

**DETERMINACIÓN DE PRECIOS VÍA EQUILIBRIO DE
COURNOT EN EL MERCADO ELÉCTRICO SPOT
COLOMBIANO**

RODRIGO ALFONSO HIDALGO ANFOSSI

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito para Optar por el Título
de Maestría en Economía**

Asesor: John Jairo García, PhD.

**Universidad EAFIT
Escuela de Economía y Finanzas
Medellín
2013**



AVISO LEGAL – DERECHOS DE AUTOR

Toda la información consignada en este trabajo, sobre la operación y funcionamiento del sistema eléctrico de potencia colombiano, así como la de los agentes que participan en él, fue extraída de las bases de datos del operador del sistema XM (www.xm.com.co), quien tiene a disposición del público dicha información de forma abierta y gratuita. Los datos empleados son debidamente referenciados y fueron usados única y exclusivamente con fines investigativos. El autor declara que el uso de esta información no tiene como finalidad competir de cualquier manera con XM, ni comercializar la información obtenida, ni darle un uso inadecuado o indebido a ella. Por lo tanto, el autor adhiere a las Condiciones Generales y Términos Legales del uso del servicio de información en Internet del sitio web de XM.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	I
LISTA DE FIGURAS	II
LISTA DE TABLAS	III
SIGLAS	IV
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
2.2. HIPÓTESIS	3
2.3. OBJETIVO	4
3. MARCO CONCEPTUAL.....	4
3.1. REVISIÓN DE LITERATURA	4
3.2. MODELO TEÓRICO.....	6
3.3. CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR.....	8
4. METODOLOGÍA	10
4.1. VARIABLES	10
4.2. HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN	13
5. DATOS Y RESULTADOS.....	14
5.1. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.....	14
5.2. RESULTADOS.....	18
6. CONCLUSIONES.....	25
REFERENCIAS	28
ANEXO.....	30

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.1 Aporte de los Ríos Batá, Guavio, Nare y Porce II - Enero del 2013 [MWh]..	15
Figura 5.2 Demanda de Energía del SIN – Enero de 2013 [GWh]	16
Figura 5.3 Costo Marginal de Despacho vs. Precio en Bolsa Nacional – Enero de 2013 [\$/kWh]	17
Figura 5.4 Resultados Múltiples Equilibrios Caso 1 vs. Precio de Bolsa Nacional – Semestre I 2013 [\$/MWh]	20
Figura 5.5 Resultados Múltiples Equilibrios Caso 2 vs. Precio de Bolsa Nacional – Semestre I 2013 [\$/MWh]	22
Figura 5.6 Resultados Múltiples Equilibrios Caso 3 vs. Precio de Bolsa Nacional – Semestre I 2013 [\$/MWh]	23
Figura 5.7 Caso 1 vs. Caso2 vs. Caso3 – 4 Equilibrios Diferentes – Marzo 2013 [\$/MWh]	24

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Capacidad Efectiva Neta Principales Agentes - 2012.....	9
Tabla 5.1 CEE Semestre I de 2013 [\$/kWh].....	15
Tabla 5.2 Resumen de Variables Utilizadas y sus Unidades de Medida	18
Tabla 5.3 Porcentaje de Participación de Agentes Cournot Real 2012 vs. Simulaciones Semestre I 2013	19
Tabla A.1 Datos Básicos ISAGEN.....	30

SIGLAS

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CEE	Costo Equivalente de la Energía
CEN	Capacidad Efectiva Neta
CND	Centro Nacional de Despacho
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ESP	Empresa de Servicios Públicos
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista o Mercado de Energía Mayorista
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

1. INTRODUCCIÓN

Desde sus inicios, la prestación del servicio de energía eléctrica fue asumida por los gobiernos locales y nacionales, con el fin de garantizar la cobertura del servicio dado los altos niveles de inversión requeridos. Sin embargo, con el tiempo, esto no fue suficiente, pues con el avance tecnológico de los usos finales de la electricidad, se requirió contar con un servicio cada vez más confiable, de mayor calidad, y más eficiente. Dadas las ineficiencias de estas empresas estatales, los gobiernos de varios países del mundo emprendieron una serie de reformas en el sector eléctrico, con el fin de promover una libre participación de los agentes en los negocios de generación y comercialización de energía¹, tratando que estos subsectores se aproximen a unos mercados competitivos (Villar & Rudnick, 2003), de tal forma que la confiabilidad en la prestación del servicio, la garantía de suministro, y la minimización de costos de producción fueran el eje central. Generar, transportar, y distribuir energía eléctrica son actividades intensivas en capital. Además, la elasticidad precio de la demanda es baja (relativamente inelástica), lo que permite fluctuaciones en el precio del servicio, influenciadas por los cambios en la oferta por parte de los agentes del mercado (Kelman, Barroso, & Pereira, 2001).

Colombia no fue la excepción, y es así como en 1994 se expiden las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 (Ley Eléctrica) que introducen profundas reformas al sector. Estas buscaron promover la libre competencia en los subsectores de generación y comercialización de energía eléctrica, por medio de la creación de un mercado competitivo (o un mercado tipo bolsa como el descrito por (Bouffard & Galiana, 2005)), impidiendo prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante. Sin embargo, al igual que en otras partes del mundo, los pocos agentes partícipes del sector de generación, y las restricciones técnicas inherentes a los sistemas de potencia, han llevado a que este mercado tipo bolsa no se comporte como

¹ Los sectores de interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, dada ciertas características técnicas, permanecen como monopolios naturales regulados.

un mercado competitivo, afectando los precios al consumidor debido a las estrategias de cada agente generador (Contreras, Klusch, & Krawczyk, 2004).

Diferentes estudios se han llevado a cabo, con el fin de explicar el equilibrio del despacho diario en el mercado eléctrico *spot* (o *pool-based*), por medio de modelos oligopólicos que describen las estrategias de sus participantes, donde el precio de mercado se asume como una variable endógena a estos (Tesser, Pages, & Nabona, 2009). En particular, el empleo de teoría de juegos (equilibrios de Nash), y el estudio del comportamiento de agentes tipo Cournot, han demostrado robustez en predecir el comportamiento de los precios spot (y por ende de las estrategias de los agentes) en el corto plazo (Molina, Zolezzi, Contreras, Rudnick, & Reveco, 2011). Este equilibrio puede proveer además información a los entes reguladores sobre el funcionamiento del mercado y la posible presencia de abuso de poder en él.

El presente trabajo de grado explora el caso del equilibrio de Cournot en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Colombia, analizando la conducta de los principales agentes generadores. Para ello, con base en estudios previos al respecto, se aplica una metodología definida apoyada en la información técnica y comercial disponible al público², que permita incorporar los comportamientos de los principales agentes generadores en Colombia.

El trabajo está organizado como sigue: primero, se describe el problema a analizar, con base a lo planteado en esta introducción. Luego, se define el marco conceptual que se propone desde la teoría económica para el proceso de investigación sobre el problema descrito. A continuación, se presenta la metodología usada, basada en el marco conceptual. Se incluye una corta descripción de los datos procesados de acuerdo a la metodología propuesta, junto con los resultados obtenidos. Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo.

² Esta información está a disposición del público por el operador del sistema y administrador del mercado XM S.A. E.S.P.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Planteamiento del Problema

Como se describió en la introducción, el sector de generación no ha reflejado un comportamiento de sus agentes de forma competitiva, como fue el objetivo de la restructuración del mercado, por el contrario se trata de un mercado oligopólico con altas barreras de entrada. Este comportamiento oligopólico conlleva a que el sector busque la maximización de sus beneficios afectando la formación de precios, facilitando la aparición de poder de mercado, previniendo nuevas inversiones, y limitando el ingreso de más agentes al mercado (Villar & Rudnick, 2003).

Describir desde la teoría económica un mecanismo de balance del mercado eléctrico colombiano, permite que los agentes participantes estén mejor informados para la toma de decisiones, así como también dotaría a los organismos reguladores³ con mejores herramientas que ayuden a un mejor diseño del mercado, en lugar de realizar fuertes intervenciones en este, que pueden crear señales adversas para los inversionistas, sobre todo en aspectos relacionados con la garantía de suministro del servicio, que es el objetivo primordial de toda política energética.

Por consiguiente, puede plantearse el problema que recoja lo descrito anteriormente a través de una pregunta de investigación: ¿es posible por medio de un modelo de equilibrio tipo Cournot (competencia en cantidades) en el mercado eléctrico spot colombiano estimar el precio diario de balance demanda-generación y las cantidades ofrecidas, considerando los principales agentes?

2.2. Hipótesis

El presente trabajo explora la hipótesis que los 6 agentes definidos como tipo Cournot en Colombia determinan estrategias que maximizan sus beneficios, por medio del ajuste de las cantidades de producción ofertadas, estableciendo así un precio de equilibrio (balance) del mercado eléctrico spot (de corto plazo). Esta hipótesis está

³ En Colombia, el ente del gobierno que regula el sector de generación de electricidad es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

justificada en la afirmación que el mercado eléctrico spot colombiano se ha comportado lejos de una situación próxima a la de mercados competitivos.

2.3. Objetivo

Estimar el precio de equilibrio del mercado de acuerdo a las cantidades ofertadas por los principales agentes generadores en el mercado spot eléctrico colombiano en el corto plazo, con base en el equilibrio de Cournot del despacho que atiende la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Específicamente, se desea obtener un modelo económico que estime un precio diario del mercado spot eléctrico colombiano de acuerdo a las estrategias en cantidades de los agentes bajo un objetivo de maximización de ganancias.

