

**Impacto de las plantas menores de generación en la determinación del precio  
Spot para el Mercado de Energía Mayorista Colombiano**

OSCAR ANDRES RAMIREZ OCHOA

Trabajo de Grado para optar al título de Magister en Economía

Asesor

John Jairo García Rendón

Universidad EAFIT

Escuela de Economía y Finanzas

Departamento de Economía

Medellín

2014

## Contenido

1. Introducción .....	4
2. Estado del Arte .....	6
3. Metodología y Datos .....	16
4. Resultados .....	27
5. Conclusiones y Recomendaciones .....	40
6. Bibliografía .....	42
7. Anexos .....	45

## Listado de Tablas

Tabla 1. Capacidad Instalada de acuerdo al Tipo de Despacho .....	19
Tabla 2. Matriz de variables informativas .....	20
Tabla 3. Capacidad Instalada Total del Sistema .....	21
Tabla 4. Agente de análisis – Portafolio por fuente de energía .....	22
Tabla 5. Resumen matriz de variables tomadas de BI para la simulación .....	22
Tabla 6. Capacidad Efectiva Neta – Matriz de datos 2013.....	23
Tabla 7. Precio de Oferta - Matriz de datos 2013.....	24
Tabla 8. Precio Bolsa Nacional - Matriz de datos 2013 .....	25
Tabla 9. Demanda Comercial - Matriz de datos 2013 .....	26
Tabla 10. Generación - Matriz de datos 2013.....	27
Tabla 11. Balance de Capacidades de todo el sistema - 2013.....	39
Tabla 12. Cantidades de horas susceptibles de Comportamiento Estratégico.....	39

## Listado de Ilustraciones

Ilustración 1. Estructura del Mercado .....	7
Ilustración 2. Árbol de toma de decisiones - Forma extensiva secuencial.....	17
Ilustración 3. Portal BI de la página web de XM .....	18
Ilustración 4. Precipitaciones en Colombia en 2013– Mínimos y Máximos .....	33
Ilustración 5. Árbol de decisiones para 2013.12.30 /19:00H – Agente de Análisis .....	37

## Listado de Gráficos

Gráfico 1. Determinación del precio marginal del sistema.....	11
Gráfico 2. Determinación del precio marginal del sistema con PNDC.....	13
Gráfico 3. Simulación determinación Precio de Bolsa .....	28
Gráfico 4. Capacidad Remanente Plantas NDC .....	29
Gráfico 5. Tipo de Generación Real vs. Capacidades Remanentes.....	30
Gráfico 6. Generación Horaria por Mes - 2013.....	31
Grafico 7. Evolución del Precio de Bolsa - 2013.....	32
Grafico 8. Condiciones Climáticas – Precipitaciones y Temperaturas 2013.....	33
Gráfico 9. Simulación del Mercado Spot el 2013.12.30 a las 19:00H.....	34
Gráfico 10. Capacidad Remanente Plantas NDC - 2013.12.30 /19:00H .....	35
Gráfico 11. Tipo de Generación Real vs. Capacidades Remanentes.....	36
Gráfico 12. Simulación del Mercado Spot el 2013.07.07 a las 19:00H.....	45
Gráfico 13. Capacidad Remanente Plantas NDC - 2013.07.07 /19:00H .....	45
Gráfico 14. Tipo de Generación Real vs. Capacidades Remanentes.....	46

# **Impacto de las plantas menores de generación en la determinación del precio Spot para el Mercado de Energía Mayorista Colombiano**

## **1. Introducción**

El suministro de electricidad ha sido para nuestras sociedades un servicio de primera necesidad. Es difícil imaginarnos hoy en día el funcionamiento de los hogares, la industria y el comercio en general sin esta valiosa forma de energía, que mantiene la economía en marcha. No en vano, el abastecimiento energético es un tema geopolítico vital para el sostenimiento del modelo social y económico de muchos países, promoviendo actualmente numerosos tratados económicos e integraciones o por el contrario desencadenando conflictos internacionales de orden militar por los recursos. Se trata entonces de un tema de relevancia innegable, que entre otros factores permite a los países que tengan un mercado de suministro eléctrico confiable y competitivo, transferir esa estabilidad y bajos precios a sus consumidores.

Adicionalmente, la generación de electricidad tiene impactos ambientales trascendentales para la supervivencia del ser humano como especie. Con el tema vigente del cambio climático y los gases de efectos invernadero, el mercado de generación se ha ido adaptando, recomponiendo portafolios, diversificando sus fuentes y desarrollando algunas de ellas con recursos renovables y "limpios". Toda una revolución energética experimenta hoy el mundo en general, acompañada por movimientos ecologistas, partidos verdes y hasta profetas que auguran el fin de los tiempos de no recomponer nuestro camino y minimizar la huella de carbono que estos procesos generan.

Como vemos, es un mercado que debe considerar muchas externalidades y que además desde el punto de vista microeconómico está acotado por variables muy particulares. Se trata de la producción de un servicio homogéneo, no almacenable, con baja elasticidad precio de la demanda a corto plazo, que requiere alta seguridad de la

oferta y es sensible a variaciones estacionales amplias. Por lo general tiene grandes barreras de entrada con una estructura de mercado Oligopólica.

Uno de los comportamientos estratégicos más comunes que pueden emplear las empresas con el fin de aumentar sus beneficios es ofertar precios por encima del costo marginal. En el mercado eléctrico, estos comportamientos estratégicos de alza en los precios se pueden presentar con el fin de que cada generador tome control de una determinada porción del mercado y, además, se restrinja la entrada de otras empresas. Esto evidentemente se entiende dentro de la Teoría de Juegos y la toma de decisiones estratégicas donde los jugadores, en este caso, lo generadores, tienen en cuenta las acciones y respuestas de sus competidores.

Lo generadores colombianos no son ajenos a estos comportamientos estratégicos y son propensos a ejercer su poder de mercado a través los precios de oferta. En Colombia existe una Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), un ente que vela porque los servicios de electricidad y gas se presten al mayor número posible de personas/empresas, al menor costo para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión. Para ello existe todo un marco regulatorio, que a través de resoluciones define las reglas de juego y las relaciones entre todos los actores del mercado.

Como es bien conocido, en Colombia tenemos una gran participación de las fuentes hidráulicas en la canasta energética, seguida por generadoras de origen térmico. Sin embargo, también tenemos aportes de centrales eólicas y cogeneración. Las plantas de generación por su capacidad instalada pueden clasificarse en dos grandes grupos las mayores y las menores a 20 MW. En los últimos años el mercado ha experimentado un crecimiento importante en la participación de las plantas menores ya que, según datos de la Compañía XM S.A E.S.P<sup>1</sup> entre el 2000 y el 2010 prácticamente se duplicó su capacidad instalada acumulada pasando de 320MW a 628MW.

---

<sup>1</sup> Operador del Mercado de Energía Mayorista

La presente tesis hace un estudio desde la Teoría de Juegos sobre los comportamientos estratégicos tendientes a maximizar los Ingresos de los agentes generadores que poseen en su portafolio plantas menores a 20MW, afectando el precio del mercado spot a través de los KW despachados en Bolsa.

## **2. Estado del Arte**

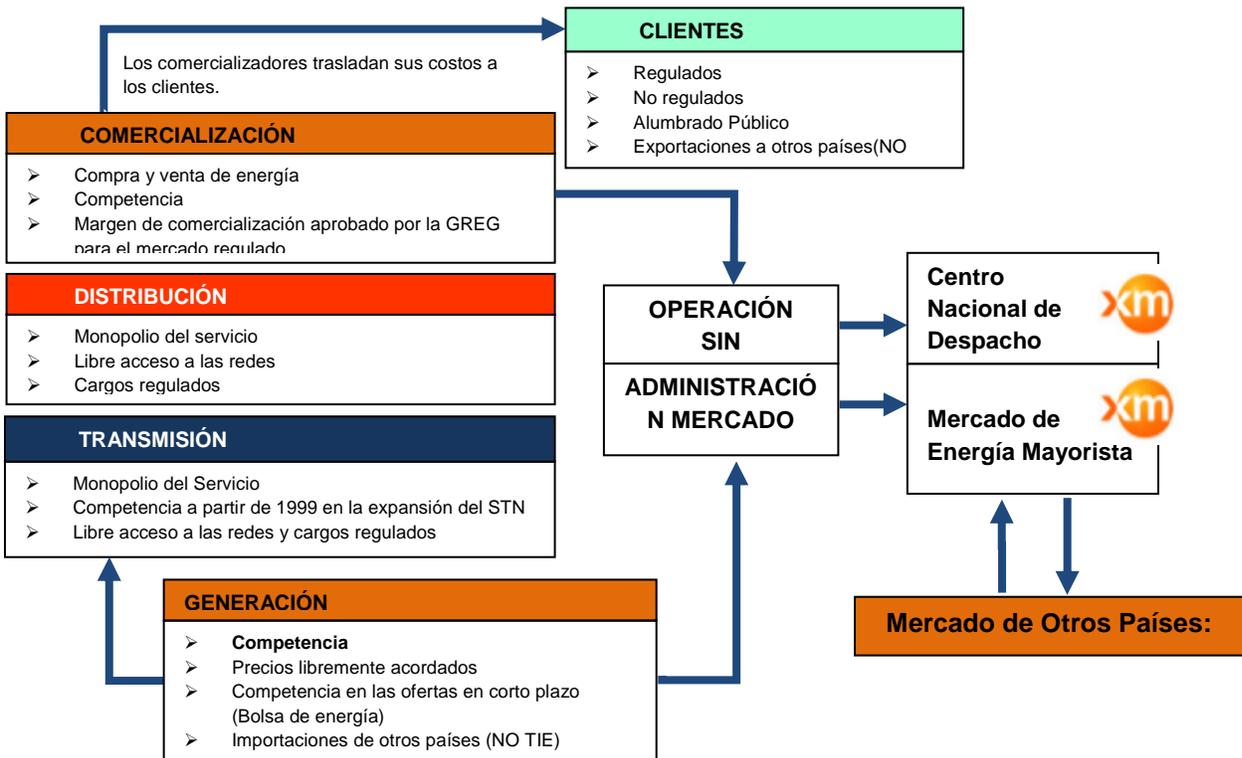
El mercado eléctrico posee ciertas características que difícilmente se presentan en mercados donde se transan otro tipo de bienes o servicios: la demanda no puede almacenar la electricidad, la demanda es altamente inelástica, se requiere infraestructura para cubrir las horas de máxima demanda y en otras horas resulta capacidad ociosa. Adicionalmente, en Colombia, se tienen condiciones propias como el alto componente hidráulico del sistema, que introduce volatilidad en el precio por el factor climático y la disponibilidad. Por otro lado, esta industria posee altas inversiones en infraestructura para la prestación del servicio, dando origen a economías de escala y, por ende, a barreras de entrada.

Para lograr la prestación del servicio a los usuarios finales, se identifican cuatro actividades principales: generación, transmisión o transporte, distribución y comercialización, (Ver ilustración 1):

- La generación es la actividad encargada de producir la electricidad. Toma las fuentes primarias energéticas (agua, combustibles minerales o combustibles derivados del petróleo, viento, etc.) para transformarlos en energía eléctrica. Es efectuada en plantas hidráulicas, térmicas, cogeneración y renovables.
- La transmisión es el transporte de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta subestaciones en la entrada a las regiones, ciudades o incluso hasta grandes consumidores. Es denominado Sistema de Transmisión Nacional (STN). El STN es el conjunto de líneas y subestaciones con equipos y

transformadores con módulos de conexión que operan con tensiones entre 220 y 500 KV.

### Ilustración 1. Estructura del Mercado



Fuente: XM (2013).

- La distribución consiste en el transporte de la energía eléctrica desde el punto donde el STN la entrega hasta las instalaciones de los consumidores finales (hogares, empresas - industriales y comerciales -). En el país, se lleva a través de Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Locales (STL). Estos sistemas son unos conjuntos de líneas y subestaciones que operan a niveles menores de los 220 KV.
- La comercialización es la parte de la cadena donde se realiza la gestión comercial de la energía eléctrica, desde la compra de energía hasta su venta a otros agentes del mercado o a usuarios finales. Se encarga de realizar los servicios de medida, facturación y recaudo.

El eslabón en la cadena de suministro que se pretende analizar en la Tesis es La Generación. Los generadores de electricidad en Colombia tienen una estructura oligopólica siendo por tamaño los principales jugadores: EPM, EMGESA, CELSIA, ISAGEN y CHIVOR.

Según la reglamentación<sup>2</sup> del mercado existen cuatro tipos de generadores:

- Generadores que poseen plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>3</sup> con capacidad mayor o igual a 20 MW, conocidas como Plantas Despachada Centralmente (PDC). Estas están obligados a ofertar para el Despacho Central. (Resolución CREG-054 de 1994).
- Generadores que poseen unidades de generación conectadas al SIN con capacidad mayor o igual a 10MW y menor a 20 MW, conocidas como Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC). Estos deciden si ofertar o no para el Despacho Central. (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).
- Auto-generadores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica para satisfacer únicamente sus propias necesidades. Por lo tanto no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional. (Resolución CREG-084 DE 1996).
- Cogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía combinando energía eléctrica y energía térmica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Estos pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el Mercado Eléctrico Mayorista, cumpliendo los requisitos exigidos por la CREG.

---

<sup>2</sup> Ver UPME (2004) y Cano y Maya (2008).

<sup>3</sup> Es una interconexión que permite que los sistemas regionales intercambien energía. La empresa ISA es quien detenta el quasi-Monopolio del SIN en Colombia

A pesar de no ser propiamente un generador, las interconexiones internacionales se comportan como tales, pues ofertan un precio y una disponibilidad para la entrega de energía eléctrica y entran a competir con las plantas generadoras locales<sup>4</sup>; el procedimiento de ofertar es diferente para las interconexiones bajo el esquema de Transacciones Internacionales de Energía (TIE) y para las que no pertenecen a este esquema, pero finalmente ambas representan una mayor competencia en el mercado.

