



# **MEDIDAS PARA LA PROMOCIÓN DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD MAYORISTA**

**DOCUMENTO CREG**

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS**

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. ANTECEDENTES .....	3
3. LA DEMANDA RESIDUAL .....	5
4. FORMULACIÓN DEL MODELO DIARIO .....	6
5. FORMULACIÓN DEL MODELO INTRADIARIO .....	8
6. COMPARACIÓN – METODOLOGÍA DEL COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA (CSMEM) .....	9
7. SIMULACIONES .....	12
7.1    Simulaciones escenario sin contratos .....	12
7.2    Simulaciones escenario con contratos .....	16
7.3    Simulaciones del 2013 .....	20
7.4    Resultado de simulaciones considerando reducción en la demanda .....	24
7.5    Simulaciones de un mercado intradiario .....	25
8. CONCLUSIONES .....	26
9. RECOMENDACIONES .....	27
10. REFERENCIAS .....	28
ANEXO A - EJEMPLO .....	29
ANEXO B - TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN UTILIZADA INTRADIARIO .....	32

## **MEDIDAS PARA LA PROMOCIÓN DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD MAYORISTA**

### **1. INTRODUCCIÓN**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ha analizado la competencia en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), con el objetivo de identificar condiciones en las cuales un agente es pivotal y con el fin de identificar esquemas para evitar que estas condiciones afecten la formación de precios en el mercado.

Un agente pivotal es el que tiene la habilidad para cambiar unilateralmente los precios del mercado.

Existen propuestas alrededor de cómo detectar condiciones pivotales, sin embargo, su dependencia de particularidades de cada mercado no permite la adopción de una metodología general.

En la sección 2 se presentan los principales desarrollos que se han realizado en esta dirección. En las secciones 3 y 4 se presenta un modelo que permite la identificación de condiciones de agentes pivotales y su efecto en la formación de precios en sistemas hidrotérmicos. En la sección 5 se presenta un modelo analizando cambios en la subasta diaria basado en mercados intradiarios. En la sección 6 se presenta una comparación de la metodología desarrollada por la Comisión y la desarrollada por el Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista (CSMEM). En la sección 7 se presentan los resultados de las simulaciones del mercado eléctrico colombiano utilizando estos modelos, observando el efecto de los contratos, el efecto de la demanda y de un mercado intradiario. Por último, son presentadas las conclusiones y recomendaciones.

Las simulaciones realizadas muestran la existencia de agentes pivotales, lo cual puede representar un riesgo para el mercado. Sin embargo, se concluye que la magnitud y la frecuencia de los *mark up*<sup>1</sup> es baja al considerar los contratos. En otras palabras, la mayoría del tiempo analizado los *mark up* de agentes pivotales son bajos en comparación con días puntuales donde pueda presentarse lo contrario.

### **2. ANTECEDENTES**

El Documento CREG 118 de 2010 presentó una propuesta para el cálculo del Índice de Oferta Residual (IOR), con el objetivo de identificar agentes pivotales en el MEM, basado en experiencias de mercados en Estados Unidos como PJM. Un agente es pivotal, cuando su participación en un mercado relevante es necesaria e indispensable para la atención de la demanda. La propuesta para la identificación de agentes pivotales se lista a continuación:

---

<sup>1</sup> Se calculan dos tipos de *mark up*: (1) diferencia entre escenario de precios máximos y mínimos que se denomina *mark up* y (2) diferencia entre escenarios de precios reales (referencia) y precios mínimos que se denomina *mark up of*.

- a) Realizar un pre-despacho ideal (sin restricciones) con las ofertas originales de los agentes enviadas al operador del sistema.
- b) Calcular el IOR para cada agente y cada hora del día: un agente es pivotal si su IOR es menor a 1.19.
- c) Si resultaron agentes pivotales en el test anterior, se realiza un pre-despacho ideal con los precios de oferta regulados (ver anexo 1 del documento CREG 118 de 2010).
- d) Si la diferencia porcentual de precio del mercado con el pre-despacho del literal a (con las ofertas de los agentes) y el precio del mercado con el pre-despacho del literal c (con las ofertas reguladas) es mayor a 3.35% se utilizan los valores regulados.

Los agentes presentaron preocupación por la intervención de los precios de las plantas hidráulicas, en caso que la aplicación de la metodología lo requiriera.

La CREG organizó un foro internacional en Diciembre de 2010 con expertos en temas de competencia en mercados mayoristas de energía eléctrica y con experiencia en el mercado colombiano [10]. De las presentaciones se resalta:

- La importancia de identificar cuándo es necesario la implementación de medidas ex ante o ex post. La implementación de medidas ex ante, debe ser utilizada ante el abuso permanente de poder de mercado, mientras que las medidas ex post deben ser usadas cuando el ejercicio de poder de mercado no es frecuente. [Von Der Fehr, 10]
- Dentro de las alternativas para mitigar poder de mercado, se encuentra la intervención de las ofertas, el cual debe ser un mecanismo excepcional de último recurso. [Von Der Fehr, 10]
- Un despacho basado en costos puede ser más efectivo para el control de poder de mercado que un despacho basado en ofertas incluyendo reglas de intervención automáticas. [Wolak, 10]
- Las subastas virtuales de electricidad (VPP<sup>2</sup>, siglas en inglés) son un mecanismo para reducir el poder de mercado, sin embargo no reducen sustancialmente el poder de mercado. [Cramton, 10]
- Las medidas para detectar concentraciones económicas en mercados mayoristas de electricidad, basadas en un agente pivotal y pruebas de conducta e impacto, para ciertas condiciones, no consiguen detectar en todos los casos una posición dominante de un agente. [Harbord,10]
- Se planteó la alternativa de regular las ofertas de todas las firmas a su costo marginal, en condiciones extremas. [Harbord,10]

---

<sup>2</sup> Virtual Power Plant Auctions (VPP)

Por otro lado, gran parte del desarrollo de las medidas en la detección de poder de mercado se encuentran pensadas en mercados netamente térmicos o con alta participación térmica. Sin embargo, la presencia de centrales hidráulicas, que tengan una participación importante dentro de un mercado, hace que algunas medidas para la detección de poder de mercado (para sistemas térmicos) no sean aplicables [6].

En caso de sistemas hidrotérmicos es necesario calcular el costo de oportunidad del agua. Algunos autores [2, 11] proponen utilizar el precio de la térmica más costosa que se está utilizando, el cual corresponde al mínimo valor a ese costo. De todas maneras, este costo también depende del reemplazo de generación térmica futura que hace que el problema sea intertemporal. En este trabajo se utiliza como punto de referencia las ofertas de los agentes y se trata la variación intertemporal manteniendo la misma meta de generación de estas plantas para el periodo en que la oferta ha sido realizada (horizonte diario). Lo anterior se mostrará en una sección posterior.

### 3. LA DEMANDA RESIDUAL

Para el análisis de la influencia de un agente dentro del mercado se establece cómo este actúa con respecto al resto del mercado. El resto del mercado es la demanda que no es cubierta por los otros agentes, es decir la demanda residual. De esta forma se puede considerar cómo el agente puede variar sus ofertas y así afectar los precios. Para el caso de nuestro interés, se pueden observar las condiciones en las cuales un agente es necesario para atender la demanda, es decir, condiciones pivotales.

Matemáticamente, la función de demanda residual ( $DR_{i,t}$ ) para un agente  $i$ , en el periodo  $t$  puede escribirse de la siguiente manera:

$$DR_{i,t}(p) = D_t - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n S_j(p) \quad (1)$$

Dónde:  $D_t$  demanda comercial en el periodo  $t$ ,

$S_j(p)$ : función de oferta cantidad-precio  $p$  de un agente  $j$ , y

$n$  el número total de las ofertas de los agentes participantes en la hora  $t$ .

Por tanto, el segundo término de (1) corresponde a todas las ofertas exceptuando la función de curva de oferta del agente bajo análisis, es decir, el agente  $i$  (ver figura 1 - izquierda). Existirá entonces una curva de demanda residual para cada hora y para cada agente.

La función de demanda residual es una función decreciente y es presentada en la figura 1-derecha.

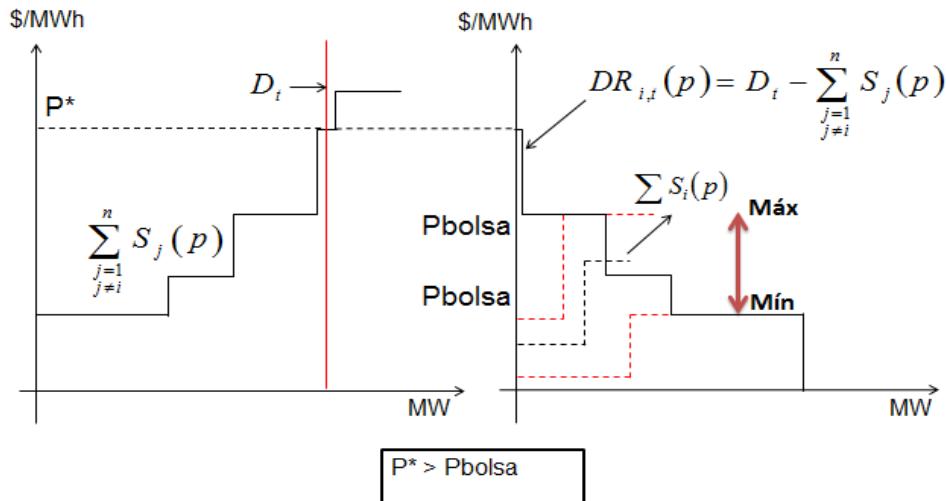


Figura 1. Construcción de la curva de demanda residual para una hora  $t$

Un ejemplo es presentado en el Anexo A.