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1. Revisión de Literatura

La restructuración del sector eléctrico en todo el mundo dio pie a una gran cantidad de literatura disponible, sobre los diferentes impactos técnicos y económicos de tales reformas. En particular, en el tema de mercados eléctricos, el artículo de revisión elaborado por Ventosa et al. (2005) ofrece una clasificación acorde a las tendencias actuales de la literatura sobre modelación. Para el caso específico del equilibrio de mercado considerando varias firmas, dos modelos teóricos son identificados en este artículo: el equilibrio Cournot, y de forma más general, el equilibrio según función de oferta (o *SFE: Supply Function Equilibrium*).

Con base en un equilibrio de Cournot (también conocido como equilibrio Nash-Cournot por ser un subconjunto del equilibrio de Nash), Borenstein y Bushnell (1998) simulan el mercado eléctrico californiano, con el fin de determinar poder de mercado de los agentes participantes. En dicho estudio, solo se simulan los agentes más grandes como competidores Cournot, el resto de pequeños agentes son considerados precio-aceptantes. Maiorano et al. (2000) proponen un modelo dinámico para analizar un mercado oligopólico sin colusión con el fin de determinar cómo las estrategias de unos agentes afectan la maximización de beneficios de otros. Kelman et al. (2001) introducen

el concepto de programación dinámica estocástica luego de equilibrar el mercado con un modelo Nash-Cournot estático, con el fin de investigar poder de mercado en un sistema hidráulico-térmico. Replicando el trabajo propuesto por Kelman et al., Villar y Rudnick (2003) construyen un modelo para simular un mercado hidráulico-térmico para analizar poder de mercado, donde una primera solución estática es encontrada para las plantas térmicas a través de un equilibrio de Nash-Cournot, y luego, a través de un algoritmo de programación dinámica introducen la dependencia en el tiempo de las plantas hidroeléctricas. En su trabajo de competencia imperfecta, Hobbs (2001) formula el mercado como un problema de complementariedad lineal, incorporando contratos bilaterales y las redes de transmisión. La integración del problema de flujos de potencia óptimos (restricciones de red) en el problema de maximización de beneficios es incorporado también, a través de un algoritmo iterativo, por Weber y Overbye (2002). El concepto de equilibrio de Cournot también puede ser llevado de un análisis estático, a un análisis con diferentes rangos de escenarios, en un equilibrio multi-período, como el propuesto por de la Torre et al. (2004). Elementos de simulación más complejos pueden emplearse cuando el problema de equilibrio (problema de optimización) emplea restricciones que a su vez son equilibrios también (sub-problemas de optimización), como el propuesto por Barroso et al. (2006), el cual presenta una solución por programación mixta lineal-entero para hallar el equilibrio de Nash en mercados de corto plazo. Para el caso del largo plazo, en el cual múltiples equilibrios de Nash pueden darse, Contreras y Pozo (2009) presentan un algoritmo iterativo con una suavización exponencial de las ofertas de los agentes, estableciendo un meta-juego con múltiples estrategias posibles. La literatura también reporta el uso de métodos numéricos para solucionar el problema del equilibrio de Nash-Cournot, como la función Nikaido-Isoda, empleada por Contreras et al. (2004) para incorporar múltiples restricciones al problema, y por Molina et al. (2011) que aplica dicha metodología para el caso de un sistema hidráulico-térmico con restricciones de la red de transmisión.

El concepto de equilibrio a través de la función de oferta fue introducido para los mercados oligopólicos por Klemperer y Meyer (1989) en la presencia de incertidumbre. Este equilibrio es una generalización de la teoría de juegos para oligopolios, donde sus casos más extremos son, por un lado el equilibrio de Bertrand, y por el otro lado, el

equilibrio de Cournot. Los primeros en aplicar estos conceptos al sector eléctrico fueron Green y Newbery (1992) con el fin de analizar el mercado británico con un equilibrio de duopolio simétrico. Day et al. (2002) presentan un modelo de función de oferta que les permite simular en el mercado spot un gran número de líneas de transmisión (restricciones), y donde incluyen el modelo de Cournot como un supuesto estático de las estrategias de los demás para cada agente. Al igual que el caso del equilibrio de Cournot, procesos de simulación más complejos, como la programación lineal-entero mixta (MILP) son presentados en la literatura, con funciones de ofertas como curvas de costos incrementales por escalones, y un equilibrio estático hallado sin iteraciones (Hasan, Galiana, & Conejo, 2008). Como herramientas más sofisticadas requieren mayor parametrización y tiempos de simulación, los mismos Hasan y Galiana (2010) desarrollan también un algoritmo numérico para el cálculo rápido del equilibrio de Nash puro en mercados balanceados por orden de mérito.

Si bien cada autor defiende el modelo empleado como el más adecuado para capturar el comportamiento del mercado spot eléctrico, artículos como los publicados por Baldick (2002) y Willems et al. (2009), sugieren el modelo Cournot como el que mejor describe los mercados eléctricos, y que se caracteriza por su facilidad de parametrización, luego de comparar ambos modelos y resultados. El segundo artículo ofrece además una interesante comparación por regresión lineal de los modelos establecidos, con respecto a los datos observados en el mercado alemán, para dos meses del 2006.

3.2. Modelo Teórico

El sector de generación de energía eléctrica en Colombia presenta una estructura oligopólica, donde solo 6 agentes, de 44 activos, concentran aproximadamente el 90% de la producción. Por lo general, esta estructura de mercado conlleva a precios del bien más altos que aquellos que balancearían una estructura de mercado competitiva. Es por esto que siempre ha sido de especial interés tanto para los entes reguladores, como para los mismos participantes, estudiar el comportamiento de los agentes en este tipo de estructuras.

El estudio de mercados oligopólicos se ha desarrollado a través de elementos de teoría de juegos, donde en particular, las competencias tipo Cournot y Stackelberg han

mostrado ser los modelos que más se ajustan al funcionamiento del mercado spot eléctrico, con bajos requerimientos de parametrización y cómputo (Borenstein & Bushnell, 1998).

La competencia tipo Cournot es aquella donde participan pocos agentes, decidiendo la cantidad de un bien homogéneo, tomando como dadas (constantes) las cantidades de los otros jugadores, y de forma simultánea entre todos (juegos no-cooperativos). Como puede observarse, el mercado spot eléctrico colombiano se ajusta a esta descripción, ya que los agentes generadores transan un único bien, en este caso la energía eléctrica medida en kWh, y donde todos los agentes deben ofrecer sus cantidades a producir y su precio de forma simultánea (o al menos sin conocer la oferta de los demás hasta que la demanda es balanceada) con un día de anticipación, proceso conocido como despacho.

Desde la teoría económica, se define matemáticamente que, un agente Cournot i enfrenta una demanda correspondiente a la demanda total del sistema menos la demanda atendida por los agentes no-Cournot (firmas pequeñas precio-aceptantes), y menos la demanda atendida por los demás agentes Cournot j ($i \neq j$) (Ecuación 3.1).

$$D_i = D_T - D_{NoC} - \sum D_j \quad (3.1)$$

El agente i tendrá entonces una función de oferta que relacione la cantidad que desea ofrecer Q_i en relación al precio del mercado, que a su vez depende de la oferta combinada de todos los agentes, y limitado por la capacidad instalada de todas sus plantas l , como lo expresa la Ecuación 3.2.

$$D_i = S_i(p_i) = Q_i(p_i) = \sum_l Q_{i,l}(p_i) \quad (3.2)$$

Supóngase además que cada agente i posee una estructura de costos, de acuerdo a la cantidad producida y a la tecnología empleada por cada una de sus plantas:

$$C_i(Q_i) = \sum_l C_{i,l}(Q_{i,l}) \quad (3.3)$$

Por tanto, cada agente obtendrá ganancias (beneficio) en función de las cantidades a ofrecer, definidas en la ecuación 3.4.

$$\Pi_i = p_i * Q_i(p_i) - C_i(Q_i) \quad (3.4)$$

De aquí, cada agente Cournot buscará maximizar sus beneficios ajustando las cantidades a producir, tomando como dadas o constantes las cantidades de los demás agentes, obtenidas de la optimización de la Ecuación 3.4, sujeto a restricciones, como lo indica la ecuación 3.5.

$$\begin{aligned} \max \Pi_i = & \left[p_i * \sum_l Q_{i,l}(p_i) \right] - \sum_l C_{i,l}(Q_{i,l}) \\ & \text{Capacidad Instalada de cada planta } l \\ \text{s. a.} & \text{Capacidad Energética de plantas hidráulicas} \\ & \text{Demanda residual enfrentada } D_i \end{aligned} \quad (3.5)$$

Este proceso de optimización se realiza para cada uno de los agentes Cournot definiendo las cantidades a ofertar para el despacho. Con base en estas cantidades se establece un precio de acuerdo al costo de las plantas despachadas (costo marginal), p_i . Luego de un proceso repetido de optimización, se llega a un precio de equilibrio donde los agentes deciden no cambiar las cantidades ofertadas. El precio de equilibrio para el despacho es el precio de bolsa para el período analizado.

3.3. Caracterización del Sector

La restructuración del sector eléctrico colombiano tuvo como objetivo crear un ambiente cercano al de competencia perfecta. Sin embargo, la actividad de generación de energía eléctrica posee unas particularidades técnicas y económicas tales como altos costos de instalaciones nuevas, largos períodos de construcción de las centrales, restricciones al transporte de la energía, la imposibilidad de almacenar el bien en cantidades económicamente eficientes, entre otros, que hacen que el mercado se comporte como un oligopolio. Por ejemplo, durante el 2012, el porcentaje de participación en la energía total generada del país por cada uno de los mayores agentes fue: EPM (25.8%), EMGESA (22%), ISAGEN (16%), GECELCA (9%), EPSA-CELSIA (6%), y AES Chivor (7.7%) (XM, 2012). Esto implica que el 86% de la

generación de energía eléctrica en el país estuvo concentrada en solo 6 agentes, de los 44 que actualmente transan en bolsa. Las tecnologías usadas en el sector de generación en Colombia también afectan la formación de precios, pues se concentra principalmente en la tecnología hidráulica, donde la capacidad instalada efectiva neta comprende el 64% contra un 30% de plantas térmicas. Durante el 2012, el 75% de la energía generada en el país, provino de plantas hidráulicas mayores a 20 MW, 19% de plantas térmicas, y aproximadamente el 6% de plantas menores y cogeneradores (XM, 2012). La Tabla 3.1 muestra las capacidades efectivas netas de los principales agentes del sistema colombiano (solo incluye las plantas mayores a 20 MW).