Estos generadores del mercado realizan sus transacciones en la bolsa de energía eléctrica (o mercado spot) y en el mercado de largo plazo de electricidad (o contratos bilaterales). El mercado spot, se refiere a las transacciones realizadas directamente en la bolsa de energía, entre generadores y comercializadores. Esta es controlada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, quien ejecuta los contratos resultantes de acuerdo a los intercambios de ofertas y demandas de energía, hora a hora, y liquida, recauda y distribuye los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores. Entre sus principales objetivos están:

- Establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que entregue incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma más eficiente posible.
- Proveer un conjunto de reglas que determinen las obligaciones y acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía.
- Facilitar el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad.

La forma en que el Mercado Spot de Energía opera en Colombia (UPME, 2004) se detalla a continuación:

El proceso comienza cuando los generadores presentan ofertas de precios monómicos de energía (los cuales son para la operación del día siguiente) que deben reflejar el costo variable esperado de generación.

---

<sup>4</sup> Actualmente se tiene un esquemas de exportación o importación con otros países, uno se denomina TIE y es aquel en el que los administradores de los mercados de cada uno de los países construyen una curva de oferta y un precio de demanda y entran a participar en el otro mercado.

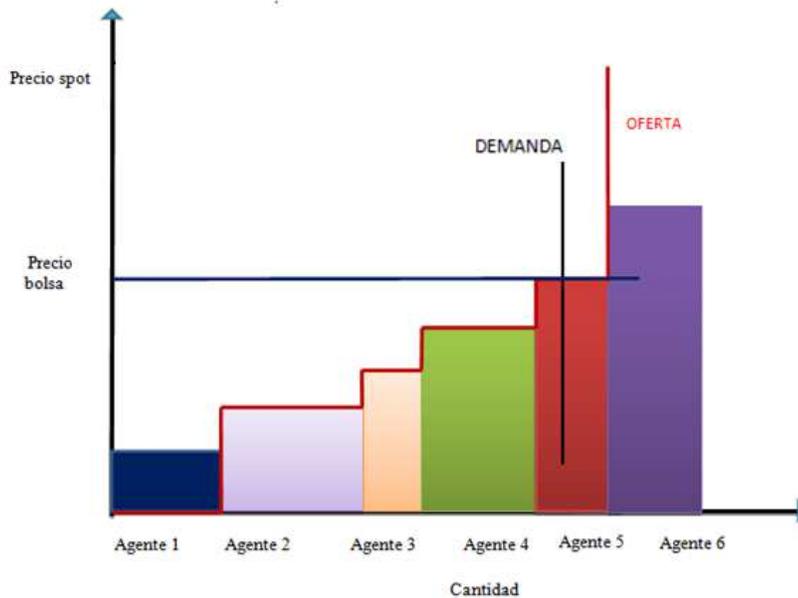
Los generadores deben entregar antes de las 8:00am una oferta de precios para las 24 horas (expresados en \$/KWh) por cada recurso de generación. Además deben entregar la disponibilidad esperada (expresada en KW) para cada hora por cada unidad generadora mayor a 20 MW. Si no se presentan ofertas antes de las 8:00 am o se ha recibido información incompleta, se asumirá como oferta actual a la última oferta válida. Si bien las disponibilidades ofertadas las realizan horariamente por recurso, el precio reportado aplica para las 24 horas.

Una vez obtenidas las ofertas, el Centro Nacional de Despacho (CND) realiza un programa de despacho para el día siguiente con el fin de satisfacer la demanda esperada. Para cada hora se utilizan los recursos de menor precio cumpliendo con las condiciones límites del sistema: requisitos de reserva rodante, inflexibilidades de las plantas y las restricciones propias del sistema. El programa de despacho está conformado por la cantidad de energía que cada una de las plantas debe generar en cada hora. El programa para las 24 horas del día es elaborado por el CND y enviado a los generadores antes de las 14:45 horas para su aplicación al día siguiente.

Durante el día se pueden presentar eventos en el sistema que obligan a ajustar el programa inicial. Esta modificación se denomina Redespacho, y como causas de este se pueden mencionar: la salida de unidades, el aumento de disponibilidad de generación por entrada de unidades en mantenimiento, los cambios de los límites de transferencias ocasionados por modificaciones en la configuración de la red, etc.

De esta manera, el operador de mercado XM, teniendo en cuenta las proyecciones de demanda para cada hora, ordena las ofertas de los generadores de menor a mayor hasta que las cantidades ofertadas cubran el pronóstico de la demanda eléctrica realizado por el operador del mercado, determinando el Precio Marginal del Sistema (PMS) o precio spot como se observa en el gráfico 1.

## Gráfico 1. Determinación del precio marginal del sistema



**Fuente:** García, 2014

El otro mercado donde realizan transacciones los generadores es el de largo plazo. Éste consiste en acuerdos bilaterales entre un comprador y un vendedor de energía eléctrica, que establecen una cantidad y un precio de la energía para un período de tiempo determinado. En Colombia este esquema de contratación no es estandarizado, sino que se realizan a medida que lo requiera cada agente. Existen varias modalidades de contratación, las más comunes son: pague lo contratado, en el que el comprador paga la cantidad contratada de energía, la consume o no; pague lo demandado, en el que el comprador paga solamente la energía que consume; y, pague lo generado, en el que los compradores pagan a precio de contrato toda la generación del vendedor. La práctica común en el mercado es mantener niveles de contratación altos, para estabilizar los flujos de caja de las empresas y evitar tener tarifas volátiles para los usuarios (Resolución CREG 024 de 2005).

Como se mencionó que el interés es develar los comportamientos estratégicos de las centrales de generación menores a 20 MW y determinar su impacto en la determinación del precio de bolsa; a continuación se revisa la normatividad que las rige:

Las Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC) son todas aquellas plantas que por sus características participan del mercado sin que su generación sea programada por el Centro Nacional de Despacho (CND). A diferencia de las Plantas Despachadas Centralmente (PDC), la cuales informan un programa de generación para cada período horario, las PNDC no deben hacerlo lo que implica una disminución de la oferta por la que compiten las PDC. Adicionalmente, no existe ningún compromiso de cumplir el programa de generación, es decir pueden desviarse del mismo sin penalización asociada a ello y no tienen que informar precios, según la Resolución CREG 84 y 86 de 1996<sup>5</sup>.

Acorde a la normatividad se trata de plantas que cumplen con unos beneficios técnicos y ambientales como aquellas plantas auto-generadoras, las que cogeneran y las que tienen Capacidad Efectiva Neta (CEN) inferior a 20MW. Su principal fuente primaria de generación puede ser agua, viento, sol, gas, geotérmica y biomasa, entre otras o subproductos o residuos de procesos industriales (Resoluciones CREG 025 de 1995<sup>6</sup>, 107 de 1997).

Los generadores con plantas entre 10MW y 20MW, también podrán ofrecer su energía a comercializadoras que atiendan el mercado regulado a través de convocatorias públicas donde la adjudicación se efectúa por mérito de precio o podrá ser vendida a usuarios no regulados, generadores o comercializadores que destinen dicha energía solo a la atención a estos usuarios a un precio pactado libremente.

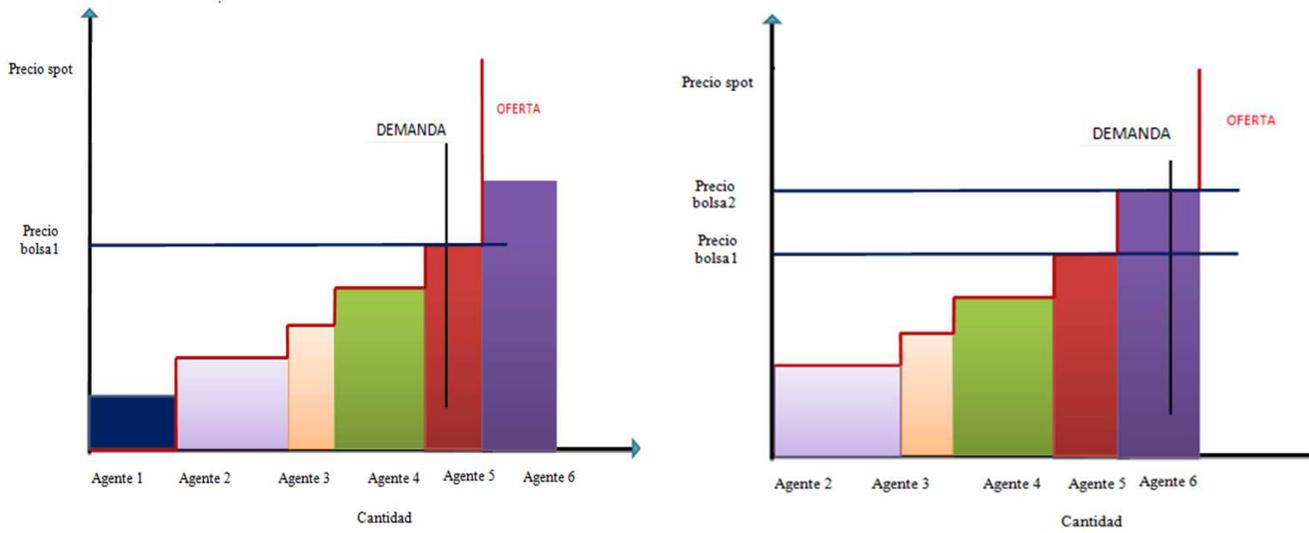
En el gráfico 2, en el recuadro izquierdo vemos un primer bloque de unidades del agente 1 (en azul), que corresponde a un agente con una PNDC, pero que inyecta su generación en bolsa, con lo cual aporta para la fijación del precio 1.

---

<sup>5</sup> La resolución CREG 086 de 1996 define la Generación con Plantas Menores: “Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW , operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado”.

<sup>6</sup> La resolución CREG 025 de 1995 define las Plantas Despachadas Centralmente como todas las plantas de generación con capacidad efectiva mayor que 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el Despacho Económico.

**Gráfico 2. Determinación del precio marginal del sistema con PNDC**



**Fuente:** García, 2014

En el recuadro de la derecha del gráfico 2, se puede observar el incremento en el precio de bolsa a Precio 2, como efecto de un cambio de las cantidades vendidas a través de PNDC en el mercado spot. En el escenario en que un agente que posee PNDC tome estratégicamente la decisión de no generar para el mercado spot, se esperaría que el precio se incremente a un precio de bolsa 2, ejerciendo de esta manera un comportamiento estratégico.

Estas plantas no son penalizadas por incumplimiento, dado que no están obligadas a declarar al CND, como no declaran precios, la declaración de disponibilidad (KW) se considera en la base a precio cero, la cual se tiene en cuenta para todos los análisis (Resolución CREG 25 de 1995).

Asimismo, el Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) es el encargado de remunerar la energía que proveen estas plantas al sistema, conforme a la medida que todo generador reporte al ASIC (Resolución CREG 47 de 2000).

A las plantas menores que vendan su energía en bolsa se les remunera al precio de bolsa, aquellas que vendan su energía vía contratos son remuneradas según los precios pactados en este mercado, y las que negocian directamente la energía en el

mercado no regulado son remuneradas de acuerdo a las tarifas pactadas con el comprador, por tanto las empresas con este tipo de generación al no tener ningún incentivo para cumplir con la disponibilidad declarada y conocer la información sobre los precios y disponibilidades de las plantas despachadas centralmente; toman la decisión de generar y vender únicamente en aquellos periodos en que el precio de bolsa maximice los beneficios, disminuyendo generación en caso de ser necesario y por tanto pueden aumentar el precio de bolsa y el precio al consumidor final.

Una herramienta bien interesante cuya óptica podría demostrarnos el caso anterior es la teoría de juegos, en donde el generador se enfrenta a un juego consecutivo, que se puede repetir  $n$  periodos, haciéndose parte de la interacción habitual con el mercado. El trasfondo de todo es comprender que un aumento en el precio de la energía en bolsa, a través de la manipulación de las cantidades por parte de los agentes, implicará de una u otra manera una transferencia del excedente del consumidor al productor, lo cual se refleja en una pérdida de excedente para el consumidor.

Por ello la hipótesis que se desarrolla es si los generadores con plantas inscritas como menores a 20MW en sus portafolios, al no tener que cumplir con la disponibilidad declarada y conociendo la información sobre los precios y disponibilidades de las plantas despachadas centralmente; toman la decisión de generar y vender para el Mercado Spot únicamente en aquellos periodos en que el precio de bolsa maximice los ingresos, disminuyendo generación en caso de ser necesario y por tanto aumentando el precio de bolsa, y a su vez, el precio al consumidor final. Es importante anotar que en esta investigación se examinará el efecto solo sobre el precio de bolsa.

## **Marco Teórico**

En los mercados mayoristas de electricidad, los vendedores y compradores interactúan de manera repetida cada hora, lo que provoca un incremento de la capacidad de las empresas para realizar comportamientos estratégicos y así alcanzar precios más altos, por encima del nivel competitivo. Dentro de los nuevos modelos que han surgido en los últimos años para evaluar la toma de decisiones y su impacto en la determinación del

precio del mercado spot en el sector eléctrico, aparece la Teoría de Juegos, que pretende entregar una visión acerca del comportamiento racional de los distintos agentes del sistema.

Esta teoría es una aproximación interdisciplinaria para estudiar el comportamiento humano en el cual los resultados dependen de la interacción de estrategias de dos o más jugadores (Gibbons, 1992 y Rojas 2001). Se pueden identificar cuatro tipos de juegos en el contexto en general: juegos estáticos de información completa, juegos estáticos de información incompleta, juegos dinámicos de información completa o juegos dinámicos de información incompleta. En esta investigación se analizarán los juegos dinámicos de información completa; de acuerdo a la naturaleza de las posibles estrategias de los agentes que corresponde a ofertas de precio y cantidad para ciertos escenarios de demanda. En la página web del operador del mercado XM, se puede acceder a la gran cantidad de información que permite examinar el comportamiento de un agente y su interacción con los demás.