Puede observarse el conjunto de posibles valores en el que un agente puede ubicarse para mover el precio de bolsa a través de su oferta  $S_i(p)$ . Este conjunto de posibilidades son todos los puntos de la función de demanda residual, en la banda Máx - Mín (ver figura 1 - derecha), dónde el valor máximo puede llegar a  $P^*$  y el valor mínimo a cero, sujeto a las restricciones físicas. La escogencia de un punto en el rango anterior será aquella que de mayores beneficios.

#### 4. FORMULACIÓN DEL MODELO DIARIO

Matemáticamente, el modelo puede ser formulado de la siguiente manera:

	Maximiza beneficios	Minimiza beneficios
Función objetivo	$\frac{Max}{p_{of,h}, p_{of,tr}} \{B_{x,d}(p_{of,h}, p_{of,tr})\}$	$\frac{Min}{p_{of,h}, p_{of,tr}} \{B_{x,d}(p_{of,h}, p_{of,tr})\}$

En donde,

$$\begin{aligned}
 B_{x,d} = & \sum_{t=1}^{24} \left\{ \sum_{h=1}^H G_{h,t}(p_{of,h}) \cdot p_{mar_t}(p_{of,h,tr}) + \sum_{tr=1}^T G_{tr,t}(p_{of,tr}) \cdot [p_{mar_t}(p_{of,h,tr}) - Costos_{tr}] \right\} \\
 & - \sum_{t=1}^{24} \{ VCB_t \cdot p_{mar_t}(p_{of,h,tr}) \} + \sum_{t=1}^{24} \{ VCB_t \cdot p_{c_t} \}
 \end{aligned} \tag{2}$$

Sujeto a:

$$G_{h,t}(p_{of,h}) + G_{tr,t}(p_{of,tr}) + \sum_{h \in \Omega} G_{h,t} + \sum_{tr \in \Omega} G_{tr,t} = DemCom \tag{3}$$

$$\sum_{t=1}^{24} G_{h,t}(p_{of,h}) = G_{h,d,ref}, \quad \forall \{p_{of,h} > 0\} \tag{4}$$

$$p_{of,tr} \geq \min \{Costos_{tr}, p_{of,tr,ref}\} \tag{5}$$

$$G_t(p_{of,t}) \leq CP \tag{6}$$

$B_{x,d}$ : son los beneficios de un agente  $x$  en un día  $d$ .

$p_{of,h}$ : precio de oferta de la planta hidráulica  $h$  [\$/kWh].

$p_{of,tr}$ : precio de oferta de la planta térmica  $tr$  [\$/kWh].

$t$ : indica un periodo [horas].

$H$ : número de plantas hidráulicas del agente  $x$ .

$T$ : número de plantas térmicas del agente  $x$ .

$G_{h,t}$ : generación hidráulica de la planta  $h$  en el periodo  $t$ . [MWh]

$G_{tr,t}$ : generación térmica de la planta  $tr$  en el periodo  $t$ . [MWh]

$p_{mar}$ : precio de mercado o precio marginal de cierre. [\$/kWh]

$Costos_{tr}$ : costos de operación de la planta térmica  $tr$  sin incluir riesgos. Los costos de arranque y parada son constantes, por lo tanto no se incluyen en este modelo.

$VCB_t$ : son las ventas en contratos bilaterales del agente  $x$ . [MWh]

$p_c$ : precio del contrato. [\$/kWh]

$\Omega$ : conjunto de todas plantas diferentes al agente  $x$ .

*DemCom*: demanda comercial de todo el sistema. [MWh]

$G_{h,d,ref}$ : generación hidráulica de referencia con la oferta enviada a XM el día  $d$ . [MWh]

$p_{of,tr,ref}$ : precio de oferta inicial enviada a XM de una planta térmica de  $x$ . [\$/kWh]

Cabe resaltar que el problema presentado anteriormente tiene como horizonte de tiempo un día. Si bien las declaraciones de disponibilidad son horarias, las ofertas de precios tienen un valor para el día, lo que hace que la cuantificación de beneficios debe verse en una ventana de tiempo de un día.

La restricción en (3) asegura que toda la generación cubra la demanda comercial del sistema. La restricción en (4) asegura que la meta de generación hidráulica sea igual a la generación del despacho ideal con el cual se calculan los precios de bolsa. Con esta restricción se mantiene el objetivo de generación con el cual el agente estableció el costo de oportunidad del agua para hacer la oferta. La restricción dada en (5) asegura que el precio de oferta de una planta térmica cubra sus costos. Finalmente, la restricción en (6) asegura que no se violará la capacidad de una planta de generación.

## 5. FORMULACIÓN DEL MODELO INTRADIARIO

Esta sección tiene como objetivo presentar el modelo matemático utilizado para detectar agentes pivotales en un mercado basado en ofertas intradiarias, así como la metodología de optimización usada durante las simulaciones de este modelo.

La función objetivo utilizada para maximizar los beneficios es como sigue:

Maximiza beneficios	
Función objetivo	$\underset{p_{of,h,t}, p_{of,tr,t}}{\text{Max}} \{B_{x,d}(p_{of,h,t}, p_{of,tr,t})\}$

En donde,

$$B_{x,d} = \sum_{t=1}^{24} \left\{ \sum_{h=1}^H G_{h,t}(p_{of,h,t}) \cdot p_{mar_i}(p_{of,h,tr,t}) + \sum_{tr=1}^T G_{tr,t}(p_{of,tr,t}) \cdot [p_{mar_i}(p_{of,h,tr,t}) - Costos_{tr}] \right\} - \sum_{t=1}^{24} \{VCB_t \cdot p_{mar_i}(p_{of,h,t}, p_{of,tr,t})\} + \sum_{t=1}^{24} \{VCB_t \cdot p_{c_i}\} \quad (7)$$

Sujeto a:

$$\sum_{t=1}^{24} [G_{h,t}(p_{of,h,t}) + G_{tr,t}(p_{of,tr,t})] + \sum_{h \in \Omega} G_{h,t} + \sum_{tr \in \Omega} G_{tr,t} = DemCom \quad (8)$$

$$GH_{h,d,ref} = \sum_{t=1}^{24} G_{h,t}(p_{of,h,t}), \quad \forall \{p_{of,h,t} > 0\} \quad (9)$$

$$p_{of,tr,t} \geq \min \{Costos_{tr}, p_{of,tr,ref}\} \quad (10)$$

$$G_t(p_{of,t}) \leq CP \quad (11)$$

La definición de las variables anteriores ha sido presentada en la sección 4.

A diferencia del modelo diario en la sección 4, la función objetivo presentada antes tiene en cuenta como variable de decisión ofertas hora a hora (intradiaarias). No obstante los beneficios son calculados en un horizonte diario. Las restricciones son las mismas de la sección 4.

Para resolver este problema se utiliza programación dinámica, la cual se presenta en el Anexo B.

## 6. COMPARACIÓN – METODOLOGÍA DEL COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA (CSMEM)

En [12] se encuentra un informe mensual del CSMEM sobre el comportamiento del índice de Lerner para horas de demanda alta, media y baja. Se realizaron comparaciones para la misma fecha con los *mark up* calculados según la metodología vista arriba.

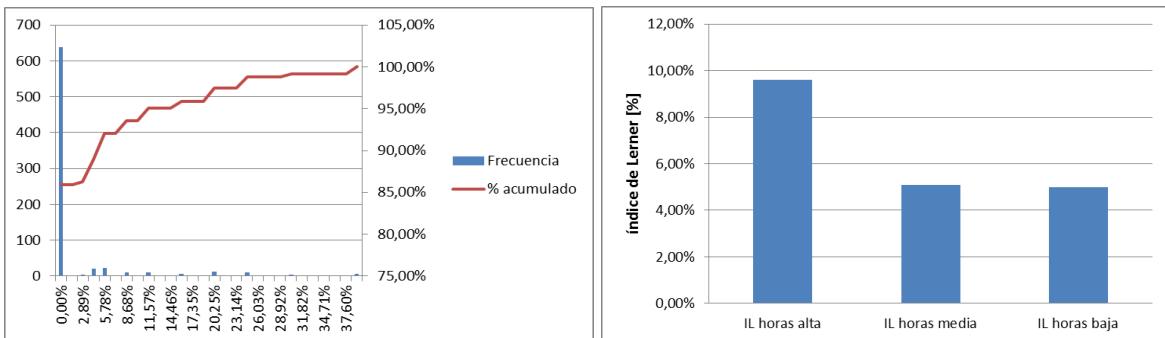


Figura 2. Comparación – metodología CSMEM marzo de 2013 para un agente

En la figura 2 izquierda se encuentra el histograma para marzo de 2013 de los *mark up* para cada hora del mes. En la figura 2 derecha se encuentran los datos reportados por el CSMEM para el mismo mes [12].