Tabla 3.1 Capacidad Efectiva Neta Principales Agentes - 2012

Agente	MW instalados	% del total
Total Sistema	14,478	100.00
EPM	3,104	21.44
EMGESA	2,752	19.01
ISAGEN	2,084	14.39
GECELCA	1,220	8.43
AES Chivor	1,000	6.91
EPSA	892	6.16
Total Agentes Cournot	11,052	76.34

Fuente: XM (2012)

El marco de actuación del sector de generación en Colombia, se encuentra regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), su expansión está sujeta a la planeación del sector de la energía eléctrica por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y su actividad es vigilada y controlada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). La operación y despacho diario de electricidad por parte de los agentes generadores depende de la disponibilidad propia, la disponibilidad de las redes de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del despacho económico diario, donde estas últimas dos actividades son coordinadas por el operador del sistema XM S.A. E.S.P., desde el Centro Nacional de Despacho (CND). A su vez, XM es también el administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM), a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), y del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC).

En el MEM se centralizan las transacciones de energía y de transporte, para atender la demanda nacional con criterios de economía, confiabilidad, seguridad y calidad. Esto se logra a través de un mercado de corto y largo plazo. En el mercado de corto plazo, los generadores ofertan diariamente y con resolución horaria la cantidad de energía disponible a entregar al sistema y su precio, y los comercializadores toman el precio de corto plazo (precio de bolsa), obtenido de un modelo de despacho optimizado (despacho ideal o despacho económico), que corresponde al costo marginal del último recurso despachado más costoso. En el largo plazo, los agentes generadores y comercializadores registran ante el ASIC los contratos bilaterales de compra-venta de electricidad, que son responsabilidad de las partes, y por lo tanto no intervienen en la formación del precio de bolsa (XM, 2012).

4. METODOLOGÍA

4.1. Variables

Tal como se planteó en el marco conceptual, se escogió como metodología desde la teoría económica para estimar el precio (precio de bolsa) en equilibrio del mercado spot eléctrico colombiano, el modelo tipo Cournot, o competencia por cantidades. De acuerdo al modelo matemático propuesto, se escogen las variables del sistema de potencia y del Mercado de Energía Mayorista (MEM) requeridas para el proceso de optimización.

Con base en los resultados del 2012, reportados por XM, los 6 mayores agentes generadores del mercado produjeron casi el 90% del total de energía eléctrica generada en el país. Por lo tanto, se asume para la simulación del despacho del mercado, que los agentes no Cournot generan el restante 10% necesario para cubrir la demanda total del sistema. De esta manera, la ecuación 3.1 se puede expresar como la ecuación 4.1:

$$D_i + \sum D_j = D_T - D_{NoC}$$

$$D_i + \sum D_j = D_T - 0.1 * D_T$$

$$D_i + \sum D_j = 0.9 * D_T \quad (4.1)$$

Donde:

$$D_i + \sum D_j : \text{Demanda enfrentada por agentes Cournot}$$

Para la función de beneficios definida en la ecuación 3.4, se obtiene también del sistema de información de XM, los costos de los diferentes combustibles usados para la generación térmica, y el costo equivalente de la energía (CEE)⁴ del Cargo por Confiabilidad para las hidráulicas, como costos variables de cada tecnología en función de las cantidades producidas. Así mismo, las cantidades producidas en equilibrio Q_i , y el precio de bolsa p_i como costo marginal de la planta despachada más costosa, serán salidas del proceso de optimización modelado.

Las restricciones de la función de maximización descritas en la ecuación 3.5 también son representadas con variables reales del sistema de generación y de la operación del sistema de potencia colombiano. La restricción de la capacidad instalada de cada planta obedece a la potencia que es capaz de entregar cada una de las unidades de una central en un instante dado, y que depende del diseño o dimensión física de cada una (Capacidad Efectiva Neta – CEN). Esta característica técnica es registrada por cada agente generador ante XM. Adicionalmente, algunas plantas de generación, en especial las termoeléctricas, poseen también límites inferiores de generación (mínimos técnicos), debido a los procesos termodinámicos propios de estas tecnologías, o a los diseños de las turbinas en el caso de las centrales hidráulicas. Esta restricción de potencia por unidad de tiempo (energía) puede ser definida, para cada planta l , de acuerdo a la ecuación 4.2:

⁴ Dado que generalmente el costo de operar una planta hidroeléctrica se considera casi nulo, se usará el CEE más el recaudo del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas (FAZNI) como costo variable para las hidráulicas, pues en Colombia el precio de oferta de un generador no puede estar por debajo de la suma de estos dos valores.

$$\text{Mínimo Técnico} \leq \text{Energía Generable}_l \leq \text{CEN} \quad (4.2)$$

La restricción de la capacidad energética de las plantas hidráulicas hace referencia al balance energético que debe preservarse (principio de conservación de la energía) entre el agua consumida para transformarla en energía eléctrica por las unidades de generación, la cantidad de agua almacenada en los embalses asociados, y la cantidad de agua suministrada por las respectivas cuencas (ríos). Algunas plantas de generación, en especial las más pequeñas, conocidas como plantas a filo de agua, no poseen embalse, o su capacidad de almacenamiento es despreciable, por lo que la generación de energía está restringida al aporte de los ríos. Adicionalmente, la operación de los embalses también está restringida por unos niveles mínimos del agua con respecto a la toma de esta para ser conducida a las plantas, límites que deben ser respetados para proteger la integridad de las unidades de generación. El límite superior de almacenamiento no es tenido en cuenta para este análisis dado que las presas de los embalses cuentan con vertederos para el agua en exceso. De forma general, esta restricción para cada planta hidráulica l puede definirse con la ecuación 4.3, donde la generación para un periodo t depende del aporte del río asociado en ese mismo período y del estado final del embalse en el periodo anterior $t - 1$ (tratados como variables exógenas):

$$\text{Energía Generable de } l_t \leq \text{Embalse}_{t-1} + \text{Aporte Río}_t - \text{Mín. Téc. Embalse} \quad (4.3)$$

Por último, de la ecuación 4.1, y como se definió para la ecuación 3.1, el equilibrio de Cournot plantea que cada agente i maximizará su beneficio ajustando la cantidad de energía a generar, tomando como dadas las cantidades a generar por los otros agentes j . Por lo tanto, esta suposición combinada con la demanda total del sistema a atender se convierte en una restricción para la función de optimización, pues los excesos de producción no pueden ser almacenados de manera costo-eficiente en grandes sistemas de potencia. La ecuación 4.4 define matemáticamente esta restricción:

$$\text{Energía Generable}_i \leq 0.9 * D_T - \sum \text{Energía Generable}_j \quad (4.4)$$

4.2. Herramienta de Optimización

Para el proceso de optimización (maximización de beneficios) de los agentes de generación tipo Cournot, con el cual se busca estimar el precio de bolsa en el que el mercado alcance su equilibrio de Nash, se empleó el programa técnico de computación *Matlab*⁵. Este programa ofrece múltiples ventajas por su simplicidad en el desarrollo de algoritmos, análisis de datos, creación de modelos, trabajo con matrices y algebra lineal, y es una poderosa herramienta para el manejo de grandes cantidades de datos (Matlab, 2013). Esta última característica es importante para la optimización planteada, donde se requiere por cada día de despacho simulado integrar la información de la demanda nacional, la de 20 embalses y la de 24 ríos.

Gracias precisamente a su manejo de matrices y algebra línea, *Matlab* incorpora una herramienta de optimización (*Optimization Toolbox*) a través de algoritmos pre-programados que permite resolver desde simple programación lineal, hasta programas no lineales y optimización multi-objetivo. Además, la guía para el usuario de esta herramienta ofrece ayuda paso a paso en la selección del tipo de optimizador a emplear de acuerdo a las funciones a resolver. En particular para este trabajo, se cuenta con una función objetivo del tipo lineal (la función de beneficios para cada agente), y se tienen restricciones del tipo límites (las capacidades instaladas y mínimos técnicos de cada planta), y restricciones lineales (los balances energéticos de las plantas hidráulicas y la demanda a cubrir por los agentes considerados). En este caso, el algoritmo recomendado para resolver el problema de optimización es *linprog*. En el Anexo se incluye un ejemplo de configuración para un agente del sistema.

Nótese que todos los algoritmos de optimización de la herramienta tratan de minimizar la función objetivo. Por lo tanto, como se desea maximizar el beneficio para cada agente, se debe minimizar el negativo de la función de ganancias, por lo que la ecuación 3.5 se pasa a la ecuación 4.5 en la simulación:

$$\min(-\Pi_i) = \sum_l C_{i,l}(Q_{i,l}) - \left[p_i * \sum_l Q_{i,l}(p_i) \right] \quad (4.5)$$

⁵ *Matlab (Matrix Laboratory)* es un programa de computación numérica, visualización y programación, desarrollado por *MathWorks*.