Dentro de la literatura y en anteriores investigaciones acerca de la aplicación de la Teoría de Juegos en los mercados eléctricos, se destaca el uso de los modelos de Cournot y Bertrand; que en forma académica manejan situaciones de duopolio, pero que en la práctica se hace una extensión para aplicar los conceptos a un número mayor de agentes. Estos modelos tienen el propósito de sensibilizar variables de elasticidad y nivel de demanda frente a la aplicación de poder de mercado, así como también el juego de estrategias discretas que pretende visualizar en forma más real lo que sería una oferta de precio y cantidad para nuestro caso en una Bolsa de energía a distintos niveles de demanda del sistema, aplicando estrategias de indisponibilidad de unidades. Dentro de estos tipos de modelación de juegos estratégicos, es posible llegar a una solución de equilibrio llamado equilibrio de Nash, el cual puede presentarse en forma única, múltiple o nula.

Un ejemplo específico de la aplicación de estos modelos se da en el mercado eléctrico español (Fabra y Toro, 2005), que analizan el desempeño de los precios del mercado

eléctrico en ese país utilizando el modelo de Cournot. Allí se caracterizan las desviaciones óptimas de la empresa desde un acuerdo colusivo, llegando a la conclusión que los generadores pueden haber llegado a un acuerdo tácito que distorsionó los resultados del mercado, en el cual la empresa con mayores niveles de producción pudo haber producido a precios por debajo del costo marginal.

Green (1996), utilizando el modelo de función de oferta, evalúa el impacto de las disponibilidades de unidades de generación ofertadas de una empresa sobre el Precio Marginal del Sistema (PMS). Su principal conclusión es que cuando una empresa grande incrementa el precio de las ofertas de algunas de sus unidades, esas unidades serán menos utilizadas, pero el PMS será más alto y, por tanto las unidades restantes de la empresa ganarán más. En este sentido, Green establece que si una empresa se comporta estratégicamente con sus ofertas, tendrá un coste marginal menor que el precio del mercado; mientras que una no estratégica fijará su oferta de forma que sea igual al coste marginal.

Y por supuesto von der Ferh (1993), quien utiliza la teoría de juegos para establecer en el mercado de Inglaterra y Gales como los generadores ofertan precios por encima del costo marginal, desviándose del equilibrio de Nash.

### **3. Metodología y Datos**

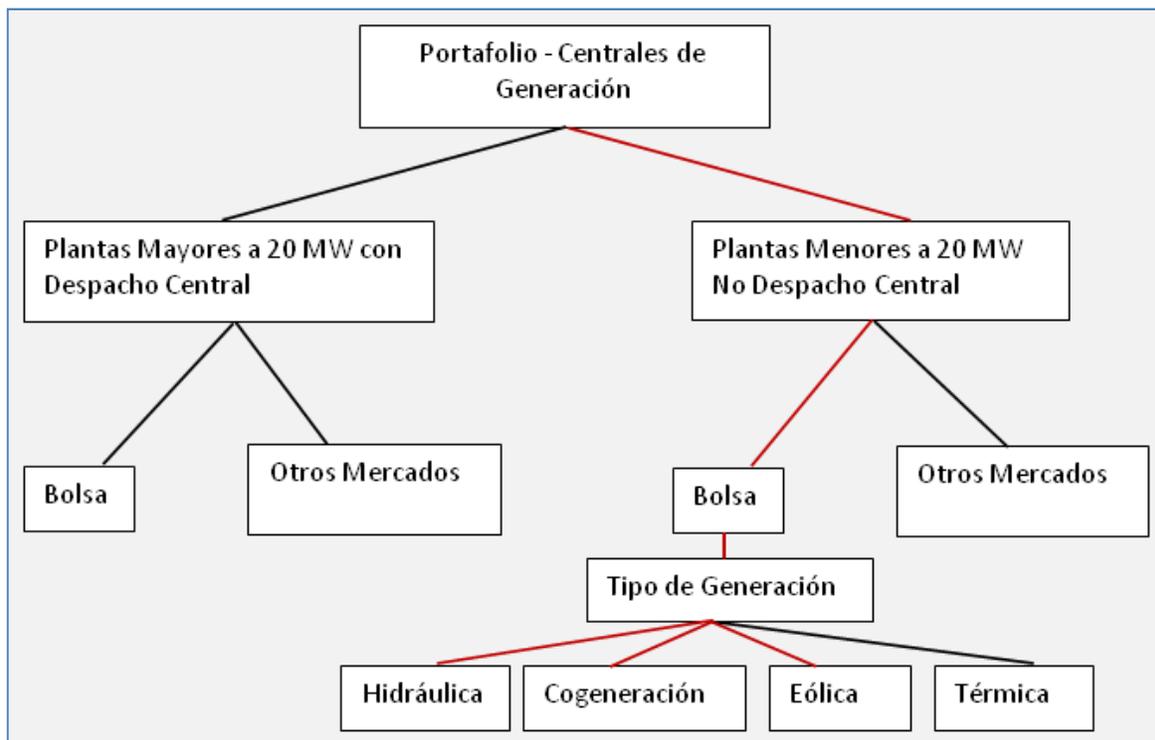
La hipótesis planteada se pretende demostrar mediante la aplicación de Estadística Descriptiva a la información real divulgada en el PORTAL BI<sup>7</sup> del Operador del Mercado, la compañía de expertos en mercados XM S.A. E.S.P respecto de la operación, la administración y el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia.

---

<sup>7</sup> <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>".

Los datos nos permiten analizar el comportamiento del mercado para el año 2013 y bajo la óptica de la Teoría de Juegos, estudiar la lógica que lleva a un agente racional a tomar decisiones en la búsqueda de la maximización de sus ingresos. Las diferentes opciones de dicho agente con portafolio diversificado, tales como la capacidad efectiva neta y el tipo de generación de sus recursos; así como las alternativas que le presenta el Mercado, pueden verse esquemáticamente en la Ilustración 2:

**Ilustración 2. Árbol de toma de decisiones - Forma extensiva secuencial**



**Fuente:** Elaboración propia.

El portal de XM, ofrece una interfaz en línea de estadísticas, ver Ilustración 3, históricos sobre aspectos fundamentales para analizar el mercado como son oferta, hidrología, intercambios, demanda, transacciones y precios.

### Ilustración 3. Portal BI de la página web de XM



**Fuente:** Portal XM (<http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>).

Lo que se busca es analizar los comportamientos estratégicos de los agentes que poseen plantas menores de generación, y evidenciar cómo sus decisiones impactan la determinación del precio Spot. Para tal propósito, se decide analizar un agente en particular (designado en las simulaciones como AAAG, por confidencialidad) vs los demás actores del Mercado (MDOG). Se selecciona como agente de análisis a aquel que tiene mayor participación porcentual de recursos PNDC dentro de su portafolio y como se indicó se compara con respecto al comportamiento del resto de los generadores del MEM.

En la tabla 1, se puede ver un comparativo del portafolio del agente seleccionado para el análisis, AAAG, vs el resto de los agentes del mercado agrupados bajo la sigla MDOG. Dicho agente representa el 12.59% del total del mercado y lo más relevante para el tema que nos ocupa, es que su Capacidad Instalada en PNDC es del 8.96%, mientras que para el resto de generadores agrupados, esta pesa sobre sus propios

portafolios solamente el 4.76%. Es claro entonces, que nuestro agente de análisis es el más interesante como objeto de estudio, ya que posee mayor concentración de PNDC.

**Tabla 1. Capacidad Instalada de acuerdo al Tipo de Despacho**

AGENTES GENERADORES	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%	TIPO DE DESPACHO			
			DC	%	NDC	%
AAAG	1,833	12.59%	1,669	91.04%	164	8.96%
MDOG	12,728	87.41%	12,123	95.24%	605	4.76%
<b>TOTAL MERCADO</b>	<b>14,561</b>	100.00%	13,792	94.72%	769	5.28%

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2014)

Una vez identificado el agente que más participación tiene dentro de su portafolio centrales menores, y por ende mayor propensión a jugar con su generación, se debe determinar cuáles de las matrices y bases de datos disponibles en el portal son requeridas para simular la determinación del precio del mercado Spot.

Se estudian con detalle las bases de datos o Meta data como lo llama el portal, de cada bloque de información expuesto en la Ilustración 3. Luego de un análisis minucioso, se determina que los bloques de Oferta y Demanda tienen los históricos necesarios para poder construir una macro que permita recrear el proceso de oferta tanto de cantidades como de precios por cada agente. Después, para cada hora de cada día del año 2013, se realiza el cruce de dichas ofertas con la demanda del país y los posibles juegos con las PNDC, comparando su Capacidad Efectiva Neta vs lo que realmente generaron. Y de esta manera, evidenciar posibles comportamientos estratégicos vía cantidades generadas para lograr un mayor precio de bolsa.

En una primera instancia, vale la pena revisar 3 matrices que si bien no entregan datos directamente para el cálculo de la simulación descrita, dan información que permite entender mejor el comportamiento de los agentes. Veamos en la tabla 2, un resumen de dichas matrices:

**Tabla 2. Matriz de variables informativas**

N	Matriz de Variables	Unidad	Métrica				Definición
			Por día	Por Hora	Por Agente	Por Recurso	
1	Disponibilidad Declarada	KW	X	X	X	X	Máxima cantidad de potencia neta que un generador puede suministrar al sistema durante un intervalo de tiempo determinado para el despacho económico o el re-despacho,
2	Disponibilidad Comercial	KW	X	X	X	X	Considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presentan cambios en las unidades de generación en operación real del Sistema.
3	Capacidad Instalada	KW	-	-	X	X	Cantidad de potencia teórica que puede suministrar una unidad de generación de acuerdo a su diseño.

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2014)

- Disponibilidad Declarada: Esta es una matriz que agrupa la disponibilidad de generar que cada agente declara el día anterior por cada hora y para cada uno de sus recursos (plantas). Inicialmente, se piensa que en esta matriz están tanto las PDC como las PNDC; pero se comprueba que en la práctica solo declaran disponibilidad los recursos mayores a 20 MW (DC). Lo que bajo las resoluciones ya explicadas, es perfectamente válido y da un indicio de posible comportamiento estratégico. Esta matriz es informativa y permite determinar el nivel de oferta de cada agente en sus PDC, pero sus datos no son directamente utilizados en la simulación.
- Disponibilidad Comercial: Esta es una matriz que contiene la Disponibilidad Calculada a partir de la Disponibilidad Real vs la Disponibilidad Declarada por los agentes generadores que representan los recursos ante el SIC. En esta matriz, si podemos encontrar la disponibilidad de las plantas menores a 20 MW (PNDC), lo cual nos permite inducir que los agentes se reservan el derecho de declarar estas plantas y si deciden generar, esto se inyecta al SIN. Esta base de datos, tampoco se usa directamente en la formulación, pero es interesante conocerla, en la medida en que en ella se evidencia la generación real de las PNDC.

- Capacidad Instalada: Esta información nos permite dimensionar el tamaño del mercado en Colombia, la distribución de la canasta energética en términos de fuentes de generación, así como la participación de PNDC. En la tabla 3 tenemos un consolidado de la Capacidad Instalada, que sumando todos los agentes del mercado es de 14.561.93 MW para cada hora. Tenemos que 769.93 MW es decir, 5.29%, pueden ser producidos desde recursos menores a 20 MW, principalmente hidráulicos; lo cual se nos presenta como un aporte relativamente bajo al sistema, pero como veremos puede tener un gran poder de modificación del precio spot. Esta matriz tampoco puede usarse directamente como punto de referencia en la simulación porque desde la operación real ninguna planta trabaja el 100% del tiempo.

**Tabla 3. Capacidad Instalada Total del Sistema**

TOTAL AGENTES - MW	CAPACIDAD INSTALADA	%	DC	%	NDC	%
HIDRAULICA	9,871	67.79%	9,265	63.62%	606	4.16%
TERMICA	4,611	31.66%	4,527	31.09%	84	0.58%
COGENERACION	61	0.42%	-	0.00%	61	0.42%
EOLICA	18	0.13%	-	0.00%	18	0.13%
<b>TOTAL</b>	<b>14,562</b>	100%	<b>13,792</b>	94.71%	<b>770</b>	5.29%

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2014)

En la tabla 4, se puede ver con mayor detalle el portafolio del agente de análisis (AAAG), con respecto a la fuente de generación. Allí se aprecia que este tiene una gran participación de plantas Hidráulicas y Térmicas para Despacho Central; y una concentración de las plantas Hidráulicas Filo de Agua y de Cogeneración menores a 20MW.

**Tabla 4. Agente de análisis – Portafolio por fuente de energía**

AAAG - TOTAL MW	CAPACIDAD INSTALADA	%	DC	%	NDC	%
HIDRAULICA	1,004	54.79%	892	48.66%	112	6.13%
TERMICA	777	42.38%	777	42.38%	-	0.00%
COGENERACION	52	2.83%	-	0.00%	52	2.83%
<b>TOTAL</b>	<b>1,833</b>	100.00%	1,669	91.04%	164	8.96%

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2014)

Las matrices consideradas directamente en el simulador, contemplan variables tales como: la cantidad y los precios de la oferta disponible por agente y sus recursos, así como la generación real en comparación con la capacidad efectiva neta; teniendo siempre como punto de referencia el precio de bolsa y la demanda por hora. Con las matrices que se resumen en la tabla 5, se construye el simulador que permite seleccionar cada hora de cada día del año 2013, es decir, simular 8760 escenarios, y cuantificar de manera automática para cada escenario el impacto de las plantas PNDC.

**Tabla 5. Resumen matriz de variables tomadas de BI para la simulación**

N	Matriz de Variables	Unidad	Métrica				Definición
			Por día	Por Hora	Por Agente	Por Recurso	
4	Capacidad Efectiva Neta	KW	X	-	X	X	Cantidad de potencia neta que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.
5	Precio de Oferta	\$/KWH	X	-	X	X	Precio comercial ofertado por cada agente generador sobre los KW declarados disponibles para el día siguiente.
6	Precio de Bolsa	\$/KWH	X	X	-	-	Precio de oferta de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional, + delta de incremento para remunerar los costos no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal.
7	Demanda Comercial	KW	X	X	-	-	Consumo Real de todos los usuarios interconectados + las pérdidas en las redes.
8	Generación Real	KW	X	X	X	X	Generación neta de cada una de las plantas Nacionales en sus puntos de frontera.

