discriminatorio y que dé señales económicas de disminución de la congestión, y que en el futuro lleve a la eliminación de la mismas y a una verdadera integración de los países. En este sentido se propone un fondo que puede ser administrado por un organismo multilateral.

La mayor ventaja del esquema regulatorio definido por la CAN y que está vigente, es que es transparente en cuanto a la forma en que se participa en el mercado, sin embargo, la discriminación de la demanda local de la internacional, hace que no sea de integración completa. Lo anterior se convirtió en motivo de indisposición política básicamente por el desequilibrio en la dirección del flujo de la energía, que es mayoritariamente de Colombia a Ecuador.

La construcción de un proyecto de interconexión eléctrica puede ser vista por los agentes generadores de los países importadores como una amenaza y una competencia directa a sus negocios, pues hace que la generación costosa, que aumenta los costos marginales y por consiguientes sus excedentes, se vea desplazada y aún más desmotivada a invertir en mayor infraestructura energética, lo que desde el punto de vista político puede ser visto como una pérdida estratégica y un paso hacia la dependencia energética. En el largo plazo esta visión debe evitarse, los beneficios que se generan de ahorro y de beneficio país así lo demuestran. Cabe anotar que los generadores no han visto todavía el impacto de las importaciones de energía dado que su energía mayoritariamente ha estado contratada. Lo anterior es una oportunidad de establecer reglas supranacionales que garanticen el suministro de energía independientemente de las condiciones políticas particulares y transitorias de cada país de tal forma que los países productores sean cada vez más confiables y prevalezca el beneficio de la sociedad.

Los supuestos definidos en este trabajo, consideran un análisis detallado de las transacciones de corto plazo, sin embargo, el alcance dado en este trabajo no consideró el manejo de contratos sobre las rentas de congestión, que entre otros, permiten disminuir la volatilidad de los precios de corto plazo, en este sentido, trabajos adicionales en este tópico pueden aportar de manera significativa al entendimiento del efecto que ejercen los contratos en la estabilización de los

precios y en la gestión del riesgo; la experiencia en el manejo de contratos en los esquemas de integración definidos en la CAN son aún incipientes.

Los acuerdos de integración de la región son también incipientes; por un lado, el acuerdo de la CAN, por otro lado el MER y en el medio de estos dos sistemas, el acuerdo entre Colombia y Panamá, cada uno con características especiales, que exigen operación coordinada y liquidación de cuentas particular. Lo anterior, aunque puede llevar a pérdidas de eficiencia y a desaprovechar posibilidades de mayor optimización de los recursos disponibles en la región, puede aunarse a trabajos e iniciativas que planteen esquemas completos de integración, que conducirán sin dudas a un mayor desarrollo que llevará a la postre a que haya mayor libertad para el tránsito de energía en la región unificada.

Análisis adicionales podrán ser realizados para determinar cómo región cual es el impacto de la interconexión Colombia-Panamá pues la disminución de los costos marginales trasciende las fronteras de esos dos países.

Los mercados para que operen de manera eficiente, deberán tener un ámbito supranacional con visión de largo plazo, inmune a decisiones políticas de los gobernantes de turno. Esto exige una madurez política que parece todavía lejana en Latinoamérica.

11. BIBLIOGRAFÍA

ARANGO BOTERO, Jorge Enrique. Octubre 2005. *Evaluación Económica de las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Algunos Países en Sur América.* Instituto para Sistemas de Potencia y Economía Energética. Schinkel Strabe, Deutschland : s.n., Octubre 2005.

ARANGO ZAPATA, Juan Carlos, LONDOÑO ESTRADA, Juan Gonzalo y JARAMILLO VELEZ, Andrés. *De la interconexión eléctrica entre países a la integración de mercados eléctricos regionales.* XM Expertos en Mercados. Medellín : s.n.

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO. 2010. *Consultoría para la Evaluación Económica y Financiera del Proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá.* 2010.

BARRANTES, Alvaro. 2005. La experiencia Centroamericana en la Integración Eléctrica (Proyecto SIEPAC) Aspectos que debiera Observar Mexico en su Proceso de Integración Eléctrica. Ciudad de México : s.n., 2005.

BOTERO, Sergio y CANO CANO, Jovan. 2008. *Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en bolsa en Colombia.* Bogotá : s.n., 2008.

CAF Banco de Desarrollo de América Latina. 2009. *Comercio Internacional de Electricidad, Asignación de Rentas de Congestión en transacciones internacionales de electricidad.* CAF Banco de Desarrollo de América Latina. 2009.

CAF Corporación Andina de Fomento. 2006. *COLOMBIA, Análisis del Sector Eléctrico.* Caracas : s.n., 2006. Informes Sectoriales de Infraestructura.

CANO CANO, Jovan. 2004. *Estimación de los Precios de la Energía en la Bolsa de Colombia.* Facultad de Ciencias Humanas, Universidad Nacional de Colombia. Medellín : s.n., 2004. pág. 11, Trabajo de Grado de Maestría.

CEPAL. 2011. *Infraestructura para la integración regional*. Santiago de Chile : s.n., 2011.

COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). 1994. Resolución 001 de 1994. [En línea] 1994. www.creg.gov.co.

—. **2003.** Resolución 004 de 2003. [En línea] 2003. www.creg.gov.co.

