

MERCADO SPOT DE ENERGÍA Y MODELO ALTERNATIVO PARA LA FIJACIÓN DE UN PRECIO EFICIENTE

DAVID ARENAS HOYOS

Asesor:

JOHN JAIRO GARCÍA

**UNIVERSIDAD EAFIT
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA
MEDELLÍN
2014**



Resumen

La resolución CREG 051 de 2009 es la última resolución vigente sobre el despacho ideal del MEM (Mercado de energía mayorista), además del cálculo del precio de bolsa de energía. Esta metodología indica que la remuneración de los recursos térmicos en pruebas se realiza a un precio superior al precio marginal del sistema, lo cual genera incrementos en el precio de bolsa del mercado spot. Se plantea una metodología alternativa para la remuneración de esta generación en pruebas, con el fin de generar los incentivos adecuados y obtener precios del mercado eficientes.

Palabras Claves: Mercado spot de energía, despacho ideal, precio de bolsa de energía, Pruebas de plantas térmicas.

Abstract

The CREG Resolution 051 of 2009 is the final act regarding the ideal dispatch of the wholesale energy market, besides the electricity spot price. This methodology indicates that compensation of testing of thermal plants is remunerated at a higher price than the marginal system price, which generates increases in the electricity spot price. An alternative methodology for the remuneration of this generation tests, in order to generate the right incentives and get efficient market prices arises.

Key words: Energy spot market, ideal dispatch, electricity spot price, testing of thermal plants.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
3. OBJETIVO GENERAL.....	6
4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
5. ESTADO DEL ARTE: DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA.....	6
5.1 CADENA PRODUCTIVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	7
5.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	8
5.3 OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	10
5.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
5.5 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
5.6 DESPACHO ECONÓMICO PROGRAMADO Y DESPACHO IDEAL.....	14
5.7 INFORMACIÓN OPERATIVA USADA EN EL DESPACHO IDEAL.....	14
5.8 DISPONIBILIDAD COMERCIAL.....	16
5.9 INFLEXIBILIDADES EN EL DESPACHO IDEAL.....	17
5.10 CONDICIONES INICIALES	18
5.11 MARCO NORMATIVO	18
6. METODOLOGÍA Y DATOS.....	21
6.1 OPTIMIZACIÓN EN EL DESPACHO IDEAL	21
6.2 MÁXIMO PRECIO OFERTADO - MPO	22
6.3 DELTA DE INCREMENTO	23
6.4 PRECIO DE BOLSA	28
6.5 DATOS.....	29
7. RESULTADOS: ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN EL PRECIO SPOT A PARTIR DE LA RESOLUCIÓN CREG 051 DE 2009.	30
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	35
9. BIBLIOGRAFÍA.....	37

1. INTRODUCCIÓN

Colombia es reconocido como uno de los países con el mercado de energía mayorista más avanzado de toda Latinoamérica, prueba de ello es que desde su creación en 1995, producto del racionamiento vivido en 1992 por el fenómeno del niño, no se ha vuelto a presentar en el sistema interconectado nacional, racionamientos que afecten la atención de la demanda de energía de todo el país.

Desde la creación del MEM en Colombia, se ha hecho un esfuerzo conjunto entre los diferentes gremios e instituciones, entre ellas la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), con el fin de tener un mercado de energía más avanzado (desarrollado) que permita a los usuarios finales una tarifa de energía cada vez más eficiente.

El esquema definido para determinar el precio del mercado al cual se remuneran todas las transacciones de energía, es el despacho ideal, permite mediante un ordenamiento en mérito de las ofertas de las plantas, determinar cuál es la última planta con la que se cubre la atención de la demanda en cada una de las horas del día, para determinar el precio de bolsa horario.

Este trabajo surge como respuesta a la pregunta ¿Es posible un modelo alternativo del despacho ideal, para una formación eficiente del precio de bolsa de energía, en el mercado de energía mayorista?, es decir, pretende plantear una metodología que permita obtener un precio de bolsa más eficiente, lo cual tiene un impacto directo en una menor tarifa al usuario final.

Es importante realizar un estudio en este sentido, debido a una preocupación mayor por los altos precios de energía, lo cual se ve más acentuado en los industriales, que ven disminuida su competitividad a medida que aumentan los precios de energía. Adicionalmente, se pretende plantear un modelo alternativo del despacho ideal que en vez de ser una caja negra, permita ser fácilmente reproducible por los agentes del mercado y los usuarios finales. La metodología que se pretende revisar es la que está establecida en la resolución CREG 051 de 2009, respecto a la formación del precio de bolsa de energía y su impacto en el MEM.

Dentro de los principales resultados encontrados, se observa que la inclusión de la remuneración de recursos en pruebas en el despacho ideal, genera incrementos en el precio de bolsa de energía, ya que la remuneración 051 de 2009 establece que los recursos térmicos en pruebas son remunerados a un precio mayor al precio marginal, además de remunerar los arranques de las plantas térmicas en pruebas.

Este documento se estructura de la forma siguiente. Después de esta introducción se realiza el planteamiento del problema y los objetivos, luego contiene una descripción del estado del arte de la determinación del precio de bolsa de energía, seguido de la metodología y datos empleados. La sección 8 se refiere al análisis de los resultados encontrados. Finalmente, se establecen unas conclusiones y recomendaciones para la formación del precio de bolsa de energía del mercado spot.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las principales transacciones del mercado de energía mayorista se relacionan con el precio de bolsa de energía que se obtiene de la elaboración del despacho ideal, adicionalmente, gran parte de la tarifa al usuario final está asociada a la componente de generación (en promedio 40 % del costo unitario de energía para el 2014) que tiene una alta correlación positiva con el precio de bolsa de energía. En este punto resulta indispensable para los agentes del mercado y para los usuarios finales, tener la capacidad de reproducir este precio, explicando sus principales determinantes, con el fin de tener menor asimetría de información en el mercado y mayor transparencia para poder identificar ineficiencias que se presentan en el mismo.

Debido a que en el 2014 no se cuenta con un documento que explique en detalle el proceso de formación del precio de bolsa, se propone un escrito que permita a cualquier agente del mercado, usuario final o persona interesada en el proceso del despacho ideal, poder comprender en detalle todos los pasos necesarios para determinar el precio de bolsa de energía. Finalmente, motivado por los diferentes estudios que se han realizado recientemente sobre el mercado de energía, entre ellos el realizado por ECSIM sobre los altos precios de energía en el sector industrial y residencial, se propone un modelo alternativo que pretende eliminar algunas ineficiencias detectadas en el modelo actual del despacho ideal, principalmente acentuadas en la remuneración de generación térmica en pruebas.

3. OBJETIVO GENERAL

Definir un modelo alternativo del despacho ideal para una formación eficiente del precio de bolsa de energía, eliminando los sobrecostos e ineficiencias que se presentan en el modelo actual.

4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir en detalle el modelo actual del despacho ideal en el mercado de energía mayorista, con el fin de evidenciar las ineficiencias asociadas a este modelo.
- Realizar un análisis del comportamiento de las principales variables asociadas al despacho ideal y a la formación del precio marginal del MEM en Colombia.
- Presentar un modelo alternativo del despacho ideal que permita obtener una formación eficiente del precio de bolsa de energía¹, además de dar claridad a los agentes del mercado y usuarios finales sobre el procedimiento de cálculo de este precio para que sea fácilmente reproducible.

5. ESTADO DEL ARTE: DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA

Inicialmente es importante hacer un recuento de la línea de tiempo que muestra la evolución del sector eléctrico. En 1967 inicia la interconexión nacional del sistema de energía, en los años 1992 y 1993 se presenta un fenómeno del niño que tuvo un fuerte impacto en los niveles de embalse de las principales centrales hidroeléctricas, debido a que en ese momento no se contaba con un respaldo suficientemente sólido en generación térmica, fue necesaria la intervención de la atención de la demanda de energía mediante el esquema de racionamiento, lo cual tuvo un impacto significativo en la productividad del sector productivo del país. Con el fin de establecer un esquema eléctrico más robusto y prevenir futuros racionamientos, en 1994 se emite La Ley 143 (Ley Eléctrica), la cual definió el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia como "El mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el cual generadores y comercializadores venden y compran energía y

¹ De la teoría económica, se entiende un precio eficiente como un valor cercano o igual al costo marginal de la generación.

potencia en el Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al reglamento de operación". Su funcionamiento está fundamentado en la existencia de una bolsa de energía, donde se realizan intercambios comerciales, y de un operador central del Sistema Interconectado Nacional (SIN), denominado Centro Nacional de Despacho (CND)² (gráfico 1).