Dado que en el histograma de la figura 2 izquierda se encuentran todas las horas del mes, para efectos de comparación se analizan histogramas por separado para períodos de

demandas alta, media y baja. Para este propósito se consideran los períodos horarios según nivel de demanda definidos en la Resolución CREG 011 de 2009<sup>3</sup>.

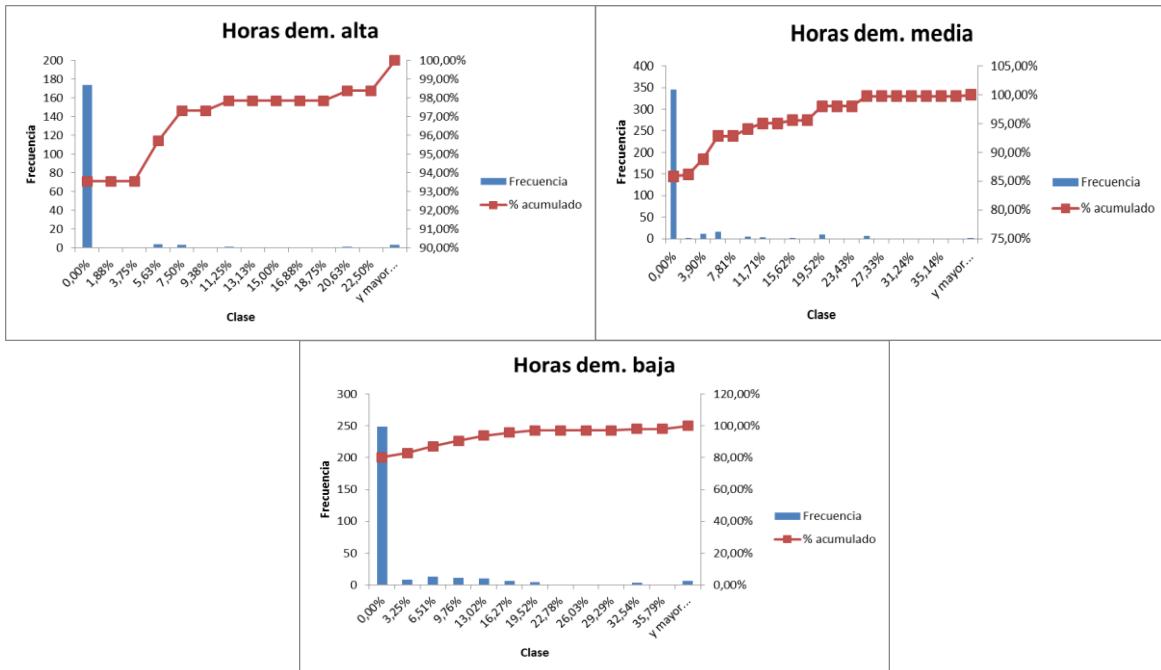


Figura 2.1 Sub histogramas de la figura 2-izquierda por horas según demanda

	Horas dem. Alta		Horas dem. Media		Horas dem. Baja	
	mark up [%]	% casos sup	mark up [%]	% casos sup	mark up [%]	% casos sup
Metodología CREG	9.6	2.7	5.1	7.2	5	7
Metodología CSMEM	9.6	-	5.1	-	5	-

Tabla 1. Comparación – metodología CSMEM marzo de 2013 para un agente A

De la tabla 1 se observa que un *mark up* de 9.6% (caso horas demanda alta se superó en el 2.7% de los casos. En otras palabras en la mayoría de los casos (97.3% de las veces) el *mark up* estuvo menor o igual a 9.6%. Se puede analizar lo mismo para las horas de demanda media y baja.

Cabe resaltar que los resultados en la figura 2.1 y la tabla anterior no tienen en cuenta los contratos. Teniendo en cuenta el efecto de los contratos de los agentes, el porcentaje de casos ser superado fue de 1.1%, 7.5% y 7.4%, respectivamente.

En la figura 3 se encuentra el mismo análisis de la figura anterior para otro agente.

<sup>3</sup> Períodos de carga máxima (9hr-12hr y 18hr-21hr), períodos de carga media (4hr-9hr, 12hr-18hr y 21hr y 23hr) y períodos de carga baja (0hr-4hr y 23hr-24hr),

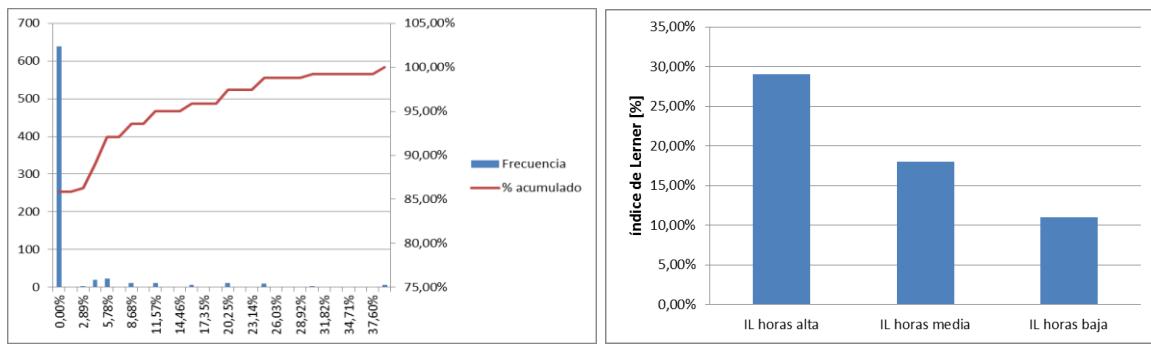


Figura 3. Comparación – metodología CSMEM marzo de 2013 para un agente B

Dado que en el histograma de la figura 3-izquierda se encuentran todas las horas del mes, para efectos de comparación se analizan histogramas por separado para períodos de demanda alta, media y baja (ver figura 3.1).

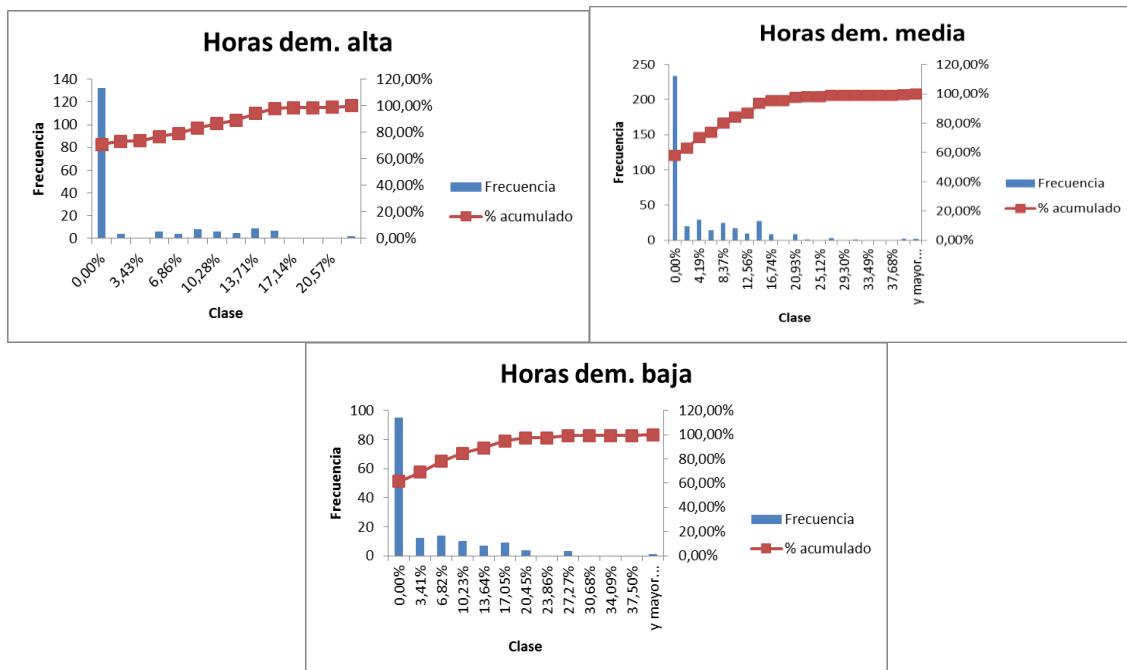


Figura 3.1 Sub histogramas de la figura 3-izquierda por horas según demanda

En la tabla 2 se presenta la comparación para los distintos *mark up*:

	Horas dem. Alta		Horas dem. Media		Horas dem. Baja	
	mark up [%]	% casos sup	mark up [%]	% casos sup	mark up [%]	% casos sup
Metodología CREG	29	0.81	18	4.5	11	15.5
Metodología CSMEM	29	-	18	-	11	-

Tabla 2. Comparación – metodología CSMEM marzo de 2013 para un agente B

De la tabla 2 se observa que un *mark up* de 29% (caso horas demanda alta), se superó en 0.81% de los casos. En otras palabras en la mayoría de los casos (99.2% de las veces) el *mark up* estuvo menor o igual a 29%. Se puede analizar lo mismo para las horas de demanda media y baja.

