

**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**

ESTUDIANTE

VIVIANA ANDREA GÓMEZ PEÑALOZA

viagomezpe@unal.edu.co

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

FACULTAD DE MINAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE LA ORGANIZACIÓN

TESIS DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ADMINISTRATIVA

Medellín, Octubre de 2010

TESIS DE MAESTRÍA

**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**

ESTUDIANTE

VIVIANA ANDREA GÓMEZ PEÑALOZA

viagomezpe@unal.edu.co

DIRECTOR DEL PROYECTO

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ

jablandon@ieb.com.co

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

FACULTAD DE MINAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE LA ORGANIZACIÓN

TESIS DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ADMINISTRATIVA

Medellín, Octubre de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	11
2	EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	13
2.1	ANTECEDENTES	13
2.2	EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	15
2.3	FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA EN BOLSA EN COLOMBIA.....	16
3	EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO	21
3.1.1	<i>Generalidades</i>	21
3.1.2	<i>Mercado Eléctrico Mayorista</i>	23
4	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA	25
4.1	ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA EN LA COMUNIDAD ANDINA.....	25
4.2	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	28
4.2.1	<i>Determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación</i>	29
4.2.2	<i>Determinación del Precio Máximo de Importación.</i>	33
4.2.3	<i>Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, -TIE-</i>	35
4.2.4	<i>Precio de Importación para Liquidación</i>	39
4.2.5	<i>Garantías</i>	40
4.2.6	<i>Evolución del las TIE en Colombia</i>	40
4.2.7	<i>Evolución de las TIE en Ecuador</i>	41
4.3	RENTAS DE CONGESTIÓN	42
4.3.1	<i>Panorama Internacional</i>	44
4.3.2	<i>Panorama Nacional</i>	47
5	DERIVADOS FINANCIEROS	51
5.1	CONTRATOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	51
5.2	CLASES DE CONTRATOS	52
5.2.1	<i>Contratos Forwards</i>	52
5.2.2	<i>Contratos de Futuros</i>	54
5.2.3	<i>Opciones</i>	57
6	SISTEMAS DE ASIGNACIÓN DE PRECIOS MEDIANTE SUBASTAS	60

6.1	CLASES DE SUBASTAS.....	60
6.2	METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA SIMULACIÓN DE SUBASTAS	62
7	SELECCIÓN DEL TIPO DE CONTRATO A IMPLEMENTAR.....	64
7.1	BENEFICIOS OBTENIDOS PARA CONTRATOS FORWARD Y FUTUROS	64
7.2	BENEFICIOS OBTENIDOS PARA LAS OPCIONES	64
8	ESPECIFICACIÓN DE LOS CONTRATOS	66
8.1	EL ACTIVO.....	66
8.2	EL PERIODO DE COMPROMISO.....	66
8.2.1	<i>Alternativas analizadas</i>	<i>66</i>
8.2.2	<i>Evaluación de las alternativas.....</i>	<i>67</i>
8.3	EL TAMAÑO DEL CONTRATO.....	69
8.4	CLASE DE COMPROMISO	69
8.5	DISPOSICIONES PARA LA ENTREGA	69
8.5.1	<i>Liquidación de los contratos.....</i>	<i>69</i>
8.5.2	<i>Cláusula de Suspensión</i>	<i>70</i>
8.6	FECHA DE ENTREGA.....	71
8.7	LAS GARANTÍAS	71
8.8	RESUMEN DE LOS CONTRATOS A IMPLEMENTAR.....	71
9	DESARROLLO METODOLÓGICO	73
9.1	SELECCIÓN DEL TIPO DE SUBASTA A IMPLEMENTAR	73
9.1.1	<i>Periodo de Planeación para los Contratos de Futuros sobre las Rentas de Congestión.....</i>	<i>76</i>
9.2	OBTENCIÓN DE DATOS FUTUROS POR MEDIO DE MPODE	77
9.3	MODELO UTILIZADO PARA SIMULAR LAS DECISIONES DE LOS AGENTES.....	78
9.3.1	<i>Caracterización de los Agentes mediante el Modelo Lognormal.....</i>	<i>79</i>
9.4	IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBASTA	82
9.4.1	<i>Ronda clasificatoria.....</i>	<i>82</i>
9.4.2	<i>Ronda 1.....</i>	<i>83</i>
9.5	SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN DE SUBASTAS.....	85
9.5.1	<i>Datos de entrada y Ronda Clasificatoria</i>	<i>86</i>
9.5.2	<i>Rondas Subsiguientes</i>	<i>87</i>
10	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS	89
10.1	APLICACIÓN DETALLADA PARA UNA SERIE HISTÓRICA DEL AÑO 2011.....	89
10.1.1	<i>Datos iniciales</i>	<i>89</i>

10.1.2	<i>Resultados de la subasta</i>	90
10.1.3	<i>Posibles resultados al vencimiento de los contratos</i>	91
10.2	RESULTADOS PARA TREINTA ESCENARIOS DEL 2011 AL 2015	93
10.2.1	<i>Resultados año 2011</i>	93
10.2.2	<i>Resultados año 2012</i>	94
10.2.3	<i>Resultados año 2013</i>	95
10.2.4	<i>Resultados año 2014</i>	95
10.2.5	<i>Resultados año 2015</i>	96
10.2.6	<i>Análisis sin la entrada de nuevos proyectos en Ecuador</i>	97
11	CONCLUSIONES	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura del Mercado de Energía Mayorista	16
Figura 2. Formación del Precio de Bolsa antes de la Resolución CREG 051 de 2009.17	
Figura 3. Formación del Precio de Bolsa según Resolución CREG 051 de 2009.....	19
Figura 4. Estructura y funciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano.	22
Figura 5. Estructura del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.....	24
Figura 6. Curva de escalones PONEQx,i.....	30
Figura 7. Formación del precio PONEi.....	33
Figura 8. Determinación del PONE y del PI para decidir una TIE.	34
Figura 9. Evolución histórica de los precios PNE y PI.....	35
Figura 10. Activación de una TIE.	37
Figura 11. Evolución de las Transacciones Internacionales de Electricidad.....	41
Figura 12. Importación y Exportación de energía , MWh.....	42
Figura 13. Formación de una Renta de Congestión.....	43
Figura 14. Evolución de las Rentas de Congestión para Colombia.....	49
Figura 15. Comportamiento histórico de la diferencia de precios y de las exportaciones hacia Ecuador.....	50
Figura 16. Relación entre el precio del contrato y el precio de bolsa a medida que se aproxima el mes de entrega.....	54
Figura 17. Subasta de Reloj Descendente.....	61
Figura 18. Beneficio de un contrato Forward o Futuro: (a) posición larga, (b) posición corta.	64
Figura 19 Beneficio de un contrato de opción: (a) de compra, (b) de venta.	65
Figura 20. Panorama para un inversionista que adquiera un contrato con compromiso anual.....	68
Figura 21. Panorama para un inversionista que adquiera un contrato con compromiso mensual.....	68
Figura 22. Esquema General del Desarrollo Metodológico.	73
Figura 23. Subasta de Reloj Ascendente.....	75

Figura 24. Periodos de planeación y negociación para los contratos de Futuros.	76
Figura 25. Diagrama de Flujo del Software implementado en MATLAB.....	86
Figura 26. Rondas para el mes de Enero de 2011.....	90
Figura 27. Resultados de la subasta del año 2011 para una serie hidrológica.....	91
Figura 28. Resultados al vencimiento de los contratos.	92
Figura 29. P&G por mes para una serie hidrológica del año 2011.	92
Figura 30. P&G por inversionista para el año 2011.....	93
Figura 31. P&G para los inversionistas en el año 2011.....	94
Figura 32. Histograma de las P&G del año 2011.....	94
Figura 33. P&G del año 2012.....	95
Figura 34. P&G del año 2013.....	95
Figura 35. P&G del año 2014.....	96
Figura 36. P&G del año 2015.....	96
Figura 37. Panorama de Intercambios con Coca Codo.....	98
Figura 38. Panorama de Intercambios sin Coca Codo.....	98
Figura 39. P&G para el 2014 sin la entrada de Sopladora y Coca Codo.....	99
Figura 40. P&G para el 2015 sin la entrada de Sopladora y Coca Codo.....	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Evolución de las TIE en Colombia.....	40
Tabla 2. Resumen de los contratos de Futuros.....	72
Tabla 3. Definición de intervalos o clases.....	80
Tabla 4. Frecuencias Observadas y Esperadas.....	80
Tabla 5. Resultados Estadístico de Prueba.	81
Tabla 6. Demandas Base para el año 2011.....	89
Tabla 7. Demanda dada por MPODE para una serie hidrológica del 2011.	90
Tabla 8. Resultados por agente para una serie hidrológica del año 2011.....	91
Tabla 9. Resultados al vencimiento de los contratos	97

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

Viviana Andrea Gómez Peñaloza
Director: Jaime Alberto Blandón Díaz
Maestría en Ingeniería Administrativa
Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

RESUMEN

Debido al mecanismo de integración adoptado inicialmente en la Comunidad Andina, donde las rentas infra-marginales, o de congestión, le pertenecían a los países exportadores involucrados en las transacciones de energía, lo cual hoy en día se ha transformado en la repartición a mitades de dichas rentas, es deseable establecer un mecanismo que permita la participación de los agentes del mercado en el cubrimiento de los riesgos de la volatilidad en los ingresos esperados por esas rentas de cada uno de los países.

Caracterizar el funcionamiento del esquema de las Transacciones Internacionales de Electricidad que actualmente existe entre Colombia y Ecuador, analizar su evolución e identificar los cambios regulatorios y los efectos que estos tienen sobre los intercambios de energía, facilita el planteamiento de alternativas de tipo financiero para viabilizar la participación de los agentes del mercado que estén interesados en especular sobre la diferencia de los precios de la energía que se presentan en el corto plazo entre Colombia y Ecuador.

La combinación de los derivados financieros y los esquemas de contratación mediante subastas, aplicados sobre un producto que se valora a partir de las estimaciones futuras de los precios de la energía en ambos países, permite identificar las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas de tal forma que apoyen una posible decisión del Regulador al momento de introducir un nuevo cambio en el manejo de las rentas de congestión.

Palabras Clave: Mercado de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Rentas de Congestión, Derivados Financieros, Subastas, Contratos.

**METHODOLOGY FOR THE MANAGEMENT OF CONTRACTS OF THE
CONGESTION RENTS DUE TO THE POWER INTERNATIONAL TRANSACTIONS
WITH APPLICATION TO THE SPECIFIC CASE OF ECUADOR**

ABSTRACT

Due to the mechanism of integration adopted initially in the Andean Community, where infra-marginal rents, or congestion, belonged to the exporter countries involved in energy transactions, which today has become the mid-sharing of such rents, is desirable to provide a mechanism for the participation of market players (of all countries involved in the mechanism) in covering the risks of volatility in earnings expected by the rents of the countries.

To describe the operation of the scheme of the International Electricity Transactions that currently exists between Colombia and Ecuador, their evolution and identify regulatory changes and the effects they have on the energy exchanges, makes easy the approach of financial alternatives to make possible the participation of market players who are interested in speculating on the difference in energy prices that occur in the short term between Colombia and Ecuador.

The combination of financial derivatives and contracts schemes based on auction, applied on a product that is valued based on future estimates of energy prices in both countries, permits identify the advantages and disadvantages of each alternative so as to support a possible decision by the regulator at the time of introducing a new change in the management of the congestion rents.

Keywords: Energy Markets, International Electricity Transactions, Congestion Rents, Financial Derivatives, Auctions, Contracts.

1 INTRODUCCIÓN

Con la evolución de los sistemas eléctricos, el constante crecimiento de la demanda de energía y la gran volatilidad de los precios de la misma, algunos países han encontrado en las interconexiones internacionales el mecanismo ideal para optimizar sus canastas energéticas en el corto plazo y evitar racionamientos en épocas de escasez, o por el contrario, maximizar sus ingresos con la venta de sus excedentes de energía y aumentar con esto la señal de crecimiento de la infraestructura del país, incluso cuando los enlaces son lo suficientemente confiables, estos son incluidos en los Planes de Expansión de los países como una generación más del sistema¹.

Las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) entre Colombia y Ecuador se realizan desde el año 2003 con base en un esquema regulatorio acordado dentro del marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) que ha demostrado ser eficiente y beneficioso para los dos países. Es de anotar que la única interrupción que se ha presentado en las Transacciones Internacionales entre Colombia y Ecuador, se dio con la expedición de la resolución CREG 137 de 2009 el 5 de noviembre, sin embargo una semana después la CREG expidió la resolución 148 el 13 de noviembre de 2009, modificando la resolución CREG 137 de 2009, permitiendo la exportación de energía eléctrica con algunas restricciones por tipo de tecnología y combustible. Cabe anotar que las decisiones anteriores estuvieron inmersas en un contexto energético que incluía la presencia del fenómeno de El Niño, en el cual se buscaba “cuidar” las reservas de agua en los embalses.

Dentro del esquema TIE se generan ingresos debido a la diferencia de precios de energía entre las dos Naciones, llamados Rentas de Congestión o rentas inframarginales. En los sistemas que propenden la integración de mercados entre países, los agentes generadores del mercado participan de estos ingresos en la medida en que la demanda propia de cada país crece con la exportación, mientras que en los esquemas de transacciones simples entre países, en los cuales se discrimina la demanda nacional de la exportada, los agentes generadores, excepto el que genere el marginal para exportar, no pueden participar en ganancias sobre la exportación. En general, los esquemas de TIE basados en mercados Spot entre países asignan las

¹ Decisión CAN 720 de 2009, Capítulo 5. Artículo 9, p5.

Rentas de Congestión al pago de la transmisión asociada, al componente de costo de Transmisión de los usuarios o directamente a los usuarios a través de mecanismos como el Costo de Restricciones en Colombia, donde la regulación existente establece que se vean reflejados en una disminución del componente R de la tarifa el cual fue intervenido por el gobierno con la ley 812 de 2003 asignando el 80% de dichas rentas al Fondo de Energía Social con destino a subsidiar tarifas de los estratos 1 y 2 de la población.

Permitir la participación de los Agentes de comercialización del Mercado en la gestión del riesgo asociado con la volatilidad de las rentas de congestión, traería beneficios tanto para quienes reciben hoy las rentas de congestión, dado que se reduce la volatilidad de las mismas, como para los agentes comercializadores, quienes asumirían el riesgo de los precios de la energía transmitida entre ambos países pudiendo obtener una utilidad adicional por la prima de riesgo que cobrarían, pero garantizando un flujo de ingresos por congestión al país exportador. Sumado a lo anterior, una participación directa de los agentes en la gestión del riesgo de las TIE, implicaría un mayor dinamismo en las transferencias de energía, dado que finalmente son los agentes quienes viabilizan el esquema de mercado dentro de los países. En este orden de ideas, desarrollar una metodología basada en los derivados financieros mediante subastas de contratos que permita la participación de los agentes comercializadores, ofrecería tanto al regulador, como a los agentes, una alternativa que podría implementarse en el mediano plazo.

2 EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

2.1 Antecedentes

Desde el surgimiento de la industria eléctrica, se consideró al sector como un “monopolio natural” debido a que, por un lado, las actividades de transmisión y distribución poseen características especiales que no dan lugar a la competencia. mientras de otro lado la generación, requiere grandes inversiones que limitan la participación de agentes. Así pues, las economías de escala hacían posible tener una producción más económica que un mercado competitivo, por lo tanto las actividades de generación, transmisión y distribución generalmente quedaban en manos de una sola entidad la cual, en la mayoría de los casos, era del estado.

Durante el inicio de los años noventa, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en otros de países de América Latina. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cuál generó una importante ineficiencia y un deterioro en el desempeño de este sector.

La elevada tasa de crecimiento de la demanda de electricidad requería la realización de grandes inversiones en generación, pero la creciente deuda de los países y la enorme ineficiencia de las empresas de estos sectores impedía que dichas inversiones se llevaran a cabo, por lo cual las entidades bancarias internacionales como el Banco Mundial, El Fondo Monetario Internacional y el Banco Interamericano de Desarrollo impulsaron a los gobiernos a iniciar el proceso de privatización y reestructuración².

Fue solo hasta finales de la década de los 80 cuando comenzó a ponerse atención a las posibilidades de creación de mercados eléctricos con amplia inversión privada,, iniciándose una profunda transformación en algunos países tales como: Chile, Nueva Zelanda, Inglaterra, La Unión Europea, Noruega, Australia, y Argentina³. Dicha

² ROTHWELL Geoffrey, GÓMEZ Tomás. Electricity Economics, Regulation and deregulation. Wiley Interscience. 2003. p. 4

³ BOTERO Sergio, CANO Jovan. Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en bolsa en Colombia. Revista Cuadernos de Economía. Bogotá, Junio 2008.

transformación tuvo como punto común la introducción de la competencia.

En Colombia, las principales fuerzas que hicieron posible dar este giro y reestructurar la industria eléctrica fueron

- El racionamiento eléctrico de 1992 desnudó una crisis convirtiendo la reestructuración del sector en un asunto prioritario.
- Elevado porcentaje de la deuda del sector eléctrico dentro de la deuda nacional.
- La economía competitiva global, hace necesaria una reducción en los costos de la energía eléctrica que pasa a ser primordial para la industria.
- Ineficiencia en la administración de muchas empresas
- No prioridad en el gasto público para servicios públicos
- Régimen tarifario inadecuado, que no permitía recuperar la inversión
- Baja cobertura (sobre todo en el sector rural)
- Deficiente calidad en la prestación de los servicios (no se cumplían estándares internacionales)
- Inexistencias de políticas de protección al usuario
- Concentración de funciones: Operación, regulación y control.
- El estado, como único dueño y administrador no actúa tan rápido como las entidades privadas ante los continuos cambios tecnológicos; lo cual propicia la privatización⁴.
- Las tecnologías en información y sistemas de comunicación hacen posible el intercambio de grandes volúmenes de información necesarios para manejar los mercados eléctricos.

Adicionalmente, la constitución política de 1991 planteó delineamientos como ⁵:

- Cobertura y calidad de servicios, como indicadores del nivel de vida de la nación.
- Los servicios Públicos son inherentes a la finalidad social del Estado.
- El acceso masivo a los Servicios Públicos como un factor fundamentado en el proceso económico y social del país.
- La competencia como paradigma de mejora de la productividad.

⁴ Geoffrey Rothwell, Tomás Gómez, Electricity Economics, Regulation and deregulation. Wiley Interscience. 2003. Pág. 3

⁵ BOTERO Sergio, CANO Jovan. Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en bolsa en Colombia. Revista Cuadernos de Economía. Bogotá, Junio 2008.

- El fortalecimiento de la inversión en lo social.
- El Estado no debe ser empresario ejecutante sino que puede ser regulador – vigilante - controlador.

En particular el cuestionamiento sobre la eficiencia del papel del Estado como administrador de los servicios públicos, llevó al planteamiento de posibilidades tales como:

- Introducción de competencia en el sector eléctrico
- Penetración de la inversión privada, incluso privatización de compañías estatales
- Eliminación de la integración vertical, separando los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización
- Consolidación del papel del Estado como ente regulador

2.2 El Mercado de Energía Mayorista

Colombia se vio en la necesidad de modernizar el sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido. Esta reestructuración se vio materializada con la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales definieron el marco legal que permitió el desarrollo de un esquema de mercado en competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica⁶.

La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con el apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995. La estructura actual del Mercado Mayorista actual se presenta en la Figura 1, en la cual se encuentran definidos los agentes que intervienen en el Mercado y las características básicas de cada negocio (Comercialización, Distribución, Transmisión y Generación).

⁶ CANO, Jovan. Estimación de los Precios de la Energía en la Bolsa de Colombia. Medellín, p. 12. 2004, Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Humanas.

Figura 1. Estructura del Mercado de Energía Mayorista



Fuente: Compañía de Expertos en Mercados (XM)

2.3 Formación de los Precios de la Energía en Bolsa en Colombia

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

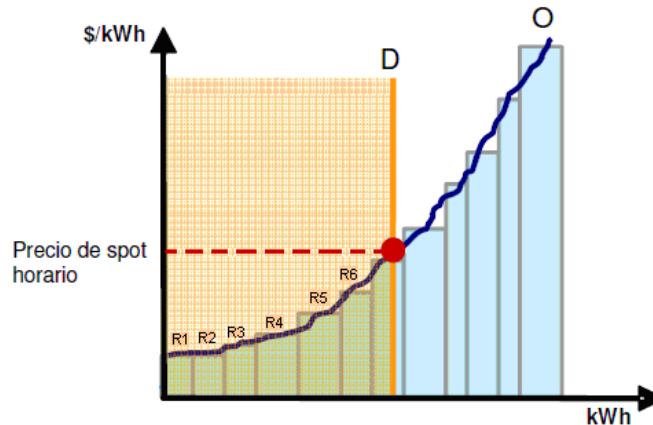
Al inicio de todos los días, en forma confidencial, cada Agente Generador hace una oferta de precio (en \$/MWh) y la declaración de disponibilidad (en MW) de cada uno de sus recursos de generación. Se presenta una única oferta para las 24 horas del día siguiente.

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 (Figura 2).

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



Fuente: XM.

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 de 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 dinero requerido para cubrir los costos de producción de los térmicos que no puedan ser remunerados por el costo marginal.

El Despacho Ideal será 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:

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

Donde:

t Horas del días

i Generador

Pof Precio de Oferta

Par Precio de Arranque-Parada

Q Disponibilidad Declarada

Sujeto a:

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

Donde:

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 dinero 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 (MPO⁷) que se presentó en el sistema.

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:

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

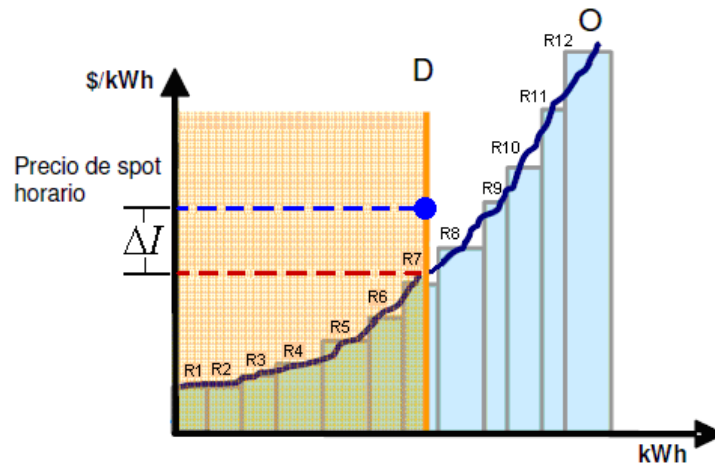
⁷ Este precio corresponde al precio ofertado a la Bolsa de Energía de la última planta requerida para atender la Demanda Total más la Demanda No Doméstica, que no sea inflexible. Para esto, se toma la generación del Despacho Ideal para la atención de la Demanda Total más la Demanda No Doméstica. Con 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.