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2014)

- Capacidad Efectiva Neta: Esta capacidad es entregada para cada hora y cada día, de todo el año 2013 y varía dependiendo de la disponibilidad técnica de cada planta. Es importante tenerla como referencia porque esta capacidad se asume como la máxima que un agente podría despachar y nos indica el factor de utilización del recurso. En el contexto de las PNDC si una planta no genera el 100% de su capacidad efectiva neta, es porque así ha decidido hacerlo ya que como se expuso anteriormente la legislación le asegura el despacho automático de toda su producción al precio de bolsa del mercado para esa hora de análisis. En otras palabras, un factor de utilización bajo, en las PNDC del agente de análisis o del mercado, significa un comportamiento racional y estratégico. La tabla 6, muestra un aparte de cómo XM entrega la información. En esta matriz se tiene un detalle fundamental para la simulación como lo es conocer el tipo de despacho (si la planta es despachada o no centralmente), lo que permite revisar para cada hora la capacidad remanente (KW disponibles pero no generados) para las PNDC del agente de análisis y del mercado si se quiere. De esta manera, se puede determinar si esa capacidad remanente no generada, hubiese sido suficiente para cubrir la oferta del último agente flexible que determino el precio de bolsa.

**Tabla 6. Capacidad Efectiva Neta – Matriz de datos 2013**

Capacidad Efectiva Neta (kW) 2013						
Fecha	Recurso	Código Agente	Tipo de Generación	Combustible por defecto	Tipo de Despacho	Capacidad Efectiva Neta kW
2013-01-01	CENTRAL CASTILLA 1	EPSG	COGENERADOR	BAGAZO	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	1,000.00
2013-01-01	CHARQUITO	ENDG	HIDRAULICA	AGUA	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	19,400.00
2013-01-01	CHIVOR	CHVG	HIDRAULICA	AGUA	DESPACHADO CENTRALMENTE	1,000,000.00
2013-01-01	CIMARRON	TMRG	TERMICA	GAS	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	19,900.00
2013-01-01	GUAJIRA 2	GECG	TERMICA	CARBON	DESPACHADO CENTRALMENTE	151,000.00
2013-01-01	GUANAQUITAS	LCSG	HIDRAULICA	AGUA	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	9,500.00
2013-01-01	GUATAPE	EPMG	HIDRAULICA	AGUA	DESPACHADO CENTRALMENTE	560,000.00

Fuente: Datos XM (2013)

- Precio de Oferta: La matriz de precios de ofertas por generador está dada para cada día, pero no es horaria. En el mercado Colombiano los agentes ofertan un precio único para las 24 horas del día siguiente al que están optando generar. Ello con el ánimo de minimizar precisamente los comportamientos estratégicos.

El precio de Oferta Ideal que vemos en la tabla 7, representa el precio de la energía de un recurso de generación para cada una de las 24 horas de un día, difiriendo del precio de oferta de despacho en que incluye el CERE<sup>8</sup> en lugar del CEE<sup>9</sup>. El que se usará en la simulación es el Precio de Oferta de Despacho, que es el precio de la energía de un recurso de generación despachado centralmente por los agentes e incluye como se mencionó el CEE.

**Tabla 7. Precio de Oferta - Matriz de datos 2013**

Precio de Oferta (\$/kWh) 2013					
Fecha	Recurso	Código Agente	Precio de Oferta Ideal \$/kWh	Precio de Oferta de Despacho \$/kWh	Precio de Oferta Declarado \$/kWh
2013-01-01	ALBAN	EPSP	170.38	170.00	170.00
2013-01-01	BARRANQUILLA 3	GECG	735.46	735.08	735.08
2013-01-01	BARRANQUILLA 4	GECG	736.70	736.32	736.32
2013-01-01	BETANIA	ENDG	240.38	240.00	240.00
2013-01-01	CALIMA	EPSP	250.38	250.00	250.00
2013-01-01	CARTAGENA 1	ENDG	780.38	780.00	780.00
2013-01-01	CARTAGENA 2	ENDG	840.38	840.00	840.00
2013-01-01	CARTAGENA 3	ENDG	810.38	810.00	810.00
2013-01-01	CHIVOR	CHVG	220.38	220.00	220.00
2013-01-01	FLORES 1	TMFG	204.28	203.90	203.90
2013-01-01	FLORES 4B	TMFG	319.15	318.77	318.77

**Fuente:** Datos XM (2013)

<sup>8</sup> CERE: Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Capacidad Real".

<sup>9</sup> CEE: Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad".

- Precio de Bolsa: En condiciones normales de operación, corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad<sup>10</sup>. El tema de la inflexibilidad es importante mencionarlo, ya que por restricciones de las redes o por razones geográficas entre otras, dichas plantas deben generar, y si bien su oferta cubre parte de la demanda, no entran en el juego de la definición del precio de bolsa.

**Tabla 8. Precio Bolsa Nacional - Matriz de datos 2013**

Precio Bolsa Nacional (\$/kWh) 2013									
Fecha	0	1	2	3	4	5	6	7	8
2013-01-01	168.39	168.39	170.55	150.55	147.02	145.05	145.05	145.05	145.05
2013-01-02	166.71	166.71	166.71	166.71	166.71	196.01	169.01	169.01	172.01
2013-01-03	168.40	166.10	166.10	166.10	166.10	168.40	168.40	185.40	185.40
2013-01-04	182.75	180.25	180.25	180.25	180.25	182.75	182.75	182.75	190.25
2013-01-05	175.60	175.60	175.24	175.24	175.36	175.36	175.24	175.60	175.60
2013-01-06	175.22	175.22	175.22	163.06	163.06	163.06	163.06	176.72	175.22
2013-01-07	176.20	176.20	169.40	169.40	169.40	169.40	162.51	169.40	176.20
2013-01-08	162.79	160.68	120.68	162.79	160.68	162.79	162.79	169.68	176.48
2013-01-09	40.42	40.42	40.42	40.42	73.92	125.42	123.92	185.92	188.12
2013-01-10	177.79	173.89	173.89	173.89	173.89	177.79	177.79	177.79	177.89
2013-01-11	176.40	176.40	176.40	176.40	176.40	176.40	176.40	182.40	182.40
2013-01-12	182.96	182.96	182.96	182.96	182.96	182.96	182.96	182.96	183.26
2013-01-13	187.25	187.25	187.25	187.25	187.25	187.25	186.65	92.15	186.65
2013-01-14	182.48	182.48	182.48	182.48	182.48	182.48	184.48	197.28	185.48
2013-01-15	183.60	183.60	183.60	183.60	183.60	183.60	192.40	192.40	198.20

**Fuente:** Datos XM (2013)

El Precio de Bolsa es único para el sistema interconectado en cada periodo horario y como se explicó en el estado del arte se va definiendo por mérito en las ofertas de menor a mayor precio ofertado. Este precio es el que determina el corte de los agentes que se incluyen en la atención de la demanda. Recordemos que para las plantas NDC el precio de oferta se asume en la base como cero pero su nivel de generación afecta directamente la definición del precio de bolsa. A menor oferta desde las NDC, se deben incluir más oferentes DC con posibles mayores precios, aumentando finalmente el precio de bolsa.

<sup>10</sup> Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta sea superior al costo marginal del sistema”.

- Demanda Comercial: Esta matriz relaciona el valor de la demanda real de los comercializadores, incluyendo las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local y las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional. Es una información que se entrega para cada hora y es finalmente esta demanda la que determina el corte de los agentes que se incluyen en el despacho para la definición del precio en bolsa. Es una variable fundamental y a partir de la cobertura de esta demanda, es que se presume que los agente juegan combinando sus ofertas con plantas NDC y DC, y logran en ciertos escenarios más favorables maximizar sus ingresos.

En esta matriz en particular se entrega el detalle de la demanda por agente comercializador y la presencia que tienen por tipo de mercado, como vemos en la tabla 9. Sin embargo, esta información no es relevante para el análisis, ya que como se ha venido explicando la óptica que nos interesa parte de los agentes generadores que le inyectan energía al sistema. Por lo tanto, lo que se busca aquí es extraer el valor total de los KW por hora por día, demandados al SIN.

**Tabla 9. Demanda Comercial - Matriz de datos 2013**

Demanda comercial por comercializador (kWh) 2013								
Fecha	Codigo	Mercado	18	19	20	21	22	23
Comercializador								
2013-01-01	ASCC	NO REGULADO	116.11	122.66	126.11	130.46	135.17	137.17
2013-01-01	ASCC	REGULADO	2012.14	2064.92	2023.84	2040.18	2015.09	2018.2
2013-01-01	CASC	NO REGULADO	4383.48	4377.72	4346.04	4337.71	4312.49	4286.68
2013-01-01	CASC	REGULADO	42049.07	45078.89	43189.61	39714.77	35904.47	32641.14
2013-01-01	CCOC	NO REGULADO	190180.18	185539.27	182847.6	180606.4	176143.12	172843.77
2013-01-01	CDNC	NO REGULADO	1535.84	1372.65	1581.64	1528.26	1421.77	1344.54
2013-01-01	CDNC	REGULADO	99490.75	112455.92	98672.73	79100.99	63688.67	50136.94
2013-01-01	CDSC	NO REGULADO	54254.51	54394.74	54318.02	54682.29	54512.54	54401.66
2013-01-01	CDSC	REGULADO	868943.95	959807.27	925087.85	832309.53	698850.58	582092.48
2013-01-01	CEOC	NO REGULADO	3498.79	3477.49	3394.15	3353.4	3316.52	3271.39
2013-01-01	CEOC	REGULADO	81631.01	94588.62	83939.85	70985.05	55167.6	43975.97
2013-01-01	CESC	NO REGULADO	698.29	695.18	681.95	687.57	672.1	671.85
2013-01-01	CETC	NO REGULADO	5233.41	5372.64	5160.38	5074.78	4835.7	4621.23
2013-01-01	CETC	REGULADO	17524.21	20036.04	19614.48	18424.02	15701.25	12606.31

**Fuente:** Datos XM (2013)

- **Generación Real:** Finalmente tenemos la matriz de generación que resulta del cruce que hace XM de las variables anteriormente descritas. Recordemos que con la Disponibilidad Declarada de las PDC y el Precio de Oferta se establece el Despacho Ideal por merito de precio. Luego, de acuerdo a la Demanda Nacional horaria se seleccionan los agentes que deben Generar determinándose así el Precio de Bolsa. La Generación Real es una matriz que entrega el desglose por cada agente, por cada recurso, así como el tipo de despacho, PDC o PNDC. También relaciona la tecnología de Generación (Hidráulica, Térmica, Eólica, etc.), con su respectivo combustible, permitiendo caracterizar con mayor detalle el perfil de cada agente y del mercado en general.

**Tabla 10. Generación - Matriz de datos 2013**

Generación (kWh) 2013									
Fecha	Recurso	Tipo	Combustible	Código	Tipo Despacho	0	1	2	3
Generación					Agente				
2013-01-01	AGUA FRESCA	HIDRAULICA	AGUA	ADCG	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	5,908.00	5,909.00	5,978.00	6,002.00
2013-01-01	EL MORRO 1	TERMICA	GAS	TMRG	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	20,255.15	20,270.65	20,529.01	18,194.86
2013-01-01	GUAJIRA 2	TERMICA	CARBON	GECG	DESPACHADO CENTRALMENTE	44,880.00			
2013-01-01	GUANAQUITAS	HIDRAULICA	AGUA	LCSG	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	4,944.00	4,912.00	4,896.00	4,928.00
2013-01-01	GUATAPE	HIDRAULICA	AGUA	EPMG	DESPACHADO CENTRALMENTE	559,969.00	559,203.00	559,383.00	559,419.00
2013-01-01	INGENIO RIOPAILA 1	COGENERADOR	BAGAZO	EPSG	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	2,885.70	2,878.95	2,553.30	3,189.00
2013-01-01	JEPIRACHI 1 - 15	EOLICA	VIENTO	EPMG	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	6,655.37	4,748.02	5,742.92	4,310.46
2013-01-01	JULIO BRAVO	HIDRAULICA	AGUA	CDNG	NO DESPACHADO CENTRALMENTE	1,062.00	1,071.00	1,021.00	1,041.00

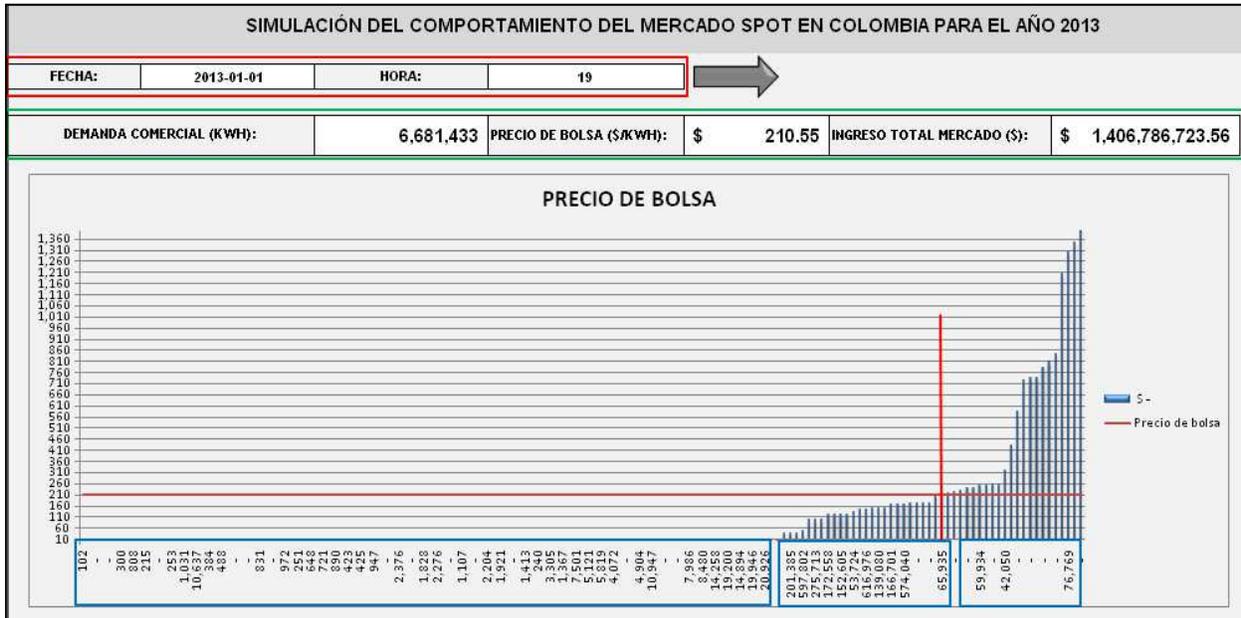
**Fuente:** Datos XM (2013)

#### 4. Resultados

A partir de todas las matrices expuestas y los datos en general obtenidos del portal Business Intelligence de XM, se construye un simulador (Macro en Excel) donde se puede analizar hora a hora el comportamiento del mercado y la Generación de las plantas NDC, que es lo que nos interesa en particular.