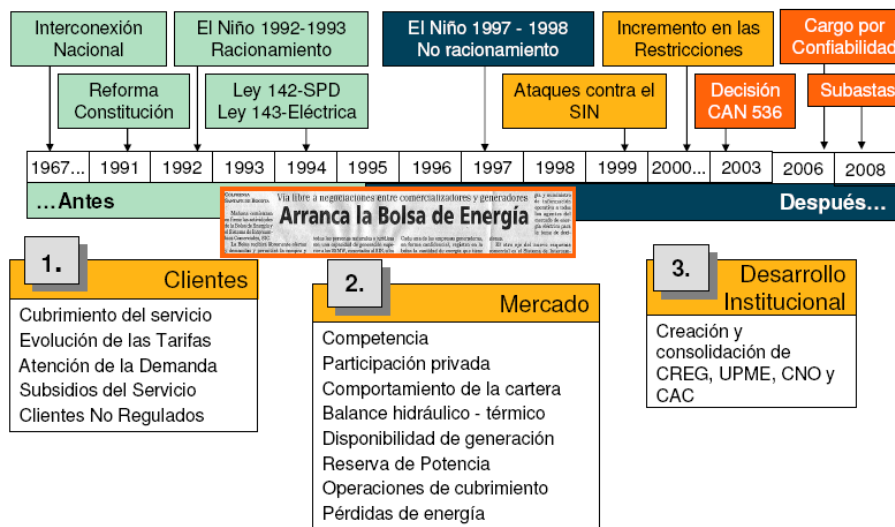


Gráfico 1: Evolución Sector Eléctrico

Fuente: Memorias seminario transacciones en bolsa – XM³ 2013

Este esquema fue puesto a prueba en 1997 y 1998 cuando se presenta un nuevo fenómeno del niño que no significó un nuevo racionamiento, debido al nuevo esquema del mercado de energía mayorista que mostró su robustez ante la dramática disminución de los embalses de agua agregados del país, llegando a un nivel de 50 % del volumen útil agregado del embalse del sistema. Este modelo de mercado fue principalmente tomado del mercado inglés Nord Pool.

5.1 CADENA PRODUCTIVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la primera etapa de la cadena productiva de energía eléctrica se encuentran los recursos naturales o combustibles como insumos, ya sea agua, viento, carbón o combustibles líquidos. Estos son usados en centrales de generación con el fin de hacer mover una turbina para transformar ese movimiento en energía eléctrica. En el caso de usar agua como insumo, esta cae directamente en la turbina y produce movimiento, en el caso de combustibles

² La resolución CREG 024 de 1995 reglamentó los aspectos comerciales del mercado de energía mayorista, y la resolución CREG 025 de 1995 los aspectos operativos del sistema interconectado nacional.

³ XM: Filial de ISA encargada de operar y administrar el mercado de energía mayorista.

fósiles, son usados para calentar un volumen de agua y el vapor producido, dirigirlo a la turbina para generar movimiento.

Luego esta energía se eleva a altos voltajes con el fin de poder transmitir la energía grandes distancias. En caso de no hacerlo, el calentamiento producido en las líneas de transmisión impediría el transporte de energía a grandes distancias, debido a las pérdidas asociadas. Una vez esta energía llega a las ciudades y pueblos, el voltaje de la energía es reducida, con el fin de poder distribuir la energía, ya que los tramos son más cortos y se puede realizar a más pequeños voltajes. Finalmente, a través de los transformadores de distribución, se reduce aún más el voltaje, para que esta energía llegue a los usuarios finales⁴ (gráfico 2).

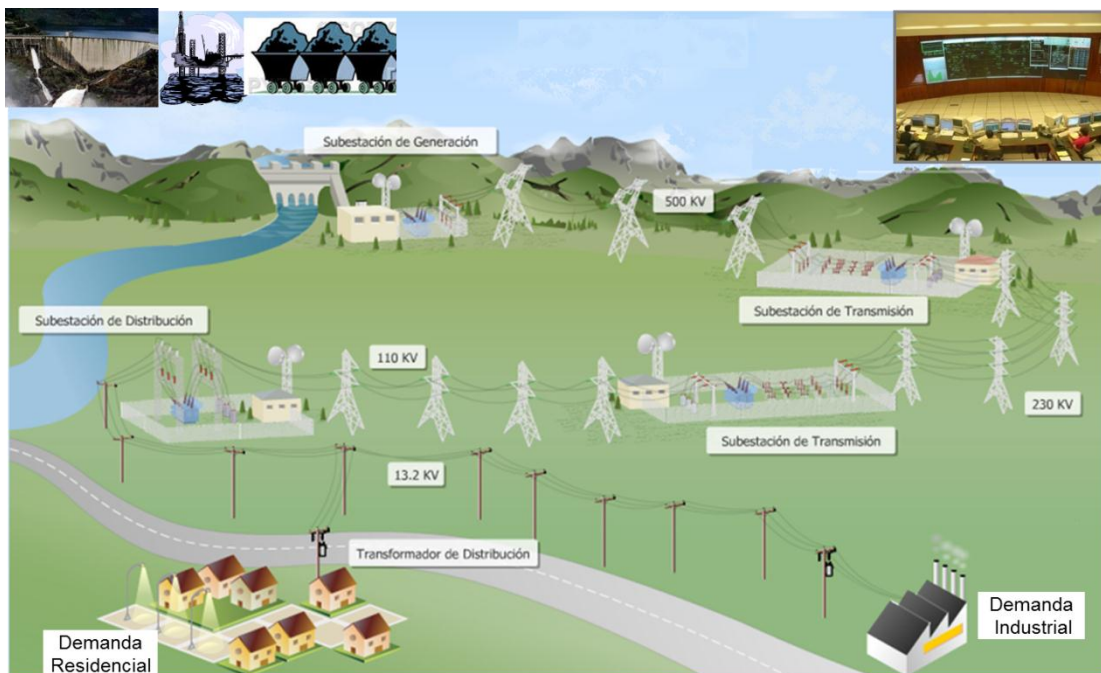


Gráfico 2: Cadena productiva de energía

Fuente: Memorias seminario transacciones en bolsa – XM 2013

5.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

En el gráfico 3 se muestra que si bien la cadena productiva tiene una interacción entre insumos, generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales, las transacciones en el mercado de energía se dan entre generadores y comercializadores, ya que es en este tipo de actividades que la regulación vigente permite libertad de precios y confluencia entre oferta y demanda.

⁴ Los usuarios finales se dividen en usuarios regulados (usuarios residenciales y pequeños usuarios con una capacidad instalada menor a 0.1 MW) y usuarios no regulados (grandes usuarios con una capacidad instalada mayor a 0.1 MW).



Gráfico 3: Transacciones en el mercado de energía mayorista

Fuente: Elaboración propia.

En el MEM la remuneración de la generación de energía se realiza mediante dos vías, uno es el mercado spot y otro el de las reconciliaciones. En el primero se remuneran las plantas que tienen generación ideal en el despacho ideal al precio de bolsa horario del mercado. Luego se compara la generación real de cada planta con su generación ideal. Cuando una planta de generación tuvo una generación real mayor en la operación que la generación ideal remunerada en el despacho ideal a precio de bolsa, el recurso recibe una remuneración mayor o también llamada reconciliación positiva⁵, por no haber sido remunerada totalmente su generación en la operación real. Si por el contrario una planta de generación tuvo una generación real menor en la operación que la generación ideal remunerada en el despacho ideal a precio de bolsa, el recurso debe devolver parte del dinero asignado en el despacho ideal, también llamada reconciliación negativa⁶, por haber sido remunerada de más su generación real.

Igualmente resulta indispensable describir el funcionamiento del mercado de los contratos de largo plazo, ya que es el esquema de cobertura que tienen los agentes del MEM para cubrir anticipadamente sus obligaciones y no esperar escenarios de precios extremadamente altos o extremadamente bajos, donde será más difícil realizar buenas negociaciones de cubrimiento, además es el esquema para mitigar la alta variabilidad del precio de bolsa de energía, ya que en un año puede registrar precios mínimos de 38 \$/kWh y máximos de 480 \$/kWh.

⁵ El precio de reconciliación positiva para recursos hidráulicos es el precio de bolsa y para térmicos es el mínimo entre su precio de oferta y un precio de referencia que refleja sus costos de operación.

⁶ El precio de reconciliación negativa es el precio marginal del sistema.

Los contratos bilaterales consisten en una negociación entre dos agentes (comprador y vendedor) del mercado de energía, donde se pactan condiciones de cantidades y precios de energía que se van a liquidar en una fecha futura. En la tabla 1 se muestra para el mercado de energía mayorista, tanto para comercializadores como generadores cuales son las obligaciones de energía que pueden tener en el mercado y los respaldos posibles para cubrir dichas obligaciones, los faltantes o excedentes se constituyen en compras o ventas en bolsa, las cuales son efectuadas al precio de bolsa horario del mercado. Por ejemplo un comercializador que tiene como obligación la demanda de energía de los usuarios que representa y también se comprometió a vender en contratos cierta cantidad de energía a otro agente del mercado, puede respaldar dichas obligaciones con compras en contratos a otros agentes del mercado. Sin embargo, si su respaldo es menor a sus obligaciones, debe comprar el faltante en bolsa al precio de bolsa del mercado. En este sentido resulta conveniente para un agente tener un cubrimiento de un alto porcentaje de las obligaciones para no quedar expuesto a los precios de energía en periodos de fenómeno de El niño, lo cual puede conllevar a la quiebra de las empresas por los altos precios de bolsa en el mercado.

AGENTE	OBLIGACIONES	RESPALDO	FALTANTES	EXCEDENTES
GENERADOR	Ventas en Contratos	Generación Ideal	Compras en Bolsa	Ventas en Bolsa
		Compras en Contratos		
COMERCIALIZADOR	Demanda			

Tabla 1: Contratos bilaterales de largo plazo

Fuente: Elaboración propia.