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

Por esa razón el Precio de Bolsa que se forma (Figura 3), se define como:

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

Figura 3. Formación del Precio de Bolsa según Resolución CREG 051 de 2009.



Fuente: Elaboración Propia.

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.

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 albedrío, 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, emitida cuando se estaba comenzando 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 mercado⁸.

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

Donde:

(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.

(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 Generación.⁹

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.

Las utilidades en ambos casos pueden estar incluidas dentro de los costos, proporcional al capital de cada uno de éstos.”

⁸ *Ibíd.*

⁹ 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.

3 EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

3.1.1 Generalidades

El sector eléctrico ecuatoriano está constituido en su fase de generación por 14 empresas generadoras (privadas o públicas o mixtas) que abastecen el 90.4% de la demanda nacional anual y el 9.6% se encuentra conformado por la generación de las empresas de distribución, autoprodutores y generación no convencional. La transmisión es manejada por CELEC TRANSELECTRIC cuyo propietario es el estado por medio del Fondo de Solidaridad; la distribución de energía eléctrica se realiza por medio de 18 empresas, 11 de las cuales están fusionadas en la CNEL que poseen la respectiva concesión para suministrar el servicio. El sistema eléctrico ecuatoriano posee una capacidad instalada a diciembre de 2008 de 3751 MW de los cuales 2022 MW son de generación hidráulica.

La demanda máxima de potencia del año 2008 alcanzó el valor de 2785.1 MW. La energía en los puntos de entrega de consumo fue de 16086.8 GWh que fue abastecida por la producción de generación 15586.6 GWh, de los cuales 500.2 GWh provienen de las interconexiones eléctricas de Colombia. El gobierno del Ecuador, está promoviendo el desarrollo de nuevos proyectos hidráulicos de gran y mediana escala, así como algunos proyectos de energía renovable, los cuales buscan como política reducir al máximo el consumo de electricidad térmica producida a base de combustibles fósiles los cuales son subsidiados. Entre otras, estas son algunas de las razones para el impulso y desarrollo de nuevos proyectos como Sopladora de 312 MW, Coca Codo Sinclair de 1,500 MW, Toachi – Pilatón de 228 MW y Jubones de 380 MW aproximadamente¹⁰.

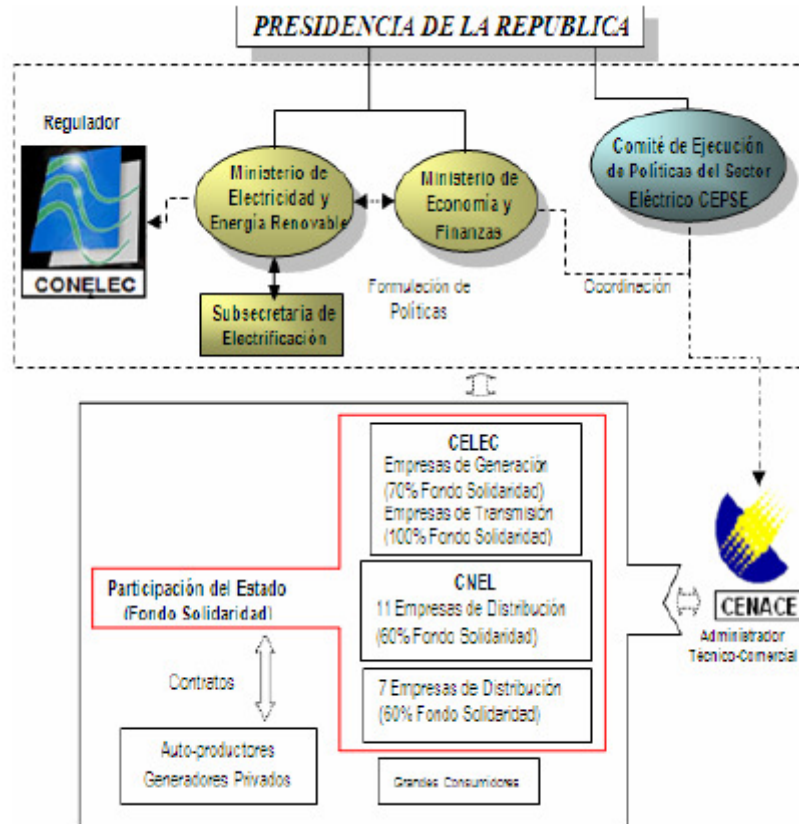
La estructura de la demanda es la siguiente: un 46.74% se presenta en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (20.82%) y de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil –CATEG- (25.92%), distribuidoras encargadas del suministro a las ciudades de Quito y Guayaquil, el 53.26% representa a 17 empresas de distribución y 55 Grandes consumidores. En los últimos años el

¹⁰ Unidad de Planeación Minero-Energética UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024. p. 33.

estado está revirtiendo la estructura de competencia en el sector eléctrico a una sola empresa. Por el momento existen dos empresas, una administra las empresas de distribución –CNEL- y la otra fusiona las empresas de generación y transmisión –CELEC, para lo que se están normando sus funciones y estructura¹¹.

En la Figura 4 se muestra la estructura de las instituciones creadas para la estructura del sector eléctrico.

Figura 4. Estructura y funciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano.



Fuente: J Oscullo Lara, Mecanismo de Pago de Potencia por medio de Opciones Aplicado al Sector Eléctrico del Ecuador. Pág 2.

La mayor diferencia respecto al Mercado de Energía de Colombia, es que no existen los agentes Comercializadores. Esta diferencia es importante porque actualmente limita el establecimiento de los contratos de largo plazo entre ambos países.

¹¹ MSc MBA, José Oscullo Lara, Mecanismo de Pago de Potencia por medio de Opciones Aplicado al Sector Eléctrico del Ecuador. p 1. 2009.

3.1.2 Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado. Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia¹².

En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año, para ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía¹³.

Los generadores pueden vender energía en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores pueden, por su parte, comprar en el mercado ocasional. El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, comunica a todos quienes intervengan en el mercado, el precio de venta de la energía para cada período horario, determinado como el costo marginal horario. Este precio será igual para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate. A este precio se agrega el valor del cargo de capacidad o potencia establecido en el reglamento correspondiente, siempre y cuando esta potencia no esté comprometida en contratos.

Las transacciones en dicho mercado se ajustan a las siguientes reglas:

- Las ventas que realicen los generadores son las que resultan de la generación de las unidades que despache el CENACE, conforme lo establece la Ley.
- Las compras que realizan los generadores, distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizan al precio marginal horario

¹² LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Cap 8. Art 45.

¹³ LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO. Cap 8. Art 46. Primer inciso sustituido, mediante Ley 2006-55 (Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico) publicado en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006

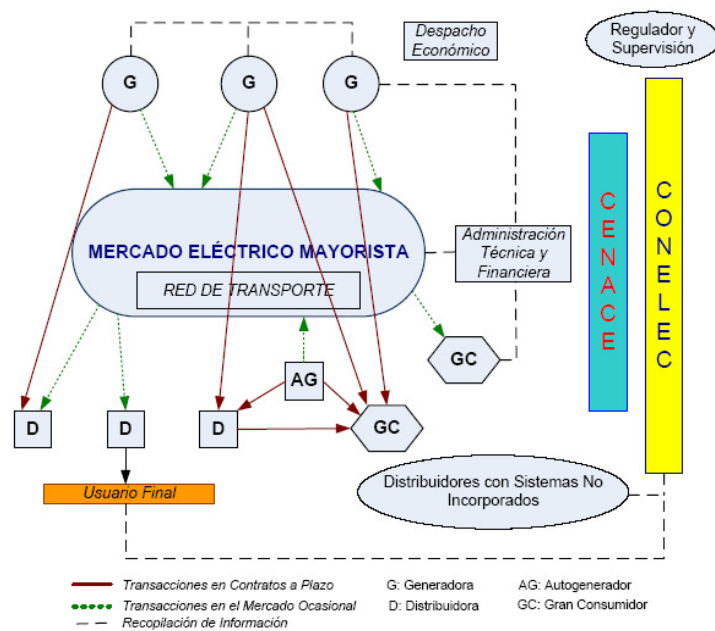
que fija el CENACE¹⁴.

El mercado de potencia está determinado por medio del artículo 48 del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), donde se definen de forma explícita los conceptos de potencia que son remunerados por parte del MEM y mediante regulación se detalla la metodología de cálculo de la magnitud de potencia a ser remunerada a cada generador. Los conceptos que considera la normatividad son:

- Potencia Remunerable Puesta a Disposición-PRPD-
- Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Reserva Adicional de Potencia.

La Figura 5 muestra la estructura del mercado eléctrico Ecuatoriano.

Figura 5. Estructura del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.



Fuente: CONELEC.

El precio de la bolsa en Ecuador, es predecible porque este es un precio auditado en el cual se verifican los componentes que lo forman a diferencia del caso de Colombia en donde en general la SSPD no hace un seguimiento detallado de los componentes que conforman el precio con el cual los agentes realizan las ofertas en bolsa¹⁵.

¹⁴ Ibíd. Art 47.

¹⁵ Edgar Hernán Cruz M. Contexto y Debates de las Interconexiones Energéticas Internacionales. Grupo de investigación del sector eléctrico Colombiano. GRISEC Facultad de

4 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA

4.1 Acuerdos de Cooperación energética en la Comunidad Andina

El Acuerdo de Cartagena¹⁶ Establece 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 vienen desarrollando desde 2002 una serie de acciones para promover la integración energética. La Secretaría de la CAN considera que los países andinos tienen razones culturales, políticas y estratégicas para plantear y beneficiarse de la integración energética como la nueva 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 establece las reglas para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre estos países, que fue suscrito inicialmente por Colombia, Ecuador y Perú y ratificado después por Bolivia y Venezuela¹⁷.

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

Ingeniería - Universidad Nacional de Colombia Octubre 2004.

¹⁶ 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>

¹⁷ 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.

Decisión CAN 720 con la cual se suspende la decisión CAN 536 por un periodo de dos años mientras se establece un nuevo marco general para los intercambios de energía entre los países miembros de la comunidad andina. Durante este periodo, Ecuador y Colombia aplicarán un régimen transitorio que tiene las siguientes reglas fundamentales¹⁸:

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 externa¹⁹.
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 será únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
6. 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

¹⁸ El detalle operativo se encuentra definido en la resolución CREG 160 de 2009.

¹⁹ La decisión CAN 536, establecía que los precios de oferta deberían ser iguales para la demanda nacional e internacional.

restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.

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 exportador²⁰.
11. Colombia y Ecuador no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
12. Los precios de 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 720 establece que las autorizaciones, licencias, permiso o concesiones para la actuación en el mercado de electricidad o para la realización de transacciones

²⁰ La decisión CAN 536, establecía que las rentas de congestión serían otorgadas al país exportador.

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 720 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.

4.2 Transacciones Internacionales de Energía en Colombia

En la actualidad Colombia cuenta con interconexiones internacionales de energía con Venezuela y Ecuador. Las capacidades máximas de importación y de exportación son 420 MW para importación (205 MW desde Venezuela y 215 MW desde Ecuador) y 836 MW para exportación (336 MW hacia Venezuela y 500 MW hacia Ecuador)²¹.

²¹ Fuente: XM

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, 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.

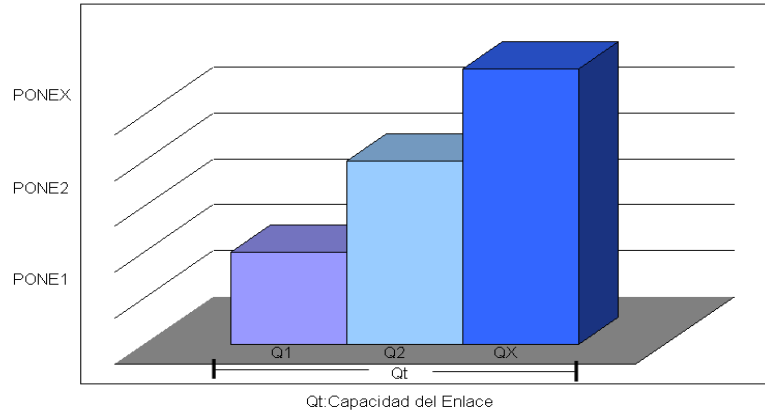
La resolución CREG 160 de 2009, establece además que la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los Enlaces Internacionales es responsabilidad del CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND), que tiene como objetivo una operación segura, confiable y económica.

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

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 internacional²² (Figura 6).

²²Resolución CREG 160 2009. ARTÍCULO 5°.

Figura 6. Curva de escalones PONEQ_{x,i}



Fuente: Elaboración Propia.

Cada escalón PONEQ_{x,i} de la curva deberá incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo frontera de exportación (Figura 7).

Cada escalón PONEQ_{x,i} de la Curva, se construye de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 PONEQ_{x,i} = & \text{Precio_Bolsa_TIE,}QX + \text{Costo_Medio_Restricciones_e} + \\
 & \text{Costo_Restricciones_del_Enlace_e,}QX,i + \text{Cargos_Uso_STN_e} + \\
 & \text{Cargos_Uso_STR_e,i} + \text{Cargos_Conexión_Col_}QX,i + \\
 & \text{Cargos_CND_ASIC_e} + \text{Costo_Pérdidas_STN_e,}Qx,i + \\
 & \text{Costo_Pérdidas_STR_e,}Qx,i
 \end{aligned}$$

Donde:

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 doméstica²³, hasta la 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 doméstica²⁴.
2. Características técnicas de los recursos de generación.

²³ Anteriormente se calculaba para la demanda total doméstica y para cada valor QX hasta la capacidad máxima de exportación.

²⁴ Antes, Demanda Total Doméstica más cada valor QX.

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 incluirán 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 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 ²⁵.

²⁵ 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.

Cargos_Conexión_Col_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 aplicará solo si es del caso.

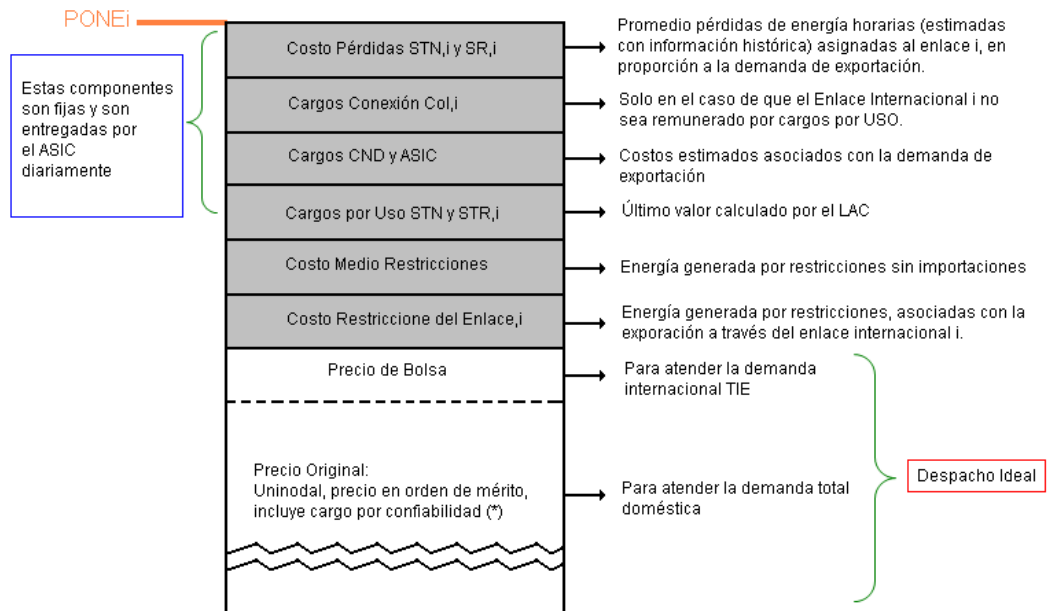
Costo_Pérdidas_STN_e,Qx,i : Costo estimado en \$/kWh, correspondiente al promedio de las pérdidas de energía horarias del STN calculadas por el ASIC, asignadas al enlace i, en proporción a una demanda QX. Este costo será estimado por el ASIC con información histórica.

Costo_Pérdidas_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 será estimado por el ASIC con información histórica.

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 monotónicamente 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 anterior²⁶.

²⁶ 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.

Figura 7. Formación del precio PONEi.



Fuente. Jorge Enrique Arango Botero. Evaluación económica de las transacciones internacionales de electricidad entre algunos países en Sur América. p. 65.

4.2.2 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 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 energía²⁷.

Para efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE, el CENTRO NACIONAL DE DESPACHO -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 caso²⁸.

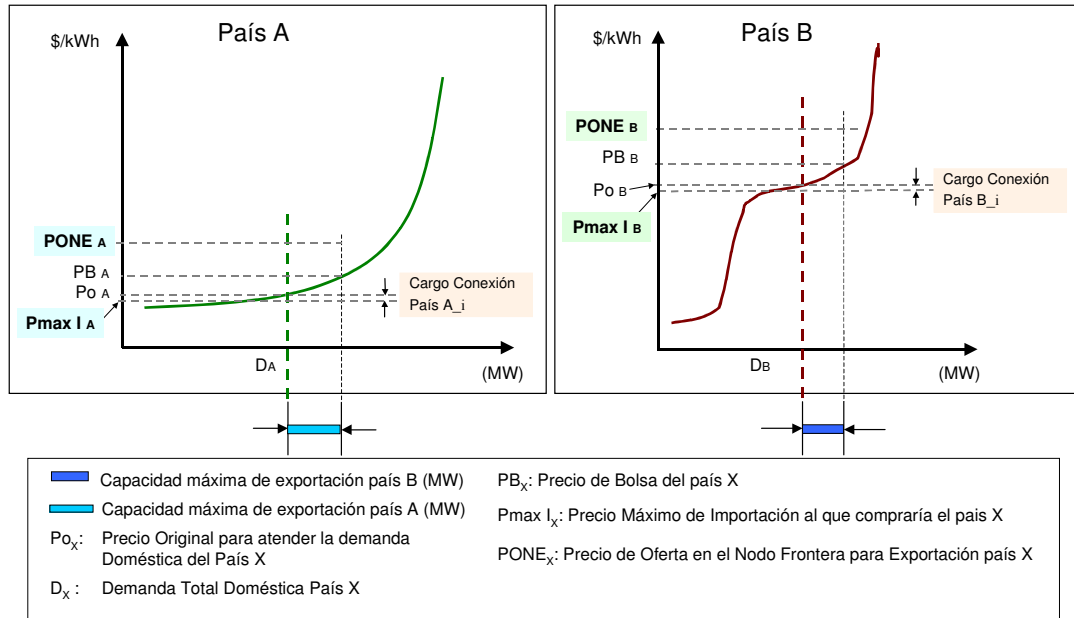
$$P_{li} = \text{Precio_Bolsa_e} - \text{Cargo_de_Conexión_Col } i$$

En la Figura 8 se muestra cómo se determina el PONE y el $P_{max I}$.

²⁷ 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.

²⁸ Resolución CREG 160 2009. ARTÍCULO 6º.

Figura 8. Determinación del PONE y del PI para decidir una TIE.



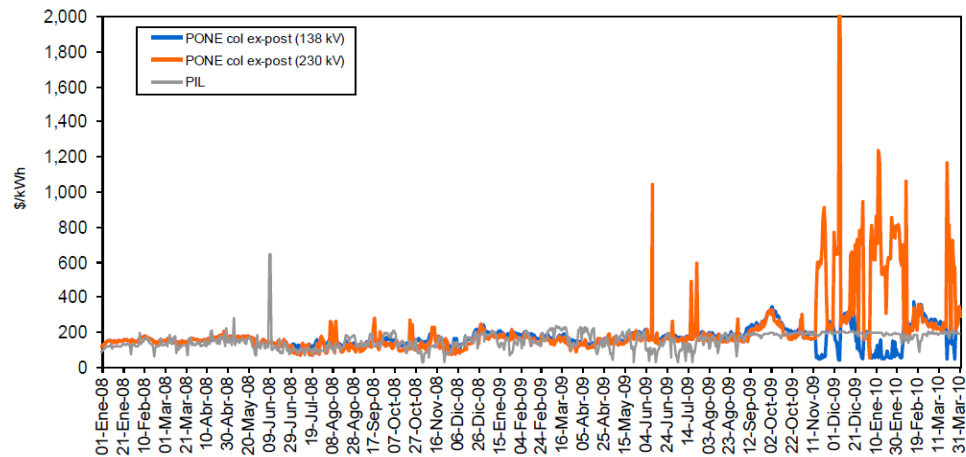
Fuente. BOTERO, Jorge. Evaluación económica de las transacciones internacionales de electricidad entre algunos países en Sur América. Tesis de maestría en Sistemas de Potencia. 2005. p. 66.

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 ($P_{max I}$)²⁹.

La Figura 9 muestra el comportamiento de los precios PONE y PI desde el año 2003.

²⁹ Ibid

Figura 9. Evolución histórica de los precios PNE y PI.



Fuente: XM

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

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

El Despacho Económico Coordinado para determinar las TIE, consta de los siguientes pasos³⁰:

- 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.

La expresión a utilizar es la siguiente:

$$\frac{PIki - (PONE_{QXEi} + CEE + CargosG)}{(PONE_{QXEi} + CEE + CargosG)} * 100 > Umbral$$

Donde:

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.

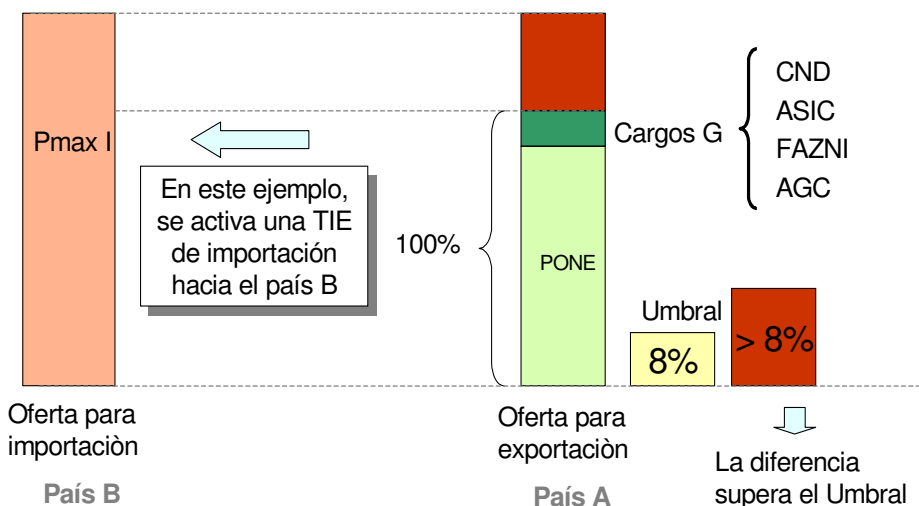
³⁰ Resolución CREG O96 DE 2008 ARTÍCULO 7º.