En el gráfico 3, podemos ver la interfaz desarrollada, donde el usuario selecciona de un menú desplegable la fecha y hora (ver recuadros rojos), sobre las cuales desea simular el comportamiento del mercado. La interface automáticamente calcula cual fue la Demanda Comercial, el Precio de Bolsa liquidado para ese día y hora, así como el Ingreso de todos los agentes (ver recuadro verde).

**Gráfico 3. Simulación determinación Precio de Bolsa**

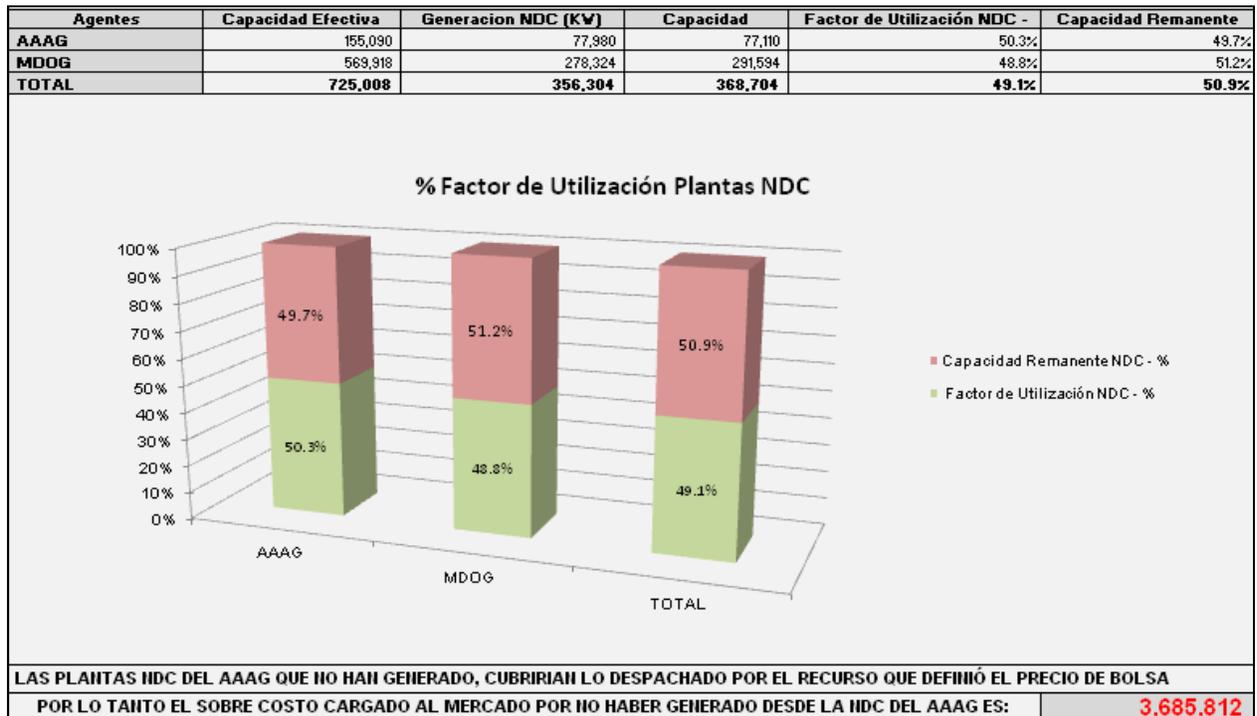


**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

También de manera automática se grafican las ofertas por mérito en orden ascendente, acotando tanto el precio de bolsa como la demanda comercial. En el “eje x” tenemos los KW generados por los agentes divididos en tres bloques (ver recuadros azules). El primer bloque son los KW generados por las PNDC, razón por la cual su precio está en la base cero del “eje y”, que corresponde a los precios. El segundo bloque son los KW generados por las PDC que ofertaron y que por mérito fueron seleccionadas para el despacho. El tercer bloque son las unidades inflexibles que generaron para esta hora a pesar de que su precio de oferta fue superior al costo marginal del sistema. Se tiene entonces una recreación de las variables que terminan decretando para un punto en particular la definición del precio.

Lo que se pretende es llegar al detalle de cómo se comporta el agente de análisis (AAAG) con sus centrales menores, por lo tanto se automatiza también dentro de la misma interfaz, el nivel de Generación de los recursos PNDC y se comparan con respecto al comportamiento del mercado.

**Gráfico 4. Capacidad Remanente Plantas NDC**



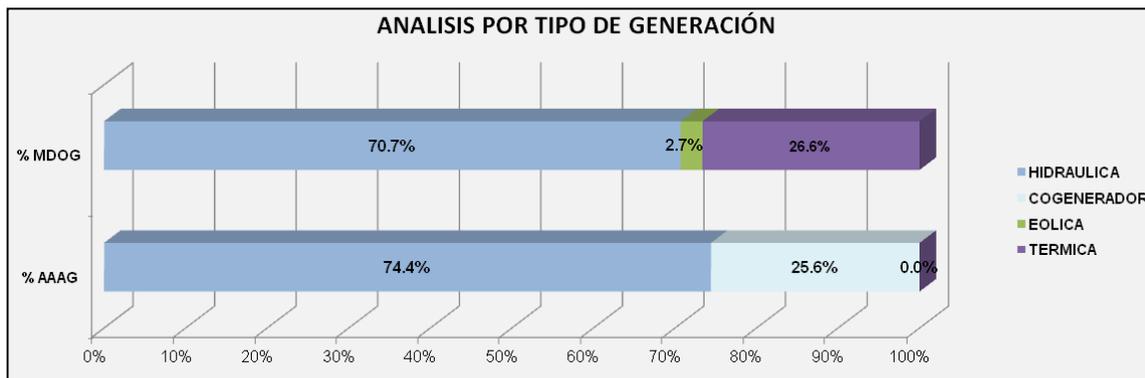
**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

En el gráfico 4, se puede visualizar el cuadro resumen que entrega el simulador, identificándose la Capacidad Efectiva Neta (KW) para ese día y hora, para AAAG y MDOG, monitoreando así el potencial de generación disponible. Luego se desglosan los KW Generados por las PNDC de ambos bloques y finalmente al cruzar los datos se tiene el Factor de Utilización (barras inferiores verdes) o visto de otra manera, la Capacidad Remanente (barras superiores rojas), es decir, lo que dejan de generar las plantas menores para el mercado spot.

La Capacidad Remanente, representa la cantidad de KW que por decisión propia (ya que fue declarada Capacidad Efectiva Neta) el agente y el mercado, en general, no deciden generar para el mercado Spot desde algunos recursos NDC. Son entonces,

estos KW remanentes sin generar, los que podrían para determinada hora, cubrir la oferta del último recurso del agente que definió el precio de bolsa. Si así fuere, dicho recurso no sería despachado, la demanda podría cubrirse gracias al aporte de las PNDC y lo más importante el precio que define el marginal del sistema estaría en un escalón inferior. Sin embargo, como en la realidad hay una gran Capacidad Remanente, se habla entonces de un sobre costo que se revierte al mercado por no tener un Factor de Utilización alto de las PNDC. Visto de otra manera, se conjugan los factores para un posible comportamiento estratégico que permita subir el precio de bolsa y liquidar todos los agentes despachados a un precio mayor aumentando sus ingresos.

**Gráfico 5. Tipo de Generación Real vs. Capacidades Remanentes**



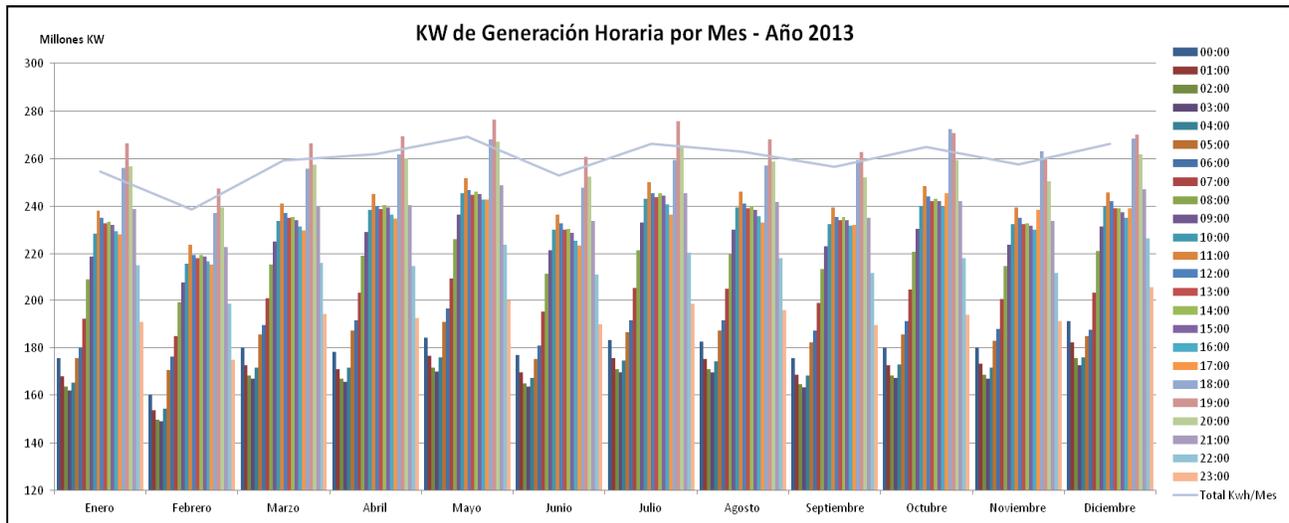
**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

Dentro del alcance de la caracterización de los resultados se incluye el nivel de Generación por fuente del recurso para establecer cuáles son las tecnologías menos utilizadas, con las que eventualmente toman las decisiones estratégicas. En el gráfico 5, vemos que fundamentalmente el portafolio para AAAG se soporta en fuentes Hidráulicas y de Cogeneración mientras el MDOG en general se apoya en recursos Hidráulicos, Térmicos y con algo de participación Eólica y Cogeneración.

Antes de explicar los resultados del juego para una hora en particular, es importante tener un panorama global de los volúmenes de Generación, los Precios de Bolsa mensualmente y su correlación con las condiciones climáticas a lo largo del año.

El nivel real de Generación Real para cubrir la Demanda del mercado en el año 2013, puede verse en el gráfico 6. Allí se tiene el comportamiento horario por mes, en cuya curva de tendencia a escala que totaliza el consumo, se identifica que los meses de mayor demanda fueron Mayo, Julio y Diciembre.

**Gráfico 6. Generación Horaria por Mes - 2013**



**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2013)

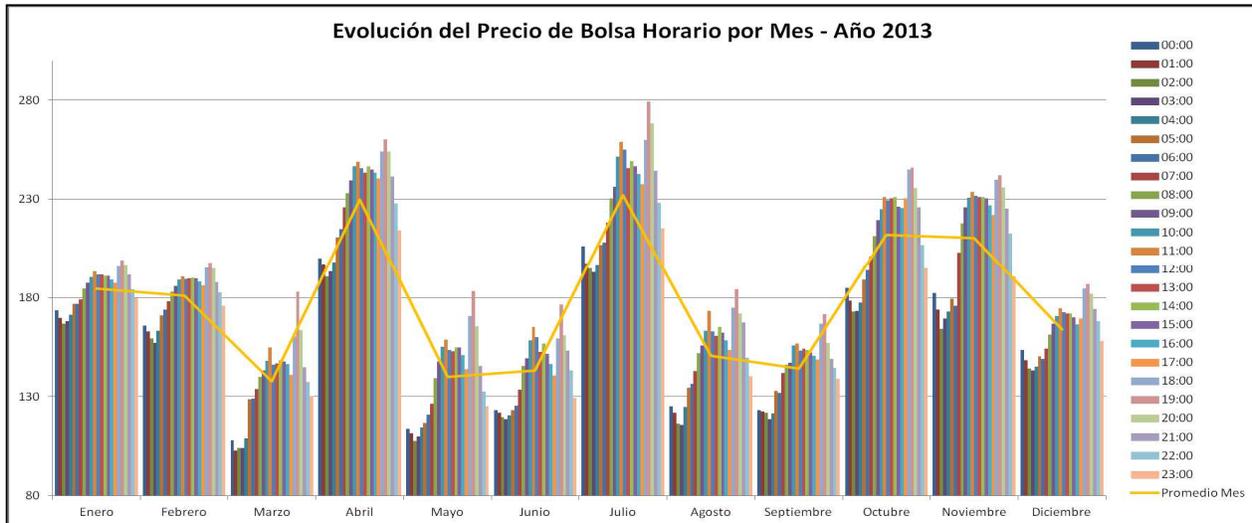
Con respecto a las horas de análisis, se tiene que para todos los meses del año a excepción de Octubre y Noviembre, las 19:00h es la franja que acumula la máxima demanda de KWH, pesando un 5.50% de las 24 horas del día. Por tal razón, se considera entonces esa hora, para explicar en detalle cómo se interpretan los resultados que arroja la simulación. Recordemos que serían  $(24\text{h/día} \times 365\text{días/año} = 8760 \text{ h/año})$  8760 simulaciones y resultados que pueden ejecutarse.