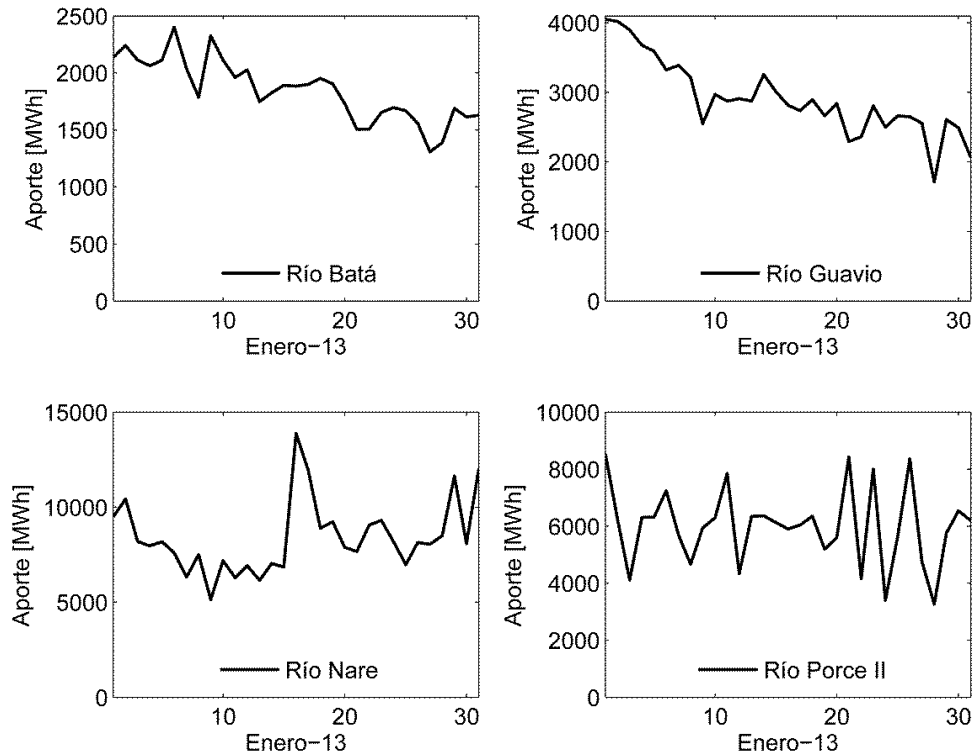
La metodología implementada se desarrolló a través de un proceso iterativo donde la función de maximización presentada en la ecuación 4.5, se obtuvo para todos los agentes Cournot del mercado, de tal forma que se alcance un equilibrio entre las cantidades ofrecidas y la demanda a cubrir, estableciendo un precio de balance en el mercado spot. Esta metodología no contempla el mercado bilateral de contratos de energía de largo plazo, ni las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la operación del sistema. La metodología propuesta representa una modelación teórica del equilibrio de Nash-Cournot, donde cada agente ajusta su estrategia por medio de las cantidades a producir, tomando como dadas (fijas) las cantidades ofrecidas (estrategias) de los demás agentes.

5. DATOS Y RESULTADOS

5.1. Descripción de Variables

El operador del sistema, quien también administra el sistema de intercambios comerciales, XM, posee un sistema de información (NEÓN) donde las variables requeridas pueden ser consultadas por cualquier agente (XM, 2013). A continuación se listan las variables usadas para la simulación, de acuerdo a la función objetivo definida en el marco teórico y en la metodología, y a sus restricciones y límites del proceso de optimización (equilibrio).

- Aportes Hídricos (Energía) (APORIO): Caudales, medidos en unidades de energía, de los ríos que aportan agua a algún embalse del SIN. La Figura 5.1 muestra como ejemplo, los aportes durante el mes de enero de 2013, en unidades de energía, de los ríos Batá, Guavio, Nare y Porce II, que alimentan las centrales de Chivor, Guavio, Guatapé y Porce II, respectivamente.



Fuente: XM (2013)

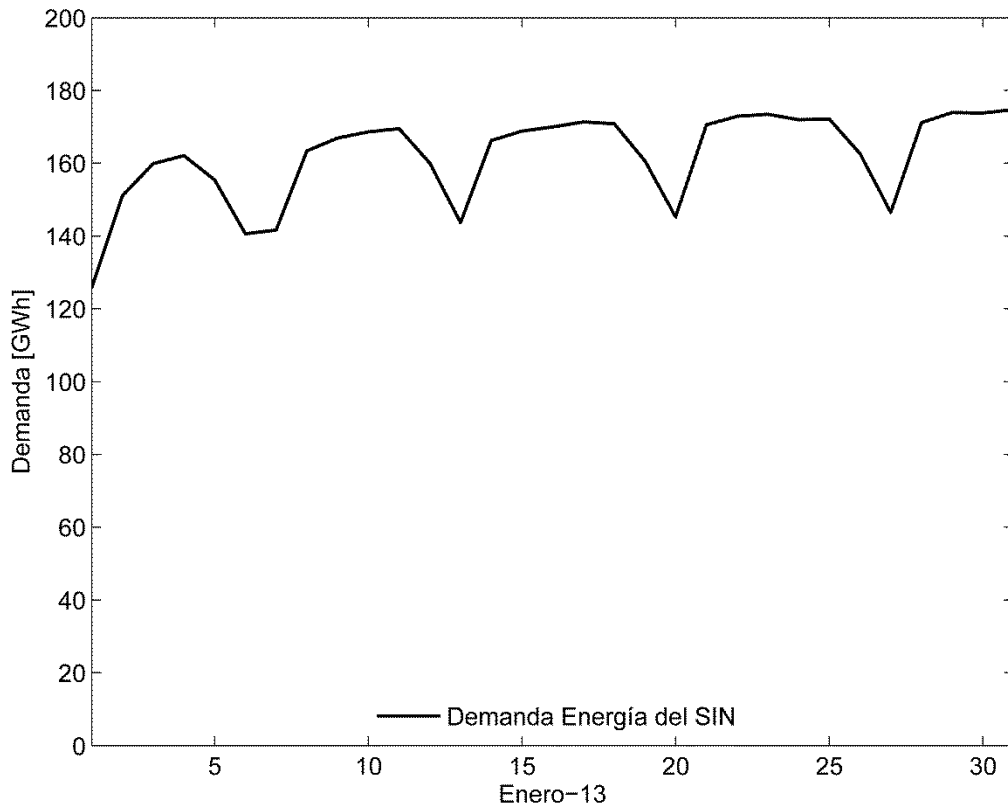
Figura 5.1 Aporte de los Ríos Batá, Guavio, Nare y Porce II - Enero del 2013 [MWh]

- Capacidad Efectiva Neta (CapGen): Máxima capacidad de potencia neta que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.
- Costo Equivalente de la Energía (CEE): costo equivalente real de energía que se usa para efectos de cotización en bolsa de energía (es un piso para la oferta). Actualizada mensualmente. Por ejemplo, la Tabla 5.1 contiene el valor mensual del CEE para el primer semestre de 2013.

Tabla 5.1 CEE Semestre I de 2013 [\$/kWh]

[DD/MM/AAAA]	Costo Equivalente de Energía (CEE) \$/kWh
31/01/2013	31.42
28/02/2013	31.82
31/03/2013	32.77
30/04/2013	32.14
31/05/2013	32.6
30/06/2013	33.17
Promedio	32.32

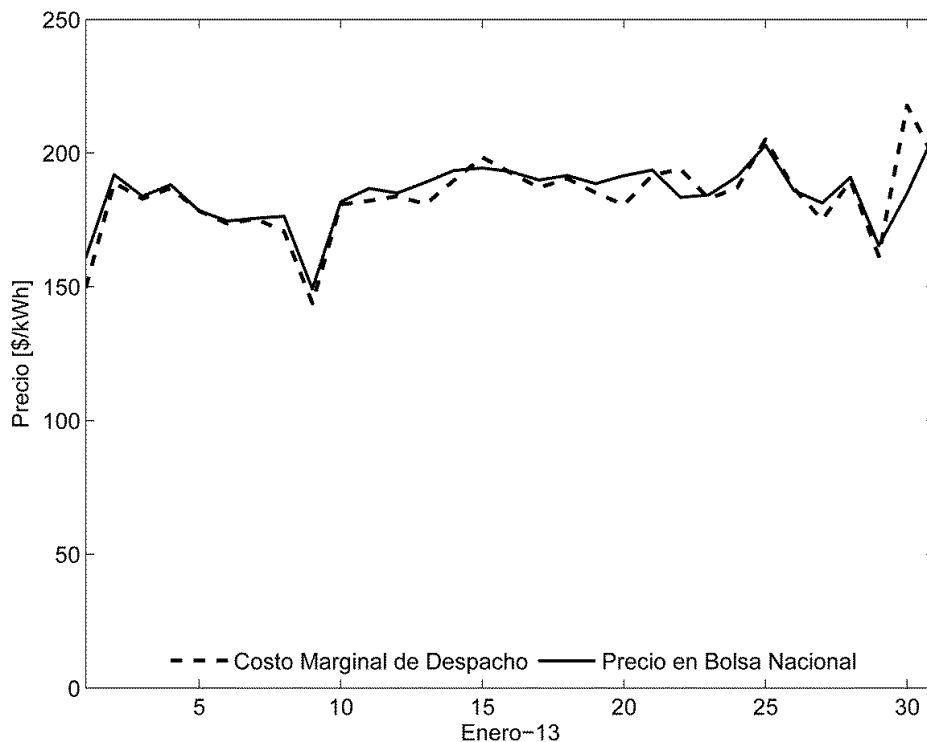
Fuente: XM (2013)



Fuente: XM (2013)

Figura 5.2 Demanda de Energía del SIN – Enero de 2013 [GWh]

- Costo Marginal Despacho Programado (CMDP): Aumento en el costo total operativo del sistema debido al incremento de la demanda del mismo en una unidad, y es el resultado del despacho económico para atender la demanda programada.
- Demanda de Energía del SIN (DemEnerSIN): Demanda del SIN, la cual es calculada con base en la generación neta de las plantas. La Figura 5.2 contiene la demanda de energía del SIN para el mes de enero de 2013, donde se puede observar el comportamiento cíclico de esta variable en los días hábiles entre semana contra los días de fines de semana, en los cuales el consumo de energía eléctrica desciende.
- Mínimo operativo superior (Energía) (MIN.SUP.ENE): mínimo operativo de un embalse por debajo del cual sólo se permite utilizar la energía almacenada si todas las unidades térmicas están despachadas.