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

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 10).

Figura 10. Activación de una TIE.



Fuente. Jorge Enrique Arango Botero. Evaluación económica de las transacciones internacionales de electricidad entre algunos países en Sur América. p. 67.

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 CargosG y el Cargo de Conexión del tramo colombiano, cuando haya lugar, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los CargosG 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.”

4.2.4 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 Confiabilidad³¹.”

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 liquidara 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 realice³².

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 importador³³.

³¹ Resolución CREG 096 de 200 Artículo 3. Modificación del Artículo 10 de la Resolución CREG 004 de 2003.

³² Resolución CREG 178 de 2008. Adición numeral 6.2.1 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008.

³³ 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

4.2.5 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.

4.2.6 Evolución del las TIE en Colombia

La Tabla 1 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.

Tabla 1. Evolución de las TIE en Colombia.

Fecha	Energía (MWh)		Valor (Miles de USD\$)		
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Rentas de Congestión
Parcial 2010	2222,221	53397,453	230,985	18874,909	87,777
2009	20764,088	1076725,567	1118,466	111575,464	11985,867
2008	37533,292	509782,190	2309,374	35908,390	7129,040
2007	38392,579	876602,276	1336,008	66269,391	19782,789
2006	1070,411	1608628,889	49,962	127104,499	54550,262
2005	16028,761	1757882,876	509,803	151733,702	72395,550
2004	34974,273	1681088,143	738,027	135109,103	74903,132
2003	67202,726	1129263,480	2334,684	80309,203	44347,747
Total Historia	218188,351	8693370,874	8627,309	726884,662	285182,165

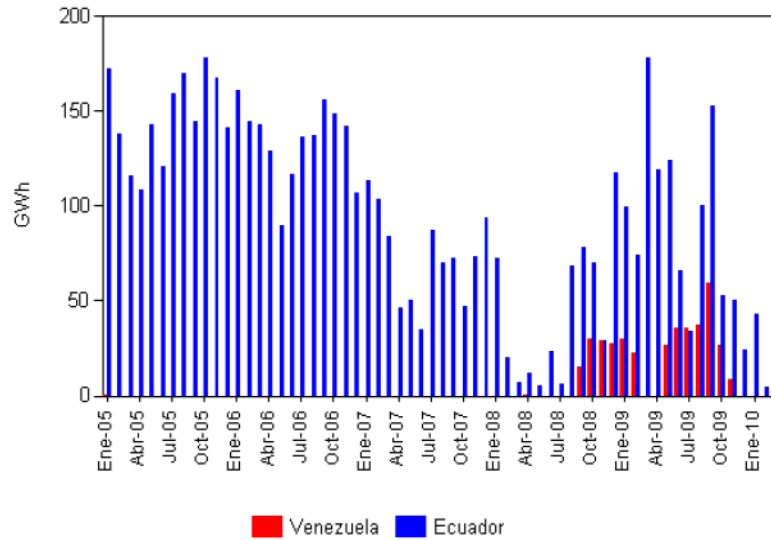
Fuente: XM

Como se puede apreciar en la Figura 11, las TIE con Ecuador se han realizado de manera casi continua³⁴ desde su inicio en el año 2003 a pesar de que en algunos periodos han disminuido generalmente asociada a fenómenos climatológicos, como El Niño que se presenta desde el mes de Diciembre de 2009³⁵.

³⁴ 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 209.

³⁵ Boletín informativo sobre el monitoreo del Fenómeno de "El Niño". Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM - 4 de marzo de 2.010. p1. {En Línea}.

Figura 11. Evolución de las Transacciones Internacionales de Electricidad



Fuente. XM. Informe Intercambios Internacionales Marzo de 2010.

4.2.7 Evolución de las TIE en Ecuador

A partir del 21 de noviembre de 2009 se inició la interconexión con Perú, aportando al Sistema Nacional unos 57.46 GWh, equivalente al 0,3% de la oferta de energía que cubre parte de la demanda de Machala.

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 230 kV, 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.

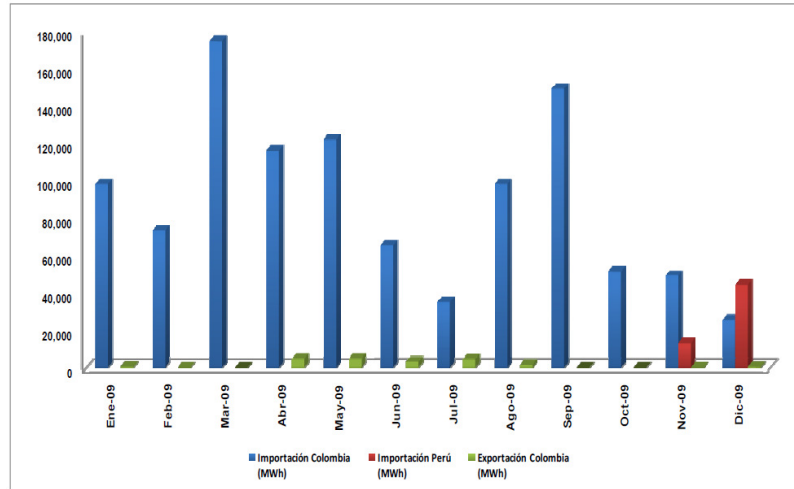
La

Figura 12 muestra las transacciones de Ecuador con Colombia y Perú durante el año 2009. Como se puede evidenciar, la importación de Colombia presenta un decrecimiento, debido a que en Colombia las condiciones climatológicas obligaron a reducir sustancialmente la exportación de energía eléctrica hacia Ecuador y a que se encuentra disponible operativamente el enlace internacional con el sistema eléctrico

Disponible en: http://www.derivex.com.co/pdf/IDEAM_EI_Ni%C3%B1o_ideam_IFN_04_MAR_2010.pdf.

de Perú, mismo que se utilizó para incrementar la oferta de energía eléctrica al país³⁶.

Figura 12. Importación y Exportación de energía , MWh



Fuente. Información Temprana del Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado 2009. p 20.

Las rentas de Congestión que resultaren a favor del MEM de Ecuador son asignadas a los Distribuidores y Grandes Consumidores en proporción a la energía total retirada del sistema.

4.3 Rentas de congestión

Las líneas de transmisión, debido a su capacidad limitada, con frecuencia 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.

Cuando los límites operativos de las líneas de transmisión se vuelven vinculantes, es decir, cuando es deseable utilizar más capacidad de la disponible, la transmisión se convierte en un recurso escaso. Se dice que una línea está congestionada si la diferencia de precios entre dos nodos es diferente de cero, en este caso el límite de la misma jugará un papel y habrá dos precios diferentes, de no ser así el límite de la línea sería irrelevante y habría un solo precio para la energía.

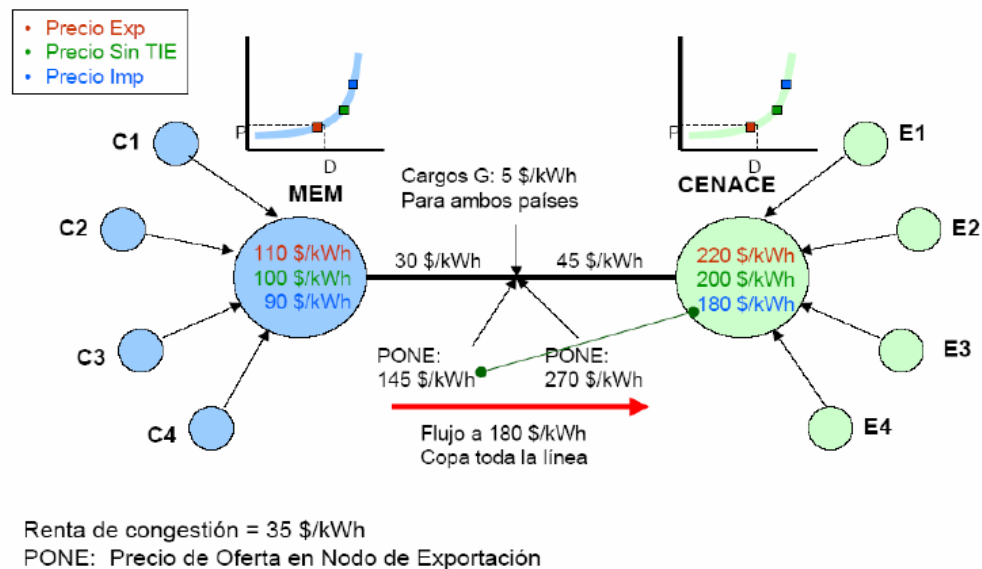
Estas diferencias hacen que en muchos países se opte por precios nodales diferenciados, y cuando se aplican a TIE se denominan precios de congestión, donde

³⁶ Dirección de Planificación del CONELEC. Información Temprana del Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado 2009. p 20.

el producto de la diferencia de dichos precios por las cantidades de energía exportada se denomina Rentas de Congestión³⁷.

La Figura 13. muestra un ejemplo sobre cómo se forma una renta de congestión para el caso de las TIE originalmente diseñadas en el marco de la CAN. 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 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 13. Formación de una Renta de Congestión.



Fuente. Edgar Hernán Cruz M. CONTEXTO Y DEBATES DE LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS INTERNACIONALES Grupo de investigación del sector eléctrico Colombiano. GRISEC Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Colombia Octubre 2004.

³⁷ STOFT, Steven, Power System Economics, Part 5, p. 389.

4.3.1 Panorama Internacional

El Mercado Eléctrico Europeo

- Antecedentes

Tradicionalmente los intercambios Internacionales en Europa se habían realizado por medio de un cobro de “tarifas por cruce de fronteras”, conocidas como “Cross Border Tariffs (CBT’s)”, las cuales son peajes que se cobran por el uso de las redes de transporte asociadas con los intercambios internacionales de electricidad.

Hasta el primero de marzo de 2002 la metodología para establecer las “tarifas por cruce de energía” era diferente en cada país, lo que producía un efecto tarifario conocido como “pankaking”, es decir, cuando se realizaba una transacción transfronteriza, era necesario pagar un peaje por utilizar las redes de cada país por el que fluía la electricidad, es decir, pagar la tarifa de red destino y las tarifas de cada uno de los países de tránsito.

A partir de marzo de 2002 los países miembros de ESTO (Operadores del Sistema de Transmisión Europeo “European Transmission System Operators”) acordaron homogeneizar estas tarifas y establecieron un sistema definitivo el cual entró a regir a partir del año 2003.

Por su parte, las empresas de energía europeas llegaron a la conclusión de que la tarifa para exportación es una barrera a la integración, y que debe ser eliminada en un área de libre comercio, siempre y cuando las aperturas de los respectivos mercados sean homogéneas. Acuerdan además que las compensaciones deben ser realizadas por los Gestores de Red de los países exportadores e importadores. De esta forma pretenden fomentar los tránsitos eficientes y desaparecer las barreras a la exportación (Cross Border Tariff, CBT).

Se encuentra además que la congestión en los enlaces internacionales es un fenómeno común en el mercado de electricidad europeo, ya que se identifica que el 50% de las conexiones internacionales existentes están permanentemente congestionadas³⁸.

³⁸ 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.

- Manejo de la Congestión

Respeto a la Gestión de la Congestión se opta por soluciones no discriminatorias y de mercado, con el fin de dar señales económicas eficientes a los Operadores de Mercado y a los Gestores de la Red de Transporte (GRT). Las congestiones se resuelven mediante métodos que no se basen en transacciones que impliquen una selección discriminatoria de contratos. Las transacciones que disminuyen la congestión (“Compensaciones de Flujo en Sentido Contrario”) no pueden ser rechazadas. Salvo casos de fuerza mayor, los Operadores del Mercado a los que se les haya asignado capacidad deben ser compensados por toda congestión³⁹.

En Europa existen diferentes métodos de asignación de capacidad de interconexión, los cuales generan ingresos que inicialmente son recolectados por el Gestor de Red, el cual por estar asociado con una actividad de monopolio, debe distribuir los ingresos inmediatamente son recolectados por el gestor de red, el cual por estar asociado con una actividad de monopolio, debe distribuir los ingresos inmediatamente según las condiciones específicas de cada país, evitando así el incentivo a mantener o aumentar la congestión. Es conveniente además que a los usuarios de la red se les reduzcan sus pagos por las rentas de congestión y que el regulador por su parte incentive con estos beneficios el aumento de la capacidad de interconexión y garantice su firmeza.

Manejo de Rentas de Congestión en el NORPOOL

A raíz de la desregulación de los mercados eléctricos alrededor del mundo, la integración energética se ha convertido en una tendencia que crece cada día más; quizá uno de los ejemplos más interesantes es el del mercado de los países nórdicos (NORPOOL), compuesto por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca quienes desde 1996 eliminaron todas las barreras de comercio de energía y en 1999 liberaron completamente los precios⁴⁰.

En el Nord Pool hay dos métodos para tratar las congestiones en las redes de transmisión originadas cuando la demanda de energía excede la capacidad de

Octubre de 2005. Pág 66.

³⁹ *Ibíd*

⁴⁰ GARCÍA J R, RENDÓN C M, PALACIOS B, La Integración Del Mercado Eléctrico De Los Países Nórdicos Nord Pool - Lecciones Para Otros Mercados, 2005. p. 14.

transmisión de una determinada línea, el primero son las áreas de precios y el otro son las compras de compensación.

El sistema de áreas de precios es utilizado para solucionar las congestiones de larga duración, ésta solución consiste en separar el mercado en zonas de negociación diferentes.

Las áreas de precios en la región nórdica son: Noruega Sur (NO1), Noruega Norte / Centro (NO2), Dinamarca Oeste (DK1), Dinamarca Este (DK2), Suecia (SE) y Finlandia (FI), en estos casos los participantes del mercado deben especificar cuál es su oferta para las diferentes áreas de precio; el precio de la energía es reducido en las áreas con excedentes de generación e incrementado en las áreas deficitarias, hasta que la demanda por transmisión sea llevada hasta su capacidad máxima. Las rentas de congestión constituyen la diferencia entre el precio de cada área de precios y el precio del sistema. Los diferenciales de precios resultantes de la división del mercado dan señales a los participantes sobre cuándo la capacidad de transmisión de un área está siendo copada. Los costos extra generados por la cuota de congestión son recuperados por los participantes del mercado cuando se hace la liquidación de este al final de la jornada.

La otra forma de solucionar las congestiones en la red de transmisión son las compras de compensación, esta solución consiste en pagar una compensación para que los generadores incrementen o reduzcan la producción para balancear el mercado, es importante recordar que en el sector eléctrico la demanda y la producción de energía en todo momento tienen que ser iguales. Los mayores costos generados por las compras de compensación son recuperados a través de las tarifas por transmisión. Suecia y Finlandia utilizan las áreas de precios para solucionar las congestiones en las transacciones internacionales y las compras de compensación para solucionar las congestiones en su mercado interno, mientras que Noruega utiliza el sistema de áreas de precios tanto para las transacciones internacionales como para las de su mercado interno. Sin embargo, este tipo de manejo de las rentas de congestión todavía constituye una variable que afecta los precios y obstaculiza la optimización del sistema en materia de costos⁴¹.

⁴¹ Ibíd. p. 26-27.

4.3.2 Panorama Nacional

En el esquema original de la CAN las rentas de congestión se definen como beneficios económicos producidos por la diferencia de precios de la energía en ambos lados de un enlace internacional y representan la ventaja competitiva en los medios de producción de energía de un país que está exportando frente a un país que está importando. Al existir un precio de compra de la electricidad en un país, mayor que el costo variable de producción en otro, se produce la transacción, ya que para el importador, desplazar una generación interna costosa le permite reducir su precio de bolsa, mientras para el país exportador, recibir un pago por un valor mayor al del costo variable de producción, le proporciona una ganancia infra-marginal, que en la teoría marginalista corresponde a la bondad del negocio y sirve adicionalmente para recuperar los costos fijos relacionados con ese mercado. Estas rentas no son asignadas a los propietarios de los enlaces internacionales y no constituyen fuente de remuneración para la generación, excepto con la señal de integración, que hace que la demanda local se vea incrementada por la demanda exportada, en cuyo caso los generadores reciben una renta adicional por el aumento de la demanda, debido a que el precio marginal del mercado local se sanciona considerando la demanda exportada⁴².

Es importante indicar que, en Colombia, el 80% de las rentas de congestión tienen el objeto de cubrir parte del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, y en zonas subnormales urbanas, de acuerdo con la Ley 812 de 2003, el 20% restante se trasladará a la demanda doméstica, quien verá reflejado este beneficio en un menor costo de restricciones⁴³.

El Artículo 118 de la Ley 812 DE 2003 establece los lineamientos del Fondo de Energía Social (FOES), creado por el Ministerio de Minas y Energía como un sistema

⁴² CREG, Resolución 004 de 2003, Por la cual se establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

⁴³ CREG, Resolución 060 de 2004, Por la cual se modifica la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE, en relación con la Asignación de las Rentas de Congestión

de cuenta especial, con el objeto de cubrir hasta \$40/kWh del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, y en zonas subnormales urbanas todas las cuales definirá el Gobierno Nacional.

A este fondo ingresan los recursos para cubrir hasta el valor señalado los cuales provendrán del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el ASIC como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones. Recuérdese que actualmente se le entrega a Ecuador el 50% de estas Rentas de Congestión, por lo que es de esperar que el 80% se aplique solo para el 50% que corresponde a Colombia.

El Ministerio de Minas y Energía reglamenta el manejo y la administración de estos recursos, así como la periodicidad de los desembolsos a las empresas comercializadoras que atienden a los usuarios definidos anteriormente. El Artículo 118 además establece lo siguiente:

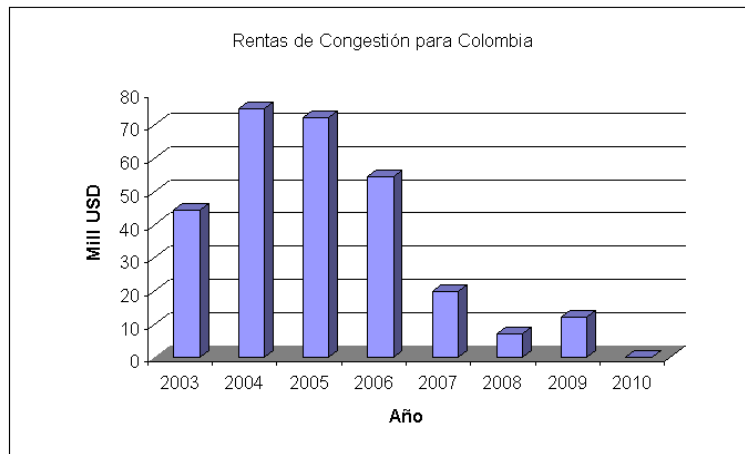
- El valor cubierto se reajustará anualmente con el índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE.
- Los comercializadores reflejarán el menor valor de la energía en la factura de cobro correspondiente al período siguiente a aquel en que reciban efectivamente las sumas giradas por el Fondo de Energía Social y en proporción a las mismas.
- La cantidad de demanda de energía total cubierta por este fondo será como máximo un ocho por ciento (8%) del total de la demanda de energía en el sistema interconectado nacional. Este porcentaje dependerá de la cantidad de recursos disponibles.
- La vigencia de este fondo expirará cuando ocurra el primero de los siguientes eventos.
 1. El agotamiento de las rentas de congestión.
 2. El cumplimiento del término de ocho (8) años, contados a partir de la vigencia de la ley 812 de 2003.
- Para todos los efectos, los recursos del Fondo de Energía Social se consideran inversión social en los términos definidos en la Constitución Política y en la presente ley.

En lo que va corrido de la implementación de las TIE entre Colombia y Ecuador, en

particular, entre marzo de 2003 y septiembre de 2009, según información de XM⁴⁴ (2010), las exportaciones que ha realizado Colombia a Ecuador ascienden a 8693,370.87 GWh, equivalentes a 726,884.66 millones de dólares, originando unas rentas de congestión de 284.76 millones de dólares.

En la Figura 14 Se puede apreciar la evolución de las rentas de congestión para Colombia

Figura 14. Evolución de las Rentas de Congestión para Colombia.

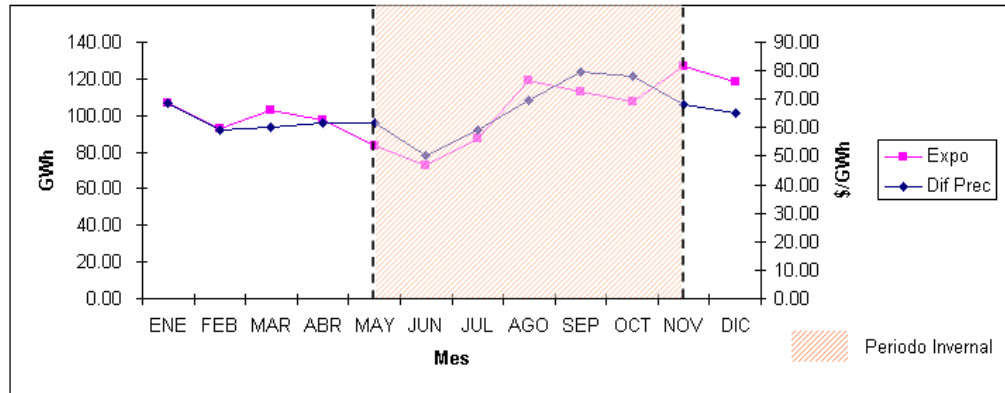


Fuente: XM. Elaboración Propia.

La Figura 15 muestra el comportamiento promedio histórico de la diferencia de precios entre Colombia y Ecuador y de las exportaciones a Ecuador. Se puede apreciar en los meses de invierno se ha exportado una mayor cantidad de energía y dado que el precio de energía en Colombia baja en estos meses, la diferencia de precios entre Colombia y Ecuador también aumenta.

⁴⁴ Compañía de Expertos en Mercados (XM).

Figura 15. Comportamiento histórico de la diferencia de precios y de las exportaciones hacia Ecuador



Fuente: Elaboración Propia.