5.3 OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el 2014 el mercado de energía tiene la siguiente composición de oferta según la tecnología usada para generar energía como se observa en el gráfico 4.

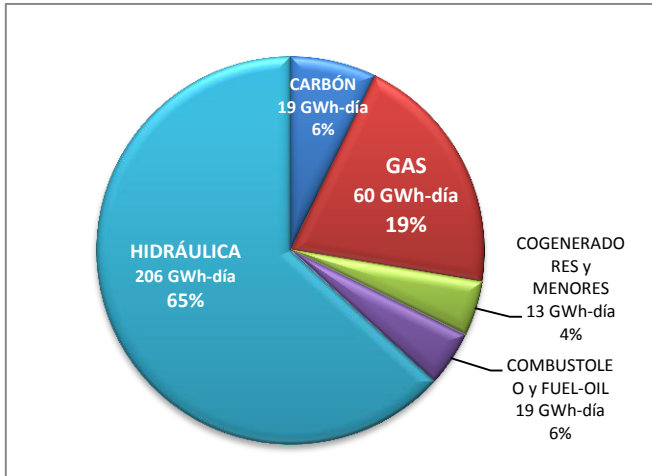


Gráfico 4: Composición de oferta de generación
Fuente: Construcción propia a partir de datos de XM.

Se observa que el 65 % de la oferta es asociada a energía hidroeléctrica, el 19 % asociado a plantas térmicas que usan gas como combustible, el 6 % asociado a plantas térmicas que usan carbón como combustible, igualmente el 6 % asociado a plantas térmicas que usan combustibles líquidos y el 4 % restante está asociado a plantas menores de generación.

Esta oferta está muy influenciada principalmente por la hidrología del país, el costo de oportunidad del agua de las plantas hidroeléctricas, la disponibilidad de combustibles y precios de los mismos y las disponibilidades de las plantas de generación.

5.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por otro lado está la demanda de energía, la cual tiene diferentes valores para cada una de las horas del día, con dos picos muy marcados en el periodo 20 (va desde la hora 19:00 a las 20:00) y en el periodo 12 (va desde la hora 11:00 a las 12:00), debido a que la demanda en Colombia es principalmente residencial y en estos periodos es cuando la mayoría de las personas se encuentran en sus hogares (gráfico 5).

Esta demanda de energía presenta variaciones principalmente debido a el tipo de día (es diferente para fines de semana que para días ordinarios), el crecimiento industrial y la estacionalidad (en general es mayor el consumo en verano que en invierno).

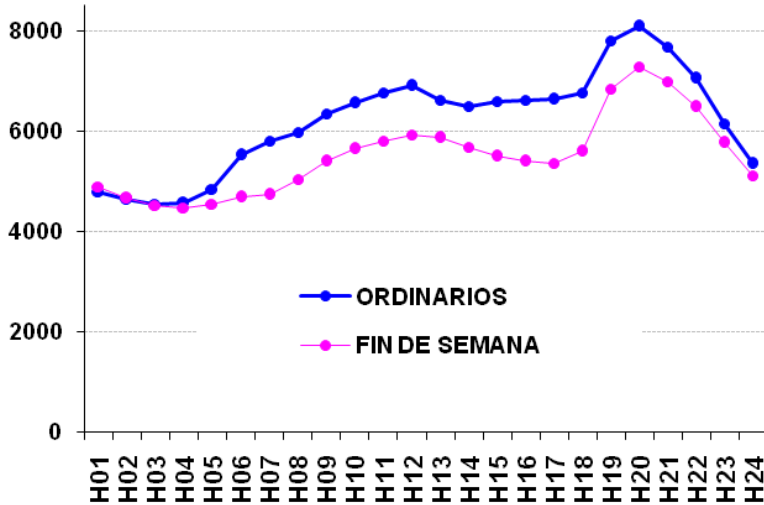


Gráfico 5: Demanda de energía por tipo de día
Fuente: Construcción propia a partir de datos de XM

Respecto a la demanda es importante anotar es inelástica al precio, ya que debido a los plazos para realizar las liquidaciones de la energía transada en el mercado de energía mayorista, la energía consumida se paga aproximadamente tres meses después, es decir que el pago que se hace en este momento de la factura de energía, corresponde al valor de la energía de hace aproximadamente tres meses. Prueba de que la demanda de energía es inelástica, es que nadie se abstiene de consumir energía, debido al precio de este servicio en un momento dado o no hay un incentivo a consumir más a cierta hora del día porque la energía sea más barata, inclusive es curioso que la energía es de los pocos productos o servicios en que primero se consume y luego se pregunta el valor consumido, lo cual crea alta asimetría en la información para los consumidores finales y por tanto alta irracionalidad en la utilización del servicio.

5.5 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Después de tener la oferta y demanda agregada, estas confluyen en el mercado de energía mayorista para determinar el precio marginal del mercado como se muestra en el gráfico 6.

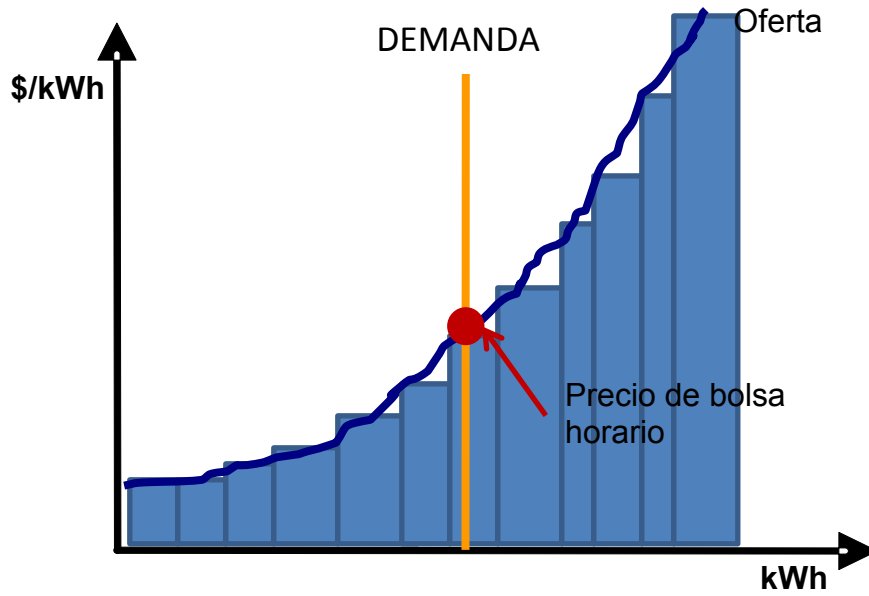


Gráfico 6: Oferta y demanda de energía para una hora del día
Fuente: Construcción propia.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM se efectúan mediante dos mecanismos:

- **CONTRATOS BILATERALES DE LARGO PLAZO:** La compra de energía se realiza a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores en las cuales se pactan las condiciones, cantidades y precios para la compra y venta de energía.
- **BOLSA DE ENERGÍA:** Es un sistema mediante el cual se vende y compra energía en el corto plazo (hora a hora), basado en un modelo de libre competencia entre oferta y demanda. Los recursos de generación ofrecidos para cubrir la demanda se despachan de menor a mayor precio, siendo el último despachado, el que define el costo marginal de las transacciones y fija el precio de bolsa. Es importante anotar que este mercado corresponde a una estructura oligopólica, conformada por 6 grandes empresas con el 80 % de la capacidad de generación y 40 empresas pequeñas, con el 20 % restante, lo cual hace que el mercado sea moderadamente concentrado con un índice de concentración cercano a los 1500 puntos, medido por medio del HHI⁷.

⁷ Este índice es la suma de los cuadrados de la participación en el mercado de la empresa i en la industria. Se estima así:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_N^2$$
 El valor del HHI va de 0, donde la industria actuaría en competencia perfecta, a 10.000 en monopolio puro. Un mercado se considera como altamente concentrado si el HHI es superior a 1.800.

5.6 DESPACHO ECONÓMICO PROGRAMADO Y DESPACHO IDEAL

Para hablar del despacho ideal es importante iniciar estableciendo la diferencia que existe entre la operación y la administración del mercado. Para realizar la operación real se emplea el despacho económico programado que corresponde a la programación de los recursos de generación con el fin de cubrir la demanda del sistema, respetando las restricciones eléctricas del sistema interconectado nacional. Este despacho es el que se emplea en la operación real y corresponde a los valores reales de energía que deben inyectar las plantas de generación al sistema. Por otro lado está el despacho ideal el cual es un despacho financiero que no refleja las plantas que fueron despachadas para atender la demanda real, sino que corresponde al despacho empleado para determinar el precio de bolsa de energía en el mercado de energía mayorista.

Las principales diferencias entre el despacho económico programado y el despacho ideal son:

- El primero usa la demanda proyectada, ya que se realiza el día anterior al día de operación real, mientras el segundo usa la demanda real consumida por el sistema, ya que se realiza el día siguiente al día de la operación.
- El despacho económico programado considera las restricciones de la red para elaborar la programación de plantas a ser despachadas en la operación real, mientras el despacho ideal, como lo indica su nombre considera una red ideal sin restricciones eléctricas.