Fuente: XM (2013)

Figura 5.3 Costo Marginal de Despacho vs. Precio en Bolsa Nacional – Enero de 2013 [\$/kWh]

- Precio en Bolsa Nacional (PreBol): en condiciones normales de operación, corresponde al precio de la oferta incremental más alta de las plantas flexibles programadas en el Despacho Ideal para la hora de liquidación. La Figura 5.3 muestra como ejemplo para el mes de enero el precio de bolsa y el costo marginal del despacho programado.
- Volumen del embalse (Energía) (VolEmbalseEnerg): volumen convertido en unidades de energía almacenado en los embalses, con resolución diaria.

También en el portal web de XM, se puede consultar el aplicativo *Paratec* (Parámetros Técnicos del SIN), en el cual se registran las capacidades efectivas netas de las plantas de generación con sus mínimos técnicos, y las características técnicas de los embalses. Para las plantas térmicas se indica también la capacidad de transformación de la energía contenida en los combustibles usados (medida en MBTU) en energía eléctrica (medida en kWh), característica conocida como *Heat Rate*. Adicionalmente, XM actualiza mensualmente el costo promedio de referencia por familia de combustibles nacionales (en \$/MBTU).

Como referencia, la Tabla 5.2 contiene un resumen de las variables utilizadas, con sus respectivas unidades de medida.

Tabla 5.2 Resumen de Variables Utilizadas y sus Unidades de Medida

Variable	Nombre Corto	Unidad de Medida
Aportes Hídricos en Energía	ApoRio	kWh
Capacidad Efectiva Neta	CapGen	kW
Costo Equivalente de la Energía	CEE	\$/kWh
Costo Marginal del Despacho Programado	CMDP	\$/kWh
Demanda de Energía del SIN	DemEnerSIN	kWh
Mínimo Operativo Superior en Energía	MinSupEne	kWh
Precio en Bolsa Nacional	PreBol	\$/kWh
Volumen del Embalse en Energía	VolEmbalseEnerg	kWh
Mínimos Técnicos Generación	MinTec	kW
Eficiencia Térmica	<i>Heat Rate</i>	MBTU/kWh
Costo Combustibles	-	\$/MBTU

Fuente: XM (2013)

5.2. Resultados

Con la base de datos obtenida como se describió en 5.1, y la metodología propuesta en el capítulo 4, se implementó el proceso de optimización para el primer semestre de 2013 (181 días). Como se estableció en la propuesta metodológica, a través de un proceso iterativo se llega a un equilibrio tipo Cournot en cantidades para cada agente, con una resolución diaria. En este equilibrio, con las cantidades obtenidas y dependiendo del tipo de central que las suministra, se establece un precio de equilibrio en el cual ningún agente modifica dichas cantidades en el proceso de maximización de ganancias. Este precio de equilibrio es el costo marginal para el sistema, y está definido como el precio de bolsa que balancea el mercado spot eléctrico.

Como análisis de los resultados que arrojó el algoritmo propuesto, primero se verifica el comportamiento de las cantidades ofertadas por los agentes, que fueron obtenidas con la simulación. La Tabla 5.2 compara el porcentaje de participación real del total de la energía eléctrica generada, por los agentes Cournot durante el 2012, contra dos de los casos de equilibrio obtenidos en el primer semestre del 2013.

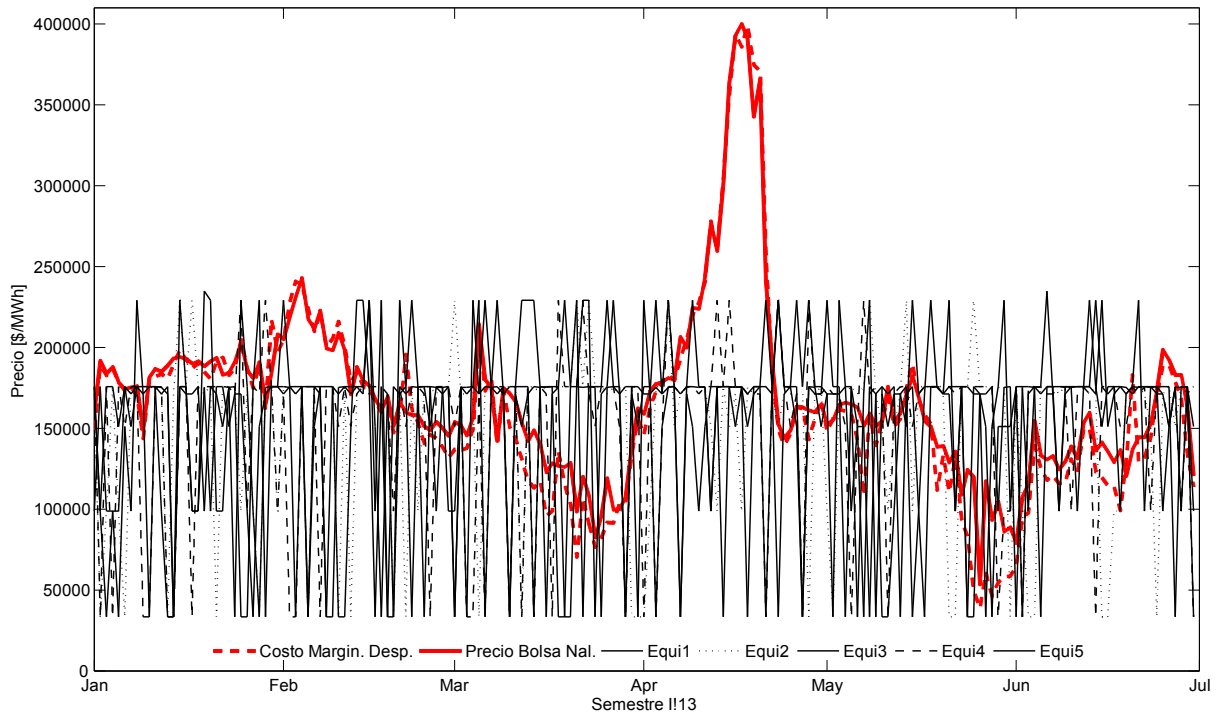
Tabla 5.3 Porcentaje de Participación de Agentes Cournot Real 2012 vs. Simulaciones Semestre I 2013

Agente	% Participación 2012	% Simulación 1	% Simulación 2
EPM	25.8 %	25.95 %	25.13 %
EMGESA	22 %	21.08 %	22.67 %
ISAGEN	16 %	18.75 %	18.14 %
GECELCA	9%	1.62 %	2.14 %
EPSA (CELSIA)	6 %	13.54 %	13.47 %
AES Chivor	7.7 %	8.24 %	7.75 %
Total	86.5 %	89.28 %	89.31 %

Fuente: XM (2012) y cálculos del autor

Con el algoritmo configurado para el proceso de optimización que busca estimar las cantidades y el precio de equilibrio del mercado spot, se obtuvieron resultados positivos con respecto a datos reales de la operación del sistema en cuanto a cantidades generadas. Los porcentajes de participación obtenidos a través de las simulaciones propuestas durante el primer semestre del 2013 para EPM, EMGESA, ISAGEN, y AES Chivor son bastantes cercanos al comportamiento de estos agentes durante el 2012. A pesar que los resultados obtenidos para GECELCA y EPSA (CELSIA) no fueron los esperados, el resultado combinado de ellos si conserva la proporción con respecto al total del sistema (aproximadamente 15 % entre los dos). Esto puede encontrar explicación en las restricciones técnicas operativas del sistema real de potencia que no fueron contempladas en el modelo, pero que si afectan la cantidad generada por los agentes (por ejemplo, la ubicación de las plantas de GECELCA en la costa norte de Colombia).

La Figura 5.4 contiene el precio de bolsa obtenido en múltiples equilibrios encontrados con la metodología propuesta (líneas negras). La gráfica también incluye como referencia las variables reales ocurridas en el MEM durante el primer semestre de 2013, para el costo marginal de despacho y el precio de bolsa nacional (línea roja discontinua y línea roja continua respectivamente).



Fuente: XM (2013) y cálculos del autor

Figura 5.4 Resultados Múltiples Equilibrios Caso 1 vs. Precio de Bolsa Nacional – Semestre I 2013 [\$/MWh]

El orden de los agentes en la simulación (ajustado en el algoritmo de manera aleatoria), las características técnicas de las plantas de generación, y la restricción del balance energético de los embalses y los aportes de los ríos, permitieron obtener diferentes resultados o equilibrios durante el proceso de optimización. La Figura 5.4 contiene 5 de los equilibrios obtenidos, donde cada uno representa un proceso iterativo completamente independiente de los otros, aún partiendo de los mismos datos de entrada (variables exógenas).

A pesar de contar con la capacidad suficiente para atender la demanda solo con plantas hidráulicas a un bajo costo, los agentes compitiendo con cantidades se desvían del costo marginal del despacho, comprobando la existencia de un mercado oligopólico. Esto refuerza el concepto que el Equilibrio de Cournot obtenido no es siempre un óptimo de Pareto. Sin embargo, también se demuestra como el Equilibrio Cournot está por debajo de una situación de monopolio, donde el precio de equilibrio pudiese ser mucho mayor.