5 DERIVADOS FINANCIEROS

Con el aumento del nivel de incertidumbre, debido a las condiciones cambiantes de la economía, en los países ha surgido una creciente necesidad de cubrir los riesgos, mientras los inversionistas están ávidos de aprovechar su mayor disposición a asumir esos riesgos. Los derivados financieros, cuyo principal objetivo es la cobertura de riesgos relacionados con aspectos económicos tales como: tasa de cambio, tasas de interés, precios de bienes, etc., permiten que los agentes puedan escoger su nivel óptimo de riesgo en función de su naturaleza y su ambición. Por lo anterior, el mercado de productos financieros se ha intensificado de manera significativa en el mercado eléctrico Colombiano⁴⁵.

Los instrumentos derivados son acuerdos financieros cuyo precio está determinado por el valor de otro activo denominado activo subyacente. Los derivados operan a través de contratos celebrados entre dos tipos de agentes: los que quieren cubrirse del riesgo inherente al precio del subyacente y los que buscan asumirlo. Los primeros tienen como finalidad asegurar el precio futuro del subyacente, mientras que los segundos buscan obtener ganancias económicas de las variaciones en el precio de dicho activo. El objetivo de estos productos es reducir el riesgo asociado con las fluctuaciones inesperadas del precio del activo subyacente⁴⁶. Los derivados pueden realizarse sobre tasas de interés, tipos de cambio, precios de materias primas (commodities), acciones y actualmente sobre el precio *Spot* de la energía para optar al Cargo por Confiabilidad en Colombia (resolución CREG 071 de 2006).

5.1 Contratos en el Mercado Eléctrico Colombiano

En el Mercado Eléctrico Colombiano, se utilizan ampliamente los contratos bilaterales, los cuales son acuerdos financieros (cobertura) bilaterales para la compra-venta de energía entre Generadores y Comercializadores, para atender parte o la totalidad de los compromisos comerciales del agente comprador en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Estos contratos no implican necesariamente la entrega física de la electricidad Existe plena libertad en la forma de contratación, siempre y cuando se

⁴⁵ CREG, Informe de Gestión Año 2003 y Primer Trimestre de 2004.

⁴⁶ CARDENAS SANTA MARIA, Patricia, El Mercado De Derivados En Colombia Una Mejor Administración Del Riesgo. Revista La Semana Económica. {En Línea}, 2005. Disponible en: (http://www.asobancaria.com/upload/docs/docPub2791_2.pdf). p. 1.

determine a nivel horario la cantidad y el precio. Es decisión de los agentes comercializadores su grado de exposición a la Bolsa. Existen varios tipos de contratos⁴⁷:

- Pague lo Contratado (*Take or Pay*): El comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, a una determinada tarifa, independiente de que ésta se consuma efectivamente. Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en Bolsa (este es el único caso en que un agente comercializador vende energía en Bolsa).
- Pague lo Demandado (*Take and Pay*): Contratos suscritos para cubrir la demanda comercial del agente comercializador. Las cantidades sólo se conocen al momento de calcular la demanda total del agente comprador. El Vendedor asume el riesgo de cambio en la demanda.

En la actualidad, el 78.02% de la energía se transa en contratos y el 21.97% restante en bolsa⁴⁸, lo que pone de manifiesto la aversión de los agentes generadores al riesgo de la volatilidad en el precio *Spot*.

5.2 Clases de Contratos

Los instrumentos de cobertura más comúnmente utilizados tanto a nivel nacional como internacional son los contratos *Forward*, los futuros y las opciones. Existen otros instrumentos de cobertura como los *Swaps* que son acuerdos entre empresas para el intercambio de flujos de caja en el futuro, pero para el caso de las rentas de congestión se analizarán los primeros tres ya que se adaptan mejor al activo subyacente.

5.2.1 Contratos Forwards

Son acuerdos entre dos partes para comprar o vender un activo (que puede ser de cualquier clase) en un momento futuro previamente acordado, son utilizados para controlar el riesgo y son establecidos directamente entre las partes (contratos bilaterales); en un contrato se acuerdan la cantidad, el precio, la fecha de ejercicio y

⁴⁷ “El Mercado Mayorista y su Administración”, Seminario Intro. a la Operación del SIN y a la Administración del Mercado. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., Julio 2006.

⁴⁸ XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., Diciembre de 2009.

las penalizaciones si alguna de las partes llegase a incumplir lo establecido⁴⁹. Al no ser estandarizados son de baja transabilidad y de poca liquidez.

Los *Forward* sobre divisas son muy utilizados; la mayoría de los grandes bancos realizan operaciones *Forward* sobre divisas. Las instituciones financieras actúan frecuentemente como creadores de mercado (*Market Makers*), esto significa que están dispuestos a registrar un precio de compra y un precio de venta sobre un contrato *Forward*. Este tipo de transacciones se denomina *Over the Counter* (Sobre el mostrador)⁵⁰, ya que se realizan fuera de la bolsa, de forma bilateral entre quien compra y quien vende un activo en el futuro, con garantías que no son del mercado.

- Cálculo del precio *Forward*

El precio especificado en un contrato *Forward* se denomina precio de entrega y se calcula de la siguiente manera. Para un activo financiero con precio S_0 que no proporciona una renta adicional (dividendo, cupón, etc.):

$$F_0 = S_0 e^{rT}$$

Donde T es el tiempo hasta el vencimiento, r es la tasa de interés libre de riesgo (no se tiene en cuenta en este análisis la inflación) y F_0 es el precio *Forward*.

- Valoración de contratos *Forward*

El valor de un contrato *Forward* en el momento en que se firma por primera vez es cero. En una fase posterior puede adquirir un valor positivo o negativo. Suponiendo que F_0 es el precio *Forward* actual para un contrato que se negoció en el algún momento del pasado, la fecha de entrega es en T años, y r es la tasa de interés libre de riesgo anual para T años. Siendo K el precio de entrega del contrato y f el valor actual del *forward*. Un resultado general, es:

$$f = (F_0 - K)e^{-rT}$$

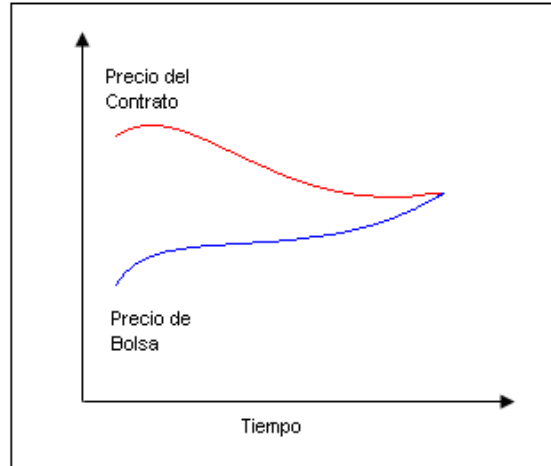
Cuando el contrato se negocia por primera vez K es igual a F_0 y $f = 0$. A medida que el tiempo pasa, tanto el precio *Forward* como el valor del contrato cambian.

⁴⁹ *Ibíd.*

⁵⁰ HULL, John, *Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones*. 2002. Prentice Hall p. 4.

Cuando se acerca el mes de entrega de un contrato *Forward*⁵¹ el precio del *Forward* converge hacia el precio al contado del activo subyacente. Al llegar al periodo de entrega, el precio del *Forward* se hace igual o va a estar muy ceca del precio de contado⁵², en este momento el contrato deja de existir (Figura 16).

Figura 16. Relación entre el precio del contrato y el precio de bolsa a medida que se aproxima el mes de entrega.



Fuente: HULL, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones. p. 23

Dado que los contratos *Forward* son de tipo “*Over the Counter*” (sobre el mostrador), tanto la cantidad de energía, como el precio (que para el caso de esta disertación sería la diferencia de precios entre países), y la fecha de entrega, son acordadas por las partes involucradas.

5.2.2 Contratos de Futuros

Son acuerdos para comprar o vender un activo en una fecha futura a un precio determinado, son contratos estandarizados, y funcionan como un mercado secundario “Mercados de Futuros”. Los orígenes de los Mercados de Futuros podrían situarse en la Edad Media. Fueron creados originalmente para satisfacer las demandas de agricultores y comerciantes quienes se ponían de acuerdo para negociar el precio de los productos en un determinado momento del futuro. En la actualidad existe un gran número de Mercados de Futuros con contratos, sobre un sin número de activos subyacentes; de estos mercados se destacan el Chicago Board of Trade y el Chicago

⁵¹ Esta premisa también aplica a los contratos de Futuros.

⁵² *Ibid*, p. 23.

Mercantile Exchange.

- El Chicago Board of Trade fue fundado en 1848 con el fin de servir de enlace entre agricultores y comerciantes. Su tarea principal fue en principio, estandarizar calidades y cantidades de los cereales que se comercializaban. El primer contrato de futuros se llamó contrato *to-arrive*⁵³. Los especuladores se interesaron pronto en ese contrato y descubrieron que comerciar con el propio contrato era una alternativa atractiva frente al comercio del grano. El Chicago Board of Trade ofrece hoy en día contratos de futuros para muchos activos subyacentes, incluyendo maíz, avena, soja, harina de soja, aceite de soya, trigo, plata, bonos del Tesoro y Letras del Tesoro.
- El Chicago Produce Exchange fue fundado en 1874 proporcionando un mercado para la mantequilla, los huevos, aves y otros productos agrícolas perecederos. En 1898, los tratantes de mantequilla y huevos se retiraron de este mercado para formar el Butter and Egg Board que en 1919 cambió su nombre por Chicago Mercantile Exchange (CME) que se reorganizó para negociar futuros. Desde entonces, la institución ha aportado mercados de futuros para muchos productos incluyendo entre otros, panceta de cerdo (1961), vacuno vivo (1964), porcino vivo (1966) y vacuno para el consumo (1971), en 1982 introdujo un contrato de futuros sobre el S&P 500 Stock Index.

El CME comenzó a procesar contratos de futuros en divisas en 1972, hoy estos contratos incluyen la libra esterlina, el dólar canadiense, el yen japonés, el dólar australiano, el peso mexicano, el real brasileño, el rans sudafricano, el euro, entre otros. El CME también procesa un muy conocido contrato de futuros sobre eurodólares⁵⁴.
- En Colombia, existe un Mercado de Futuros en la Bolsa Nacional Agropecuaria, en donde se tranzan Contrato avícolas, ganaderos, porcícolas, entre otros, y en la Bolsa de Valores de Colombia existe un tipo de contrato llamado OPCF (Operaciones a Plazo de Cumplimiento Financiero sobre TRM) los cuales son mecanismos de cobertura estandarizados cuyo objetivo es comprar o vender dólares en una fecha futura, permitiendo mitigar el riesgo cambiario. El cumplimiento de la operación se realiza mediante el pago en

⁵³ To-arrive: Para el Futuro

⁵⁴ HULL, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones, 2002, Prentice Hall. p. 1-3.

dinero de un diferencial de precios, de manera que no se presenta la transferencia física del activo⁵⁵.

- En cuanto a los mercados de energía eléctrica, en Colombia, en el año 2005, se realizó el primer intento para incursionar en los mercados de derivados, con la publicación de la Resolución CREG 031 de 2005, en donde se adoptan las disposiciones sobre el funcionamiento del mercado de opciones y futuros como parte del Mercado Eléctrico Mayorista, en ésta se especifica el Sistema Electrónico de Contratos Normalizados de Largo Plazo (SEC); la propuesta no llegó a concretarse. En el año 2009 se publicó la resolución CREG 023, en la cual se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende expedir la CREG “Por la cual se adopta el “Mercado Organizado Regulado MOR”, que probablemente entrará en funcionamiento en los próximos meses, y se define como el conjunto de transacciones de compra y venta de energía eléctrica para suplir la demanda de los usuarios finales regulados. En este mercado las transacciones serán realizadas mediante un mecanismo de subasta de forma centralizada y estandarizada. Otro ejemplo de la utilización de mercados de futuros en el sector eléctrico colombiano es el mercado de derivados de *commodities* energéticos (Derivex), entidad constituida por la Bolsa de Valores de Colombia y la Compañía de Expertos en Mercados XM. En este mercado se pueden negociar contratos de futuros de electricidad.

A pesar de que los contratos de futuros no proporciona flexibilidad en cuanto al tipo de contrato, suelen ser económicos debido justamente a que, por ser estandarizados, se hacen fácilmente transables, incrementando su liquidez en el mercado⁵⁶.

- Cálculo del precio de Futuros
Es posible demostrar mediante un argumento de arbitraje, que cuando la tasa de interés libre de riesgo es constante e igual para todos los vencimientos, el precio Forward de un contrato con cierta fecha de entrega es igual que el precio del futuro para un contrato con la misma fecha de entrega. Cuando las tasas de interés varían de forma impredecible (como sucede en la realidad), los

⁵⁵ Bolsa de Valores de Colombia, {En Línea}. 2010. Disponible en: <http://www.bvc.com.co/bvcweb/mostrarpagina.jsp>

⁵⁶ STOFT, Steven, Power System Economics, Part 1, Pág. 87.

precios Forward y Futuros no serán los mismos. Pero en la mayoría de los casos, las diferencias teóricas entre los precios Forward y de los futuros son suficientemente pequeñas como para poder ignorarlas.

5.2.3 Opciones

Se definen simplemente como un derecho sin una obligación. En forma más precisa, el tenedor de una opción tiene un derecho sin tener una obligación, pero el que la suscribe o el que vende la opción, tiene una obligación absoluta. Por el derecho que la opción estipula, el que adquiere la opción paga al que la suscribe una cuota denominada prima. El precio contractual se llama precio de ejercicio y la fecha de finalización del contrato, fecha de vencimiento. Una opción europea solo puede ser ejercida en la fecha de vencimiento (como ejemplo ilustrativo se puede usar el valor de salvamento de un Leasing), mientras que una opción americana, puede ser ejercida en cualquier momento hasta su fecha de vencimiento.

Es de subrayar el hecho de que una opción otorga a su titular el derecho de hacer algo, sin estar obligado a ello. Es en este punto donde se diferencian las opciones de los contratos de futuros. El titular de una posición larga en futuros se compromete a comprar un activo a un cierto precio y en una fecha dada, mientras que el titular de una opción de compra tiene la posibilidad de decidir sobre la compra de un activo en una fecha dada, si se trata de una opción europea, y en cualquier momento si la opción es americana⁵⁷.

Las primeras compraventas de opciones se iniciaron en Europa y los Estados Unidos en el siglo XVIII. En sus principios no gozaron de buena reputación debido a ciertas prácticas fraudulentas como regalar a algunos agentes opciones sobre acciones de ciertas empresas para incentivarles a recomendar la compra de esas acciones a sus clientes.

En abril de 1973, el Chicago Board of Trade abrió un nuevo mercado organizado, el Chicago Board Options Exchange, con la finalidad de negociar opciones sobre acciones de empresas que cotizaban en bolsa. En los años ochenta se desarrollaron los mercados sobre opciones en divisas, índices bursátiles y contratos de futuros. El mercado *Over-the-Counter* ha crecido rápidamente desde los años ochenta y es mayor que el mercado organizado. Una ventaja de las opciones intercambiadas en

⁵⁷ HULL, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones. 2002, Prentice Hall. p. 5.

este mercado es que pueden ser diseñadas para satisfacer las necesidades concretas de una persona o institución⁵⁸ (flexibilidad).

Existen diferentes tipos de opciones, las más comunes son las llamadas *Call* y *Put*.

- a) Opción *Call*; Opción de Compra. Este tipo de opciones dan al propietario el derecho a comprar un activo dentro de un período de tiempo determinado, por un cierto precio (precio de ejercicio).
- b) Opción *Put*; Opción de Venta. Se trata de la opción contraria a la anterior, da al propietario el derecho a vender un activo dentro de un período de tiempo determinado a un cierto precio (precio de ejercicio)⁵⁹.

- Posiciones en Opciones

En cada contrato de opciones hay dos partes. En una parte está el inversor que ha tomado la posición larga (que ha vendido el derecho a que le ejerzan la opción). En otra parte está el inversor que ha tomado la posición corta (que ha comprado el derecho a ejercer la opción). El emisor de una opción recibe el pago en metálico (la prima) pero tiene pasivos potenciales en el futuro. Su relación beneficio/pérdida es la contraria de la del comprador de la opción. Hay cuatro tipos de posiciones en opciones: posición larga en una opción de compra, posición larga en una opción de venta, posición corta en una opción de compra y posición corta en una opción de venta.

Una técnica muy utilizada para valorar opciones sobre acciones se basa en construir árboles binomiales. Este es un esquema en árbol que representa diferentes trayectorias que puede seguir el precio de las acciones subyacentes sobre la vida de la opción.

Actualmente las opciones se negocian de forma muy activa en los mercados y los activos subyacentes son acciones, índices de acciones, divisas y contratos de futuros.

Un claro ejemplo de la utilización de opciones en el mercado eléctrico Colombiano es el cargo por confiabilidad, el cual se define como la remuneración que se paga a un agente generador por la garantía de cumplimiento de una obligación de entrega de una Energía Firme a un precio máximo, para cuyo monto se mide la

⁵⁸ STOFT, Steven, Power System Economics, Part 1, Pág. 87.

⁵⁹ *Ibíd.* p. 181.

disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC (*Energía Firme*), que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces.

Esta energía está asociada con la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas⁶⁰.

Se plantea realizar contratos cuyo cubrimiento de riesgo dependa de otros factores, diferentes al precio actual. En el sector eléctrico colombiano el precio de los contratos se plantea dependiendo de factores como el nivel de los embalses, los pronósticos meteorológicos, etc.

⁶⁰ Resolución CREG 071 de 2006.

6 SISTEMAS DE ASIGNACIÓN DE PRECIOS MEDIANTE SUBASTAS

Dada la particularidad del comportamiento de los precios de energía de Colombia y Ecuador, que dependen de variables climáticas, económicas y energéticas de cada uno de los países, el cálculo del precio de los contratos de futuros por los métodos utilizados para valorar futuros sobre acciones (similares a los utilizados para valorar forwards mencionados en el literal 6.1.1), e incluso los métodos para valorar commodities⁶¹ (que tienen en cuenta el costo de almacenamiento) no representaría adecuadamente el valor de los futuros sobre las rentas de congestión, pues la energía además de tener volatilidad, también muestra estacionalidad y reversión a la media. La estacionalidad se genera por la demanda estacional de energía y las dificultades para almacenarla. La reversión a la media se origina por el desequilibrio en el corto plazo entre la oferta y la demanda que origina movimientos de los precios que se alejan de su media estacional, pero una vez las condiciones normales del mercado se restablecen tienden a acercarse a la media estacional⁶². Es por esto se propone realizar un esquema de subastas para valorar los contratos ya que de esta forma el precio obtenido reflejaría las expectativas de los agentes quienes tienen en cuenta tanto las variables que afectan el precio de la energía así como los datos históricos del mismo. A continuación se analizarán dos tipos de subastas las cuales se han implementado con éxito en el sector eléctrico tanto en Colombia como en otros países.

6.1 Clases de Subastas

A continuación se analizan las características de los principales formatos de subastas⁶³:

- Subastas Ascendentes o Inglesas

Es el tipo de subasta más utilizado. La característica que la define es que el precio se va incrementando o decreciendo (según sea el caso), sucesivamente hasta que queda un único comprador o vendedor, al que se le adjudica el bien al precio final.

⁶¹ Commodities: mercancías como el oro, el petróleo o el trigo. La Energía podría catalogarse como un commodity pero tiene características muy particulares que la diferencian de los demás productos ya que no se puede almacenar y su producción depende íntegramente de la demanda.

⁶² HULL, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones. 2002, Prentice Hall. p. 474.

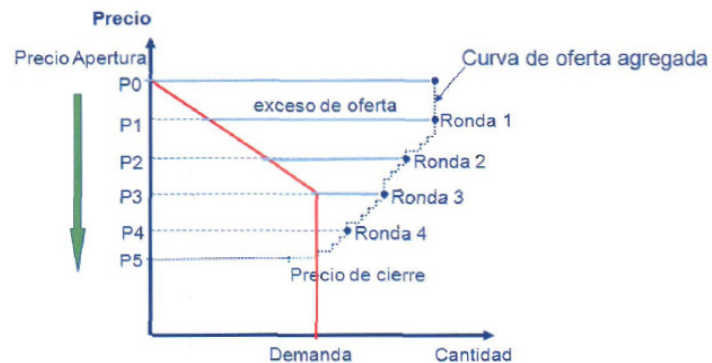
⁶³ Cargo por Confiabilidad, Documento CREG, P71. 2006. {En Línea}. Disponible en: www.creg.gov.co.

- Subasta Holandesa o Subasta descendente

En este caso el subastador o comprador inicia con un precio muy alto que va disminuyendo sucesivamente hasta que algún comprador o vendedor lo acepta. Este tipo de subastas recibe su nombre por ser el mecanismo utilizado tradicionalmente para la venta de flores en Holanda.

Los esquemas de subastas para asignar precios a derivados de electricidad han sido utilizados en Colombia exitosamente para las opciones sobre generación (cargo por confiabilidad) y los futuros sobre energía del Mercado Organizado Regulado (MOR). En ambos casos el esquema utilizado ha sido la subasta de reloj descendente, en la cual los agentes realizan una oferta de precio para una cantidad específica de energía y en cada ronda las ofertas y los precios disminuyen hasta que no exista exceso de oferta, momento en el cual se cierra la subasta. Este tipo de subastas se adapta adecuadamente a los casos en los que el objetivo de la subasta es acordar un precio de compra y el dueño de la misma es el comprador del producto (Figura 17).

Figura 17. Subasta de Reloj Descendente



Fuente: Documento CREG 077, p 46, 2008.

Para el caso del Cargo por Confiabilidad, se requiere encontrar la “Prima” de la opción de energía firme mientras que en el MOR se busca encontrar el precio de energía en el futuro.

Este tipo de subastas no son la opción más adecuada cuando lo que se pretende es encontrar una cantidad de energía específica para vender en el futuro y el dueño de la subasta es quien vende el producto como es el caso de las rentas de congestión.

- Subasta con Sobre Cerrado de Primer Precio

Los potenciales vendedores presentan las pujas en sobre cerrado. El bien se adjudica al mejor postor y el precio coincide con la mejor puja. Es este tipo de subasta se destacan dos características que contrastan con lo que ocurre en la subasta inglesa: en el momento de presentar sus pujas los potenciales vendedores no conocen cuales son las pujas de los demás; y cada vendedor solo puede presentar una única puja, es decir, no existen rondas adicionales.