Como principales puntos en común entre ambos despachos se tienen los siguientes:

- Ambos usan el precio de oferta y el precio de arranque y parada de los recursos⁸.
- Ambos respetan los parámetros técnicos de los recursos de generación⁹.
- Ambos usan una función de optimización de 24 horas que busca obtener el despacho más económico posible.

5.7 INFORMACIÓN OPERATIVA USADA EN EL DESPACHO IDEAL

La información operativa usada para la elaboración del despacho ideal es la siguiente:

⁸ La resolución CREG 051 de 2009 estableció separar de la oferta el precio de arranque y parada para los recursos térmicos, con el fin de tener una mejor discriminación del valor de generación de los recursos térmicos.

⁹ Los parámetros técnicos definidos en el acuerdo 277 del consejo nacional de operación son: Mínimo Tiempo en Línea, Tipo de Arranque (Frio, Tibio, Caliente), Mínimo Tiempo Fuera de Línea por parada programada, Mínimo Técnico, Bloques de Entrada y Salida, Carga Estable, Número Máximo de Arranques Programados por Día, capacidad efectiva neta.

- Disponibilidad declarada: Disponibilidad ofertada por hora y por planta al Centro Nacional de Despacho el día anterior al día de operación.
- Disponibilidad Real: Es la disponibilidad de los recursos de generación afectada por los eventos ocurridos en tiempo real el mismo día de la operación.
- Disponibilidad Programada: Es la disponibilidad de los recursos de generación afectada por los eventos ocurridos el mismo día de la operación, pero a diferencia de la disponibilidad real, que se ve afectada en el mismo momento que ocurre la falla, el efecto se ve según los tiempos del redespacho¹⁰, 1.5 horas después de ocurrida la falla.
- Generación real: Información de energía reportada por las plantas de generación según sus contadores de medición.
- Recursos en pruebas: Plantas de generación que declararon desde la oferta que se encontraban realizando pruebas durante el día de operación.
- Bandera de estado de los recursos: Los recursos de generación tienen tres posibles banderas de estados¹¹:

-Bueno: Indica que el recurso está disponible para generar energía eléctrica y puede inyectarla a la red.

-Indisponible Interno: Indica que la planta está indisponible para generar energía eléctrica debido a una falla interna en la planta de generación.

-Indisponible Externo: Indica que la planta está indisponible para generar energía eléctrica debido a una falla externa a la planta de generación, como por ejemplo indisponibilidades en las líneas de transmisión para inyectar energía a la red.

- Parámetros técnicos de los recursos de generación: consiste en las características técnicas declaradas al consejo nacional de operación, las cuales determinan los valores y variaciones factibles de generación de las plantas, entre los cuales se encuentran:

- Mínimo tiempo en línea: Corresponde al mínimo número de horas que se debe mantener prendida la planta de generación, una vez encendida.

- Mínimo tiempo fuera de línea: Corresponde al mínimo número de horas que se debe mantener apagada la planta de generación, para que vuelva a ser nuevamente encendida con el fin de inyectar energía al sistema interconectado nacional.

- Tipo de Arranque (Frio, Tibio, Caliente): Está asociado al tiempo que la planta lleva apagada, para determinar la forma de arrancar la planta, ya que asociado al calor

¹⁰ El redespacho se encarga de reprogramar plantas el mismo día de operación, debido a indisponibilidades de recursos de generación que estaban programados desde el despacho económico programado o debido a cambios bruscos de demanda. Esto con el fin de garantizar la confiabilidad y prestación continua del servicio de energía eléctrica, ya que siempre la cantidad generada debe ser igual a la cantidad consumida en el sistema.

¹¹ Definido en la resolución CREG 024 de 1995.

remanente en la caldera de las plantas térmicas, las rampas de arranque pueden ser más largas o más cortas.

- Carga Estable: Corresponde al número de horas que la planta debe permanecer en un valor fijo de generación, debido a que entre una hora y otra varió la generación en un delta mayor al permitido para no entrar en una zona de generación constante.

- Mínimo técnico: Es el mínimo valor de generación factible en la que una planta de generación puede generar de manera estable durante varios periodos.

- Capacidad efectiva neta: Es el máximo valor teórico posible de generación de un recurso de generación.

Cabe aclarar que estos parámetros obedecen a la particularidad de cada planta de generación y no todos aplican para todos los tipos de plantas térmicas.

5.8 DISPONIBILIDAD COMERCIAL

El valor con el que participan las plantas para ser consideradas en la formación del despacho ideal es la disponibilidad comercial, esta variable pretende reflejar la disponibilidad de las plantas de generación en el día de operación. Además no penaliza el hecho de que la planta esté indisponible por un evento externo¹².

Cuando un recurso tiene una bandera de estado buena o indisponible interna el valor de la disponibilidad comercial está dado por la ecuación (1):

Disponibilidad Comercial

$$= \min(\text{Disponibilidad Programada}, \max(\text{Generación Real}, \text{Disponibilidad Real})) \quad (1)$$

- Para los recursos con bandera de estado indisponible externo, la disponibilidad comercial es igual a la disponibilidad comercial del último periodo bueno reportado. Esto permite que el recurso no sea penalizado cuando la causa de la indisponibilidad es externa.
- Para plantas menores¹³, filo de agua¹⁴ y cogeneradores el valor de la disponibilidad comercial será igual a la generación real de la planta.

¹² El cálculo de la disponibilidad comercial está contenido en la resolución CREG 024 de 1995.

¹³ Son plantas menores a 20 MW de capacidad instalada, si están entre 10 MW y 20 MW pueden escoger ser despachadas centralmente o no.

¹⁴ Corresponde a las plantas de generación hidroeléctrica que no tienen embalse y por tanto junto con las plantas menores, no pueden ofertar precio, ya que no tienen forma de valorar el agua. Si no fueran despachadas perderían el agua que fluye por el caudal del que se alimentan.

- Para enlaces internacionales cuando inyecten energía al sistema interconectado colombiano, la importación será considerada como una generación de un recurso ficticio que tendrá una disponibilidad comercial igual al valor de la lectura cruda de la importación más las pérdidas asignadas a esa importación.
- Para recursos en pruebas, exceptuando pruebas de disponibilidad asociadas al cargo por confiabilidad, la disponibilidad comercial será igual a la generación real de las plantas y, a su vez, la generación ideal será igual a la generación real de la planta con el fin de que la planta no tenga reconciliación positiva¹⁵.

5.9 INFLEXIBILIDADES EN EL DESPACHO IDEAL

Resulta indispensable poder interiorizar el concepto de generación ideal inflexible para poder determinar el precio de bolsa del mercado. La resolución CREG 051 de 2009 establece como recursos inflexibles, los recursos de generación que están programados de tal forma que son incapaces de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) al sistema y por lo tanto estos recursos no pueden determinar el precio horario de bolsa de energía. Excepto cuando el recurso de generación esté programado en su disponibilidad declarada o comercial, según el caso, y la misma pueda tener una variación negativa. Esto implica que un recurso térmico tendrá la condición de inflexible cuando esté programado exactamente en el valor de la rampa o para cualquier planta cuando se encuentre en un valor menor o igual al mínimo técnico. La condición de inflexibilidad estando en la máxima capacidad efectiva o disponibilidad comercial se presenta cuando una planta térmica se encuentra cumpliendo la característica técnica de carga estable.

La otra condición que identifica la generación ideal de una planta como generación inflexible es cuando en la declaración del día anterior al despacho, cada generador notifica las inflexibilidades en la operación de sus unidades generadoras (Condiciones Fitosanitarias o mínimos obligatorios de generación) y la planta sale en el despacho ideal en un valor igual a su mínimo obligatorio de generación. Las plantas del sistema que actualmente están autorizadas por el CNO (Consejo nacional de operación) para incluir dentro de su oferta el mínimo obligatorio de generación son: Albán, Salvajina, Betania, Urrá, Miel y Guatrón (Cadena hidroeléctrica constituida por Guadalupe y Troneras).

¹⁵ Corresponde a la diferencia entre la generación real y la generación ideal, normalmente asociado a restricciones de la red eléctrica que obligan a despachar recursos fuera de mérito para mantener la estabilidad de la red.

La resolución actual (CREG 051 de 2009, modificada por la CREG 011 de 2010) considera además la generación ideal de plantas en pruebas como generación ideal inflexible, sobre este punto se realizará un análisis más adelante, ya que es un aspecto crítico respecto a la eficiencia en el despacho ideal.

5.10 CONDICIONES INICIALES

La resolución CREG 051 de 2009 establecía la generación ideal del día t-1 como la condición inicial del día t, posteriormente la resolución CREG 011 de 2010 estableció como condición inicial del día t, la generación real del día t-1.

Producto del acople del despacho ideal con el despacho real del día t-1, una Planta Térmica que viene con horas en línea de generación real del día anterior, implica que no importando el precio de oferta del día siguiente, esta debe cumplir las características técnicas de la planta como tiempo mínimo de generación, carga estable y rampa de salida.