Si bien el modelo propuesto falla en estimar el comportamiento del precio en el corto plazo, como se observa en la Figura 5.4, para el horizonte de tiempo contemplado sí se aproxima al promedio. Mientras el precio de bolsa nacional promedio se ubicó para el primer semestre de 2013 en 169,611.2 \$/MWh, y el costo marginal de despacho promedio fue 162,505.4 \$/MWh, el promedio de los diferentes equilibrios simulados obtenidos fue de 149,493.5 \$/MWh. Esto se puede explicar por diversos factores no considerados en el modelo y que afectan la operación diaria del sistema de potencia colombiano, tales como la disponibilidad técnica de las plantas sujetas a mantenimientos, la disponibilidad de los combustibles en el sistema, las restricciones a la operación de algunos embalses, las restricciones en la red de transporte de energía, las estrategias de los agentes en el mediano y corto plazo incluyendo los contratos bilaterales de compra-venta de electricidad, entre otros.

Otro factor relevante en la formación del precio en el mercado spot eléctrico colombiano, es la necesidad que tiene el sistema de recurrir a plantas de generación térmicas costosas para cubrir la demanda bajo ciertas condiciones, que no pertenecen a los agentes Cournot analizados, afectando por tanto el precio en el corto plazo, por poseer estrategias de operación completamente independientes.

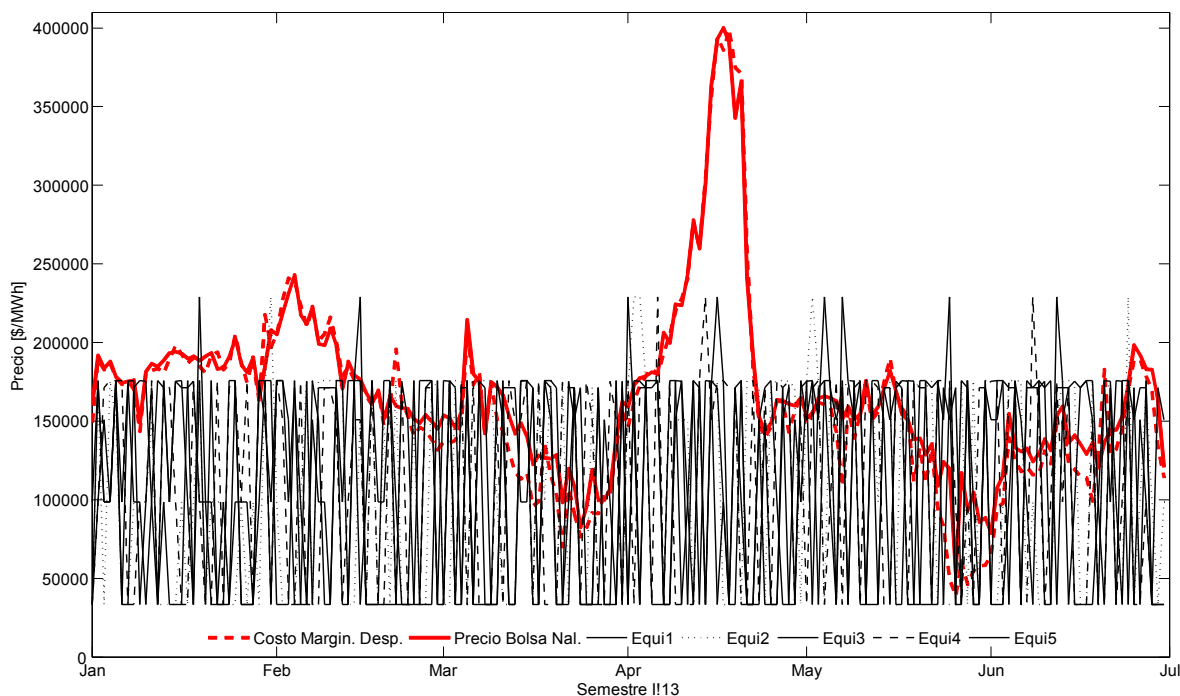
Comprobado el funcionamiento del algoritmo para obtener el precio de equilibrio en una competencia Cournot por cantidades, y como se estableció en la propuesta de este trabajo, es de interés para los agentes y el ente regulador estudiar el comportamiento del MEM bajo otros escenarios. La Figura 5.5 contiene los resultados para un segundo caso donde se añade al mercado otros dos agentes Cournot (ficticios), cada uno con 1,000 MW instalados de potencia hidráulica, y sin restricciones en sus embalses por sencillez en la parametrización.

Como era de esperarse, el aumento de agentes en el mercado aproxima el equilibrio de este a una situación más cercana a un mercado competitivo, con la consecuente reducción del precio de bolsa. Nuevamente, comparado con los precios de bolsa y costo marginal de despacho promedios reales del sistema, ubicados en 169,611.2 \$/MWh y 162,505.4 \$/MWh respectivamente, en esta ocasión, para los 5 equilibrios mostrados, se obtuvo un precio promedio de 106,831.15 \$/MWh. Un resultado similar se puede esperar si los agentes entrantes participaran no solo con plantas hidráulicas,

sino también con plantas térmicas más eficientes, como el caso de plantas a gas natural en ciclo combinado por ejemplo, donde sus costos de producción (costos marginales) aún se encuentran por debajo del precio promedio de equilibrio obtenido bajo este segundo caso.

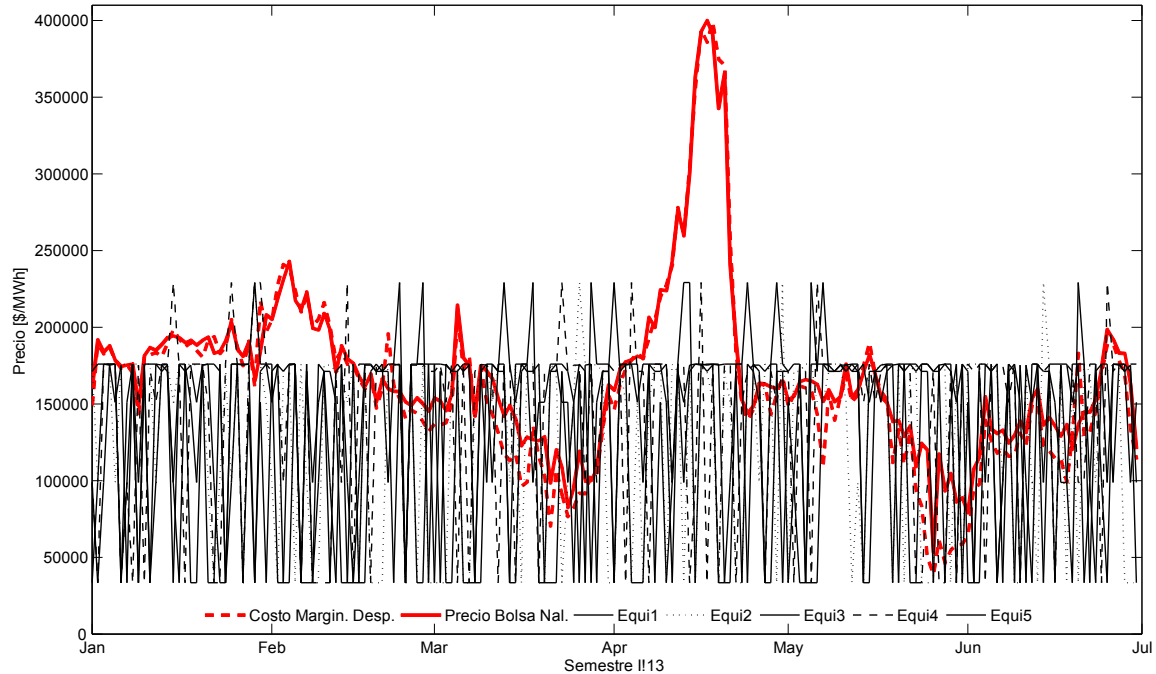
Un tercer caso analizado, explora esta vez el efecto de una reducción en la demanda cubierta por los agentes Cournot, de un 10% para la simulación (en este caso los agentes estarían cubriendo el 80% de la demanda nacional). La Figura 5.6 muestra los resultados una vez más de 5 condiciones de equilibrios obtenidos, en contraste con los resultados reales del precio de bolsa nacional para el primer semestre de 2013.

Para el tercer caso analizado, el precio de equilibrio promedio obtenido en las 5 simulaciones graficadas fue de 134,224.2 \$/MWh, contra un precio de bolsa nacional promedio de 169,611.2 \$/MWh, como se había visto para los casos anteriores. De nuevo, como era de esperarse, un menor consumo aparente de energía eléctrica para los agentes implica que estos deban competir en cantidades menores con sus recursos más eficientes y económicos, llevando el precio final de equilibrio, o costo marginal de despacho, más bajo que el primer caso en condiciones normales.