- Subasta con Sobre Cerrado de Segundo Precio (o Vickrey)

El precio corresponde a la primera puja más baja de las rechazadas. De esta manera, el precio es independiente de la puja presentada por el ganador. Quien gana no influye en el precio.

6.2 Metodologías Utilizadas para la Simulación de Subastas

Las subastas se utilizan en los sistemas eléctricos de diferentes países para realizar múltiples tipos de transacciones como la venta de contratos de energía, el despacho económico diario, la asignación del AGC o del cargo por confiabilidad en el caso del Mercado Eléctrico Colombiano. Es por esto que diferentes investigadores han visto la necesidad de crear mecanismos para la simulación de subastas y se han desarrollado diferentes metodologías, algunas de ellas se muestran a continuación:

- En 1996 Charles W. Richter, Jr. y Gerald B. Sheblé de la Universidad Estatal de Iowa, crearon una metodología basada en algoritmos genéticos que buscaba predecir el comportamiento de las ofertas de los generadores en las subastas energéticas realizadas en el Mercado Regional de Commodities. Esto con el objetivo de proporcionar una herramienta a los participantes del mercado para crear estrategias exitosas a la hora de realizar sus ofertas. Los algoritmos genéticos se basan en el principio de la selección natural de Darwin. Una población de posibles soluciones para un problema de optimización es seleccionada aleatoriamente. A cada dato o “Criatura” se le asigna una medida heurística de su calidad. Durante el proceso de evolución, las criaturas con mayor aptitud se ven favorecidas y se les permite procrear a través del cruce, los nuevos individuos reemplazan a los miembros con menor puntaje y el ciclo se repite.
- En el año 2008, Eduardo Andrés Roubik Rojas de la Universidad Católica de Chile, se basó en la teoría de juegos para construir un modelo de las subastas

de Energía en Chile con el fin de identificar los parámetros relevantes para predecir el comportamiento de los generadores y cómo la aversión al riesgo influencia el comportamiento estratégico de los mismos. La Teoría de Juegos estudia situaciones de conflicto y cooperación a las que se denominan juegos, en las que interactúan individuos racionales, analizando los comportamientos y resultados que son de esperar. En el trabajo realizado por Roubik, se realizaron simulaciones para diferentes subastas cambiando el perfil de riesgo de los generadores en cada una de ellas.

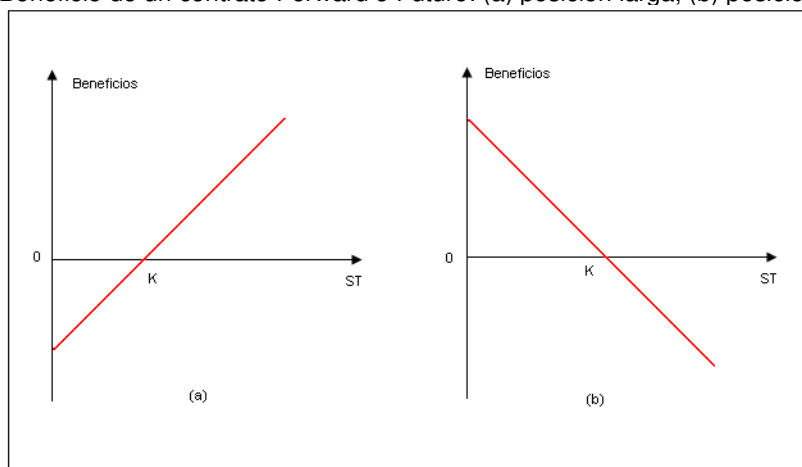
- Para el caso del Mercado Eléctrico Colombiano, se han realizado simulaciones en el diseño de diversos tipos de subastas, una de ellas es la Asignación de Contratos de Energía Firme en el marco del esquema de Cargo por Confiabilidad, diseñado por Peter Cramton, Steven Stoft, y Jeffrey West en el año 2006. En este trabajo se desarrollaron tres modelos. En el primero, se utilizaron los datos históricos de los precios para evaluar el comportamiento del riesgo de unidades generadoras hipotéticas tanto termoeléctricas como hidroeléctricas. El segundo modelo utilizó los precios históricos y los datos de operación para evaluar el riesgo de las unidades generadoras que se encontraban en funcionamiento, esto con el fin de evaluar el riesgo de las empresas de generación. El tercer modelo simuló las subastas de energía firme y el comportamiento de los inversionistas hacia el futuro. Con estas simulaciones se evaluó el impacto que tendría en las decisiones de los inversionistas los cambios en la curva de demanda de energía firme y en el precio de escasez. En las simulaciones se caracterizaron los agentes y se realizaron corridas con diferentes ofertas de cada recurso de generación, además se agregaron recursos de diferentes tecnologías durante los veinte años simulados para tres escenarios de demanda de energía firme. Los resultados obtenidos con este estudio mostraron una reducción considerable en el riesgo para los agentes generadores con la implementación del Mercado de Energía Firme.

7 SELECCIÓN DEL TIPO DE CONTRATO A IMPLEMENTAR

7.1 Beneficios Obtenidos para contratos Forward y Futuros

Los contratos Forward y Futuros se liquidan a su vencimiento. Si se supone que la fecha de vencimiento es T y se define S_T como el precio spot en la fecha T y K como el precio de entrega del contrato. El valor al vencimiento o valor terminal de una posición larga (de compra) en el contrato sobre una unidad del activo es $S_T - K$ (Figura 18 (a)), al vencimiento, dado que permite que un activo valorado en S_T sea adquirido por K . Una posición corta para vender una unidad del activo vale $K - S_T$ (Figura 18 (b)) en el momento T porque permite que un activo valorado en S_T sea vendido por K . Los beneficios brutos de los contratos pueden ser positivos o negativos. Como no cuesta nada entrar en un contrato Forward o Futuro⁶⁴ el beneficio del contrato es igual al beneficio⁶⁵.

Figura 18. Beneficio de un contrato Forward o Futuro: (a) posición larga, (b) posición corta.



Fuente: Hull, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones, Cuarta Edición. 2002. Prentice Hall. p. 40.

7.2 Beneficios obtenidos para las opciones

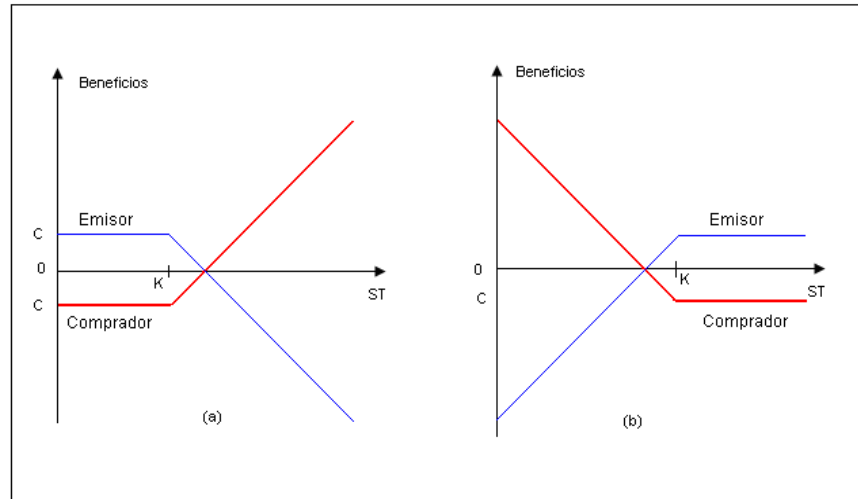
Para una opción de compra europea sobre una unidad de producto, con un precio de ejercicio de K con una prima igual a C si el precio del producto al vencimiento es menor que K la opción no se ejercerá y el comprador perdería la totalidad de su

⁶⁴ Salvo las garantías que se exijan.

⁶⁵ HULL, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones. 2002, Prentice Hall. p. 40.

inversión inicial, ésta constituiría la ganancia del emisor de la opción. Si por el contrario, el precio del producto está por encima de K , la opción se ejercería y la ganancia sería igual a $S_T - K - C$, ésta sería a su vez la pérdida del emisor (Figura 19). Si se tratara de una opción de venta ocurriría que si el precio del producto al vencimiento es mayor que K , la opción no se ejercería y el vendedor perdería la totalidad de su inversión inicial, esta sería la ganancia del emisor de la opción. Si por el contrario, en el momento del vencimiento el precio del producto está por debajo de K , la opción se ejercería y la ganancia sería igual a $K - S_T - C$, la cual constituiría la ganancia del emisor (Figura 19).

Figura 19 Beneficio de un contrato de opción: (a) de compra, (b) de venta.



Fuente: Hull, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones, Cuarta Edición. 2002. Prentice Hall. p. 183-184.

Una vez analizadas las características de cada una de las alternativas de contratos, se considera utilizar los contratos de futuros para las rentas de congestión. Esta decisión se basa en que este tipo de contratos, al ser estandarizados, se pueden tranzar fácilmente a diferencia de los contratos forward que no tendrían ninguna posibilidad de liquidez, además son fáciles de valorar y no requieren de una inversión inicial como las opciones, lo cual los haría poco atractivos debido a que los compradores (Agentes del Mercado) utilizarían estos como un medio de especulación y no como un medio de cobertura, esto implica que estarían dispuestos a enfrentar un riesgo mayor con la esperanza de mayores utilidades. Desde el punto de vista del propietario de las rentas de congestión la utilización de contratos de futuros también resulta ser una alternativa más atractiva ya que si decidiera negociar con opciones sus ganancias por los contratos se verían limitadas únicamente al valor de las primas pagadas por los

inversionistas.

8 ESPECIFICACIÓN DE LOS CONTRATOS

Dado que se pretende crear un nuevo contrato, se debe especificar con detalle la naturaleza exacta del acuerdo entre las partes: el activo, el tamaño del contrato así como dónde y cuándo se realizará la entrega. Para todas las alternativas, la mayoría de las características de los contratos se mantendrán. Con excepción de algunas de las que se hará claridad.

8.1 El activo

El activo subyacente en el contrato de futuros para las rentas de congestión será, para el caso de las TIE con Ecuador, la diferencia de precios de energía entre el mercado de Colombia y el de Ecuador.

$$S_D = (S_A - S_B)$$

Donde:

S_D Promedio del precio de las rentas de congestión

S_A Promedio del Precio PONE Colombia

S_B Promedio Precio PONE Ecuador

8.2 El periodo de Compromiso

El periodo de compromiso corresponde al periodo sobre el cual se tranzará cada uno de los contratos sobre las Rentas de Congestión. El período del compromiso se plantea como un año debido a que permite un cierre completo de invierno y verano entre los dos países.

8.2.1 Alternativas analizadas

- Alternativa 1. Compromiso anual

En esta clase de compromiso el dueño de los rentas de congestión pone a disposición de los agentes una cantidad determinada de energía que corresponde a un año de exportaciones hacia Ecuador y se firmarán contratos en los cuales se tomará como precio de cierre el promedio anual de la diferencia de precios de energía entre Colombia y Ecuador.

- Alternativa 2: Compromiso Mensual

Al igual que en la alternativa 1, se venderán contratos sobre las exportaciones de un año, pero dichos contratos tendrán vencimiento mensual así que el precio de cierre corresponderá al promedio mensual de la diferencia de precios entre Colombia y Ecuador.

8.2.2 Evaluación de las alternativas

Los principios de los contratos sobre las rentas de congestión para los cuales la selección del periodo de compromiso es importante son el número de participantes y la diversificación del riesgo.

- Número de Participantes

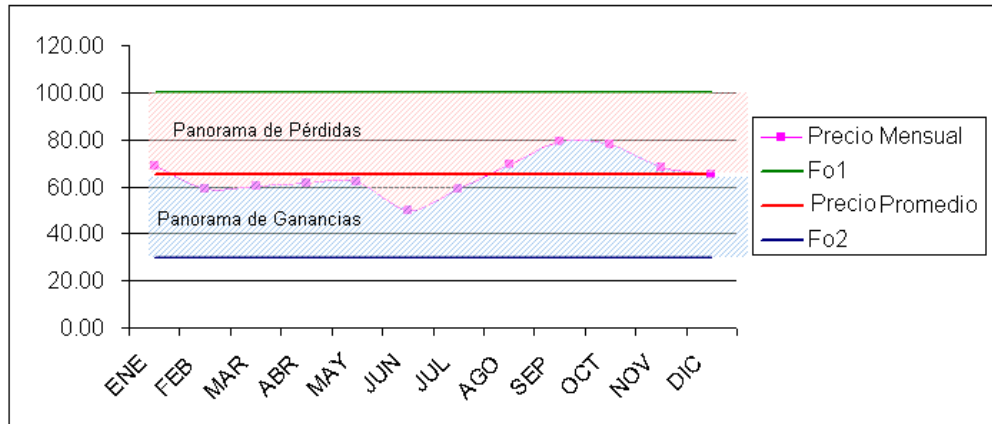
El tener el mayor número posible de participantes en los contratos sobre las rentas de congestión, aumenta la eficiencia económica de la metodología, dado que habrá más competencia. Por esta razón, utilizar un producto que facilite la participación de un mayor número de agentes es un objetivo importante a tener en cuenta.

Si se realizan contratos sobre las rentas de congestión obtenidas para un año, la gran incertidumbre desmotivaría a los inversionistas más aversos al riesgo o haría que las ofertas fuesen inferiores a lo esperado.

- Diversificación del Riesgo

En el caso de un producto con un compromiso anual, se vendería toda la energía disponible a un solo precio y se liquidarían los contratos de acuerdo con el promedio anual de los precios de energía. Con esto los agentes se expondrían a un mayor riesgo ya que si la diferencia de precios real resulta ser menor que el precio pactado en los contratos, todos los inversionistas tendrían pérdidas para todos los contratos negociados. La Figura 20 muestra el panorama para un inversionista si adquiere un contrato con un precio $Fo1$, que resulta ser mayor que el precio promedio, caso en el cual presentaría pérdidas, mientras para un contrato con precio $Fo2$ que resulta ser menor al promedio, en cuyo caso presentaría ganancias.

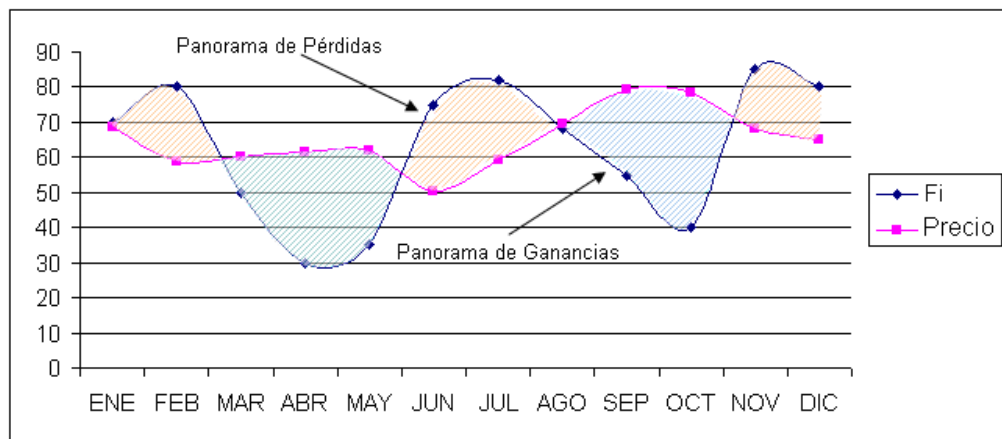
Figura 20. Panorama para un inversionista que adquiera un contrato con compromiso anual



Fuente: Elaboración Propia

Mientras que si se realizan productos con compromiso de liquidación mensual, cada inversionista podría utilizar la información que posee (ya sea histórica o las perspectivas a futuro) para comprar más o menos producto en cada uno de los meses y al vencimiento esperaría maximizar sus ganancias con un menor riesgo (Figura 21).

Figura 21. Panorama para un inversionista que adquiera un contrato con compromiso mensual



Fuente: Elaboración Propia

A pesar de que se espera que los inversionistas estén dispuestos a tomar riesgos con la esperanza de mayores utilidades los contratos con periodos de compromiso anuales, no resultarían atractivos para la mayoría pues sólo los más arriesgados se atreverían a adquirir este tipo de compromisos. Es por esto que se seleccionó el

periodo de compromiso mensual para los contratos sobre las rentas de congestión.

8.3 El tamaño del contrato

Para el caso de los futuros sobre rentas de congestión, se plantea realizar contratos estandarizados de 100MWh. Este tamaño no es demasiado grande como para desmotivar a agentes que deseen realizar inversiones modestas, ni tan pequeño como para que el valor de la negociación sea demasiado costosa, por el costo fijo asociado con cada contrato.

8.4 Clase de compromiso

La clase de compromiso se refiere a si la cantidad de energía asociada con el producto varía o no con la demanda, es decir, si se trata de un producto pague lo contratado o pague lo demandado.

En teoría un producto pague lo demandado tiene un precio superior a uno similar pague lo contratado. La razón es que en el primero el vendedor es quien asume el riesgo que supone las variaciones de la demanda, mientras que en el producto pague lo contratado, es el comprador quien las asume⁶⁶.

Para el caso de las rentas de congestión se propone transar productos tipo pague lo demandado ya que, al ser el propietario de las rentas quien desea cubrirse de la volatilidad en la diferencia de precios de exportación entre Colombia y Ecuador, es de esperarse que los compradores no asuman los riesgos en las variaciones de la demanda.

8.5 Disposiciones para la entrega

8.5.1 Liquidación de los contratos

Los contratos que se firmarían serían del tipo Non-Delivery, es decir, únicamente se liquidarían en metálico y de acuerdo con la diferencia de precios que se obtenga al vencimiento del contrato (Liquidación Financiera por Diferencias) pues se trata de acuerdos netamente financieros al no existir un activo subyacente que se pueda entregar físicamente. Es así como en la fecha de entrega de un contrato, el

⁶⁶ Mercado Organizado para la Demanda Regulada MOR. Documento CREG 077 de 2008. P20.

administrador del mercado procedería a liquidarlo de la siguiente manera:

$$Gi = (S_{D,i} - P_{0,i}) * Di \text{ (USD)}$$

donde:

Gi son las ganancias (o pérdidas) en el momento de la liquidación del contrato de futuros para el mes i .

$S_{D,i}$ Es la diferencia de los promedios mensuales de los precios entre Colombia y Ecuador para el mes de entrega i .

$P_{0,i}$ Es el precio pactado del contrato de Futuros, para el mes i .

Di Es la cantidad de energía pactada en el contrato de Futuros, para el mes i .

Si el promedio mensual de la diferencia de precios entre Colombia y Ecuador es mayor al precio del contrato, el agente tendrá utilidades. Si por el contrario, el promedio mensual de la diferencia de precios entre Colombia y Ecuador resulta ser menor que el precio pactado en el contrato, el agente tendrá que pagar la diferencia multiplicada por el tamaño del contrato, al dueño de las rentas.

8.5.2 Cláusula de Suspensión

Debido a las condiciones de seguridad actuales, existe la posibilidad de que ocurran atentados contra la infraestructura eléctrica en las líneas que interconectan a Colombia y Ecuador. Es por esto que se hace necesario incluir en los contratos sobre las Rentas de Congestión una cláusula de suspensión en el caso de que llegase a ocurrir un daño en la infraestructura ya sea por actos de terrorismo o por causa de fenómenos naturales como terremotos, deslizamientos de tierra o inundaciones, que afecten de forma permanente las interconexiones. Esta cláusula entraría a regir desde el momento en el que ocurriera el daño en la infraestructura y aplicaría de la siguiente manera:

- Si los daños afectan parcialmente la capacidad de la interconexión, ya sea por que se corrijan en un tiempo menor a un mes o por que no se vean afectados todos los circuitos de la interconexión y se puedan realizar intercambios pero con capacidad reducida. Las obligaciones adquiridas con los agentes se cumplirán a prorrata de la energía asignada en los contratos.
- Si los daños afectan la totalidad de la interconexión durante un periodo igual o superior a dos meses, las partes darán por finalizados los contratos que hayan

sido adquiridos por los agentes, para los meses en los que no se realizaron intercambios.

En el caso en que las transacciones reales sean inferiores a las ventas en los contratos, el propietario de las rentas y los agentes cumplirán con las obligaciones adquiridas a prorrata de la energía asignada en los contratos. De todas formas resulta conveniente contar con unas proyecciones adecuadas de las transacciones internacionales a futuro, para proyectar los intercambios mensuales.

8.6 Fecha de entrega

Se tomará como fecha de entrega el primer día hábil después del vencimiento del contrato. Por ejemplo, un contrato sobre las rentas de congestión para el mes de junio del año 2011, se liquidaría el primero de julio del año 2012.

8.7 Las garantías

Cuando dos inversionistas se ponen directamente en contacto y llegan a un acuerdo de compra-venta futura de un activo a cierto precio, uno de ellos puede arrepentirse o no disponer de los recursos para responder al contrato. Es por esto que un mercado organizado, gestiona las transacciones para evitar que se presenten incumplimientos en los contratos. Al existir un ente centralizado que maneje las transacciones, se pueden evitar situaciones indeseables como la discriminación que realiza un deudor a sus distintos acreedores.

Se propone que el mercado de futuros se realice a través del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Las garantías exigidas para los agentes se tomarán dependiendo del monto de los contratos y se ajustarán con base en la evolución mensual de precios.

8.8 Resumen de los contratos a implementar

La Tabla 2 muestra un resumen de los contratos que se plantea implementar en el presente trabajo.

Tabla 2. Resumen de los contratos de Futuros

Contrato de Futuros sobre las Rentas de Congestión	
Activo	Diferencia de precios de energía entre el mercado de Colombia y el de Ecuador.
Periodo de Compromiso	Mensual.
Tamaño	100MWh-mes
Clase de Compromiso	Pague lo Demandado (en proporción a los intercambios mensuales totales).
Disposiciones para la Entrega	Liquidación Financiera por diferencias.
	Cláusula de Suspensión.
	Cláusula de Modificación.
Fecha de Entrega	Primer día hábil después del vencimiento mensual.

Fuente: Elaboración Propia

9 DESARROLLO METODOLÓGICO

A continuación se presenta la metodología planteada para el manejo de contratos sobre las rentas de congestión aplicada al caso específico de Colombia-Ecuador. El proceso general se esquematiza en la Figura 22.

Figura 22. Esquema General del Desarrollo Metodológico.



Fuente: Elaboración Propia

Se realizaron simulaciones de una subasta por año desde el 2011 hasta el 2015 para treinta series hidrológicas dadas por MPODE Mediante un software programado en MATLAB.