Producto del acople del despacho ideal con el despacho real del día t-1, una Planta Térmica que viene con horas fuera de línea del despacho real del día anterior, implica que se debe respetar el tiempo fuera de línea en el día siguiente, así la planta tenga un precio de oferta bajo.

5.11 MARCO NORMATIVO

EL MEM basa su funcionamiento en las resoluciones vigentes, particularmente en el despacho ideal, las expedidas por la CREG y los acuerdos operativos emitidos por el CNO. En la tabla 2 se muestra la principal normatividad aplicable al despacho ideal.

RESOLUCIONES CREG APLICABLES AL DESPACHO IDEAL		
NÚMERO	AÑO	DESCRIPCIÓN
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.
112	1998	Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales de energía, que se realizan en el mercado mayorista de electricidad, como parte integrante del Reglamento de Operación. - Plantas filo de Agua

119	1998	Por la cual se modifican y complementan algunas de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-217 de 1997, que establece el Estatuto de Racionamiento, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
121	1998	Por la cual se reglamenta la generación de plantas o unidades en pruebas, como parte del Reglamento de Operación.
122	1998	Por la cual se modifican las causas de redespacho del Reglamento de Operación y se dictan otras disposiciones.
127	1998	Por la cual se aclara el artículo 3° de la Resolución CREG-122 de 1998 - Plantas filo de Agua
034	2001	Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía. - Reconciliaciones
094	2001	Por la cual se aclaran y modifican algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG-034 de 2001.
048	2002	Por la cual se dictan algunas normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.
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.
006	2003	Por la cual se adoptan las normas sobre registro de fronteras comerciales y contratos, suministro y reporte de información, y liquidación de transacciones comerciales, en el Mercado de Energía Mayorista.
009	2003	Por la cual se regulan algunos parámetros técnicos aplicables a los recursos de generación y su declaración en el Mercado de Energía Mayorista.
014	2004	Por la cual se establecen normas complementarias a la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo - TIE-, que harán parte del Reglamento de Operación
071	2006	Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía - Precio de Escasez
102	2006	Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 1o. de la Ley 1099 de 2006.
084	2007	Por la cual se modifica el párrafo del artículo 8° de la Resolución CREG 006 de 2003 y se adoptan otras disposiciones.
085	2007	Por la cual se modifican, aclaran y adicionan disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006 y se dictan otras normas, sobre el Cargo por Confiabilidad.
096	2008	Por la cual se modifican parcialmente la Resolución CREG 004 de 2003 y Resolución CREG 014 de 2004.
158	2008	Por la cual se expiden normas sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, relacionadas con precios para liquidar la remuneración en casos de inflexibilidades de plantas térmicas.
177	2008	Por la cual se adicionan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme.
006	2009	Por la cual se expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.
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.
076	2009	Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la

		Resolución CREG-051 de 2009.
089	2009	Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.
137	2009	Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía. - Intervención precios
138	2009	Por la cual se dictan normas sobre pruebas de disponibilidad de plantas o unidades de generación
140	2009	Por la cual se establecen reglas sobre desviación al Programa No Cumplido por cambios en la disponibilidad declarada por generadores en el Mercado Mayorista de Energía.
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.
011	2010	Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista
063	2010	Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente
073	2010	Por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995 sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista
157	2011	Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones. - Plazos liquidación
ACUERDOS OPERATIVOS DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN APLICABLES AL DESPACHO IDEAL		
270	2003	Por el cual se especifica la metodología y el procedimiento para la determinación de los valores numéricos del modelo lineal de las rampas de aumento y disminución de los generadores térmicos, según lo establecido en la Resolución CREG 009 de 2003 y mediante el cual se deroga el Acuerdo 259.
277	2003	Por el cual se sustituye el Acuerdo N.º.219 del CNO, del 25 de febrero de 2002. ANEXO 1: Definición de Parámetros técnicos para Plantas Térmicas.
284	2004	Por el cual se aprueban algunos cambios para el envío de la oferta de generación a través del CNDNET. Mínimos Obligatorios DE GENERACIÓN
289	2004	Por el cual se deroga el Acuerdo CNO - 085 de septiembre 7 del 2000 y se complementa el artículo quinto del Acuerdo CNO - 049 de enero 20 del 2000.
299	2004	Por el cual se modifica el Acuerdo 270 - Modelos 1 2 y 3 de rampas
306	2004	Por el cual se modifican los artículos primero, sexto y Noveno del Acuerdo 270 del 2003. Redefinición UR DR prima en rampas.
336	2005	Por el cual se modifica parcialmente el Acuerdo CNO No. 277. Tipo de Arranque de plantas térmicas.
455	2009	Por el cual se aprueban los cambios de las rampas de algunas Centrales Termoeléctricas y las configuraciones del modelo operativo de la planta TEBSA.
458	2009	Por el cual se aprueba un cambio del parámetro técnico de Mínimo Tiempo en Línea de las unidades de generación de PROELÉCTRICA.

500	2010	Por el cual se aprueba un cambio del parámetro técnico de Mínimo Técnico, el Tiempo de Aviso y los cambios de rampas de las unidades de generación de PROELÉCTRICA
531	2011	Por el cual se establecen las definiciones de los parámetros técnicos de las unidades y/o plantas térmicas y los formatos para el reporte de esta información.
593	2012	Por el cual se consideran las modificaciones a la Capacidad Efectiva Neta de las plantas de generación para cada periodo del Cargo por Confiabilidad y el ajuste de las rampas de las plantas térmicas a los nuevos valores registrados.

Tabla 2: Normatividad aplicable al despacho ideal

Fuente: Elaboración propia.

6. METODOLOGÍA Y DATOS

En esta sección se indicará el proceso de optimización del despacho ideal, el cual consiste en una optimización acoplada de 24 horas en la que se busca obtener el despacho de generación ideal más económico para atender la demanda comercial total horaria, sujeto a las restricciones técnicas de las plantas. Posteriormente se describen los datos empleados, indicando que variables del mercado se toman para los análisis y la fuente de los mismos.

6.1 OPTIMIZACIÓN EN EL DESPACHO IDEAL

La resolución CREG 051 de 2011 establece que el despacho ideal se realiza mediante una función de optimización con una ventana de 24 horas, la cual busca obtener el despacho ideal más económico considerando como insumos: los precios de oferta de las plantas, los precios de arranque y parada de los recursos térmicos, la demanda comercial del sistema en cada hora, la disponibilidad comercial de los recursos, las plantas inflexibles que van en la base del despacho ideal y las condiciones iniciales.

La función de optimización está representada por la ecuación (2):

$$\lambda = \text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_i \times Q_{it}) + Par_i * k \quad (2)$$

Sujeto a estas restricciones:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it} \quad (3)$$

Características Técnicas de los recursos de generación

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Q Generación ideal

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal

D Demanda.

K número de arranques de la planta

6.2 MÁXIMO PRECIO OFERTADO - MPO

El máximo precio ofertado representa el precio marginal del despacho ideal. Una vez obtenida la solución al problema de optimización planteado en el numeral anterior, es decir, el valor de generación ideal para cada planta del sistema, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Se parte del Despacho Ideal resultante de atender la Demanda comercial.
2. Se ordenan las plantas despachadas de menor a mayor.
3. Se selecciona la última planta que sea flexible requerida para atender la demanda comercial.
4. El Precio Ofertado por esta última planta será el máximo precio ofertado.

Existen tres tipos de MPO: nacional, TIE e Internacional. Cada uno asociado con la demanda de Colombia, Ecuador y Venezuela, respectivamente.

6.3 DELTA DE INCREMENTO

Antes de la resolución 051 de 2009, el precio de oferta de la última planta flexible que cubría la demanda era el precio de bolsa, es decir, no existía el concepto MPO.

La resolución mencionada introduce el concepto de delta de incremento como un valor unitario que se le suma al MPO para obtener el precio de bolsa.

El delta de incremento se calcula con el propósito de remunerar los costos no cubiertos por concepto de arranque y parada para las plantas flexibles y el cálculo de los costos no cubiertos por concepto de generación ideal inflexible, incluyendo recursos en pruebas, los cuales serán remunerados a un precio de reconciliación positiva inflexible¹⁶.

$$PR(+)\text{INFLEX}=\text{MIN}(\text{POFE}, \text{CSC} + \text{CTC} + \text{COM} + \text{OCV}) \quad (4)$$

donde:

POf: Precio de Oferta del Recurso en la hora.

CSC: Costo de suministro para plantas inflexibles con Generación Ideal.

CTC: Costo de transporte para plantas inflexibles con Generación Ideal.

COM: Costo de operación y mantenimiento.

OCV: Otros costos variables

El valor del Costo de Suministro para recursos inflexibles con Generación Ideal (CSC) se debe calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CSC = \frac{CSC \left(\frac{\$}{MBTU} \right) * \sum_{p \in \text{Periodos Inflexibles}} MBTU_p}{\sum_{p \in \text{Periodos Inflexibles}} Gen. Real_p} \quad (4.1)$$

¹⁶ Corresponde a un precio que refleja los costos que tendría una planta térmica para generar.