Fuente: XM (2013) y cálculos del autor

Figura 5.5 Resultados Múltiples Equilibrios Caso 2 vs. Precio de Bolsa Nacional – Semestre I 2013 [\$/MWh]



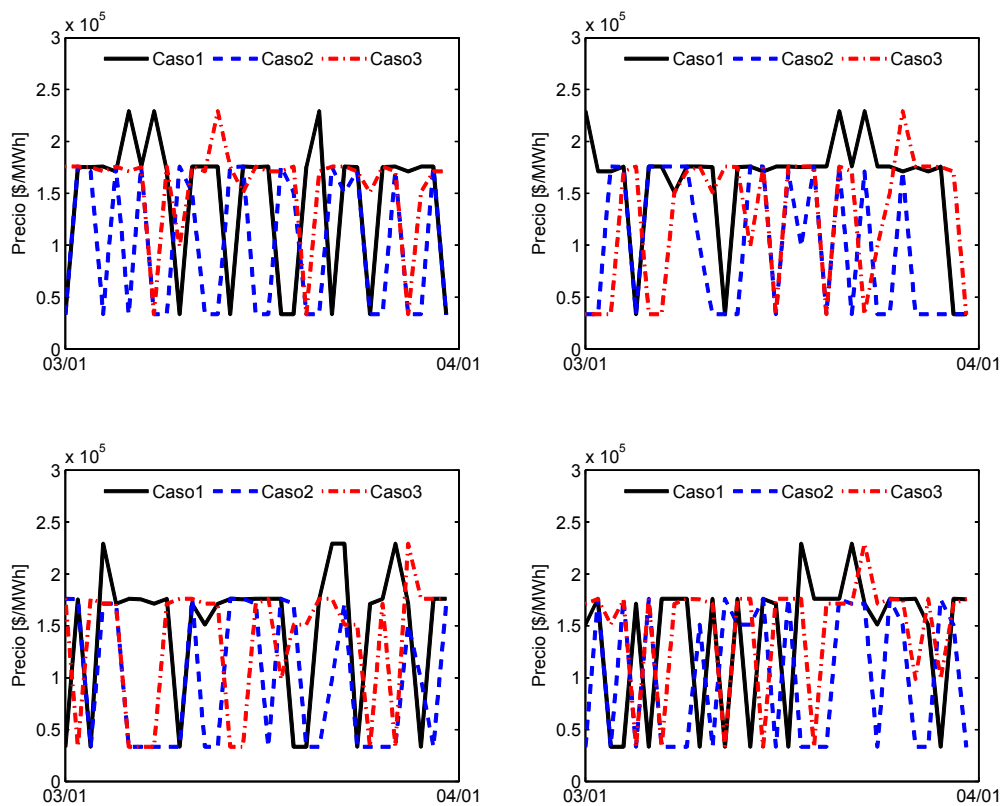
Fuente: XM (2013) y cálculos del autor

Figura 5.6 Resultados Múltiples Equilibrios Caso 3 vs. Precio de Bolsa Nacional – Semestre I 2013 [\$/MWh]

Este tercer caso resulta ser un ejercicio útil de análisis para la aplicación de las nuevas tendencias a nivel mundial en los sistemas de potencia eléctrica, y para los organismos de regulación y planeación con miras a incorporarlas. La reducción en demanda simulada no implica necesariamente una reducción en el consumo como tal del bien. Esta reducción puede ser lograda a través de planes de uso eficiente de energía, o de la implementación de tecnologías de autogeneración y cogeneración en grandes clientes industriales, comerciales y residenciales, por citar solo dos ejemplos. Otra aplicación interesante del resultado obtenido con este tercer caso es el efecto que tendría en los sistemas de potencia la implementación de tecnologías de redes inteligentes (en inglés *Smart Grids*) donde la demanda pico del día, que por lo general es la que establece el requerimiento más alto en potencia y por lo tanto la que obliga la entrada de los recursos más costosos de generación, puede ser suavizada por los mismos consumidores que al ver los altos precios de la energía, deciden (o programan) consumir a diferentes horas⁶.

⁶ Las tecnologías tipo *Smart Grids* que serían habilitadoras de estos conceptos incluyen demanda inteligente, contadores inteligentes (*smart meters*), almacenamiento de energía, generación distribuida, reducción de picos (*peak shaving*), traslado de picos (*peak shifting*), entre otros. Para más información visite: <http://smartgrid.ieee.org/>

La Figura 5.7 contiene un comparativo de 4 diferentes equilibrios para los 3 casos analizados, durante el mes de marzo de 2013. En las gráficas se puede observar como el caso 2, la entrada de nuevos agentes Cournot al mercado, tiende a obtener precios de equilibrio diario más bajos (línea azul discontinua). En el caso 3, reducción de la demanda por parte de los consumidores, si bien se ajusta un poco más al caso 1, en condiciones normales del mercado, se reduce el número de días en los que el precio de equilibrio o costo marginal del despacho simulado tiende a ser definido por plantas más costosas que las que regularmente balancean el mercado (ver picos en las gráficas alrededor de los 230,000 \$/MWh).



Fuente: cálculos del autor

Figura 5.7 Caso 1 vs. Caso2 vs. Caso3 – 4 Equilibrios Diferentes – Marzo 2013 [\$/MWh]

6. CONCLUSIONES

Tal como se desprende de la revisión de literatura efectuada para este trabajo, el equilibrio de Cournot, como un subconjunto del equilibrio de Nash, es el modelo económico que mejor describe el comportamiento de los mercados spot eléctricos. Bajo los supuestos planteados en la simulación propuesta, el modelo presentado para el Mercado de Energía Mayorista colombiano basado en equilibrio de Cournot fue exitoso en acercarse al comportamiento tanto en precio de equilibrio como en cantidades en el largo plazo, para el periodo de tiempo contemplado.

Sin embargo, el modelo falla en explicar el comportamiento del precio de bolsa en el corto plazo. Entre diversos factores que pueden explicar este hecho, se resalta la no incorporación de algunas restricciones técnicas al modelo, que surgen en la operación diaria del sistema de potencia, tales como restricciones de la red de transporte y restricciones en la disponibilidad de las plantas de generación debido a mantenimientos. Estos solos dos escenarios obligan al sistema a recurrir a plantas de generación más costosas que de lo contrario no serían despachadas en condiciones ideales. Además, uno de los supuestos del modelo establece que los agentes no-Cournot son precio-aceptantes, lo cual no es cierto para los sistemas de potencia, donde en algunos casos esos agentes pequeños pueden llegar a determinar el precio final de despacho diario, cuando son requeridos por el sistema.

Adicional al caso de simulación propuesto, denominado caso 1 en este trabajo, se exploraron otros dos escenarios que son de interés para agentes y organismos de planeación y regulación. El caso 2 presenta la simulación para la entrada de 2 agentes tipo Cournot con generación hidráulica exclusivamente. Como era de esperarse, este planteamiento trajo una reducción en los precios de bolsa, pues introduce mayor competencia en el mercado. El caso 3 plantea una reducción de la energía demandada en el sistema por los consumidores del 10 %, hecho que puede darse bajo distintos escenarios. Si bien se percibe en este segundo caso una leve reducción del precio promedio de equilibrio obtenido a través de la simulación, plantea una alternativa de

análisis ante el advenimiento de nuevas tecnologías que le otorgan al consumidor un papel más activo en su interacción con la operación del sistema de potencia, y la forma como se relaciona con la comercialización de energía.

De los 3 casos contemplados, el escenario que en la operación real del sistema traería mayores beneficios en cuanto a formación de precios para el consumidor es la entrada de nuevos agentes con suficiente capacidad de producción de energía como para convertirse en agente Cournot del mercado. Sin embargo, los altos costos de inversión, y los tiempos de instalación, se constituyen en barreras naturales para la entrada de nuevos agentes. Bajo esta situación, la implementación de tecnologías de redes inteligentes que otorgan mayor poder de acción a la demanda (consumidores) es una alternativa realizable en el mediano plazo, con incidencia positiva en la formación de precios.

Otro elemento común encontrado en la literatura es el uso de este tipo de modelos en el estudio de poder de mercado de los agentes Cournot en un sistema. Los altos costos de inversión y los tiempos de instalación ya mencionados, más el componente de riesgo para estas obras de infraestructura en el caso colombiano, hacen casi imposible evitar la presencia de poder de mercado en el sistema de potencia. De hecho, uno de los principios del equilibrio de Cournot que, como se vio en las simulaciones, si describen de manera aproximada el mercado spot eléctrico, es que algunos de sus agentes posean poder de mercado. Otra cosa distinta implica el abuso de poder dominante, que diversos estudios han descartado para los sistemas eléctricos, dada la imposibilidad inmediata para cualquier agente de ampliar su oferta de generación, y que los agentes Cournot del sistema por lo general no ejercen liderazgo en precio. Los cambios regulatorios en años recientes en Colombia en este sentido, han probado ser de poca efectividad ante los objetivos planteados en cada resolución. También, el planteamiento de colusión tácita entre agentes del mercado, si bien puede darse en el corto plazo aparentemente, carece de fundamento en el largo plazo, pues el principio de juego repetitivo generaría los incentivos económicos necesarios para incumplir la colusión; esto es, altos precios sostenidos en el tiempo incentivan a los agentes a generar energía a su máxima capacidad, empujando los precios de bolsa a la baja, o incentivan el ingreso de nuevos agentes en el mediano plazo.

Como recomendación para futuros trabajos, que ampliaría la capacidad del modelo propuesto para estimar el precio de bolsa, se puede incluir la variable climática y la predicción de hidrologías que fueron tenidos en cuenta como variables exógenas (dadas) en las simulaciones. También es posible incorporar optimizaciones multi-objetivo que consideren las restricciones que la red de transporte impone al sistema, ya que el flujo de cargas en el Sistema de Transmisión Nacional constituye en sí un problema de optimización. En un nivel más avanzado, se podría considerar el uso de redes neuronales artificiales para incorporar el comportamiento de los agentes al momento de la oferta, considerando que tal oferta no refleja en ocasiones los costos marginales de despacho del sistema.