—. **2009.** Resolución 051 de 2009. [En línea] 1 de Agosto de 2009. www.creg.gov.co.

—. **1994.** Resolución 055 de 1994. [En línea] 1994. www.creg.gov.co.

—. **2010.** Resolución 069 de 2010. [En línea] 2010. www.creg.gov.co.

—. **1996.** Resolución 085 de 1996. [En línea] 15 de octubre de 1996. www.creg.gov.co.

—. **2009.** Resolución 137 de 2009. [En línea] 2009. www.creg.gov.co.

—. **2001.** Resolución 147 de 2001. [En línea] 2001. www.creg.gov.co.

—. **2009.** Resolución 148 de 2009. [En línea] 2009. www.creg.gov.co.

—. **2009.** Resolución 160 de 2009. [En línea] 2009. www.creg.gov.co.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. 1994. *Ley 142 Ley de Servicios Públicos*. Bogotá : s.n., 11 de julio de 1994.

—. **1994.** *Ley 143 Ley Eléctrica*. Bogotá : s.n., 11 de julio de 1994.

COLOMBIA. Ministerio de Minas y Energía. 2007. *Plan Energetico Nacional 2006-2025*. Bogotá : s.n., 2007. 978-958-97855-7-7.

COLOMBIA. Unidad de Planeación Minero Energetica. 2011. *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2011-2025*. Bogotá : s.n., 2011.

—. **2011.** *Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima Revisión Noviembre de 2011*. 2011.

—. **2004.** *Una vision del Mercado Eléctrico Colombiano*. Bogotá : s.n., 2004.

Comisión de Integración Energetica Regional CIER. 2011. *Regulación Sector Eléctrico Panamá*. [En línea] 2011. [Citado el: 15 de Mayo de 2012.] <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/panama>.

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA. 2005. *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. Ciudad de Panamá : s.n., 2005.

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES. Decisión CAN 536 de 2009. [En línea] www.comunidadandina.org.

—. Decisión CAN 720 de 2009. [En línea] www.comunidadandina.org.

—. Decisión CAN 757 de 2011. [En línea] www.comunidadandina.org.

CONTEL CRAVINO, Javier. 2004. *Análisis de los Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Interconexión para las Interconexiones del Sistema Eléctrico Español.* ICAI, Universidad Pontificia de Comillas. Madrid : s.n., 2004. Tesis de Maestría.

CRAMTON, Peter, STOFT, Steven y WEST, Jeffrey. 2006. Simulation of the Colombian Firm Energy Market. [En línea] Diciembre de 2006. www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/presentaciones.htm.

CRUZ M, Edgar Hernan. 2004. *Contexto y debates de las interconexiones energéticas internacionales.* Grupo de Investigación del Sector Eléctrico Colombiano GRISEC , Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional de Colombia. Bogotá : s.n., 2004.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A. 2010. *Plan de expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010 – 2024.* Panamá : s.n., 2010.

GARCIA RENDON, John Jairo, ROJAS MARTINEZ, Isabel Cristina y VELASQUEZ MONTOYA, Natalia. *Análisis de la integración de mercados eléctricos: el caso de centroamérica y oportunidades para Colombia.* Medellín : s.n.

GÓMEZ, Viviana. 2010. *Metodología Para El Manejo De Contratos Para Las Rentas De Congestión Debidas A Las Transacciones Internacionales De Energía Con Aplicación Para El Caso Específico De Ecuador.* Universidad Nacional de Colombia. 2010. Trabajo de Grado de Maestría.

IIRSA . 2002. *Condiciones básicas para el desarrollo de un mercado energetico regional integrado.* s.l. : Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de América del Sur, 2002.

Integración Energetica: Una Incertidumbre Regulatoria. **BAYÁ C, María de la Cruz. 2006.** 15 Pag 89-103, Bogotá : Universidad de La Sabana, 2006, Vol. 20.

- INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. 2004.** *Interconexión Colombia-Panamá Análisis Eléctrico.* Medellín : s.n., 2004.
- LUTZ, Wolfgang F. 2001.** *Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en América Latina.* Santiago de Chile : CEPAL, 2001.
- OREJUELA, Aleida y OREJUELA, Victor.** *Aspectos favorables y factores adversos de la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia.* Quito : s.n.
- PANAMA. ERSP Ente Regulador de los Servicios Públicos.** Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, Reglas Comerciales. [En línea] www.asep.gob.pa/electric/Anexos/RC_26_05_06.pdf.
- PSR. 2010.** *Manual del SDDP 10.0 Manual de la Metodología.* 2010.
- SALAZAR, Gabriel y ARGUELLO, Gabriel. 2008.** *Rentas de congestión en las transacciones internacionales de electricidad; Análisis para las transacciones Ecuador-Colombia.* Quito : s.n., 2008.
- XM Expertos en Mercados. 2011.** *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado.* 2011.
- XM Los Expertos en Mercados. 2007.** *Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado.* Medellín : s.n., 2007.
- ZAPATA RAMIREZ, Carolina. 2011.** *Evaluación del comportamiento de la competencia en la actividad de generación de energía en el mercado mayorista colombiano, bajo condiciones de oligopolio.* Manizales : s.n., 2011. Trabajo de Grado para optar el título de Master en Administración.