Se tomaron diez inversionistas cada uno con perfiles de riesgo distintos. Desde el más moderado hasta el más arriesgado. Para cada uno de los inversionistas se asumió un precio de oferta base tomando en cuenta los datos históricos ya que es de esperarse que los inversionistas se basen en dichos datos para presentar sus ofertas. Se implementó un modelo para simular las decisiones de los agentes y finalmente se muestran y analizan los resultados de las simulaciones.

9.1 Selección del Tipo de Subasta a Implementar

La subasta que se plantea emplear para los contratos sobre las rentas de congestión es la de reloj ascendente. Se seleccionó este tipo de subasta debido a que es fácil de implementar tanto para quien vende como para quien compra dado que el vendedor solo ofrece una cantidad cada ronda, no hay posibilidad de señales indeseadas de oferta dado que solo la cantidad total ofrecida es reportada.

La subasta inicia con un precio establecido de salida (precio considerado mínimo), el cual se va incrementando durante las sucesivas rondas hasta que la demanda del producto sea igual o inferior a la oferta, momento en que se produce la condición de

cierre de la subasta.

Básicamente, el proceso se puede definir de la siguiente manera:

- Previo a la celebración de la subasta, se presentan los agentes interesados en participar de las rentas de congestión. Cada uno de ellos debe manifestar la cantidad de energía que está dispuesto a comprar sin conocer el precio base (independiente del precio). Esto con el fin de conocer el exceso de demanda que hay desde antes de iniciar la subasta y con base en esto definir el precio base de la subasta.
- El Vendedor (para el caso, el dueño de las rentas de congestión) ofrece la venta de una cantidad de energía entre un conjunto de potenciales compradores (agentes del sistema).
- El proceso se realiza a través de una serie de Rondas.
- En cada Ronda, el Gestor de la Subasta saca la energía a un precio dado (Precio de la Ronda). Los compradores indican la cantidad que están dispuestos a adquirir a ese precio.
- La primera Ronda presenta el precio de Salida más reducido (precio base), incrementándose en las sucesivas rondas en función del exceso de la cantidad solicitada respecto de la ofrecida por el vendedor.
- Al final de cada Ronda, se suman las cantidades solicitadas por los compradores:
 - Si son superiores a la cantidad ofrecida, se abre una nueva Ronda a un nuevo precio superior al anterior.
 - Si son iguales o inferiores, se da por finalizada la subasta, se calcula el Precio de Cierre de la Subasta y se adjudica a los Participantes que hayan pujado para adquirir una cantidad del producto por encima de dicho precio.
- El Precio de Cierre es el mismo para todos los Participantes Adjudicatarios⁶⁷.

Ejemplo:

⁶⁷ Descripción General de las Subastas Dinámicas, P3. 2008. {En Línea}. Disponible en: www.subastaselectricidad.omel.es.

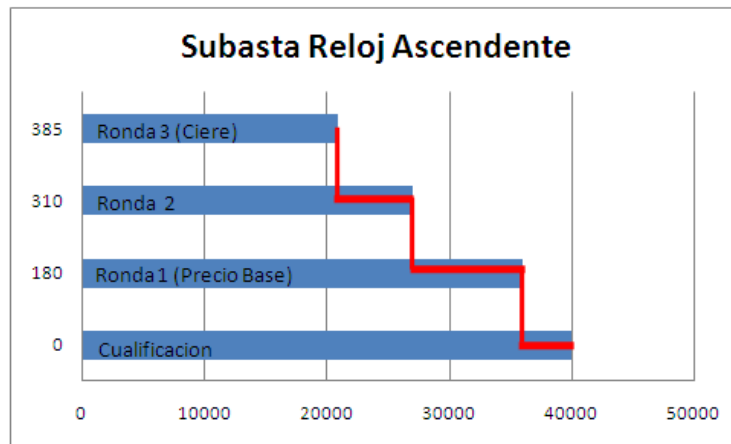
En la siguiente figura se puede ver un ejemplo de subasta de reloj ascendente en donde se pretende vender 23000 GWh de energía. La cantidad demandada por los participantes antes del inicio de la subasta es de 40000 GWh. Dado que es superior a la cantidad subastada, es posible realizar la subasta.

El precio de la primera ronda es de 180 \$/KWh. La cantidad demandada a ese precio es de 36000 GWh. Ya que es superior a la cantidad subastada, no se produce condición de cierre. En función del exceso de la demanda el gestor de la subasta calcula el precio de la segunda ronda (310 \$/kWh). Se publican los resultados de la ronda y el precio de la siguiente ronda.

La cantidad solicitada para la segunda ronda es de 27000 GWh ya que es superior a la cantidad subastada, no se produce condición de cierre. En función del exceso de demanda se calcula el precio de la tercera ronda (385 \$/kWh). Se publican nuevamente los resultados y el precio de la siguiente ronda.

La cantidad demandada a ese precio es de 21000 GWh, dado que es inferior en 2000 GWh a la cantidad subastada, se produce la condición de cierre y la subasta se da por finalizada⁶⁸. La Figura 23 muestra el funcionamiento de la subasta del ejemplo:

Figura 23. Subasta de Reloj Ascendente



Fuente: www.subastaselectricidad.omel.es, EJEMPLO DE REALIZACIÓN DE UNA SUBASTA ASCENDENTE. 2008.

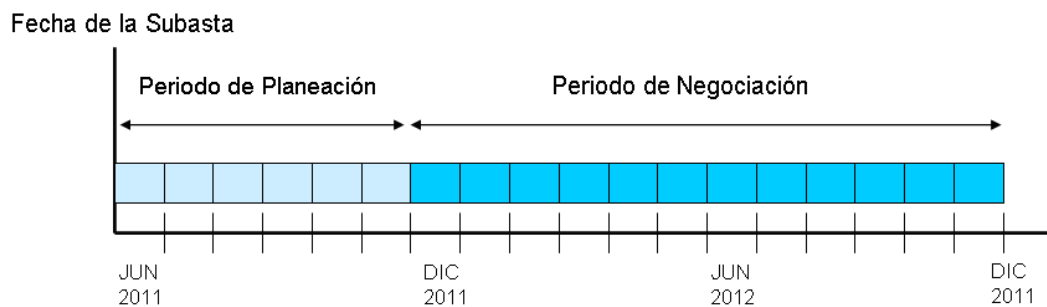
⁶⁸ Ejemplo de Realización de una Subasta Ascendente. 2008. [En Línea], Disponible en: www.subastaselectricidad.omel.es.

9.1.1 Periodo de Planeación para los Contratos de Futuros sobre las Rentas de Congestión

El periodo de planeación es el tiempo que transcurre entre el momento en que se firma el contrato y el inicio del periodo de compromiso. Entre menor sea el tiempo transcurrido entre la firma del contrato y el inicio del periodo de compromiso, los agentes tendrán más información sobre las variables que afectan los precios y por lo tanto su incertidumbre será menor. Si el periodo de planeación es muy corto, los inversionistas sabrán si se aproxima una condición hidrológica particular como un fenómeno de El Niño y esta información se verá reflejada en sus ofertas. Si por el contrario, el periodo de planeación es muy largo, la gran incertidumbre acerca de los cambios que puedan suceder se puede ver reflejada en ofertas muy bajas o incluso nulas.

Se tomará como periodo de planeación seis meses. Es así como se propone realizar una subasta al año, en la cual se comprometerán las rentas de congestión de un año contado a partir del primer día del mes seis posterior a la realización de la subasta como se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Periodos de planeación y negociación para los contratos de Futuros.



Fuente: Elaboración Propia

Dado que en cada subasta se pueden presentar excedentes de Rentas de Congestión, y que los agentes pueden reaccionar diferente dependiendo de las condiciones hídricas, económicas e incluso políticas del país en el momento de la realización de la subasta, es posible realizar otra subasta durante el año si es que el dueño de las rentas está dispuesto a vender sus excedentes y los agentes están interesados en participar de éstos. Hay que tener en cuenta que la realización de cada subasta implica unos costos y requiere tiempo de preparación por parte de los agentes y del

propietario de las rentas. Así que entre más subastas se realicen serán mayores los costos operativos.

Debido a que quien vende las rentas de congestión es quien genera el mercado para las mismas, se plantea que la oferta no pueda deshacer sus posiciones en ningún momento en la historia de los contratos a menos que se den las condiciones descritas en la cláusula de suspensión por causa de Atentados Terrorista o fenómenos naturales.

9.2 Obtención de Datos Futuros por Medio de MPODE

Para la implementación de la metodología de elaboración de contratos se requería tener un estimativo de las rentas de congestión en el futuro (exportaciones, importaciones y precios). 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 no son públicos.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) proporcionó para el presente estudio los resultados de las simulaciones realizadas con el software MPODE para treinta series históricas hasta el año 2015.

En Colombia, la Función de Costo Futuro (FCF) se calcula en el Centro Nacional de Despacho (CND) de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) mediante un modelo de optimización llamado MPODE, el cuál se basa en un procedimiento recursivo llamado Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP).

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, las limitaciones en las líneas de transmisión, los costos de arranque y parada, la capacidad de almacenamiento en los embalses, el consumo de combustibles, y los 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). Cabe anotar que el MPODE no simula precios futuros sino costos futuros, es decir que no considera variables especulativas del mercado, fundadas en sus características de mercado No Perfecto.

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; estos dos últimos fueron los resultados que se utilizaron en el presente trabajo como una aproximación tanto de la demanda de energía por los circuitos, como de los precios futuros⁶⁹.

La cantidad vendida por el propietario de las rentas de congestión se supone igual al valor estimado por MPODE de las exportaciones desde y hacia Ecuador dividido en dos⁷⁰ para el mes de vencimiento del contrato.

Se cuenta con el costo marginal de cada uno de los países, así como las transacciones desde y hacia Colombia para treinta series hidrológicas hasta el año 2015. Estos costos marginales se tomarán como una aproximación de los precios de bolsa de Colombia y Ecuador. Esta aproximación se considera razonable para los propósitos de este trabajo, teniendo en cuenta que en Ecuador se realiza el despacho con base en los costos marginales y que con la implementación de la Resolución CREG 051 de 2009 el despacho ideal refleja mejor los verdaderos costos variables de los generadores termoeléctricos.

Se tomarán diez inversionistas y se asumirá que todos cuentan con recursos financieros similares pero que tienen perfiles de riesgo distintos (unos más aversos al riesgo que otros).

9.3 Modelo utilizado para simular las decisiones de los agentes.

Como se expuso anteriormente, a lo largo de la historia se han utilizado diferentes metodologías para simular el comportamiento de las subastas. Estas metodologías han tenido diferentes objetivos como por ejemplo la predicción ya sea de los precios o del

⁶⁹ MODELO SPD MANUAL DE METODOLOGÍA Versión 9.1, Preparado por PSR, octubre de 2007. Licencia propiedad de ISA.

⁷⁰ Teniendo en cuenta que las rentas de congestión se reparten actualmente entre los dos países.

comportamiento de los participantes o la valoración del riesgo al que se exponen los mismos. Lo que se busca con la simulación de las subastas de los contratos sobre las Rentas de Congestión es mostrar una serie de posibles escenarios a los que se verían expuestos tanto los inversionistas como el propietario de las Rentas de Congestión y el panorama de pérdidas y ganancias que tendrían los mismos en cada uno de dichos escenarios.

De todos los posibles modelos a utilizar se decidió emplear el modelo lognormal ya que con este modelo es posible simular el comportamiento de los agentes teniendo en cuenta los perfiles de riesgo asignados a cada uno de ellos y los datos históricos de las Rentas de Congestión pues se espera que los inversionistas tengan en cuenta estos valores a la hora de realizar sus ofertas.

9.3.1 Caracterización de los Agentes mediante el Modelo Lognormal

El modelo Lognormal se utiliza normalmente en activos financieros como las acciones y se puede ajustar a activos como la energía ya que éstos nunca presentan valores negativos. Se dice que una variable no negativa X tiene una distribución Lognormal si la variable $Y = LN(X)$ tiene una distribución Normal⁷¹. Esto se comprobó obteniendo los rendimientos logarítmicos de las exportaciones mensuales a Ecuador

$Y = LN\left(\frac{S_t}{S_{t-1}}\right)$ y realizando una prueba de bondad de ajuste para una distribución normal de dichos datos.

Esta prueba se basa en el uso de la distribución Chi-cuadrada. En primer lugar se calculan la media y la desviación estándar de los rendimientos logarítmicos. Con estos datos se establecen las siguientes hipótesis:

- H_0 : Los rendimientos logarítmicos de las exportaciones hacia Ecuador Tienen una distribución normal con una media de -0.06 y una desviación estándar de 0.368.
- H_1 : Los rendimientos logarítmicos de las exportaciones hacia Ecuador no Tienen una distribución normal con una media de -0.06 y una desviación estándar de 0.368.

⁷¹ DEVORE Jay L, Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. p. 184

Se definen las categorías de manera que la frecuencia esperada para cada categoría sea por lo menos siete. Se toma una muestra de 70 datos y se divide en 10 intervalos con una misma probabilidad (Tabla 3).

Para hallar los límites, primero se toman los datos de la distribución normal que separan la población desde el 10% hasta el 90% (z) y luego se calculan los datos correspondientes para los rendimientos logarítmicos de las Exportaciones a Ecuador usando la siguiente fórmula: $Clase = \mu - z * \sigma$

Tabla 3. Definición de intervalos o clases.

Porcentaje	z	Clases
10%	-1.28	-0.53
20%	-0.84	-0.37
30%	-0.52	-0.25
40%	-0.25	-0.15
50%	0.00	-0.06
60%	0.25	0.04
70%	0.52	0.14
80%	0.84	0.25
90%	1.28	0.42

Fuente: Elaboración propia

Una vez definidos los intervalos o clases y dado que la frecuencia esperada en cada categoría es siete, se obtienen las frecuencias observadas en cada clase como se muestra en la Tabla 4:

Tabla 4. Frecuencias Observadas y Esperadas

Clase	Frecuencia Observada f_i	Frecuencia Esperada e_i
-0.53	8	7
-0.37	3	7
-0.25	4	7
-0.15	9	7
-0.06	11	7
0.04	7	7
0.14	12	7
0.25	6	7
0.42	4	7
y mayor...	6	7
Total	70	70

Fuente: Elaboración propia

Con estos datos se comparan los resultados calculados y observados obteniendo el

valor del estadístico de prueba χ^2 utilizando la fórmula $\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(f_i - e_i)^2}{e_i}$.

Donde:

χ^2 Valor del estadístico de prueba

k Número de clases

f_i Frecuencia Observada

e_i Frecuencia Esperada

Los resultados se muestran en la Tabla 5:

Tabla 5. Resultados Estadístico de Prueba.

Clase	Est Prueb χ^2
-0.53	0.14
-0.37	2.29
-0.25	1.29
-0.15	0.57
-0.06	2.29
0.04	0.00
0.14	3.57
0.25	0.14
0.42	1.29
y mayor...	0.14
Total	11.71

Fuente: Elaboración propia

Para determinar si el valor obtenido para χ^2 es suficientemente grande para rechazar H_0 se procede a utilizar el método del valor crítico. Para esto se debe especificar un valor de significancia y unos grados de libertad.

Se utilizó un valor de significancia $\alpha = 0.05$.

El cálculo del número de grados de libertad en la prueba de bondad de ajuste se realiza de acuerdo a la siguiente expresión:

$$g = k - p - 1$$

Donde

k Corresponde al número de clases que para el caso es 10

p Corresponde al número de parámetros estimados mediante los datos muestrales que para el caso es 2 (la media y la desviación estándar).

Para el caso se tienen 7 grados de libertad.

Se encuentra el valor crítico para un nivel de significancia de $\alpha = 0.05$ y siete grados de libertad $\chi_{0.05}^2 = 14.067$ ⁷². La regla de rechazo es la siguiente:

$$\text{Se rechaza } H_0 \text{ si } \chi^2 \geq \chi_{0.05}^2.$$

Como $\chi_{0.05}^2 > \chi^2 = 11.71$ no se puede rechazar la hipótesis nula de que Los rendimientos logarítmicos de las exportaciones hacia Ecuador Tienen una distribución normal⁷³.

Así que el modelo lognormal se puede usar para simular las decisiones de los agentes.

9.4 Implementación de la Subasta

A continuación se muestra paso a paso el esquema implementado para la simulación de las subastas de contratos de Futuros sobre las Rentas de Congestión.

9.4.1 Ronda clasificatoria

Se creó una serie de demandas base para un año, la cual tuvo como referencia los valores históricos de las exportaciones de energía durante la historia de las TIE (Marzo de 2003 a Marzo de 2010) ya que se espera que los inversionistas basen sus demandas en los datos históricos. Se le asignó a cada uno de los agentes un perfil de riesgo diferente, desde el más arriesgado, a quien se le asignó el máximo histórico, hasta el más conservador a quien se le asignó el mínimo histórico. Se procedió a generar la ronda clasificatoria, en la cual se asume que los agentes declaran la cantidad de energía que están dispuestos a comprar independientemente del precio, tomando las ofertas base y agregando un factor aleatorio mediante el modelo lognormal. El modelo utilizado se muestra a continuación:

⁷² Mediante la función PRUEBA.CHI.INV de Excel.

⁷³ ANDERSON David, SWEENEY Dennis, Williams Thomas. Estadística para administración y economía. Décima Edición, 2008. p. 476-479.

$$D_{Ci} = D_{0i} * e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) * \Delta t + \sigma * \sqrt{\Delta t} * \varepsilon} \quad (GWh)$$

En donde:

D_{Ci} Es la demanda clasificatoria dada por el inversionista i.

D_{0i} Es el valor de la demanda base dependiendo del perfil de riesgo del inversionista i.

μ Es la media de los rendimientos logarítmicos de la energía exportada a Ecuador.

σ Es la desviación estándar de los rendimientos logarítmicos de la energía exportada a Ecuador.

Δt Es la variación en el tiempo del activo, que para el caso mensual es $\Delta t = 30/360$.

Se asume que los inversionistas tendrán en cuenta los datos históricos para realizar sus ofertas, de la misma forma que lo hacen en el despacho diario.

9.4.2 Ronda 1

- Cálculo del precio de oferta base: para realizar la primera ronda fue necesario calcular el precio de oferta, con base en el cual, los agentes decidirán cuál será el valor a ofertar.

El precio de oferta es suministrado por el dueño de las rentas de congestión y se calcula con base en las ofertas dadas por los agentes y en un precio base que se toma como referencia. La ecuación o metodología utilizada para el cálculo del precio es de carácter privado y no puede ser de conocimiento de ninguno de los agentes, ya que de esta forma podrían utilizar esta información para su beneficio. La ecuación planteada en el presente trabajo se realizó de tal forma que al bajar la demanda de los agentes en cada ronda, subiera el precio para la ronda subsiguiente, dicha ecuación se muestra a continuación:

$$P_t = P_{Base} * \left(1 + \frac{D_{MPODE}}{D_{Ci}} \right) \left(\frac{USD}{KWh} \right)$$

Donde:

P_t Es el precio de oferta para la ronda t.

P_{Base} Es el precio base que toma el dueño de las rentas como referencia.

D_{MPODE} Es la cantidad de energía que se planea vender en la subasta. Este dato es conocido únicamente por el dueño de las rentas y para el caso, obedece a los datos dados por MPODE.

D_{Ci} Es la demanda dada por el inversionista i .

Es importante aclarar que la anterior ecuación no es la única alternativa para el cálculo de los precios durante la subasta, la misma se utilizó debido a que cumple con las características necesarias para la implementación del modelo de contratos sobre las Rentas de Congestión con asignación mediante subastas.

- Estimación de las decisiones de los agentes: una vez calculado el precio de la primera ronda, éste se publica y los agentes deciden la cantidad de energía que están dispuestos a comprar en cada uno de los meses al precio dado. Las nuevas ofertas se calculan utilizando el modelo Lognormal, de la siguiente manera:

$$D_{li} = D_{Ci} * e^{\left(\frac{\mu - \sigma^2}{2} * \frac{\Delta t}{360} + \sigma * \sqrt{\frac{\Delta t}{360}} * \varepsilon\right)} * \frac{1}{P_1} (GWh)$$

Donde:

D_{li} Es la demanda de la Ronda 1.

D_{Ci} Es la demanda dada por el inversionista i .

μ Es la media de los rendimientos logarítmicos de la energía exportada a Ecuador.

σ Es la desviación estándar de los rendimientos logarítmicos de la energía exportada a Ecuador.

Δt Es la variación en el tiempo del activo, que para el caso será $\Delta t = 30/360$.

P_1 Es el precio de oferta para la Ronda 1.

- Una vez entregadas las ofertas por parte de los agentes, se procede a comparar la cantidad demandada con la oferta (pronóstico dado por

MPODE⁷⁴), si la energía demandada es mayor que la oferta entonces se procede a pasar a la siguiente ronda tomando como base los precios y las ofertas de la ronda anterior y se repite el proceso hasta que la demanda supere la oferta, momento en el cual se da por finalizada la subasta.

Es importante aclarar que estos datos representan una aproximación a los resultados que se podrían obtener si se realizara la subasta. Pero no pretenden ser una predicción de la misma.