Cabe resaltar que los resultados en la figura 3 y la tabla anterior no tienen en cuenta los contratos. Teniendo en cuenta el efecto de los contratos de los agentes, el porcentaje de casos ser superado fue de 0.81%, 3.4% y 3.3%, respectivamente.

Las diferencias presentadas en ambos casos pueden deberse a que la metodología empleada por el Comité de Seguimiento se encuentra basada en aproximaciones para el cálculo del Índice de Lerner tales como: (1) no explora toda la demanda residual, sino una parte de ella (zona de precios más altos en la curva de demanda residual) y (2) en la zona explorada se hace una aproximación lineal. Adicionalmente, los cálculos del índice de Lerner no tienen en cuenta los contratos. La magnitud y frecuencia de estos *mark up* es significativamente inferior en los escenarios sin contratos.

## 7. SIMULACIONES

El objetivo de las simulaciones es observar el comportamiento de los precios del mercado de corto plazo, producto de las acciones de la oferta agregada de cada agente dada su función de demanda residual; en otras palabras, evaluar el poder que tiene un agente para alterar los precios del mercado (pivotal). Se simularon los siguientes escenarios:

- a) Simulaciones suponiendo que no se han hecho contratos.
- b) Simulaciones considerando los contratos reales.
- c) Simulaciones con contratos y reducción de la demanda.
- d) Simulaciones suponiendo oferta intradiaria.

Los cuatro escenarios presentados fueron comparados con los precios obtenidos según las ofertas reales enviadas al Centro Nacional de Despacho (CND). Estos precios serán denominados de aquí en adelante *Precios Referencia*. Los agentes fueron denominados con letras por confidencialidad.

### 7.1 Simulaciones escenario sin contratos

En la figura 4 se presentan los resultados para un día (marzo 18 de 2009). En la ordenada se presenta el valor de los precios marginales ponderados dados en \$/kWh y en el eje x los agentes.

Para este escenario (figura 4), el agente D es el que más puede mover el precio. Se puede observar que puede pasar de tener un precio marginal ponderado de referencia de

\$140/kWh a más de \$160/kWh. En el escenario mínimo se observa que los dos resultados se encuentran cerca a los resultados de referencia. En otras palabras el *mark up* es de 13.4%.

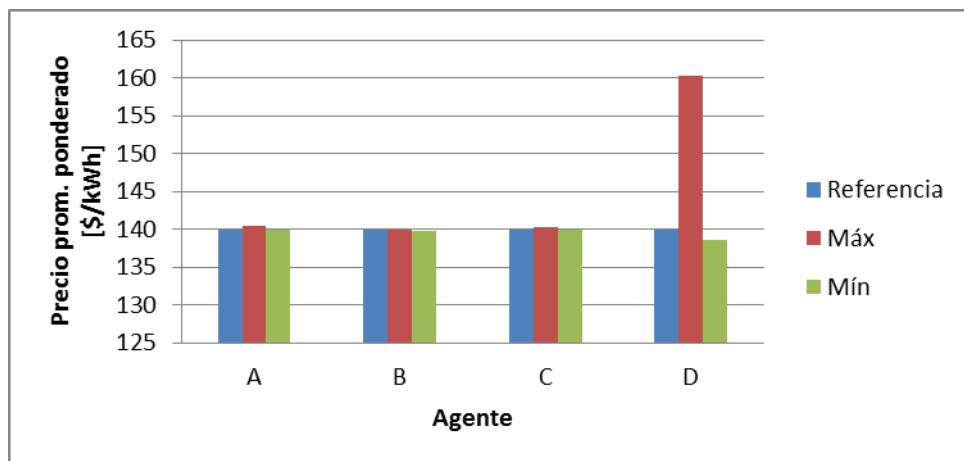


Figura 4. Resultado de las simulaciones para marzo 18 de 2009

Para un segundo día (figura 5, octubre 8 de 2009), más agentes tienen la posibilidad de ser pivotales.

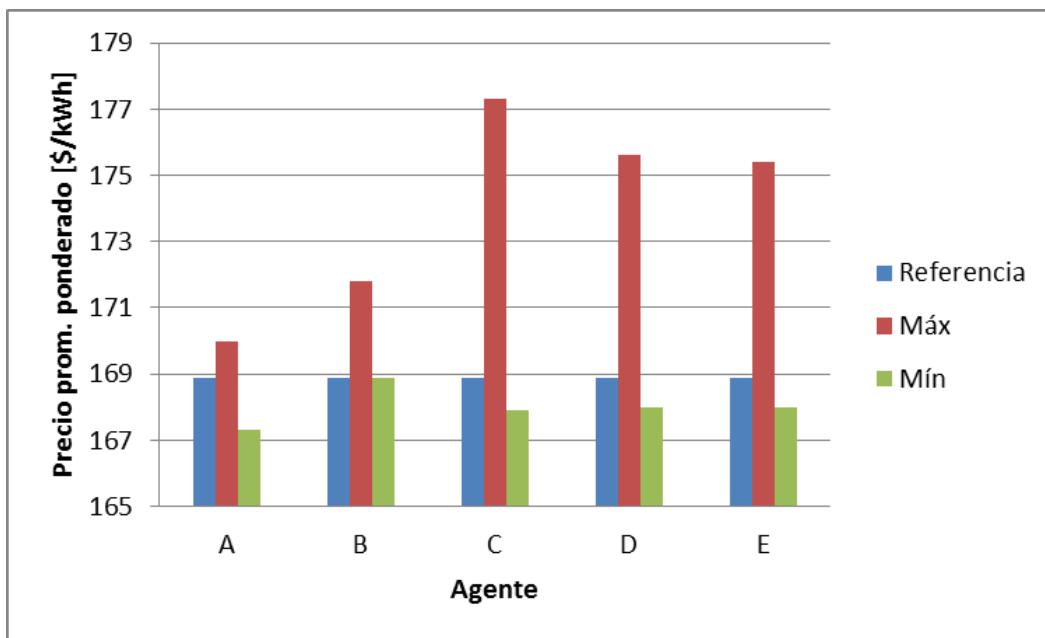


Figura 5. Resultado de las simulaciones para octubre 18 de 2009

A continuación se presentan las simulaciones para un agente y los análisis respectivos. En una sección posterior son presentadas las simulaciones para el resto de agentes.

En la figura 6 se puede observar un incremento de precios dentro del primer cuarto de mes, para el escenario máximo de beneficios sin incluir contratos. Este pico ocurre solo para un día (*mark up* es de 22%). No obstante, durante la mitad del mes, se pueden observar incrementos del precio marginal ponderado por varios días (alrededor de 5% respecto al escenario de referencia). En otras palabras este agente podría ser pivotal durante uno o varios días consecutivos (ver figura 7).

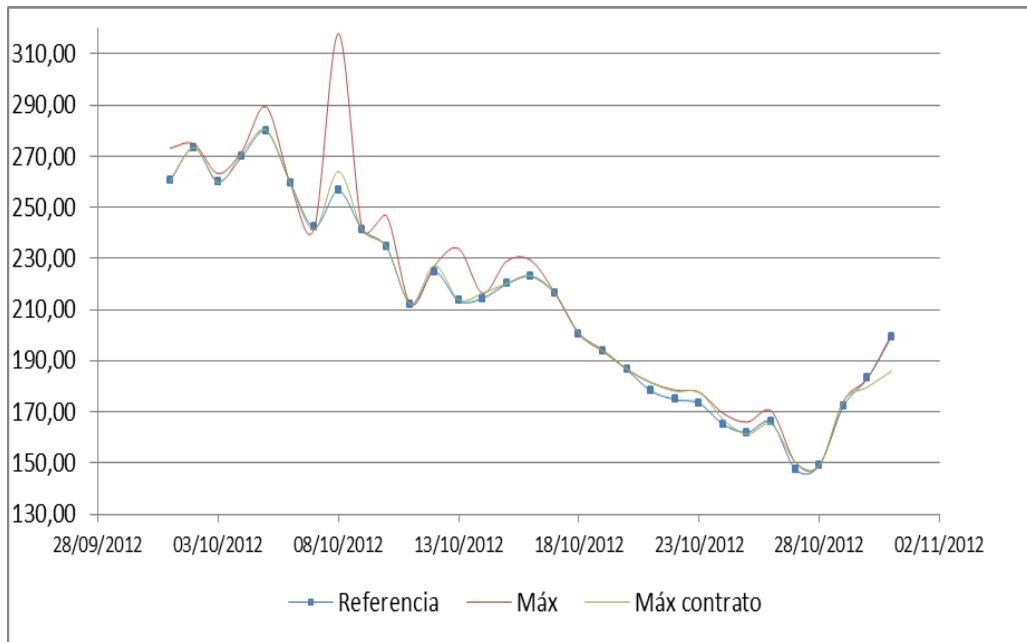


Figura 6. Comportamiento de precios marginales ponderados para un agente en octubre de 2012