Históricamente hay dos rangos horarios que concentran los picos de demanda y que también se presentaron en el año 2013, que van de 9:00 am a 12:00 m y de 18:00 a 21:00. Estos se explican principalmente por los ciclos diarios de consumo energéticos de la industria y los hogares colombianos.

Por otro lado los valles de consumo se concentran en las horas de la madrugada, siendo las 3:00 am la hora que durante todos los meses del año presenta el menor promedio de consumo en KW.

Con respecto a la evolución del Precio de Bolsa, podemos ver en el gráfico 7, que para el 2013 los meses de tarifas más altas en promedio por hora fueron Abril, Julio, Octubre y Noviembre. Como era de esperarse, la franja horaria de mayor demanda, las 19:00 horas, es también la más costosa, siendo julio el mes con el precio de bolsa promedio más alto, 279.3\$/KWH.

**Gráfico 7. Evolución del Precio de Bolsa - 2013**



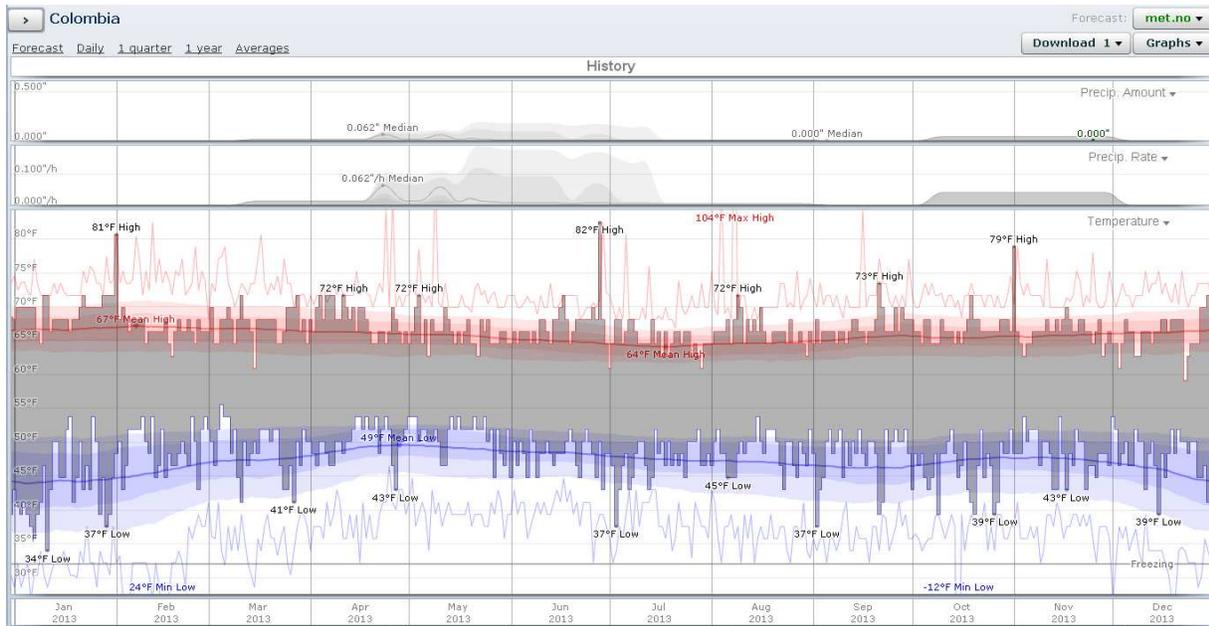
**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2013)

Como lo registra en sus estadísticas el National Climatic Data Center del National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) el año 2013 junto con el 2003 hacen parte de los 4 años más calurosos a nivel global desde 1880, año en que comenzaron los registros<sup>11</sup>. Las precipitaciones por su parte, según explican, a pesar de las grandes variaciones entre regiones, se mantuvieron a nivel global dentro de los promedios normales.

En Colombia en particular, como vemos en el gráfico 8, para el año 2013 se tuvo una ola de altas temperaturas, el primer y el tercer trimestre. A pesar de esto, no se tuvieron registros de la presencia de un fenómeno del Niño de manera severa en nuestro país.

<sup>11</sup> <http://www.ncdc.noaa.gov/sotc/global/2013/13>

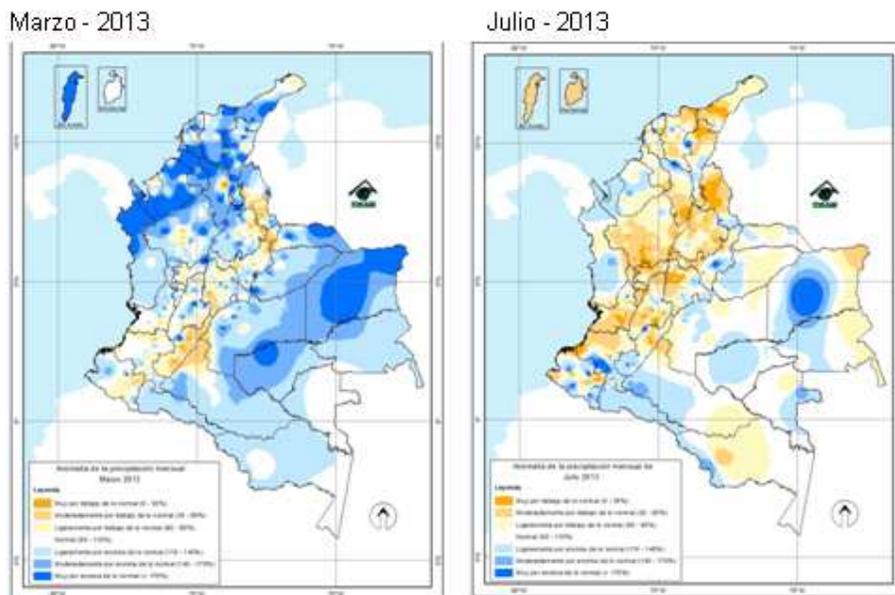
## Grafico 8. Condiciones Climáticas – Precipitaciones y Temperaturas 2013



**Fuente:** <http://weatherspark.com/#!graphs;a=Colombia> (2013)

En relación a las precipitaciones que se presentaron en Colombia, tuvimos valores mínimos en Marzo y Máximos en Julio, como podemos ver en la Ilustración 4. Estos dos extremos, tienen correlación con precios de Bolsa bajos para marzo y altos para Julio.

### Ilustración 4. Precipitaciones en Colombia en 2013– Mínimos y Máximos



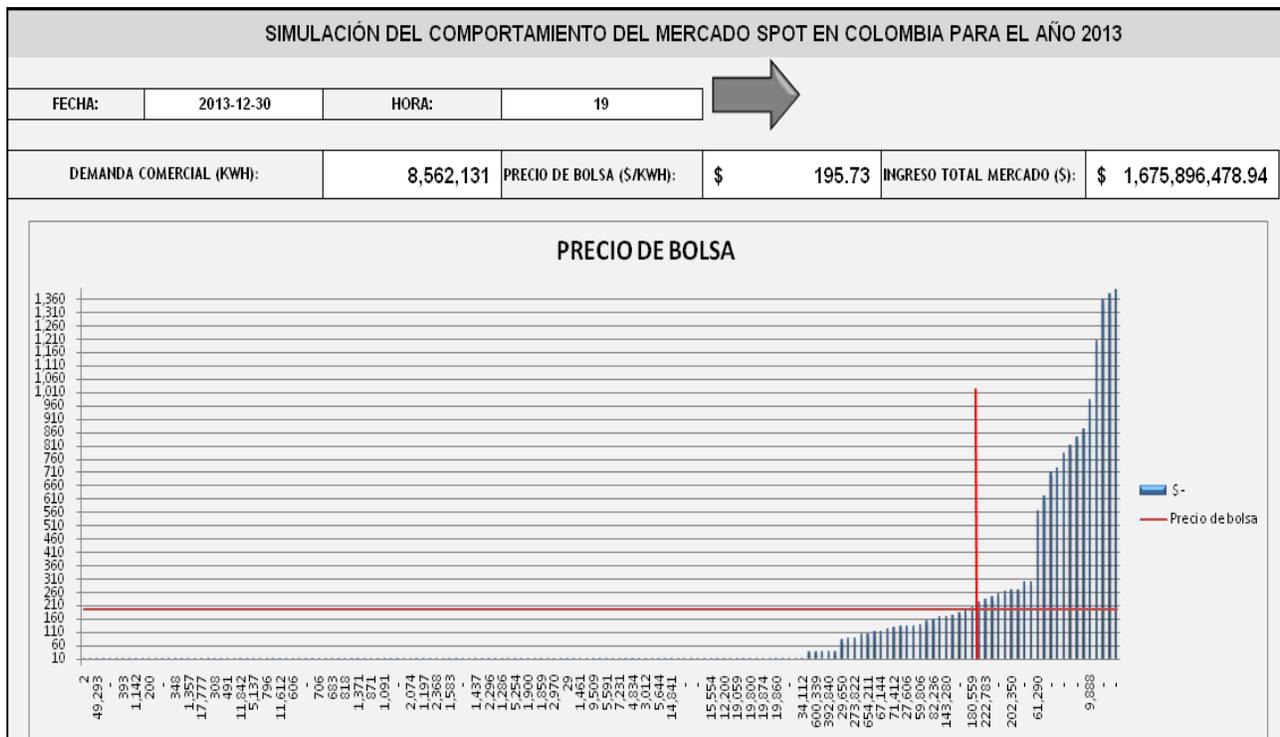
**Fuente:** <http://institucional.ideam.gov.co/jsp/1497>

Luego de revisar de manera global el comportamiento de las variables fundamentales del análisis (Precios y Cantidades) y sus tendencias a lo largo del año 2013; se ha seleccionado el día **30.12.2013** y la hora **19:00** como punto de muestra para correr el simulador y mostrar los resultados en detalle.

Como se expuso el simulador entrega toda la información de manera automática, solo debe digitarse el día y la hora que se quiera analizar. Veamos entonces los resultados para este nodo en particular del 2013.

En el gráfico 9, tenemos que el nivel de Demanda Comercial fué de **8.562.131 KW** para esa hora, es decir eso tuvo que generarse por los agentes del mercado seleccionados en el Despacho Central + las plantas menores para atender el nivel de consumo. Dichos agentes de acuerdo a los precios de oferta de sus PDC, fueron seleccionados por mérito, y una vez, cubierta la demanda incluyendo la generación desde PNDC, determinaron un Precio de Bolsa de **195.73 \$/KWH**.

**Gráfico 9. Simulación del Mercado Spot el 2013.12.30 a las 19:00H**

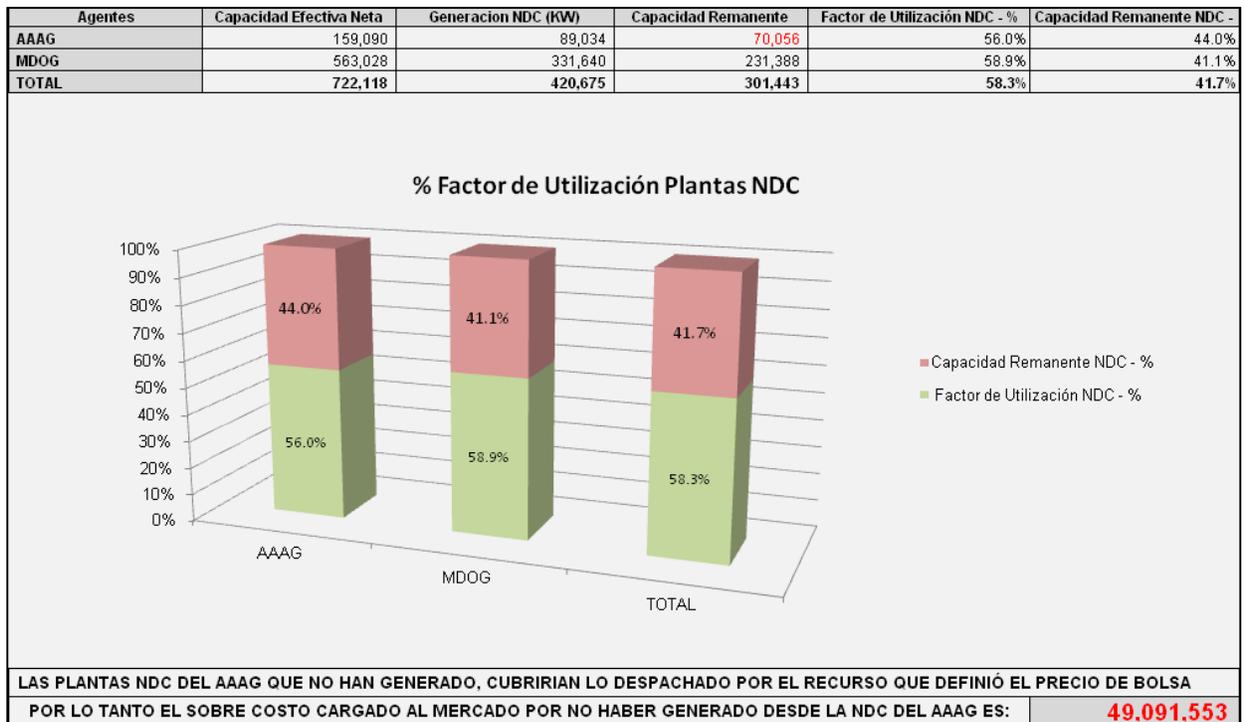


**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

Para este nivel de demanda y el precio de bolsa asignado, la liquidación del Ingreso Total para los agentes del mercado que participaron el día 30.12.2013 a las 19:00h fué de **\$1.675.896.478**.