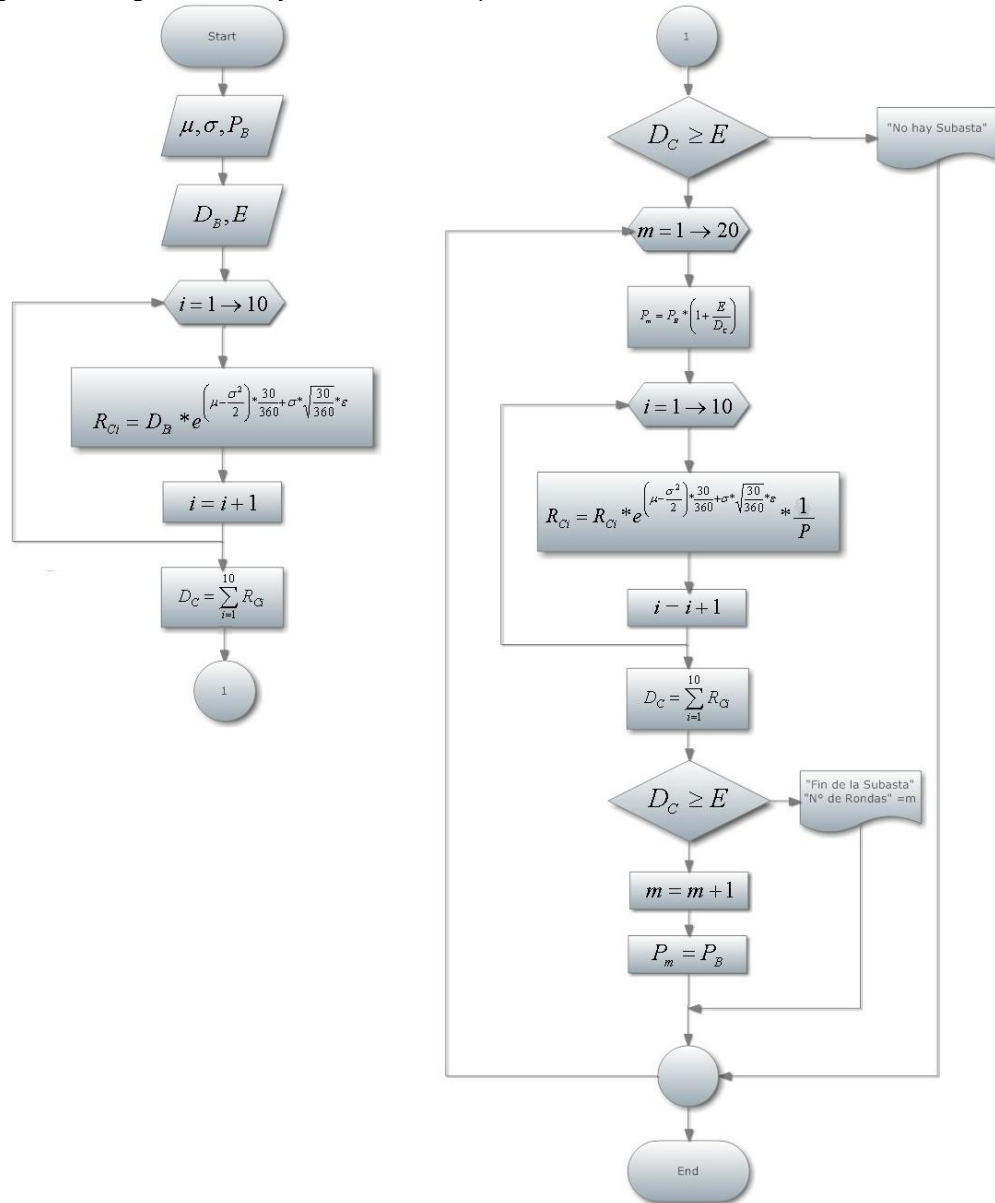
9.5 Software para la Simulación de Subastas

Para la aplicación de la metodología anteriormente descrita, se creó un programa en el software MATLAB con interfaz de datos de entrada de Excel. Este programa toma como entrada el precio base, la desviación estándar y la media históricas de las exportaciones a Ecuador, las demandas base y las demandas proporcionadas por MPODE para treinta series hidrológicas⁷⁵ por año hasta el 2015 y calcula los resultados de las diferentes rondas hasta que la demanda sea inferior a la oferta y da como resultado para cada serie histórica, las demandas por agente, los precios de cierre y el número de rondas. La Figura 25 muestra el esquema de los componentes principales del software desarrollado en MATLAB para simulación de subastas.

⁷⁴ Se toma la oferta como la suma de los pronósticos de Importaciones y Exportaciones dividida en dos, ya que las rentas de congestión para Colombia equivalen al 50% del total de las rentas de congestión generadas por las TIE.

⁷⁵ Estas representan los diferentes escenarios futuros de demanda.

Figura 25. Diagrama de Flujo del Software implementado en MATLAB



Cada uno de estos módulos y la forma en la cual se utiliza dentro del programa es explicado a continuación.

9.5.1 Datos de entrada y Ronda Clasificatoria

Al comienzo, el software lee la información base, conformada por un conjunto de variables exógenas las cuales se muestran a continuación:

- Media (μ): Corresponde a la media aritmética de los datos históricos

mensuales de las Rentas de Congestión.

- Sigma (σ): Corresponde a la desviación estándar de los datos históricos mensuales de las Rentas de Congestión.
- P_B : Corresponde a la diferencia de precios de energía entre Colombia y Ecuador tomado como base. Para las simulaciones realizadas en el presente trabajo fue de 63 USD/MWh, este valor se tomó de los datos históricos y no es lo suficientemente alto como para que los inversionistas se desmotiven a participar de la subasta, ni lo suficientemente bajo como para que se deban realizar demasiadas rondas hasta el cierre.
- D_B : Corresponde a la demanda base, tomada de los datos históricos y contiene el perfil de riesgo de cada uno de los agentes participantes de la subasta.
- E: Corresponde a la proyección de demanda proporcionada por MPODE, son treinta series históricas para cada mes desde el año 2011 hasta el 2015.

Como se observa en la Figura 25, inicialmente se calculan las demandas base que cada uno de los agentes estaría dispuesto a comprar en el caso hipotético de que el precio de venta fuese aproximadamente cero, esto es, la ronda clasificatoria y el modelo utilizado para tal fin es, como se mencionó anteriormente, el modelo lognormal. Una vez se tiene la demanda base (sumatoria de las demandas de cada uno de los agentes), el software compara éste valor con la demanda esperada (resultados de MPODE), si resulta ser menor se mostrará un aviso que diga “No hay Subasta” y se dará por finalizado el programa, de lo contrario, se pasará a realizar la primera ronda de la subasta.

9.5.2 Rondas Subsiguientes

El software realiza un máximo de veinte rondas, ya que se espera que una subasta real tenga un bajo número de rondas debido a los costos y el tiempo que una gran cantidad de rondas implicaría. En cada una de las rondas posteriores a la clasificatoria, se calcula el precio de oferta con la ecuación anteriormente planteada

$$\left(P_t = P_{Base} * \left(1 + \frac{D_{MPODE}}{D_{Ci}} \right) \left(\frac{USD}{KWh} \right) \right),$$

o la que sea que el propietario de las Rentas de Congestión decida implementar. Con base en dicho precio, el software calcula la oferta

para cada uno de los diez agentes participantes en la subasta, nuevamente utilizando el modelo Lognormal pero esta vez adicionándole un factor reductor con base en el

precio de oferta $\left(D_{1i} = D_{Ci} * e^{\left(\frac{\mu - \sigma^2}{2} * \frac{\Delta t}{360} + \sigma * \sqrt{\frac{\Delta t}{360}} * \varepsilon \right)} * \frac{1}{P_1} (GWh) \right)$. Nuevamente se suman

las demandas de los agentes y se comparan con la proyección de demanda dada por MPODE y el proceso se repite hasta que la demanda de los agentes sea inferior a la proyectada, momento en el cual se cierra la subasta y finaliza el programa. La secuencia se repite para treinta series históricas por año.

10 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS

10.1 Aplicación detallada para una serie histórica del año 2011

Con el objetivo de mostrar la aplicación detallada de la metodología anteriormente planteada, se procede a mostrar los resultados de la simulación de una subasta para el año 2011.

10.1.1 Datos iniciales

- Las Demandas Base se muestran en la Tabla 6:

Tabla 6. Demandas Base para el año 2011.

INVERSIONISTA (GWh/mes)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ene	153.1	150.2	120.8	112.9	79.18	75.73	56.14	53.9	23.9	5.64
Feb	171.5	137.3	132.1	159.2	82.15	106.6	71.71	39.5	24.3	8.06
Mar	181.3	152.2	137.9	130.3	94.75	60.16	67.07	47.4	28.1	5.41
Abr	131.5	149.7	109.7	112.5	76.12	67.75	57.71	44.8	21.6	13.8
May	162	110.3	149.7	85.35	99.37	59.5	44.67	35.4	13.7	5.67
Jun	98.5	85.95	122.2	110.7	64.1	74.34	58.58	64.5	35.3	18.6
Jul	161.1	125.8	140.9	121.5	104.8	63.88	72.82	38.4	20.9	5.16
Ago	126.9	138.3	166.8	131.5	146.2	80.03	116.7	80.1	85	54.6
Sep	192.2	165.9	144.3	105.2	167.2	118.9	108.5	85.7	90.3	59.9
Oct	137.8	128.7	176.5	101.7	123.1	96.45	87.34	78.1	58.8	48.8
Nov	173.6	128.4	119.2	85.3	105.8	76.06	84.86	44.5	38.7	18.7
Dic	131.1	147.2	111.7	114.1	86.63	113.6	113.3	56.1	48.3	36.3

Fuente: Elaboración Propia

- Desviación estándar de las exportaciones a Ecuador $\sigma = 0.642$
- Media de las exportaciones a Ecuador $\mu = -0.039$
- Precio Base $P_{Base} = 60.36 \text{ USD} / \text{MWh}$
- Demanda disponible para la subasta, que corresponde a la proyección de la demanda futura en MPODE (Tabla 7).

Tabla 7. Demanda dada por MPODE para una serie hidrológica del 2011.

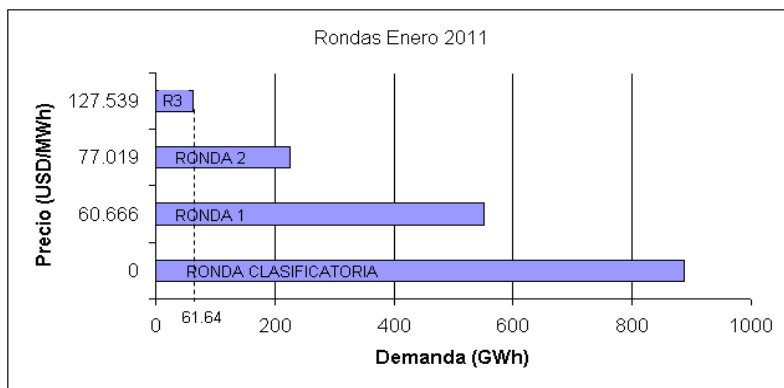
Mes 2011	D MPODE (GWh/mes)
Ene	148.35
Feb	133.99
Mar	148.35
Abr	143.56
May	96.56
Jun	87.15
Jul	43.7
Ago	85.18
Sep	143.56
Oct	148.35
Nov	143.56
Dic	148.35

Fuente: Elaboración Propia

10.1.2 Resultados de la subasta

Como muestra la Figura 26, para llegar al cierre de la subasta, se necesitaron tres rondas. De los 148.35 GWh disponibles para la venta en el mes de Enero de 2011, en la subasta se vendieron 61.64 GWh a un precio de 127.53 USD/kWh⁷⁶.

Figura 26. Rondas para el mes de Enero de 2011.



Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 8 muestra los resultados de la subasta para los inversionistas. Como se puede apreciar, cada uno de ellos adquiere una cantidad específica de contratos para cada mes que varían desde los 3 hasta los 310. De los 1470.67 GWh/mes disponibles para la venta, se negociaron 1096.71 GWh/mes que corresponden al 74.57% del total de la oferta.

⁷⁶ Estos resultados corresponden a una de las treinta series hidrológicas para las que se simuló la subasta.

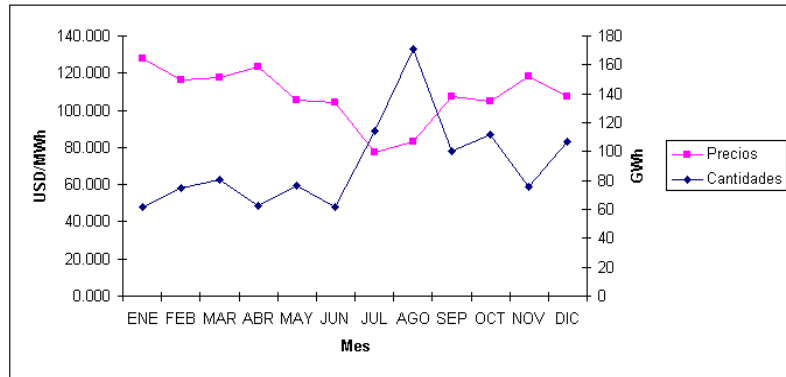
Tabla 8. Resultados por agente para una serie hidrológica del año 2011.

INVER (GWh/mes)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	13,84	14,20	14,92	11,52	15,37	10,58	20,50	30,75	17,90	17,06	15,03	20,23
2	8,53	10,87	13,75	11,72	13,55	7,98	18,93	31,00	12,24	15,90	10,08	11,77
3	10,03	10,21	11,29	11,63	10,91	7,06	17,23	20,29	10,50	14,03	9,85	14,40
4	6,69	9,40	8,50	6,88	10,21	6,43	12,41	18,24	10,18	16,00	8,10	11,67
5	6,66	7,78	8,97	6,50	10,42	9,15	13,49	15,30	10,20	11,26	9,08	9,41
6	5,29	11,28	9,56	4,85	5,46	5,52	13,28	11,23	11,49	12,16	7,27	11,18
7	5,82	6,05	7,29	3,43	5,70	5,38	8,03	12,71	7,76	8,53	4,63	11,97
8	3,14	2,77	3,47	3,19	2,92	5,03	6,51	11,31	6,93	5,61	5,78	8,17
9	1,33	1,78	2,06	1,80	1,74	2,35	3,04	12,33	5,08	5,89	3,19	4,87
10	0,31	0,43	0,33	0,97	0,56	2,05	1,01	7,76	7,67	5,20	2,64	3,07

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 27 se pueden apreciar los resultados de la subasta (precio y cantidad) para cada uno de los meses del año. Se puede apreciar que en los meses de invierno (Mayo a Noviembre) se negocian las mayores cantidades y los menores precios, esto se debe a que las expectativas de los agentes se basan en el comportamiento histórico de las TIE.

Figura 27. Resultados de la subasta del año 2011 para una serie hidrológica.



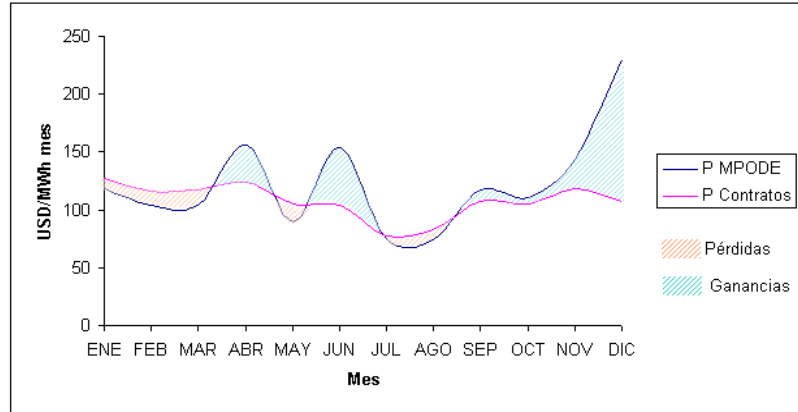
Fuente: Elaboración Propia

10.1.3 Posibles resultados al vencimiento de los contratos

Si se toma la diferencia de costos marginales entre Colombia y Ecuador dada por MPODE como una aproximación a los precios en el año 2011, para la serie histórica con la que se realizó la subasta se podría obtener la diferencia de precios entre Colombia y Ecuador al vencimiento del contrato (Figura 28). Los inversionistas obtendrán ganancias cuando el promedio mensual de la diferencia

de precios entre Colombia y Ecuador sea mayor al precio pactado en los contratos. De lo contrario obtendrán pérdidas.

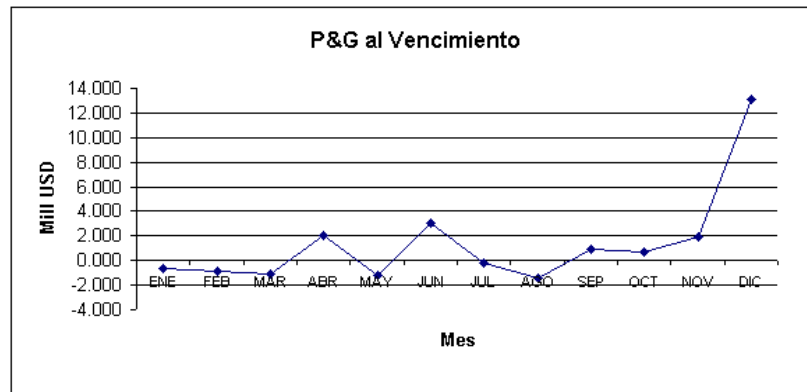
Figura 28. Resultados al vencimiento de los contratos.



Fuente: Elaboración Propia.

Teniendo los valores aproximados de los precios reales al vencimiento del contrato, es posible crear un escenario de pérdidas y ganancias para los inversionistas, multiplicando la diferencia de los precios reales y los precios pactados por la cantidad de energía adquirida en cada contrato (Figura 29).

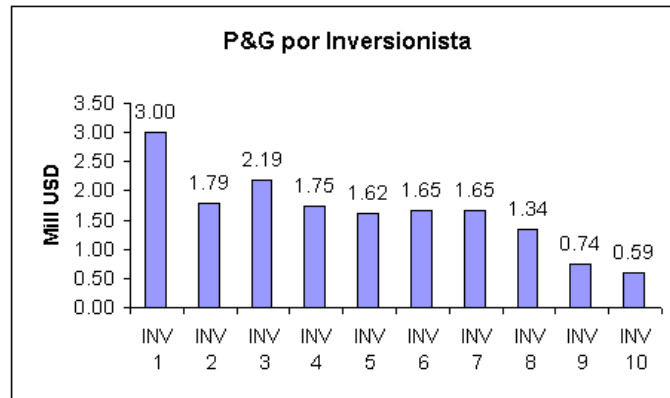
Figura 29. P&G por mes para una serie hidrológica del año 2011.



Fuente: Elaboración Propia

Para este escenario en particular, las ganancias ascenderían a 16.33 millones de dólares repartidas de la siguiente manera entre cada uno de los inversionistas (Figura 30).

Figura 30. P&G por inversionista para el año 2011.



Fuente: Elaboración Propia

Es importante anotar que como se había planteado inicialmente, las ganancias obtenidas por los inversionistas representan el perfil de riesgo que se les asignó a cada uno de ellos.

10.2 Resultados para treinta escenarios del 2011 al 2015

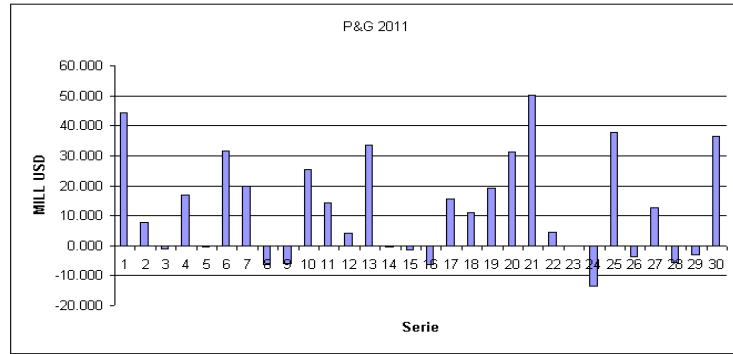
A continuación se presentan los resultados para las treinta series hidrológicas con las que se realizaron simulaciones. Estas treinta series representan diferentes escenarios, unos más optimistas que otros.

Tomando nuevamente los costos marginales dados por MPODE para cada país, se calculan las posibles pérdidas y ganancias para los inversionistas.

10.2.1 Resultados año 2011

La Figura 31 muestra las pérdidas y ganancias en 30 series históricas diferentes para el año 2011. En cada serie se presentan tanto pérdidas como ganancias a lo largo del año, pero la gráfica muestra el balance final.

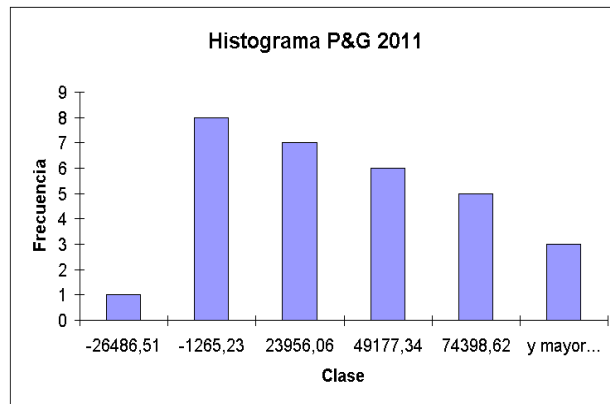
Figura 31. P&G para los inversionistas en el año 2011



Fuente: Elaboración Propia

Si se muestran estos resultados en un histograma (Figura 32), se puede apreciar que de las treinta series históricas en las que se simularon subastas para el año 2011 nueve de ellas presentaron rendimientos por debajo de los 12.05 Mill USD. La máxima ganancia que se presentó en las simulaciones es de 50.11 Mill USD y la máxima pérdida de -13.32 Mill USD.

Figura 32. Histograma de las P&G del año 2011.

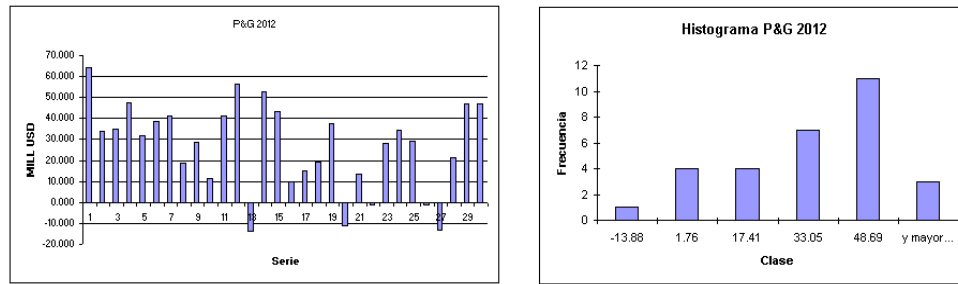


Fuente: Elaboración Propia

10.2.2 Resultados año 2012

Para el año 2012, se puede apreciar que para cinco de las series históricas se presentan rendimientos negativos (Figura 33). La máxima ganancia que se presentó en las simulaciones es de 64.3 Mill USD y la máxima pérdida de -13.87 Mill USD.

Figura 33. P&G del año 2012.

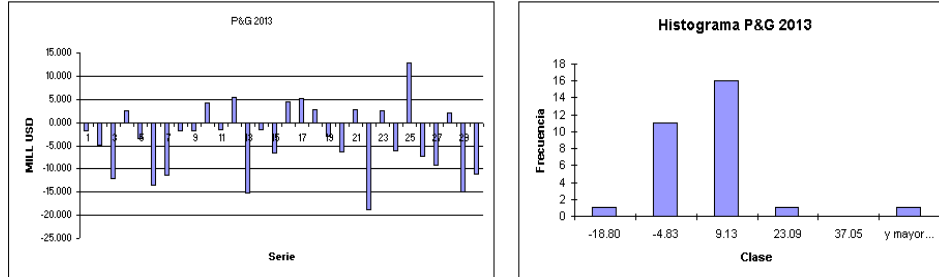


Fuente: Elaboración Propia

10.2.3 Resultados año 2013

Para el año 2013, se presentan rendimientos positivos para catorce de las series históricas, siendo la máxima ganancia esperada 16.07 Mill USD y la máxima pérdida -18.79 Mill USD (Figura 34). Este comportamiento se debe a la reducción del costo marginal que se presenta en Ecuador debido a que para esta época se prevé la entrada del proyecto de generación TOACHI PILATÓN con una capacidad instalada de 228 MW⁷⁷.