El valor del Costo de Transporte para recursos inflexibles con Generación Ideal (CTC) se debe calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CTC = \frac{CTC \left(\frac{\$}{MBTU} \right) * \sum_{p \text{ ePeriodos Inflexibles}} MBTU_p}{\sum_{p \text{ ePeriodos Inflexibles}} Gen. Real_p} \quad (4.2)$$

Para las fórmulas 4.1 y 4.2 en el numerador se encuentran los costos reportados por el agente en \$/MBTU tanto para suministro como transporte de cada combustible empleado, dado que MBTU es la unidad de energía de combustibles y se debe pasar a unidad de energía eléctrica, estos valores reportados se multiplican por los MBTU consumidos en los periodos asociados a generación ideal inflexible y el resultado se divide por los kwh de generación real de los periodos asociados a generación ideal inflexible.

Si la Generación Real de todos los periodos en los que haya Generación Ideal Inflexible es cero el valor del CSC y del CTC será igual a cero (0).

Este precio refleja de una manera muy precisa, cuales son los costos de cada planta. Tiene en cuenta los tramos de gasoducto que usa, la tecnología empleada para generar energía y todos los costos asociados con la operación y administración de un recurso térmico.

El planteamiento detallado del cálculo del delta de incremento tanto para el mercado nacional como internacional, se describe en la resolución CREG 073 de 2010:

“Se determinarán los valores adicionales (ΔI) para los mercados nacionales e internacionales de la siguiente forma:

- **Para atención de la Demanda Total Doméstica**, el Valor Adicional para la Demanda Total Doméstica (ΔI_N) se calculará conforme a la ecuación (5):

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^{NP} (\max(0, DF_{N,j}) + DI_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{N,i}} \quad (5)$$

donde:

$$DF_{N,j} = W_j \times \sum_{z=1}^l Par_{j,z} - \sum_{i=1}^{24} GF_{N,j,i} \times (MPO_{N,i} - Pof_j) \quad (6)$$

$$DI_{N,j} = W_j \times DI_j \quad (7)$$

$$DI_j = \sum_{i=1}^{24} GI_{N,j,i} \times (\max(MPO_{N,i}, RP_j) - MPO_{N,i}) \\ + \sum_{i=1}^{24} GI_{I,j,i} \times (\max(MPO_{I,i}, RP_j) - MPO_{I,i}) \\ + \sum_{i=1}^{24} GI_{K,j,i} \times (\max(MPO_{K,i}, RP_j) - MPO_{K,i}) \quad (8)$$

$$W_j = \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i}}{\sum_{i=1}^{24} G_{j,i}} \quad (9)$$

donde:

$D_{N,i}$ Demanda Total Doméstica en la hora i .

$DF_{N,j}$ Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta j para atender Demanda Total Doméstica.

$DI_{N,j}$ Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j para atender Demanda Total Doméstica.

NP Número de plantas térmicas.

$Par_{j,z}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j .

I Número de arranques de la planta j .

$GF_{N,j,i}$ Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i , en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

$MPO_{N,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i .

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

$GI_{N,j,i}$ Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica. En caso contrario es igual a 0.

RP_j Precio de Reconciliación Positiva calculado para la planta j sin incluir los costos de arranque y parada.

DI_j Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j.

GI_{I,j,i} Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado. En caso contrario es igual a 0.

GI_{K,j,i} Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica. En caso contrario es igual a 0.

MPO_{I,i} Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i.

MPO_{K,i} Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora i.

W_j Porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica.

G_{N,j,i} Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i.

G_{j,i} Generación ideal de la planta j en la hora i.

En el caso en que la Generación ideal de la planta j en el día sea igual a cero, el porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica (W_j) será igual a cero.

- **Para atención de la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica**, el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica (ΔI_I) se calculará conforme a la siguiente ecuación:

$$\Delta I_I = \frac{\sum_{j=1}^{NP} (\max(0, DF_{I+K,j}) + DI_{I+K,j})}{\sum_{i=1}^{24} DI_{I,i}} \quad (10)$$

donde:

$$DF_{I+K,j} = (1 - W_j) \times \sum_{z=1}^l Par_{j,z} - \sum_{i=1}^{24} GF_{I,j,i} \times (MPO_{I,i} - Pof_j) - \sum_{i=1}^{24} GF_{K,j,i} \times (MPO_{K,i} - Pof_j) \quad (11)$$

$$DI_{I+K,j} = (1 - W_j) \times DI_j \quad (12)$$

donde:

$D_{I,i}$ Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en la hora i .

$DF_{I+K,j}$ Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda no Doméstica.

$DI_{I+K,j}$ Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda no Doméstica.

NP Número de plantas térmicas.

$Par_{j,z}$ Precios de oferta del arranque-parada z de la planta j .

l Número de arranques de la planta j .

$GF_{I,j,i}$ Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i , en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

$MPO_{I,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i .

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

$GF_{K,j,i}$ Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i , en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica.

$MPO_{K,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora i .

$GI_{i,j,i}$ Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado. En caso contrario es igual a 0.

$GI_{k,j,i}$ Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica. En caso contrario es igual a 0.

RP_j Precio de Reconciliación Positiva calculado para la planta j sin incluir los costos de arranque y parada.

DI_j Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j .

W_j Porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica.

En el caso en que la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en el día sea igual a cero, el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica (ΔI_i) será igual a cero.¹⁷

El valor del delta de incremento corresponde a un mismo valor para las 24 horas del día.

6.4 PRECIO DE BOLSA

Una vez calculado el delta de incremento, se obtiene el precio de bolsa para cada uno de los mercados:

$$\text{Precio de Bolsa}_{\text{Nacional}}^{\text{Periodo } x} = \text{MPO}_{\text{Nacional}}^{\text{Periodo } x} + \Delta I_{\text{día}}^{\text{Mercados Nacionales}} \quad (13)$$

$$\text{Precio de Bolsa}_{\text{TI E}}^{\text{Periodo } x} = \text{MPO}_{\text{TI E}}^{\text{Periodo } x} + \Delta I_{\text{día}}^{\text{Mercados Internacionales}} \quad (14)$$

$$\text{Precio de Bolsa}_{\text{Internacional}}^{\text{Periodo } x} = \text{MPO}_{\text{Internacional}}^{\text{Periodo } x} + \Delta I_{\text{día}}^{\text{Mercados Internacionales}} \quad (15)$$

Nótese que si el delta nacional es igual a cero, el precio de bolsa nacional es igual al máximo precio ofertado nacional.

¹⁷ Tomado de la resolución CREG 073 de 2010

Otra consideración importante es que se define un único delta internacional que es usado tanto para la demanda de Ecuador como para la demanda de Venezuela.

6.5 DATOS

Esta propuesta de investigación cuenta con la gran ventaja de que XM como administrador del mercado de energía mayorista, pone a disposición de los actores del mercado, gran cantidad de información pública, dentro de las cuales se encuentran diferentes variables claves para este análisis:

- Demanda Comercial
- Generación Real
- Disponibilidad Comercial
- Plantas de generación existentes y agentes de generación que las representan
- Generación Ideal
- Máximos precios ofertados
- Delta de incremento del despacho ideal
- Precios de bolsa
- Generación ideal inflexible
- Precios de oferta
- Precios de arranque y parada de plantas térmicas

La información anterior será tomada de la página web de XM (Portal BI), para la última versión de la facturación. Esta información está disponible desde 1995, ya que coincide con el año de creación del mercado de energía mayorista.

7. RESULTADOS: ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN EL PRECIO SPOT A PARTIR DE LA RESOLUCIÓN CREG 051 DE 2009.

Luego de la implementación en el MEM de la resolución CREG 051 de 2009 se presentaron incrementos en los ingresos percibidos por las empresas generadoras térmicas debido a la realización de pruebas para sus plantas de generación. A continuación se realiza un análisis del comportamiento de estas variables y la proporción de participación de las empresas del sector.

En el gráfico 7 se observa el incremento tan significativo del delta de incremento desde que entró en vigencia la resolución CREG 011 de 2010 en febrero de 2010:

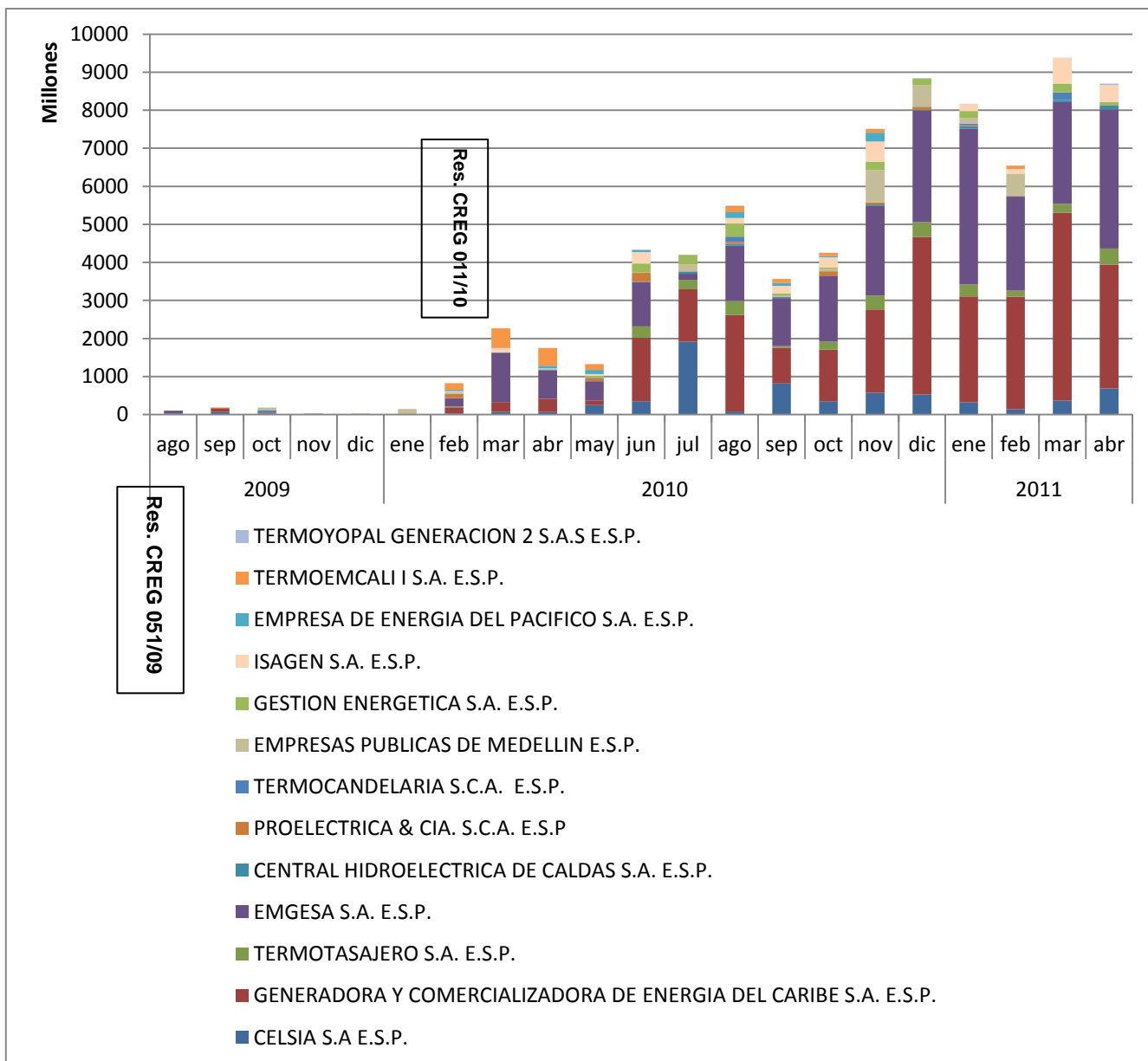


Gráfico 7: Evolución del delta de incremento del despacho ideal

Fuente: Construcción propia a partir de datos de XM.

Igualmente, el gráfico 8 evidencia que gran parte de ese incremento fue debido a un gran aumento de la generación ideal inflexible por recursos en pruebas, ya que las plantas de generación encontraron un incentivo perverso a declararse en pruebas, ya que si no son requeridas para generar en el sistema por seguridad o por estar en mérito, al declararse en pruebas pueden generar cualquier valor, recibiendo una remuneración igual a su precio de reconciliación, el cual es superior al precio marginal del sistema, además incluye la remuneración del consumo de combustibles costosos como es combustibles líquidos, por lo

que no hay incentivo a ofertar un precio eficiente para ser considerados como recursos en mérito en el despacho ideal. Por otro lado, por ser generación en pruebas que no obedece a un despacho centralizado, se pone en riesgo la confiabilidad del sistema interconectado nacional, ya que esta generación puede tomar cualquier valor e incrementa el costo de la operación y de las restricciones de la red que son pagadas por el usuario final. En la medida que haya mucha generación en pruebas, es necesario contar con más recursos de respaldo y generaciones fuera de mérito que encarecen el valor de la operación.

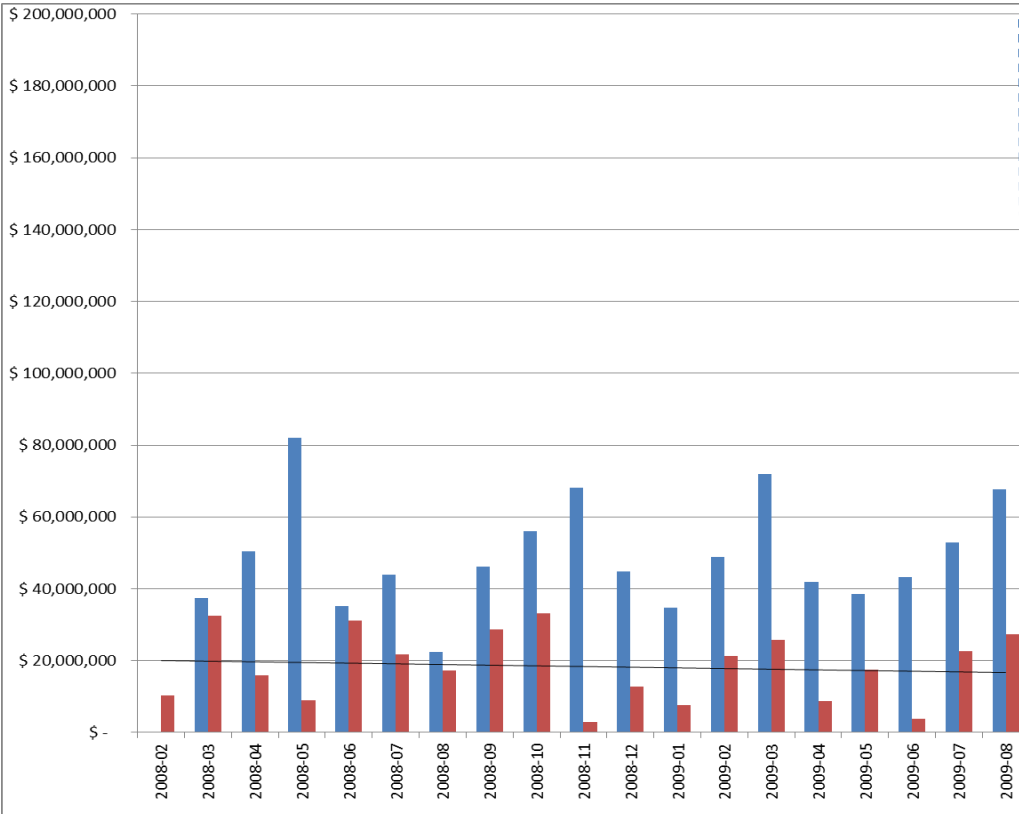


Gráfico 8.1: Evolución generación ideal inflexible

Fuente: Construcción propia a partir de datos de XM.

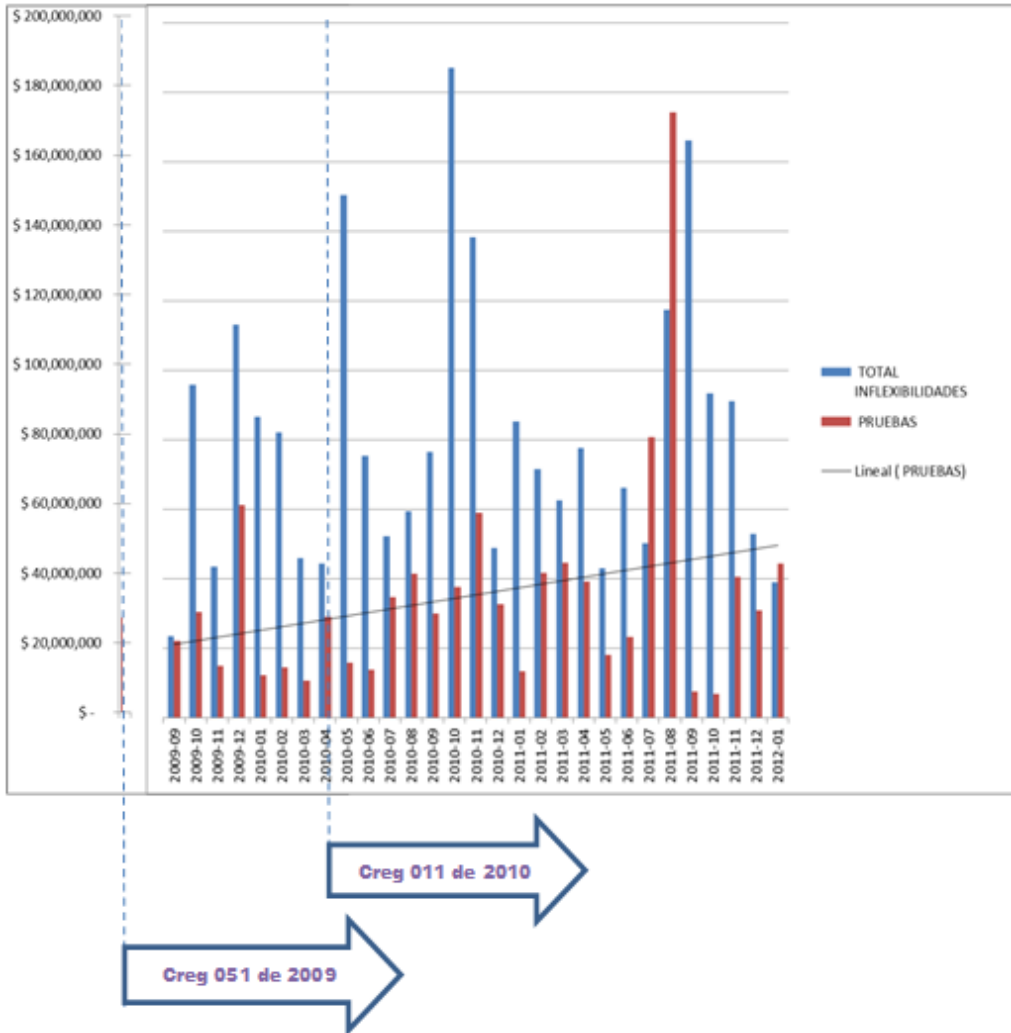


Gráfico 8.2: Evolución generación ideal inflexible
Fuente: Construcción propia a partir de datos de XM.