Si revisamos el detalle del comportamiento de las plantas menores para AAAG y MDOG, tenemos en el grafico 10, que el Factor de Utilización con respecto a la Capacidad Efectiva Neta de nuestro agente de análisis es de 56% mientras que el del resto de los agentes del mercado es de 58.9%; y juntando ambas generaciones de NDC llegamos a un factor del 58.3%.

**Gráfico 10. Capacidad Remanente Plantas NDC - 2013.12.30 /19:00H**



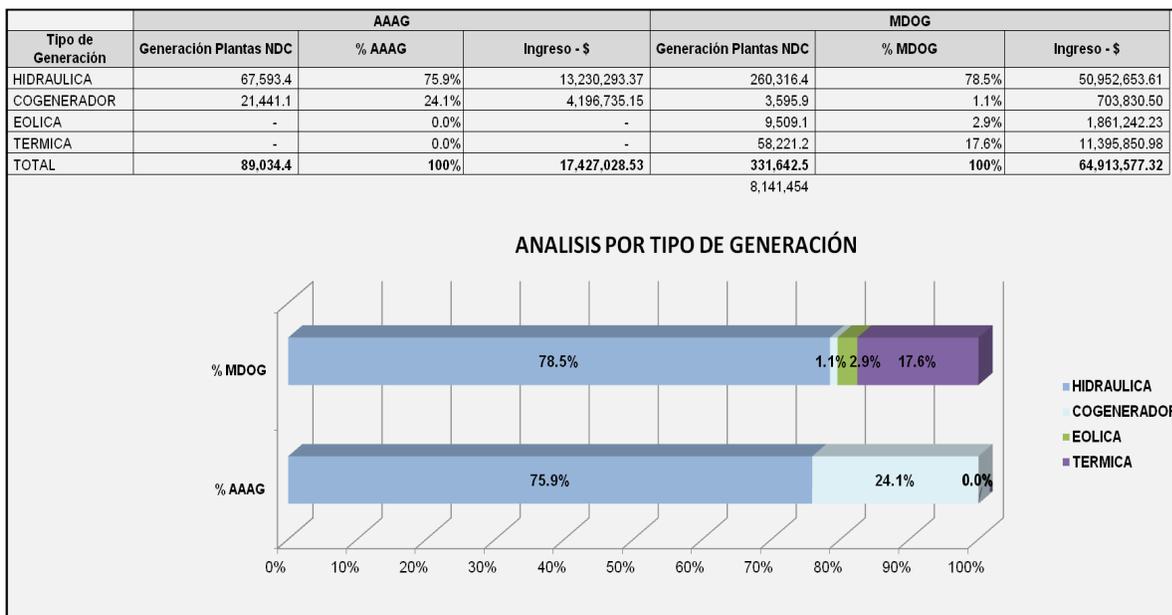
**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

Como se explicó en la metodología, el planteamiento de análisis, establece que la Generación Remanente de las PNDC (entendida como aquella que no se inyecta al mercado Spot por utilizarla a otro mercado o no producirla) obedece a una decisión propia del agente y perfectamente avalada por la legislación actual.

Vemos en el gráfico10, que para este punto de estudio particular, AAAG no generó 70.056 KW, obligando al Sistema Nacional de Despacho a incluir un agente adicional que cubriera la demanda del sistema, pero aumentando el precio de bolsa. Esto hizo que el mercado en general tuviera un sobrecosto de \$49.091.553 para esa hora.

Los 331.640 KW generados desde plantas menores y entregados al Mercado Spot por el grupo de agentes del MDOG, nos hablan de un factor de utilización del 58.9%, dejando por fuera de este mercado 231.388 KW. Como vemos en el gráfico 11, la distribución por tecnología de generación de las PNDC de MDOG, fue de 260.314 KW (78.5%) Hidráulica, 3.595 KW (1.1%) Cogeneración, 9509 KW (2.9%) Eólica y 58.221 KW (17.6%) Térmica.

**Gráfico 11. Tipo de Generación Real vs. Capacidades Remanentes**



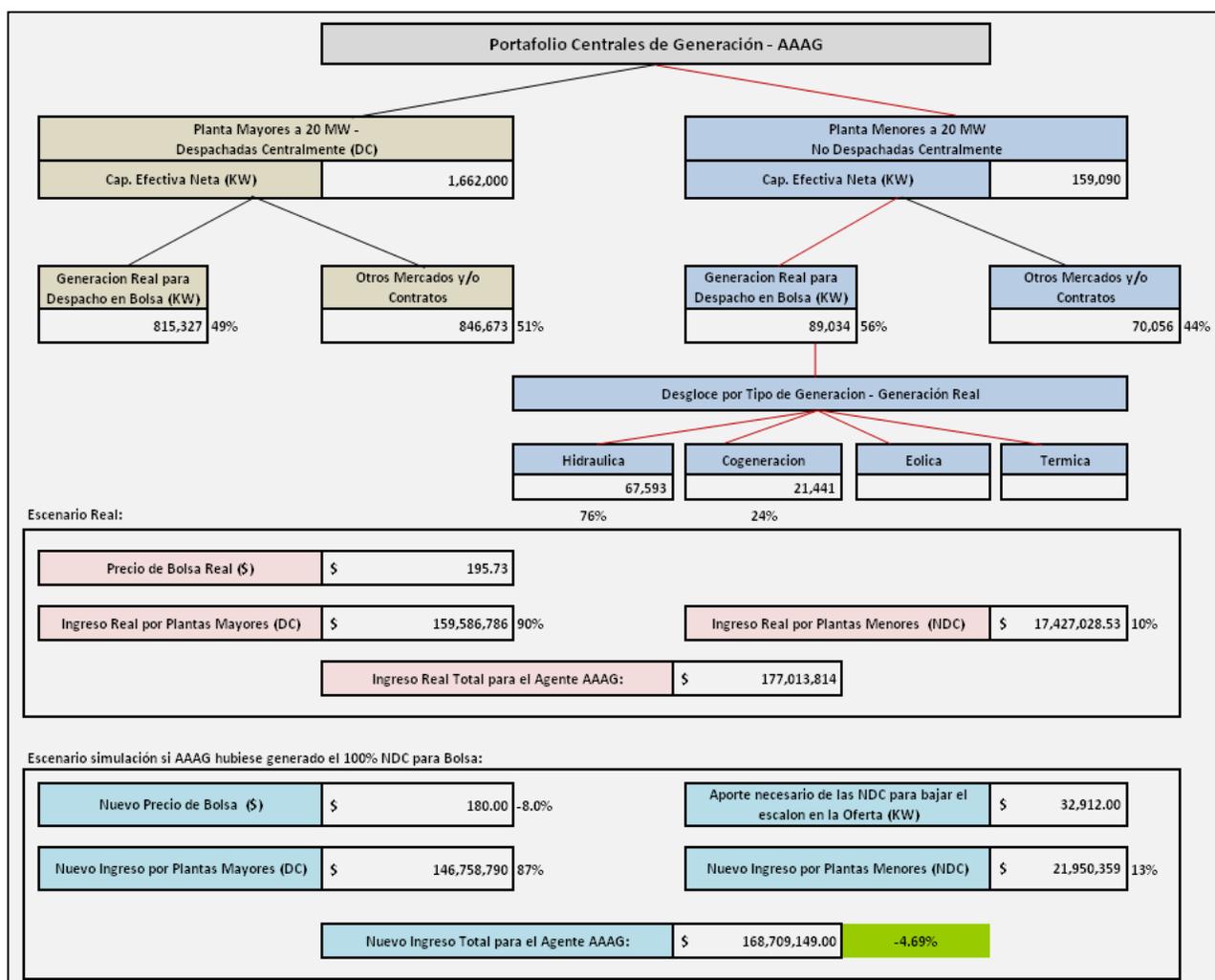
**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

Los 89.034 KW generados desde plantas menores y entregados al Mercado Spot por el agente AAAG, representan un factor de utilización de sus recursos menores del 56%, dejando por fuera de este mercado 70.056 KW. Su distribución por tecnología de generación en plantas menores (ver gráfico 11) fue de 67.593 KW de fuente Hidráulica (76%) y de 21.441 KW (24%) para Cogeneración. Recordemos que este agente no tiene fuentes Eólica o Térmicas menores en su portafolio.

A partir del árbol de decisiones encontramos que el Agente AAAG tuvo una motivación a retener cierto nivel de Generación de sus PNDC, para jalonar el Precio de Bolsa hacia arriba y evidentemente aumentar los Ingresos de sus plantas centrales despachadas tanto Mayores como Menores.

En la Ilustración 5, vemos el árbol de decisiones detallado del agente objeto de estudio y como se comportó de acuerdo a su portafolio.

**Ilustración 5. Árbol de decisiones para 2013.12.30 /19:00H – Agente de Análisis**



**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

El agente AAAG, tuvo para el 30.12.2013 – 19:00, una Capacidad Efectiva Neta de 1.662.000 KW en PDC y de 159.090 KW en PNDC. La Generación real estuvo en 815.327 KW para PDC y 89.034 para PNDC.

Con este escenario real, el agente AAAG tuvo un Ingreso total de \$177.013.814, un 90% proveniente de PDC (\$159.586.785) y el restante por PNDC (\$14.27.028).

El precio de Bolsa de 195.73 \$/KWH fue definido por un recurso centralmente despachado, que aportó 32.915 KW al sistema, para terminar de cubrir la demanda. Dicha cantidad era posible cubrirla con la capacidad remanente, que fue de 70.055 KW de las PNDC del agente AAAG; existiendo la posibilidad de bajar el precio de bolsa al escalón inferior que era de 180\$/KW.

Si liquidáramos nuevamente el mercado, aumentando en 32.915 KW el nivel de generación PNDC de AAAG, el nuevo escenario de Ingresos totales para este agente sería de \$168.709.149, bajando en -4.69% el monto total recibido vs. el escenario real.

Esto básicamente se debe a que en el escenario real, el mayor precio de bolsa en este contexto se debe al menor factor de utilización de las PNDC. Esto impacta el Ingreso del agente, principalmente en sus plantas mayores a 20MW, pasando de \$159.586.786 a \$146.758.789.

Podría decirse entonces que este jugador, tuvo las herramientas necesarias para comportarse estratégicamente, estimando el nivel de generación adecuado que aumentaba sus ingresos y disminuyendo el factor de utilización de sus recursos sin percibir menos ingresos por ello.

De esta manera y bajo el espectro de análisis expuesto a lo largo de la tesis, tanto el Agente AAAG como los demás agentes del mercado se benefician a partir de un mayor ingreso a través de sus plantas despachadas sean mayores o menores. El alcance del análisis no incluye los costos asociados a la operación como tal de las plantas o al costo de oportunidad de dejarlas de operar.

**Tabla 11. Balance de Capacidades de todo el sistema - 2013**

Capacidades Totales Anuales 2013 (KW)	Plantas Menores	Plantas Mayores	TOTAL
Capacidad Efectiva Neta	6,581,008,800	120,140,472,000	126,721,480,800
Generación Real	3,522,013,746	58,674,573,674	62,196,587,420
Capacidad Remanente	3,058,995,054	61,465,898,326	64,524,893,380
	46%	51%	51%

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2013)

El comportamiento estudiado para dicha hora en particular es el reflejo de lo que sucede en términos generales a lo largo del año. En la tabla 11, vemos que el total de KW no Generados para el Mercado Spot desde Centrales menores, representó un 46% de Capacidad Remanente.

Los resultados muestran (ver resumen en tabla 12) que para esta hora de estudio y 922 horas más del año 2013, el agente AAAG con sus plantas menores, al retener parte de su generación pudo haber cubierto la oferta del último recurso que definió el precio de bolsa de esas 923 horas. Esto representaría el 10.54% de las horas totales liquidadas al año, con un nivel de “sobrecostos” para los consumidores finales de \$21.034.612.335.

**Tabla 12. Cantidades de horas susceptibles de Comportamiento Estratégico**

Plantas NDC	Cantidad Horas que hubiese cubierto	% de Cobertura	Potencial de disminución de Sobrecosto	% Sobre el Ingreso Anual
AAAG	923	10.54%	\$ 21,034,612,335.00	0.19%
MDOG	2,858	32.63%	\$ 67,813,383,887.00	0.60%
AAAG + MDOG	3,377	38.55%	\$ 81,919,688,599.00	0.73%
Total Horas Año	8,760	100.00%		

**Fuente:** Elaboración propia - Datos XM (2013)

Recordemos que el resto del mercado también posee plantas menores, y estas en el año 2013 tuvieron un bajo factor de utilización; lo que derivó en precios de bolsa más altos que en 2858 horas (32.63%) hubiesen podido haber disminuido.

Por otro lado, si lo miramos sumando las Capacidades Remanentes de las PNDC de AAAG + MDOG, ambas hubiesen podido cubrir la oferta del último agente que define el precio en 3377 horas del año, es decir un 38.55% de las 8760 horas /año.

Si tomamos en cuenta que la Generación Total anual fue de 64.524.893.380 KW (7.365.856 KW promedio por hora) y el Precio Promedio Ponderado de Bolsa fue de 180.5\$/KW, calculamos que el Ingreso Total de Mercado Spot para el año 2013 fue del orden de los \$ 11.2 billones. Para semejante tamaño de Ingresos Totales, los costos adicionales que tuvieron lugar por comportamientos estratégicos en el tema de las plantas menores tanto AAAG como MDOG, pesan tan solo el 0.73%.

Aunque parecen marginales para el mercado en conjunto, el potencial de ahorro hubiese sido de \$81.919.688.599, disminuyendo el Precio Promedio de Bolsa a 172.8 \$/KW.