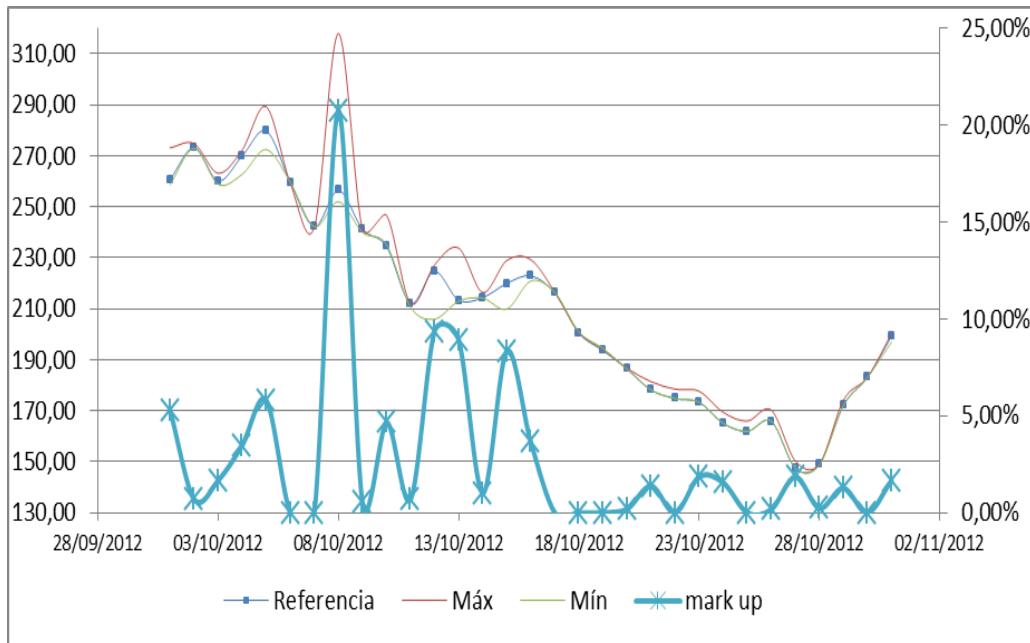


Figura 7. Comportamiento de los *mark up* para un agente en octubre de 2012

En la figura 8 se presenta *mark up of*, esto con el fin de observar la diferencia que existió entre los precios de bolsa (referencia) y el escenario de precios mínimo que pudieron haber alcanzado con las restricciones del modelo. Es decir, establecer en qué punto de todo el *mark up* realmente se ubicó el agente con las ofertas.

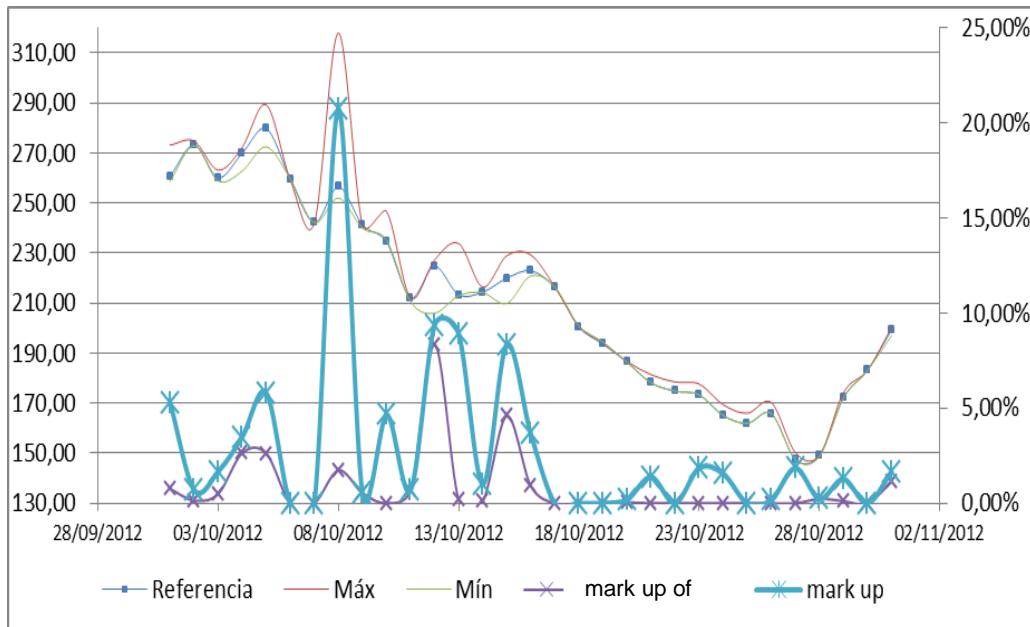


Figura 8. Comportamiento de los *mark up* para un agente en octubre de 2012

El máximo valor del *mark up of* fue del 8.3 %. Al principio del mes fue de 2.5% y hacia el final fue aproximadamente cero.

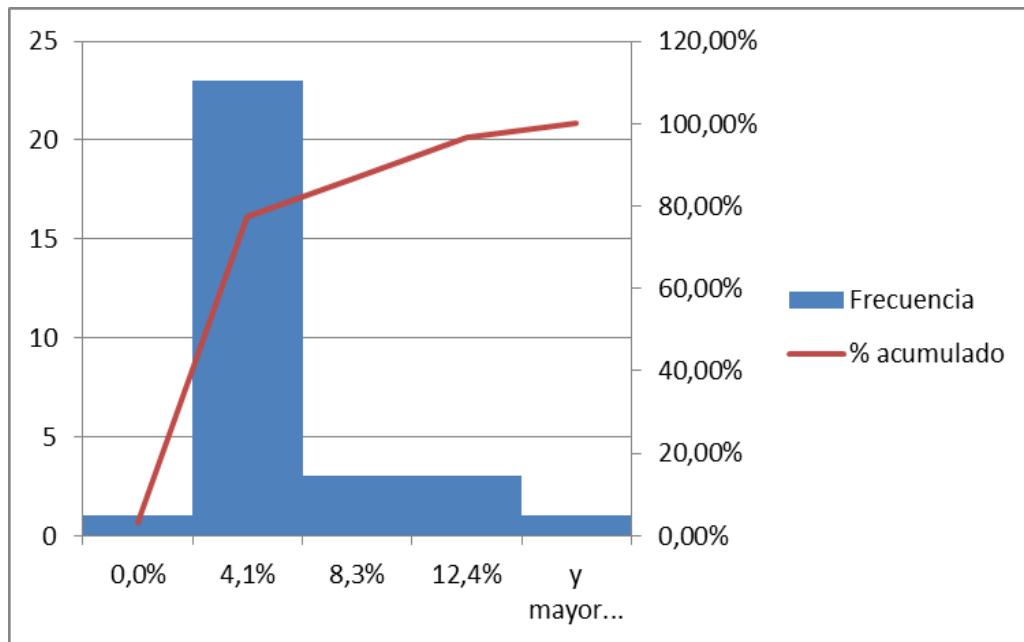


Figura 9. Histograma de los *mark up* para un agente en octubre de 2012

El histograma de la figura 9 indica que la mayoría de veces en el mes, el *mark up* estuvo alrededor de 4.1%. Se presentaron *mark up* de 8.3% y hasta de 12.4% pero con una frecuencia menor. En otras palabras, el agente bajo simulación pudo haber afectado el precio del mercado en el 80% del tiempo con valores inferiores o iguales a 4.1%. Cabe resaltar que estos resultados son sin tener en cuenta los contratos bilaterales.

## 7.2 Simulaciones escenario con contratos

El resultado de las simulaciones incluyendo el nivel de los contratos reales del escenario de la figura 4 (marzo 18 de 2009) son los siguientes:

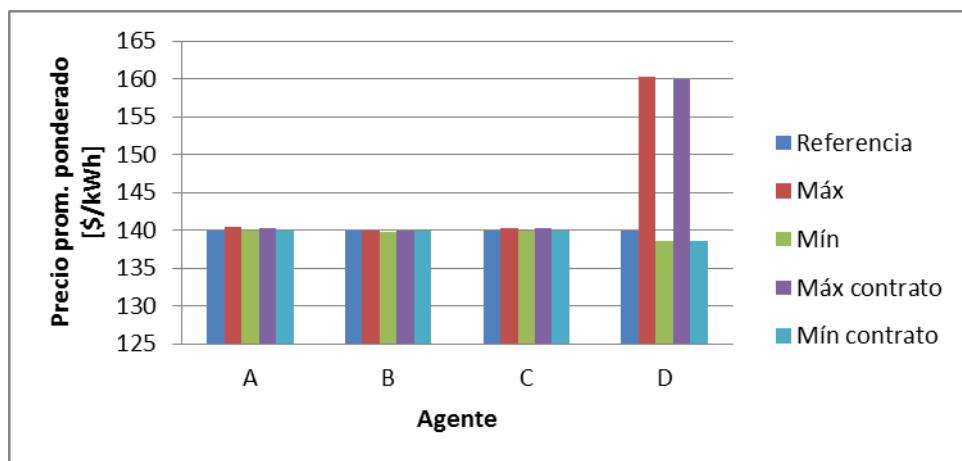


Figura 10. Resultado de las simulaciones para marzo 18 de 2009

Para el agente D, incluyendo los datos reales de ventas de contratos se observa una leve reducción en el precio promedio ponderado, dado que tiene un nivel de contratos bajo, lo que puede explicar este comportamiento.