La creación del mercado de energía en el año 1995 implicó tener una reestructuración del sector en cuanto a la apertura y participación de los privados en las diferentes industrias y empresas del sector de energía eléctrica. Además, significó un cambio en la regulación y normas aplicables, por la participación de agentes diferentes al estado en este sector. Esta metodología es conocida como regulación por incentivos, ya que al no existir competencia perfecta, el regulador busca evitar concentración de mercado y poder dominante en el sector.

La regulación por incentivos parte del regulador del mercado que cumple la función del estado y el agente es la empresa regulada. El regulador busca maximizar el bienestar de la

sociedad bajo las restricciones de los incentivos que básicamente están determinados por la información privilegiada de los agentes y el uso de esa información estratégicamente. En este punto resulta vital para el correcto funcionamiento del mercado y viabilizar la fijación de precios eficientes en el mismo, que la entidad regulatoria tenga la suficiente fortaleza y competencia para diseñar esquemas de mercados que brinden incentivos adecuados a los agentes para avanzar en la senda de un mercado competitivo sin permitir la fugas de rentas por deficiencias regulatorias. Esta teoría es ampliamente descrita en los trabajos de Jamasb, y Pollitt (2007) y Laffont y Martimort (2002).

En este sentido se propone diseñar un modelo que permita remunerar las pruebas en el despacho ideal a un costo eficiente como se hace en otros grandes mercados de energía del mundo. La remuneración en pruebas debe realizarse al precio marginal del despacho ideal, sin remunerar los arranques de las plantas térmicas en pruebas, ya que la generación en pruebas corresponde a actividades de mantenimiento y revisión de las plantas de generación, donde el agente estaría suficientemente satisfecho de recibir una remuneración por esta generación igual al precio de bolsa marginal del sistema.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La remuneración actual a plantas de generación térmicas en pruebas, tanto el precio de generación como el precio de arranque y parada incrementa el costo del despacho ideal y el costo de la operación, ya que se remunera a un precio mayor al precio marginal del sistema, cuando en la mayoría de los otros mercados es remunerado al precio marginal del sistema. Lo anterior incrementa el precio de bolsa, encareciendo la tarifa para el usuario final. Adicionalmente, ya que la generación en pruebas no obedece a ninguna programación y toma cualquier valor, se presenta un problema desde el punto de vista operativo y otro desde el punto de vista comercial, en la operación se generan altos riesgos para mantener la confiabilidad de la prestación del servicio de energía por tener gran parte de la generación en pruebas, ya que es generación que no tiene ninguna firmeza y puede tomar cualquier valor. Desde el punto de vista comercial, si la planta en el rango de pruebas presenta n intentos de arranque, la metodología establece que les serán remunerados los n arranques. Lo anterior se da por los incentivos perversos para generar en pruebas, ya que si las plantas no son llamadas por mérito o seguridad del sistema a generar, simplemente se declaran en pruebas, generar lo que quieran y reciben una remuneración cercana a su precio de reconciliación, más los arranques que hayan tenido.
- Se propone un nuevo modelo de remuneración de generación en pruebas, el cual permita una formación eficiente del precio de bolsa de energía en el mercado de energía mayorista, este modelo consiste en no incluir dentro de los recursos inflexibles candidatos a recibir remuneración por delta de incremento a los recursos térmicos en pruebas, al igual que tampoco remunerar los arranques que hayan tenido durante los intervalos en pruebas, tal y como se realiza en los mercados de energía más desarrollados del mundo. Igualmente, se propone no empatar en el despacho ideal la generación térmica en pruebas del día anterior, con el fin de no generar inflexibilidades en el despacho ideal producto de generación en pruebas del día anterior.
- Se debe modificar el esquema de pagos de generación ideal inflexible en el despacho ideal para que sea remunerado a precios eficientes. Con el fin de obtener un modelo que busque maximizar el bienestar del consumidor, vía precios del mercado SPOT más eficientes que redunden en una disminución del costo unitario de energía para el usuario final.

- El proceso de optimización del despacho ideal cumple el objetivo de encontrar la solución más óptima, ya que considera una optimización 24 horas para encontrar sujeto a las características técnicas de los recursos de generación, el despacho ideal más óptimo para atender una determinada demanda.
- En la relación entre el mercado spot y el mercado de contratos bilaterales de largo plazo, resulta importante que los agentes generadores no tengan una exposición en bolsa muy alta, con el fin de que tengan incentivos a ofertar precios eficientes que les permitan ser incluidos en la formación del despacho ideal para cumplir sus compromisos en contratos bilaterales.
- Resulta vital para obtener un comportamiento competitivo del mercado que haya solidez en las instituciones que interactúan en el sector, principalmente el regulador y las de seguimiento, vigilancia y control. Ya que el mercado de energía carece de un ente que realice seguimiento y vigilancia en línea de las variables del mercado y el comportamiento estratégico de los agentes, para prevenir poder dominante o comportamientos anticompetitivos. De hecho en PJM, que es uno de los mercados más grandes de USA, existe un ente de vigilancia en línea 24 horas que está monitoreando permanente el comportamiento y las ofertas de los agentes para identificar si se presenta un markup elevados, el mercado cambia de un modelo de precios a un modelo de costos.
- Dentro de las variables que igualmente se deben hacer seguimiento y control están las características técnicas de las plantas térmicas, ya que por ejemplo si una planta sabe que es requerida por la seguridad del sistema para una hora determinada e incrementa su parámetro de tiempo mínimo en línea, sabe que saldrá despachada en más periodos, recibiendo una mayor remuneración y generando más restricciones e inflexibilidades en el despacho.
- Igualmente, para efectos de encontrar precios eficientes (cercaos al costo marginal) y reducir los precios de la energía, se propone estudiar proyectos de gestión y respuesta de la demanda, ya que esto permite aplanar los picos de demanda de las horas pico y contribuir a la sostenibilidad energética no desde el lado de una mayor generación, sino de una menor demanda por uso eficiente de los recursos.
- Este documento recopila información detallada de la formación del precio de bolsa en el despacho ideal, con el fin brindar al lector una guía de referencia para comprender integralmente la metodología actual que determina la formación del precio spot del mercado de energía mayorista.

9. BIBLIOGRAFÍA

- García, A. y Arbeláez, L. (2002). Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market. *Energy Economics*. Vol. 24. P. 217-229.
- Cano, Jovan (2004). Tesis - Estimación de los Precios de la Energía en la Bolsa de Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Humanas, Medellín.
- Borenstein, S. y Bushnell, J. (1999). An empirical Analysis of the Potencial for Market Power in California's Electricity Industry. *Journal of Industrial Economics*. Vol. 47. issue 3.
- Wolak, F.A. (2000). An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market. *International Economical Journal of Economics*. Vol 14, número 2.
- Cramton, Peter. (2009). Colombia Spot Market and Interconnections. Market Design INC.
- Jamasb, T. y Pollitt, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy*. Vol. 35(12). P. 6163-6187.
- Laffont, J. y Martimort, D. (2002). *The Theory of Incentives: The Principal-Agent Model*. Princeton University Press.
- Jaramillo, Andrés. (2000). Tesis - La Bolsa de Energía a la Luz de la Teoría de Juegos. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias Humanas. Medellín. p. 1 - 60.
- Garcia, A. Arbeláez, L. (2002). Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market. *Energy Economics*. No. 24. pp. 217-229.
- Vélez, Luis Guillermo. (2013). Análisis del impacto de la regulación y de las estructuras productiva e industrial del sector de energía eléctrica, en todas las fases de la cadena productiva, sobre el nivel final de las tarifas y precios del servicio de energía eléctrica y la competitividad internacional de la economía colombiana. ECSIM.
- María, Mauricio Santa. von der Fehr, Nils-Henrik M. Millán, Jaime. y Benavides, Juan. (2009). *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores*. FEDESARROLLO.
- Ley 142 (1994). Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios.
- Ley 143 (1994). Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.
- CREG. Resoluciones expedidas por la CREG para regular el Mercado de Energía Eléctrico Colombiano. (1994 – 2014). Página Web Comisión de Regulación de Energía y Gas. <http://www.creg.gov.co/>
- Decisión CAN 536 (2002).
- Sitio Web oficial del Consejo Nacional de Operación - CNO. <http://www.cno.org.co/>
- Sitio Web oficial del operador del mercado eléctrico colombiano - (XM). <http://www.xm.com.co>