REFERENCIAS

- Baldick, R. (2002). Electricity Market Equilibrium Models: the Effect of Parametrization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4), 1170-1176.
- Barroso, L. A., Carneiro, R. D., Granville, S., Pereira, M. V., & Fampa, M. H. C. (2006). Nash Equilibrium in Strategic Bidding: a Binary Expansion Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2), 629-638.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1998). An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry: National Bureau of Economic Research.
- Bouffard, F., & Galiana, F. D. (2005). Generalized Uplifts in Pool-Based Electricity Markets. *Analysis, Control and Optimization of Complex Dynamic Systems* (pp. 193-214). New York: Springer.
- Contreras, J., Klusch, M., & Krawczyk, J. B. (2004). Numerical Solutions to Nash-Cournot Equilibria in Coupled Constraint Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 195-206.
- Contreras, J., & Pozo, D. (2009). *Short- and long-term Nash equilibria in electricity markets*. Paper presented at the IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09.
- Day, C. J., Hobbs, B. F., & Jong-Shi, P. (2002). Oligopolistic Competition in Power Networks: a Conjectured Supply Function Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 597-607.
- de la Torre, S., Contreras, J., & Conejo, A. J. (2004). Finding Multiperiod Nash Equilibria in Pool-Based Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 643-651.
- Green, R. J., & Newbery, D. M. (1992). Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, 929-953.
- Hasan, E., & Galiana, F. D. (2010). Fast Computation of Pure Strategy Nash Equilibria in Electricity Markets Cleared by Merit Order. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 722-728.
- Hasan, E., Galiana, F. D., & Conejo, A. J. (2008). Electricity Markets Cleared by Merit Order Part I: Finding the Market Outcomes Supported by Pure Strategy Nash Equilibria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 361-371.
- Hobbs, B. E. (2001). Linear Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 194-202.
- Kelman, R., Barroso, L. A. N., & Pereira, M. V. F. (2001). Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(3), 354-359.
- Klemperer, P. D., & Meyer, M. A. (1989). Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 1243-1277.
- Maiorano, A., Song, Y. H., & Trovato, M. (2000). *Dynamics of non-Collusive Oligopolistic Electricity Markets*. Paper presented at the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000.
- Matlab. (2013). MathWorks, 2013, from www.mathworks.com/products/matlab/

- Molina, J. P., Zolezzi, J. M., Contreras, J., Rudnick, H., & Reveco, M. J. (2011). Nash-Cournot Equilibria in Hydrothermal Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), 1089-1101.
- Tesser, M., Pages, A., & Nabona, N. (2009). An Oligopoly Model for Medium-Term Power Planning in a Liberalized Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1), 67-77.
- Ventosa, M., Baíllo, Á., Ramos, A., & Rivier, M. (2005). Electricity Market Modeling Trends. *Energy Policy*, 33(7), 897-913.
- Villar, J., & Rudnick, H. (2003). Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of Market Power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 91-98.
- Weber, J. D., & Overbye, T. J. (2002). An Individual Welfare Maximization Algorithm for Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 590-596.
- Willems, B., Rumiantseva, I., & Weigt, H. (2009). Cournot versus Supply Functions: What does the Data Tell us? *Energy Economics*, 31(1), 38-47.
- XM. (2012). Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano 2012 XM S.A. E.S.P. Retrieved Junio, 2013, from <http://www.xm.com.co>
- XM. (2013). Servicio de Información del MEM Colombiano - NEON, 2013, from <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>

ANEXO

Finalmente, en este Anexo se presenta como ejemplo, la configuración del programa empleado, *Matlab*, para un agente tipo Cournot. En este caso se muestra la parametrización empleada para ISAGEN. El mismo procedimiento se llevó a cabo para cada uno de los otros 5 agentes, de tal manera que el algoritmo buscara un equilibrio en cantidades, de forma iterativa, con los agentes organizados de forma aleatoria.

La información básica requerida para ISAGEN se consigna en la Tabla A.1 a continuación.

Tabla A.1 Datos Básicos ISAGEN

Central	MW Instalados	Tipo	Embalse	Rio Asociado	Combustible
Jaguas	170	Hidroeléctrica	San Lorenzo	Nare	-
Miel 1	396	Hidroeléctrica	Miel	Miel – Desvío Guarínó	-
San Carlos	1,240	Hidroeléctrica	Punchiná	Guatapé	-
Amoyá	80	Hidroeléctrica	-	Amoyá	-
TermoCentro	276	Termoeléctrica	-	-	Gas Natural

Fuente: XM (2013)

Como se mencionó en la metodología propuesta, se seleccionó el algoritmo *linprog* de la herramienta de optimización de *Matlab*, para resolver una función objetivo lineal, con restricciones lineales y variables limitadas. Recuérdese que esta herramienta solo trata de minimizar funciones objetivo, por lo que es necesario minimizar el equivalente negativo de la función de ganancias, con el fin de obtener su máximo.

Los problemas de minimización que resuelve *linprog* son de la forma:

$$\min f^T x \text{ s. a. } \begin{cases} Ax \leq b \\ Aeqx = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases}$$

Esta función de optimización se asemeja entonces a la planteada en las Ecuaciones 4.2 a 4.5 de la metodología propuesta, teniendo en cuenta que se trabajará en unidades de

energía, para un periodo de 24 horas (simulación diaria). Además, en este caso no se trabaja con restricciones del tipo igualdades, por lo que la matriz y vector respectivos son cero (vacías), es decir, $A_{eq} = []$ y $b_{eq} = []$.

El vector de resultados x será el que contenga el resultado de las generaciones de cada planta, en el orden planteado según la Tabla A.1. Nótese que es importante conservar este orden en la construcción de las matrices para evitar que el programa falle en el proceso de optimización.

Si se asigna una nomenclatura de tres letras para cada planta como la variable de generación para un día, la función objetivo planteada en la Ecuación 4.5 se puede escribir para ISAGEN:

$$f^T x = (C_1 * JAG + C_2 * MIE + C_3 * SCA + C_4 * AMO + C_5 * TCE) - P_b \\ * (JAG + MIE + SCA + AMO + TCE)$$

Donde los costos 1 a 4 están asociado al valor de CEE, y el costo 5 está asociado al costo del gas natural y al *Heat Rate* de la planta. La anterior función se organiza en forma vectorial:

$$f^T x = [C_1 - P_b \quad C_2 - P_b \quad C_3 - P_b \quad C_4 - P_b \quad C_5 - P_b] * \begin{bmatrix} JAG \\ MIE \\ SCA \\ AMO \\ TCE \end{bmatrix}$$

De donde se observan por separado el vector x que servirá de referencia para clasificar los resultados, y el vector f que representa los escalares de la funciones objetivo:

$$x = \begin{bmatrix} JAG \\ MIE \\ SCA \\ AMO \\ TCE \end{bmatrix} \quad y \quad f = \begin{bmatrix} C_1 - P_b \\ C_2 - P_b \\ C_3 - P_b \\ C_4 - P_b \\ C_5 - P_b \end{bmatrix}$$

Suponiendo que para efectos demostrativos se asume que ninguna planta cuenta con mínimos técnicos, entonces los límites de generación serían:

$$\begin{bmatrix} 0 \leq JAG \leq 24 * 170 \\ 0 \leq MIE \leq 24 * 396 \\ 0 \leq SCA \leq 24 * 1240 \\ 0 \leq AMO \leq 24 * 80 \\ 0 \leq TCE \leq 24 * 276 \end{bmatrix}$$

De donde los vectores lb y ub :

$$lb = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad y \quad ub = \begin{bmatrix} 24 * 170 \\ 24 * 396 \\ 24 * 1240 \\ 24 * 80 \\ 24 * 276 \end{bmatrix}$$

Para las restricciones escritas como desigualdad, se toman las restricciones descritas en las Ecuaciones 4.3 y 4.4:

$$JAG \leq San\ Lorenzo + Nare - MinTec\ San\ Lorenzo$$

$$MIE \leq Miel + RMiel - MinTec\ Miel$$

$$SCA \leq Punchiná + Guatapé - MinTec\ Punchiná$$

$$JAG + MIEL + SCA + AMO + TCE \leq 0.9 * Demanda - \sum Gen. Otros Agentes$$

Para la central Amoyá, como es a filo de agua y no tiene embalse asociado, solo depende de las restricciones del río que surte la planta de generación. Por simplicidad se asume la central Amoyá sin restricciones energéticas.

Todas las anteriores desigualdades pueden ser escritas, de forma matricial, de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} JAG \\ MIE \\ SCA \\ AMO \\ TCE \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} San\ Lorenzo + Nare - MinTec\ San\ Lorenzo \\ Miel + RMiel - MinTec\ Miel \\ Punchiná + Guatapé - MinTec\ Punchiná \\ 0.9 * Demanda - \sum Gen. Otros\ Agentes \end{bmatrix}$$

De donde:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad y \quad b = \begin{bmatrix} San\ Lorenzo + Nare - MinTec\ San\ Lorenzo \\ Miel + RMiel - MinTec\ Miel \\ Punchiná + Guatapé - MinTec\ Punchiná \\ 0.9 * Demanda - \sum Gen. Otros\ Agentes \end{bmatrix}$$

Una vez obtenidos todos los vectores y matrices necesarios por cada agente, se puede proceder con la función de minimización, de acuerdo a la sintaxis del programa:

```
x=linprog(f,A,b,[],[],lb,ub)
```

El resultado de este algoritmo, el vector x , contiene las cantidades de generación para el día simulado del agente ISAGEN, al precio de bolsa establecido en iteraciones anteriores que maximiza sus ganancias, asumiendo como dadas las cantidades de generación de los otros agentes. Este mismo proceso se repite para todos los agentes hasta que se encuentra un equilibrio donde ninguno de ellos cambia sus ofertas de cantidades al precio vigente en esa iteración. El costo de producción más alto, o costo marginal de la última planta despachada, es el que se establece como precio de equilibrio o precio de bolsa para ese día.