Se realizó una simulación subiendo el nivel de contratos (sumando 200 MW en cada hora) para el agente D y se obtuvo el comportamiento de la figura 11. Se observa que al aumentar el nivel de contratos, el precio del agente D no es de \$160/kWh, sino, hasta \$140/kWh. En otras palabras, este resultado confirma que los contratos son una herramienta útil a la hora de mitigar la aparición de un agente con una condición pivotal.

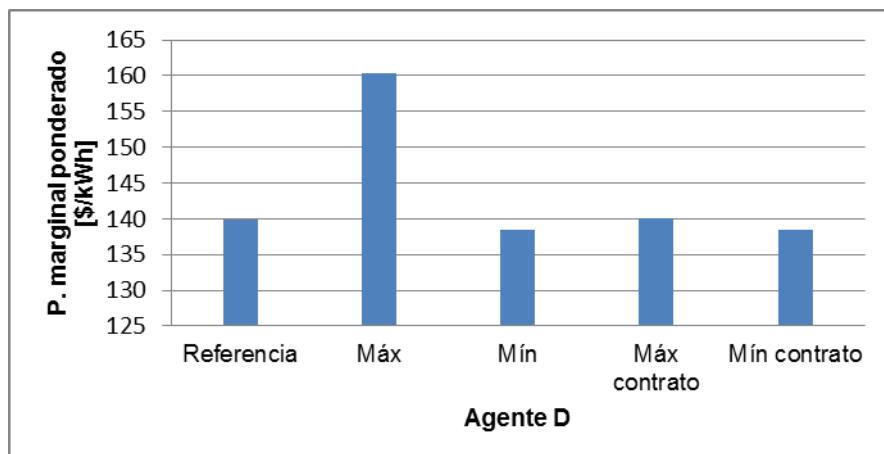


Figura 11. Resultado de la simulación para el agente D (marzo 18 de 2009) agregando 200 MW para cada hora en ventas de contratos

Para un segundo día (octubre 8 de 2009) los resultados de las simulaciones se muestran en la figura 12.

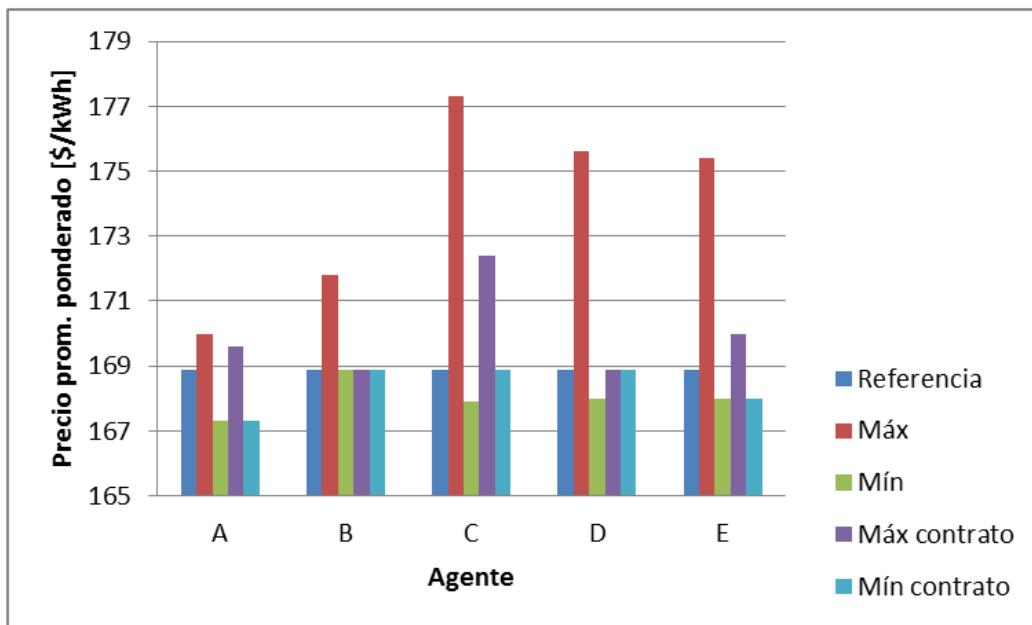


Figura 12. Resultado de las simulaciones para octubre 8 de 2009

Para este día, más agentes tienen la posibilidad de ser pivotales. Para este escenario, los precios del mercado disminuyen al incluir ventas en contratos, es decir, los *mark up* disminuyen.

El comportamiento de los precios para el mes de octubre de 2009 incluyendo el efecto de los contratos bilaterales es como sigue en la figura 13.

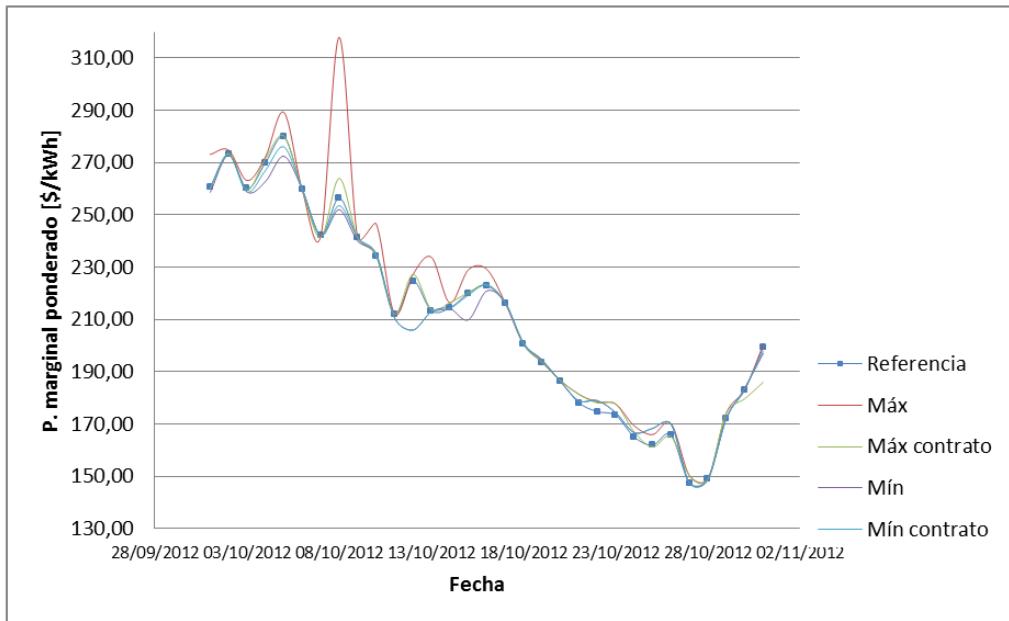


Figura 13. Comportamiento de precios marginales ponderados para un agente en octubre de 2012

Se observa una disminución de los *mark up* adicionando el efecto de los contratos bilaterales (ver figura 14). El valor máximo de *mark up* teniendo en cuenta los contratos bilaterales es de 2.5% respecto al escenario sin contratos, el cual en un día fue de 22%.