Figura 34. P&G del año 2013.



Fuente: Elaboración Propia

10.2.4 Resultados año 2014

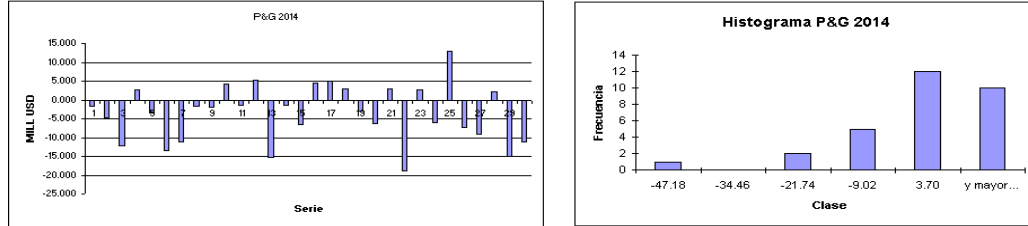
Para el año 2014, se presentan ganancias para once de las treinta series hidrológicas simuladas. La máxima ganancia que se presentó en las simulaciones es de 16.42 Mill USD y la máxima pérdida de -41.17 Mill USD (Figura 35). Es de anotar que para éste año se prevé la puesta en funcionamiento de la central SOPLADORA, que aportará 487 MW⁷⁸ al sistema eléctrico ecuatoriano, lo cual afecta sus costos marginales. Es

⁷⁷ CONELEC, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020.

⁷⁸ Ibíd

importante aclarar que para el mes de Abril del 2009, el proyecto se encontraba en fase de licitación.

Figura 35. P&G del año 2014.

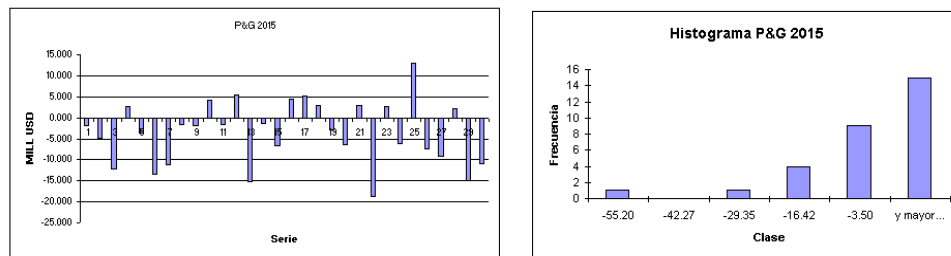


Fuente: Elaboración Propia

10.2.5 Resultados año 2015

Finalmente para el año 2015, los inversionistas podrían esperar rendimientos positivos en los contratos sobre rentas de congestión en cinco de las treinta series históricas simuladas. La máxima ganancia que se presentó en las simulaciones es de 9.42 Mill USD y la máxima pérdida de -55.19 Mill USD (Figura 36). Este comportamiento se explica por que, de acuerdo con las simulaciones realizadas con MPODE, para el año 2015 Ecuador estima la puesta en servicio de la central Coca Codo SINCLAIR con una capacidad instalada de 1500 MW⁷⁹.

Figura 36. P&G del año 2015.



Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 9 muestra los resultados de las simulaciones al vencimiento de los contratos para los años 2011 a 2015, se resaltan los valores máximos y mínimos de cada año.

⁷⁹ Ibíd

Tabla 9. Resultados al vencimiento de los contratos

Serie	P&G Año (Mill USD)				
	2011	2012	2013	2014	2015
1	44.27	64.33	2.01	-28.05	-55.20
2	7.79	33.73	-4.81	-4.15	-9.03
3	-0.95	34.89	-5.52	-3.37	-0.10
4	17.03	47.70	5.96	1.53	-0.05
5	-0.53	31.94	26.07	-18.73	0.39
6	31.56	38.52	7.62	-1.59	-0.02
7	19.79	40.97	-11.28	-13.44	-0.08
8	-6.16	18.93	-1.67	6.53	-0.12
9	-5.98	28.53	-8.02	5.45	-0.07
10	25.48	11.49	4.21	5.40	-0.08
11	14.19	41.36	-1.54	-1.25	-8.14
12	4.06	56.54	5.35	5.72	-10.08
13	33.48	-13.88	-9.63	-18.00	0.71
14	-0.31	52.67	-1.44	-1.80	-37.77
15	-1.31	43.50	12.89	-30.16	9.43
16	-6.42	9.68	4.41	-4.66	2.63
17	15.53	15.31	5.11	-3.18	-19.41
18	11.15	19.07	2.89	16.42	-14.58
19	19.33	37.43	-2.89	-0.72	0.30
20	31.38	-11.26	-6.39	9.32	-17.32
21	50.11	13.59	2.84	8.29	-11.05
22	4.47	-1.27	-18.80	-11.95	-18.78
23	-0.07	27.93	2.65	6.66	-1.65
24	-13.32	34.44	-6.04	4.98	-12.78
25	37.75	29.13	12.89	-4.47	-3.03
26	-3.78	-1.04	-7.37	-21.26	-6.27
27	12.52	-13.30	-9.08	8.58	-1.71
28	-5.61	21.20	2.09	-4.70	-27.21
29	-2.89	47.16	-14.95	-4.12	-11.61
30	36.41	47.14	-11.03	-47.18	-7.46
		Máximo			
		Mínimo			

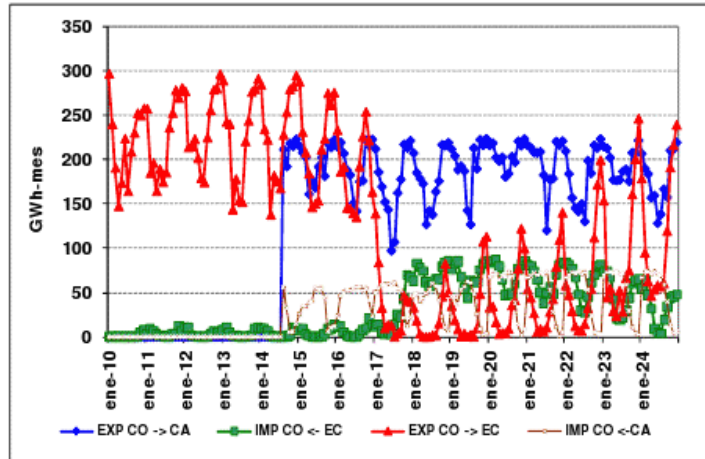
Fuente: Elaboración Propia.

10.2.6 Análisis sin la entrada de nuevos proyectos en Ecuador

Como se mencionó anteriormente, las simulaciones realizadas con MPODE contaban con la entrada de la central Coca Codo en el año 2015. En el último plan de expansión publicado por la UPME, se planea la entrada del proyecto no para el 2015, conforme se habían realizado las simulaciones en MPODE, si no para el año 2017. La Figura 37 muestra la proyección de los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador realizada por la UPME teniendo en cuenta la entrada de la central COCA CODO. Es claro que por causa del aumento en la capacidad instalada en Ecuador, los

intercambios con Colombia disminuirían drásticamente.

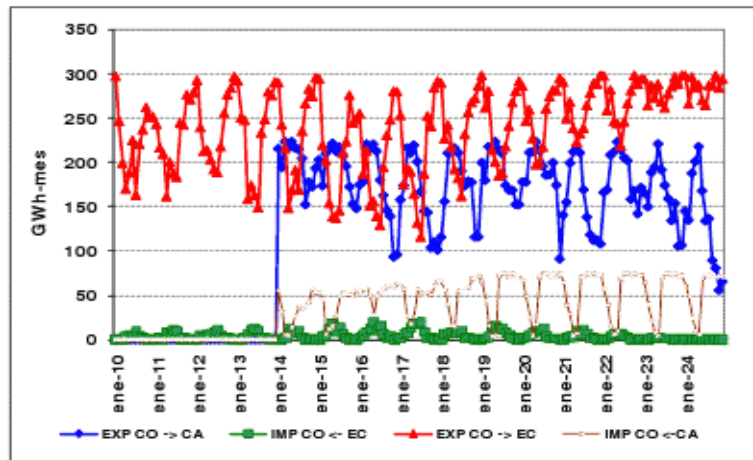
Figura 37. Panorama de Intercambios con Coca Codo



Fuente UPME, Presentación, Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010-2014. Abril de 2010. p.13.

En la Figura 38 se muestra el panorama de intercambios entre Colombia y Ecuador sin la entrada del proyecto en el 2017. Como se puede observar, las exportaciones hacia Ecuador se incrementan de manera permanente.

Figura 38. Panorama de Intercambios sin Coca Codo



Fuente UPME, Presentación, Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010-2014. Abril de 2010. p.13.

Se puede concluir que aún es incierta la entrada de nuevos proyectos de generación en Ecuador. Para el caso de las centrales Sopladora y Coca Codo, en la actualidad se encuentran en fase de concurso para la ejecución de las obras civiles y el

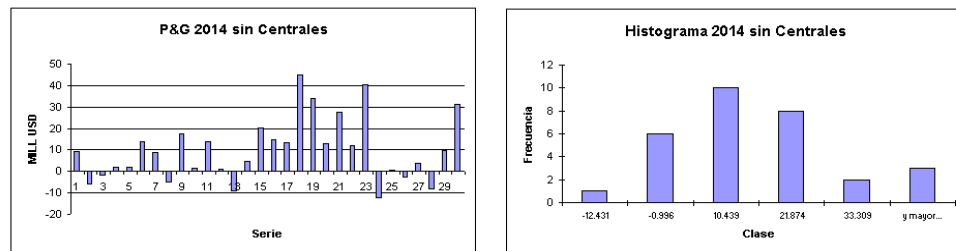
equipamiento hidro y electromecánico, de acuerdo al Plan de Electrificación 2009-2020.

Con el objetivo de evaluar el panorama de los contratos de futuros sobre las rentas de congestión sin la entrada de los proyectos Sopladora y Coca Codo, se realizaron simulaciones asumiendo, que al igual que en la Figura 38 las transacciones de energía entre Colombia y Ecuador continuarán con una tendencia similar a la que espera para los años 2011 a 2013. Los resultados se muestran a continuación:

- Resultados para el año 2014:

La Figura 39 muestra las pérdidas y ganancias que podrían esperar los inversionistas si no entrara en servicio la central Sopladora en el año 2014. La máxima ganancia que se presentó en las simulaciones es de 44.74 Mill USD y la máxima pérdida de -12.43 Mill USD. En siete de las series se presentan rendimientos por debajo de los -0.99 Mill USD.

Figura 39. P&G para el 2014 sin la entrada de Sopladora y Coca Codo

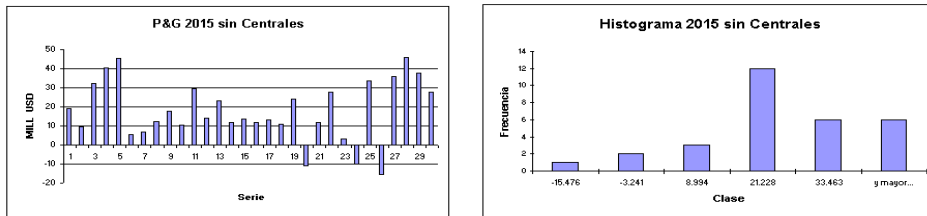


Fuente: Elaboración Propia.

- Resultados para el año 2015:

La Figura 40 muestra las pérdidas y ganancias que podrían esperar los inversionistas si no entrara en servicio la central Sopladora en el año 2014. La máxima ganancia que se presentó en las simulaciones es de 45.69 MILL USD y la máxima pérdida de -15.47Mill USD. Solo en tres de las series se presentan rendimientos por debajo de los -3.24 Mill USD.

Figura 40. P&G para el 2015 sin la entrada de Sopladora y Coca Codo



Fuente: Elaboración Propia.

Es evidente que sin la entrada de los proyectos Sopladora y Coca Codo, los contratos de futuros sobre las rentas de congestión se verían influenciados positivamente, tanto en los volúmenes tranzados como en las ganancias esperadas

11 CONCLUSIONES

- Con la entrada en vigencia de la decisión La CAN 720, que regula las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) por un periodo de dos años mientras se establece un nuevo marco general para los intercambios de energía entre los países miembros de la comunidad andina, existe la oportunidad de crear un sistema más completo para el manejo de las TIE en el cual se pueda incluir el esquema de contratos sobre las rentas de congestión planteado en el presente trabajo y así se abre una puerta para que los inversionistas interesados en participar de estos dineros puedan hacerlo.
- Los contratos de futuros son mecanismos adecuados para crear un mercado sobre las rentas de congestión ya que son de fácil entendimiento, tienen un plazo adecuado teniendo en cuenta las condiciones del mercado y están diseñados para que hasta los inversionistas más conservadores puedan participar de ellos.
- La utilización de contratos de futuros sobre las rentas de congestión constituye una interesante oportunidad de negocio para los agentes del mercado que deseen participar de los dineros que se generan por las Transacciones Internacionales de Energía, especulando sobre el comportamiento de las mismas.
- Los contratos de futuros sobre las rentas de congestión son una excelente alternativa para el gobierno para cubrirse de la volatilidad de las rentas de congestión, garantizando unos ingresos a futuro, lo cual permitiría una adecuada planeación para la utilización de estos recursos.
- El uso de subastas como mecanismo para definir el precio de los contratos de futuros sobre las rentas de congestión resulta ser una forma adecuada para dar un valor que refleja la realidad de los precios de energía pues los agentes basan sus ofertas en las variables que afectan el comportamiento del mercado

eléctrico.

- En las simulaciones de las subastas realizadas se pudo apreciar que los ingresos que podrían esperar los agentes del mercado al vencimiento de los contratos se ven influenciados de manera negativa por la entrada en funcionamiento de diversos proyectos de generación en Ecuador, ya que con ellos el costo marginal en éste país disminuye al igual que el volumen de las exportaciones y la diferencia de precios. Pero este hecho es incierto, pues la construcción de algunos de ellos, como las centrales Sopladora y Coca Codo que constituyen los proyectos más grandes aún se encuentran en fase de licitación y es posible que no se logren terminar a tiempo y de ser así, los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador tienden a aumentar a causa del crecimiento de la demanda en Ecuador.
- El objetivo de las simulaciones realizadas en el presente trabajo es implementar la metodología de contratos de futuros sobre las rentas de congestión para el caso específico de las Transacciones Internacionales de Electricidad con Ecuador y de esta manera mostrar una aproximación a los resultados que se podrían obtener si se implementaran los contratos. Pero no pretenden ser una predicción de los mismos.
- Es posible crear un mercado secundario para los contratos de futuros sobre las rentas de congestión. Lo cual daría un incentivo más a los inversionistas ya que le proporcionaría liquidez a los contratos. Estos instrumentos se podrían tranzar dentro del mercado de derivados de commodities energéticos Derivex.
- Debido a la clase de compromiso de los contratos sobre las rentas de congestión (pague lo contratado), es necesario que el propietario de las rentas cuente con un mecanismo efectivo para la estimación de las Transacciones Internacionales de Electricidad a futuro, para así disminuir la probabilidad de tener que reducir las cantidades de energía asignadas a los inversionistas en los contratos. Los datos proporcionados por MPODE para los precios y las cantidades de energía en el futuro, resultan ser buenas aproximaciones que el

propietario de las rentas de congestión podría utilizar en las subastas para la asignación de contratos, tal como se realizó en el presente trabajo. Sin embargo se espera que éste tome una posición conservadora a la hora de decidir la cantidad de energía que se va a ofrecer en las subastas.

- Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 051 de 2009, los precios de la energía en Colombia se ajustan más a los costos marginales de las centrales generadoras y dado que en Ecuador se tiene un sistema de despacho basado en costos, se puede concluir que los datos de los costos marginales suministrados por MPODE constituyen una buena aproximación para el cálculo de las rentas de congestión en el futuro.
- La metodología planteada en el presente trabajo puede extenderse a las rentas de congestión producto de los intercambios que en un futuro puedan darse con otros países, como es el caso de Panamá, donde se espera realizar subastas para la asignación de los derechos de la línea, con lo cual podrían realizarse transacciones tanto de corto plazo (TIE) como de largo plazo (Contratos bilaterales).
- Si bien la metodología de realización de subastas para la asignación de precios sobre las rentas de congestión planteada en el presente trabajo podría funcionar adecuadamente con el esquema aplicado actualmente para las TIE entre Colombia y Ecuador. Existen otros esquemas de transacciones internacionales de electricidad basados en contratos bilaterales o acuerdos comerciales (como el que se aplica actualmente entre Colombia y Venezuela) en los que no existe la figura de rentas de congestión y por lo tanto, esta metodología no podría ser aplicada.

BIBLIOGRAFÍA

- ANDERSON David, SWEENEY Dennis, Williams Thomas. Estadística para administración y economía. Décima Edición, 2008. CENGAGE Learning. p. 476-479.
- ARANGO BOTERO, Jorge Enrique. 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, Octubre 2005.
- Boletín informativo sobre el monitoreo del Fenómeno de “El Niño”. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM - 4 de marzo de 2.010. p1. {En Línea}. Disponible en: (http://www.derivex.com.co/pdf/IDEAM_El_Ni%C3%B1o_ideam_IFN_04_MAR_2010.pdf).
- Bolsa de Valores de Colombia, {En Línea}, 2009. Disponible en: (<http://www.bvc.com.co/bvcweb/mostrarpagina.jsp>)
- BOTERO Sergio, CANO Jovan. Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en bolsa en Colombia. Revista Cuadernos de Economía. Bogotá, Junio 2008.
- CANO, Jovan. Estimación de los Precios de la Energía en la Bolsa de Colombia. Medellín, p. 1-110. 2004, Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Humanas.
- CARDENAS SANTA MARIA, Patricia, El Mercado De Derivados En Colombia Una Mejor Administración Del Riesgo. Revista La Semana Económica. {En Línea}, 2005. Disponible en: (http://www.asobancaria.com/upload/docs/docPub2791_2.pdf). p. 1.
- CHARLES W. Richter, Jr, GERALD B. Sheblé, Genetic Algorithm Evolution of Utility Bidding Strategies for the Competitive Marketplace. Electrical and Computer Engineering Iowa State University. 1996.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Documento CREG 17 de Julio de 2006. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 055-1994. Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 024-1995. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 004-2003. Por la cual se establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, la cual será parte del Reglamento de Operación, y se adoptan otras disposiciones complementarias. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 031-2005. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, por la cual se adoptan disposiciones sobre el funcionamiento del mercado de Opciones y Futuros como parte del Mercado de Energía Mayorista. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 015 de 2009. Por la cual se complementan las normas expedidas mediante la Resolución CREG-006 de 2009, para el manejo de información, orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 051-2009. Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista. {En Línea}. Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 137-2009. Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía. {En Línea} Disponible en: (www.creg.gov.co).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 148 de 2009. Por la cual se modifica la Resolución CREG 137 de 2009. {En Línea} Disponible en: (www.creg.gov.co).

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 160-2009. Por la cual se adopta la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720. . {En Línea} Disponible en: (www.creg.gov.co).
- COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES. {En Línea}, Decisiones CAN 536 de 2002, Decisión CAN 720 de 2009. {En Línea} Disponibles en: (www.comunidadandina.org).
- CONGRESO DE COLOMBIA, 1994. Ley de Servicios Públicos: Ley 142. Julio11, Bogotá, Colombia.
- CONGRESO DE COLOMBIA, 1994. Ley Eléctrica: Ley 143. Julio11, Bogotá, Colombia.
- CONGRESO DE COLOMBIA , 2003. Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2003 – 2007. Ley 812. Julio 26, Bogotá, Colombia.
- CRAMTON Peter, STOFT Steven, WEST Jeffrey. Simulation of the Colombian Firm Energy Market. Diciembre 2006. p. 1-4, 25-34. {En Línea} Disponible en: (<http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/presentaciones.htm>).
- CRUZ M, Edgar Hernán. CONTEXTO Y DEBATES DE LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS INTERNACIONALES. Grupo de investigación del sector eléctrico Colombiano. GRISEC Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Colombia, Octubre 2004.
- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS SUBASTAS DINÁMICAS, p. 3. {En Línea}. 2008. Disponible en: (www.subastaselectricidad.omel.es)
- Dirección de Planificación del CONELEC. Información Temprana del Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado 2009, p. 20, 2010. {En Línea}, 2009. Disponible en: (www.conelec.gov.ec/)
- DEVORE Jay L, Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. p. 184
- EJEMPLO DE REALIZACIÓN DE UNA SUBASTA ASCENDENTE. {En Línea}. 2008. Disponible en: www.subastaselectricidad.omel.es
- FERNÁNDEZ PÉREZ, José Carlos. Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional, Septiembre 2002. Tesis de

master.

- GARCÍA J R, RENDÓN C M, PALACIOS B, La Integración Del Mercado Eléctrico De Los Países Nórdicos Nord Pool - Lecciones Para Otros Mercados, 2005.
- HULL, John, Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones, Cuarta Edición. 2002. Prentice Hall. p. 1, 4, 5, 23, 40, 183, 184.
- JARAMILLO Andrés. La Bolsa de Energía a la Luz de la Teoría de Juegos. Medellín, 2000, p. 1 – 60. Tesis Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Humanas.
- LALA, José Oscullo. Mecanismo de Pago de Potencia por medio de Opciones Aplicado al Sector Eléctrico del Ecuador. 2009. p. 1.
- Mercado Organizado para la Demanda Regulada MOR. Documento CREG 077 de 2008. p20. p 46.
- MODELO SPD MANUAL DE METODOLOGÍA Versión 9.1, Preparado por PSR, Octubre de 2007. Licencia propiedad de ISA.
- ROTHWELL Geoffrey, GÓMEZ Tomás. Electricity Economics, Regulation and deregulation. Wiley Interscience. 2003. p 3-4.
- ROUBIK Eduardo, Subastas de Energía Eléctrica en Chile: Modelación en Base a un Supuesto Sobre la Valoración de Contratos a Través de Portafolios Óptimos. Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica de Chile, Marzo, 2008. p. 71-76.
- 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. 51-54.
- STOFT, Steven, Power System Economics, IEEE/Wiley. Part 5, p. 389.
- XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. "El Mercado Mayorista y su Administración", Seminario Intro. a la Operación del SIN y a la Administración del Mercado., Julio 2006.