## **5. Conclusiones y Recomendaciones**

Desde la perspectiva de la Teoría de Juegos el presente trabajo ofrece una caracterización del comportamiento de los agentes generadores del Mercado de Energía Mayorista colombiano, fundamentalmente a partir de la Plantas Menores a 20 MW que tienen en sus portafolios.

La tendencia de crecimiento que dichas plantas menores han tenido en los últimos años en nuestro medio, es una realidad que no se puede ignorar más allá de que aún su participación no supere el 6% del total de la Capacidad Instalada de todo el sistema.

A pesar de ello, esa minoritaria participación tiene el potencial hoy por hoy de aumentar solo por comportamientos estratégicos un 0.73% el Ingreso total que perciben los agentes generadores; que para el año 2013 osciló alrededor de 11.2 billones.

Teniendo en cuenta que globalmente la presión sobre el uso de fuentes renovables y de menor impacto ambiental es cada vez mayor, el panorama en el mediano plazo sugiere una mayor presencia de centrales menores en el mercado spot. Estas bajo la legislación actual, y como se comprobó en el árbol de decisiones para el agente de análisis, tienen la posibilidad de impactar al alza el precio spot y beneficiarse con el ingreso de todo lo que efectivamente si despachan a través de la Bolsa.

Es importante para el ente regulador, revisar como se está dando la dinámica de los agentes que interactúan de manera repetida cada hora, y como esta propicia las posibilidades para realizar comportamientos estratégicos y así alcanzar precios más altos. Dentro de los nuevos modelos que han surgido en los últimos años para evaluar la toma de decisiones y el poder de mercado en el sector eléctrico, aparece la Teoría de Juegos, que podría entregar una visión acerca del comportamiento racional de los distintos agentes del sistema.

Cabe resaltar, que esta es una aproximación basada en datos reales de los comportamientos estratégicos de los agentes desde la Teoría de Juegos, pero que no incluye algunas variables dada la complejidad del mercado. Temas como las conexiones internacionales, los mercados complementarios, los contratos de largo plazo, entre otros, han quedado al margen del análisis, dándose un alcance exclusivo al Mercado Spot de corto plazo.

También es menester que se revise la regulación que legisla las plantas menores, porque si bien hay en ella un incentivo que promueve beneficios ambientales y técnicos de este tipo de tecnologías; desde el punto de vista económico genera ciertos vacíos que están siendo aprovechados por los agentes que racionalmente juegan con sus portafolios y maximizan sus ingresos en detrimento de la competitividad de los usuarios finales.

## 6. Bibliografía

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ALCOGEN). Consultado el 10 de diciembre de 2013. Disponible en: [www.acolgen.org.co/jornadas3/expansion2012.pdf](http://www.acolgen.org.co/jornadas3/expansion2012.pdf)

Barrera, F. y García A. (2010). “Desempeño del mercado eléctrico colombiano en épocas del niño: lecciones del 2009-10”. Informe para la asociación Colombiana de generadores de Energía eléctrica –ALCOGEN-. Noviembre de 2010, p. 152.

Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak (2002) “Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market”. American Economic Review, Vol. 92, Issue 5, p. 1376-1405.

Bushnell, J., C. R. Knittel y F. Wolak, (1999) “Estimating the Opportunities for Market Power Deregulated Wisconsin Electricity Market”. Disponible en: <http://www.econ.ucdavis.edu/faculty/knittel/capitulos/Wisc.pdf>

Cano, C. y Maya E. (2008). “Plantas no Despachadas centralmente en Colombia. Análisis y recomendaciones de cambio al esquema actual”. Monografía, Especialistas en Organización Industrial –EAFIT-. Noviembre de 2008.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2011). Consultado 10 de enero de 2014. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/html/resoluciones>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2010). “Medidas para la Promoción de la Competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad”. Documento CREG-118, octubre.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2006). Resolución 086. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2005). Resolución 024. Bogotá.

Comisión de Regulación De Energía y Gas (CREG) (1994). Resolución 054. Bogotá.

Comisión de Regulación De Energía y Gas (CREG) (1995). Resolución 024. Bogotá.

Comisión de Regulación De Energía y Gas (CREG) (1995). Resolución 025. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2006). Resolución 076. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). Resolución 084. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). Resolución 085. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). Resolución 086. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2001). Resolución 039. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2000). Resolución 047. Bogotá.

Consortio Energético CORPOEMA (2010). “Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)”. Volúmenes 1, 2 y 3 – Bogotá, diciembre 30 de 2010 .

Energía y sociedad (2011). “Competencia y poder de mercado”. Consultado el 15 de enero de 2014. Disponible en:

[http://www.energiaysociedad.es/documentos/C6\\_Competenciaypoderdemercado.pdf](http://www.energiaysociedad.es/documentos/C6_Competenciaypoderdemercado.pdf)

Fabra, N. y J. Toro (2005). “Price wars and collusion in the Spanish electricity market”. *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 23, Issues 3-4, p. 155-181.

Fabra, N. (2008). “The Performance of the Spanish Electricity Market Under the Law of the Electricity Sector”. forthcoming in *Energy: from monopoly to market*. Madrid: Thomson-Civitas.

Galvis Gutierrez, D.M. (2011). “Impacto de las plantas menores de generación en la determinación del precio Spot para el Mercado de Energía Mayorista Colombiano” Tesis, Maestría en Economía –EAFIT-. Noviembre de 2011.

Gibbons. R. (1992) *Un primer curso de teoría de juegos*. Antoni Bosch.

Garcia, J. (2014). “Análisis/Plantas menores y precio ‘spot’ en Colombia”. *Diario Económico Portafolio*. Artículo, enero 29 de 2014.

Green, R.J. (1996). “Increasing Competition in the British Electricity Spot Market”. *Journal of Industrial Economics*, Vol. 44, Issue 2, p. 205-216.

Green, R. J. y D.M. Newbery (1992). “Competition in the British Electricity Spot Market”. *Journal of Political Economy*, Vol. 100, Issue 5, p. 929–53.

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Disponible en: <http://institucional.ideam.gov.co/jsp/1497>

Rojas, R. (2001). "Bolsa de Energía en el SING. Simulación vía Teoría de Juegos". Tesis, Ciencias de la Ingeniería –Universidad Católica de Chile-. 2001

Rothwell, G. y T. Gómez (ed) (2003). "Electricity Economics Regulation and Deregulation". Wiley-Interscience, United States of America.

Sweeting, A. (2007) "Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market". Economic Journal, Vol. 117, Issue 520, p. 654-685.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2004). "Una visión del mercado eléctrico colombiano". Bogotá. Excelsior Impresores.

Von der Fehr, N. y D. Harbord (1993). "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry". The Economic Journal, Vol. 103, Issue 418, Issue 418, p. 531-546.

Weather Spark Beta. Disponible en: <http://weatherspark.com/#!/graphs;a=Colombia>

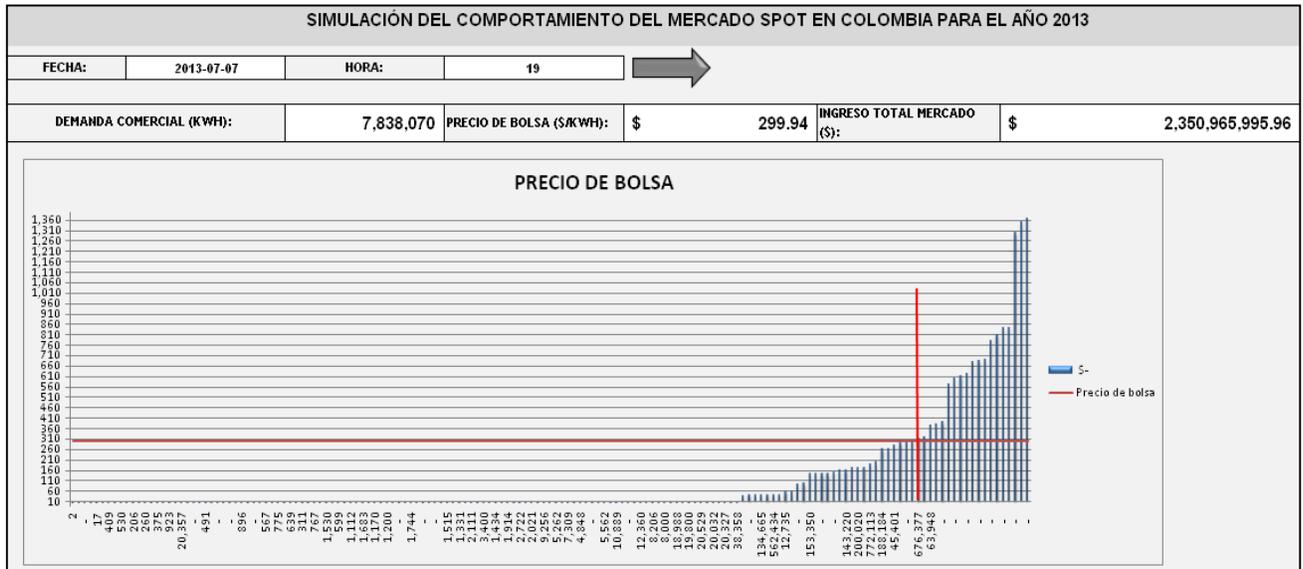
Wolak, F (2010). "Market Performance in the Colombian Electricity Market and the Recent El Nino Event". Consultado el 30 de junio de 2011. Disponible en: [http://www.superservicios.gov.co/MEM/Presentaciones/sspd\\_presentation\\_sept2010\\_fin al.pdf](http://www.superservicios.gov.co/MEM/Presentaciones/sspd_presentation_sept2010_fin al.pdf)

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP (2011). Consultado contestemente para la creación del simulador. Disponible en: <http://www.xm.com.co>.

## 7. Anexos

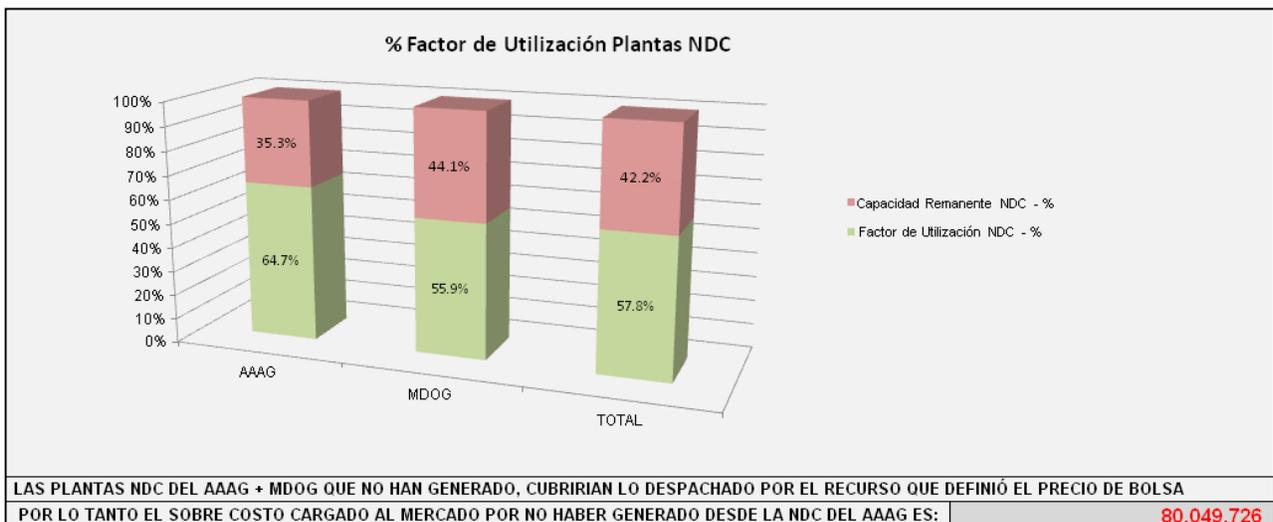
**Anexo 1:** Se incluye la simulación del 2013-07-07 a las 19:00, por hacer parte de franja del año de mayor sequía y con los precios más altos de Bolsa de todo el año.

**Gráfico 12. Simulación del Mercado Spot el 2013.07.07 a las 19:00H**



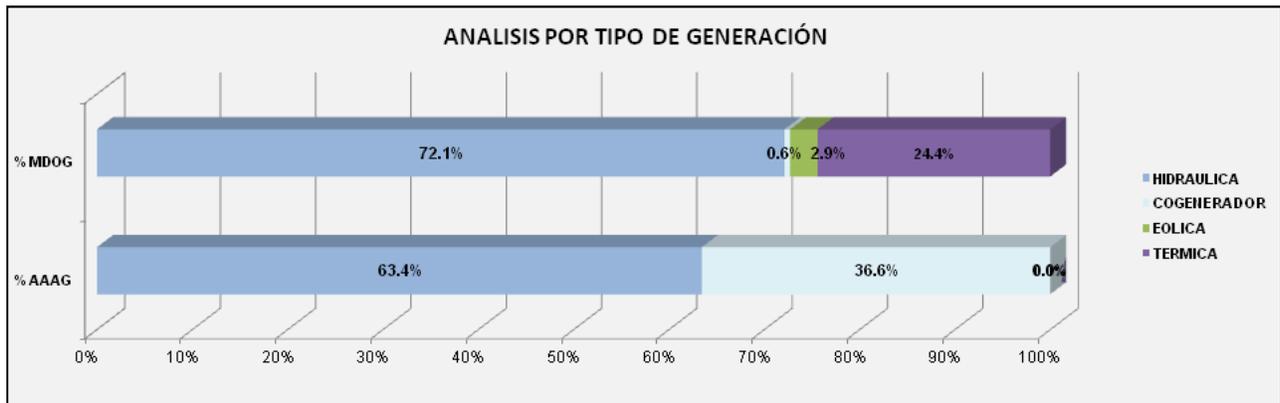
**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

**Gráfico 13. Capacidad Remanente Plantas NDC - 2013.07.07 /19:00H**



**Fuente:** Elaboración propia – Simulador

**Gráfico 14. Tipo de Generación Real vs. Capacidades Remanentes**



**Fuente:** Elaboración propia – Simulador