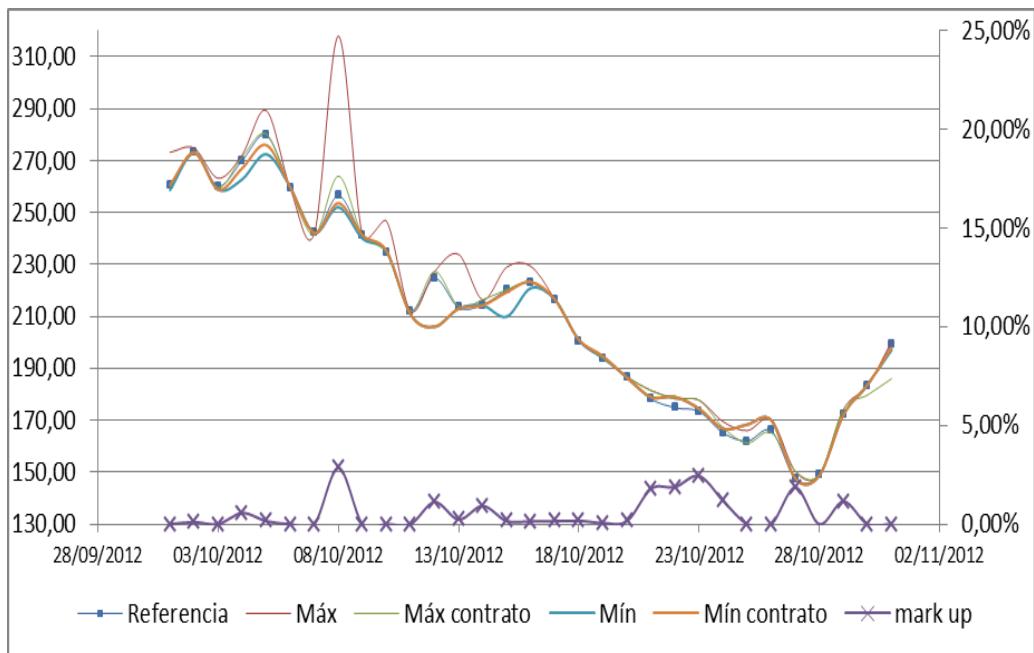


Figura 14. Comportamiento de precios marginales ponderados para un agente en octubre de 2012

El histograma para el escenario anterior es presentado en la figura 15.

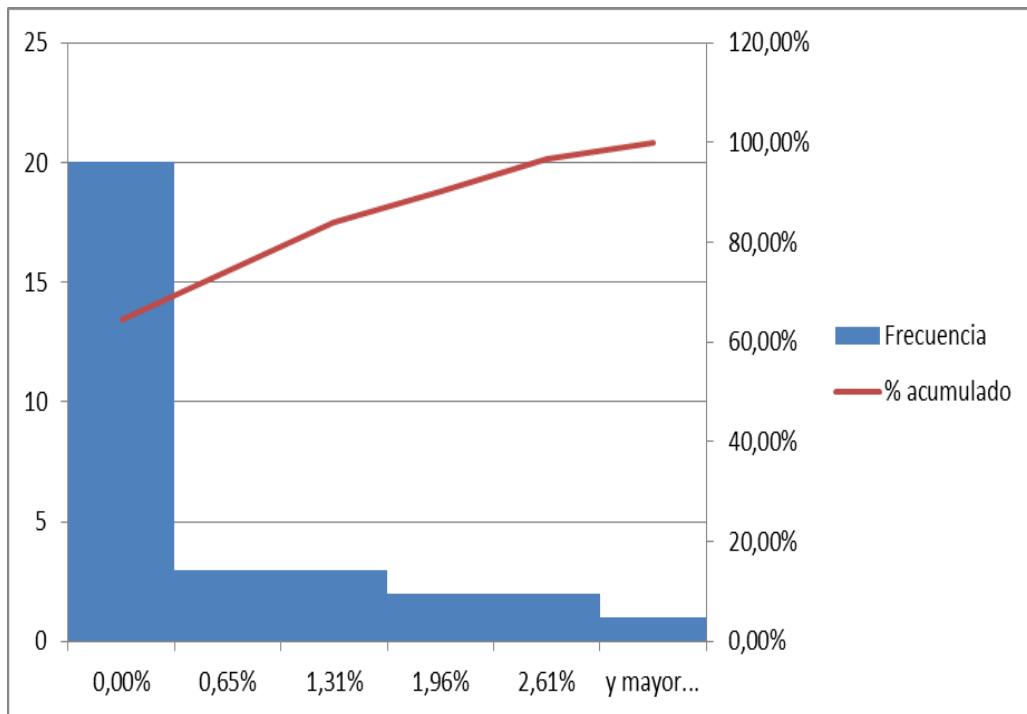


Figura 15. Histograma de los *mark up* para un agente en octubre de 2012 incluyendo contratos bilaterales

A diferencia del histograma anterior (figura 9) en este caso el 76.2% del tiempo el *mark up* fue menor o igual del 0.65% comparado con el 4.1% para una frecuencia del 80% en ese caso. Se presentaron *mark up* de 2.6% pero con una frecuencia menor del 3.8%. En otras palabras, se puede concluir: (1) los *mark up* disminuyen respecto al escenario sin contratos y (2) existió la probabilidad de que un agente afectara el precio del mercado (ser pivotal), pero con una frecuencia significativamente menor.

### 7.3 Simulaciones del 2013

A continuación se muestran simulaciones del primer trimestre de 2013 para varios agentes. En las figuras desde la 16 hasta la 19 se presentan los *mark up* y los histogramas correspondientes a las simulaciones sin y con contratos en los histogramas de la izquierda y derecha respectivamente en la parte inferior de cada figura.

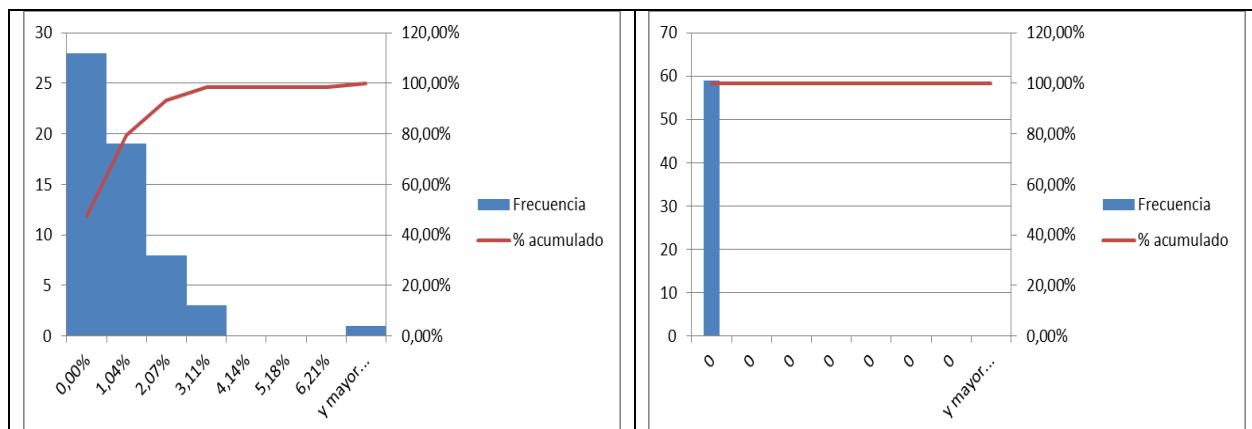
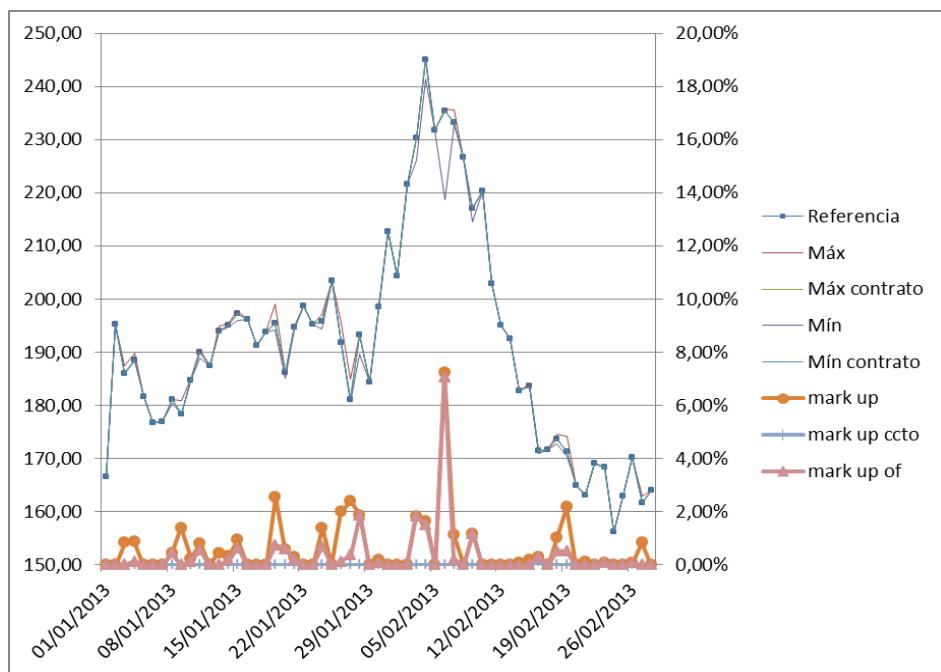


Figura 16. Simulaciones del Agente A para el primer trimestre de 2013

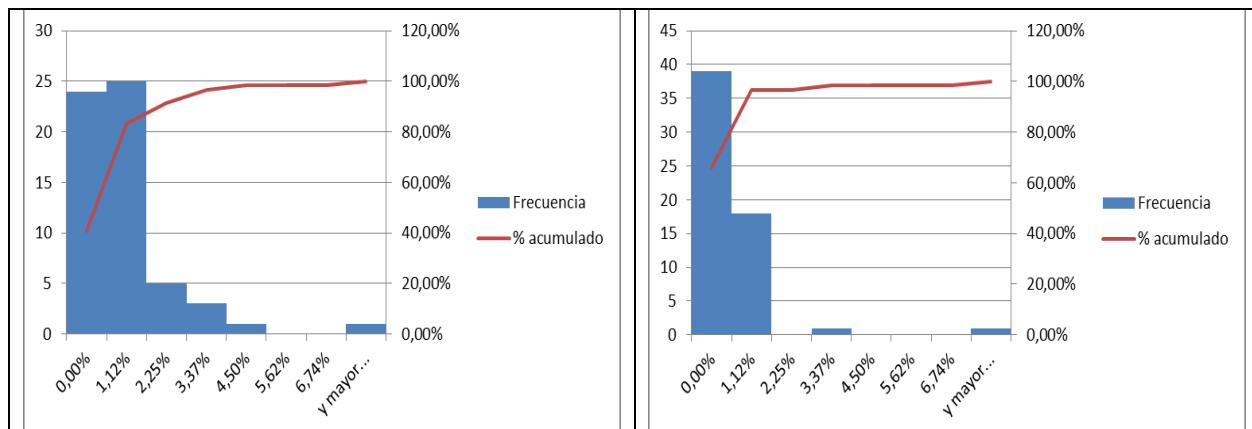
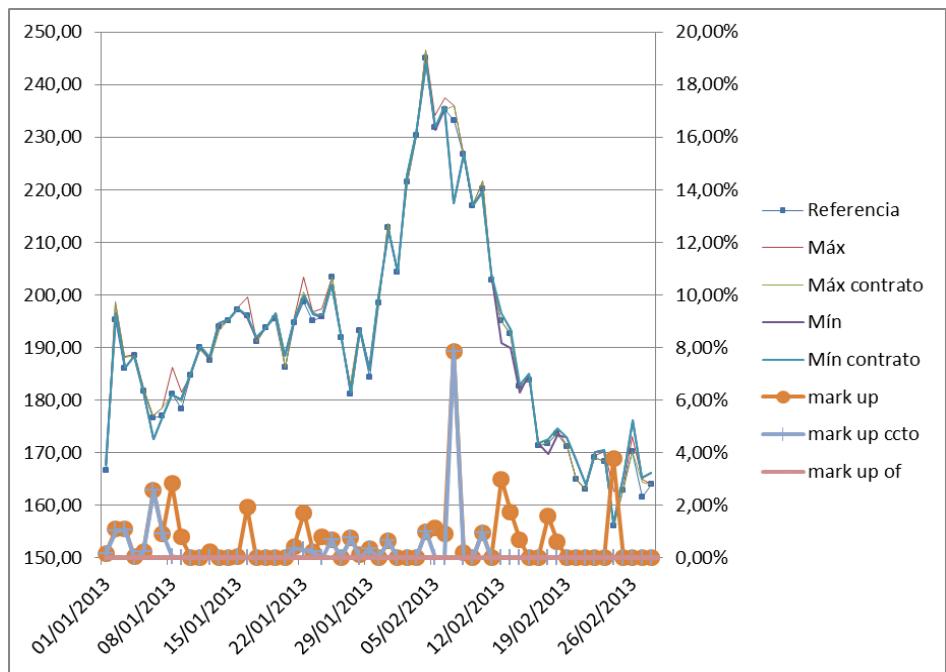


Figura 17. Simulaciones del Agente B para el primer trimestre de 2013

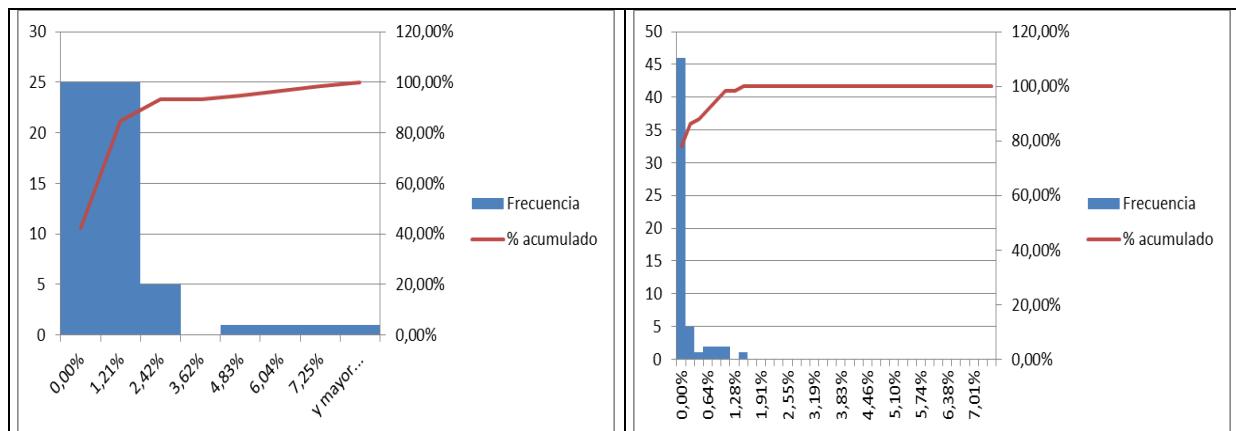
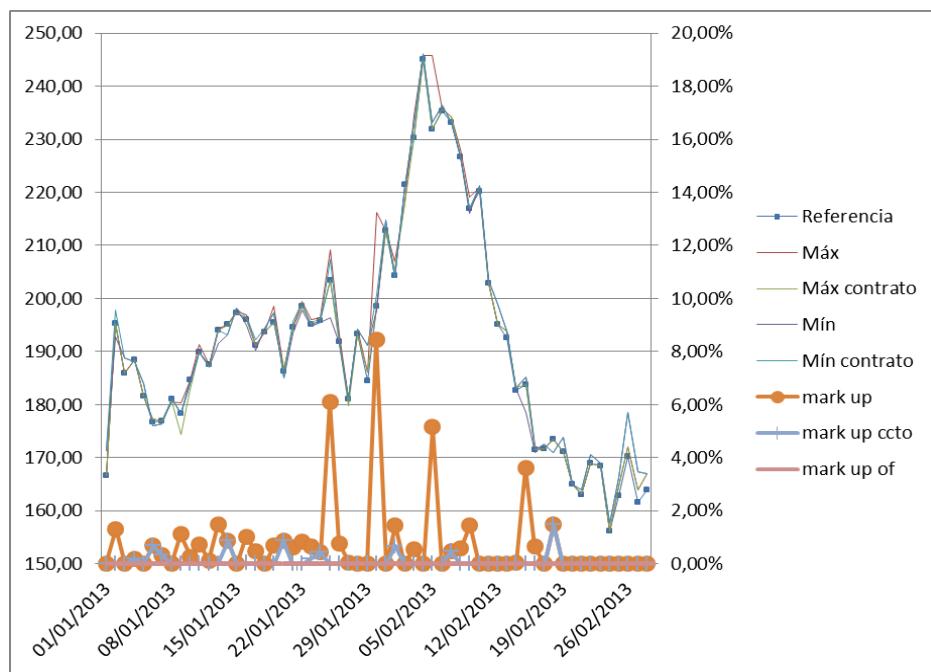


Figura 18. Simulaciones del Agente C para el primer trimestre de 2013

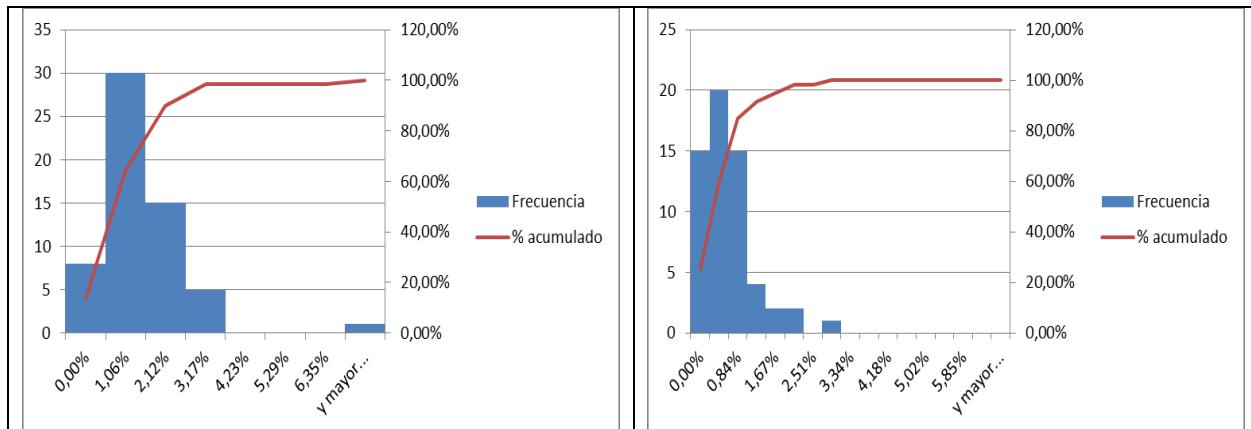
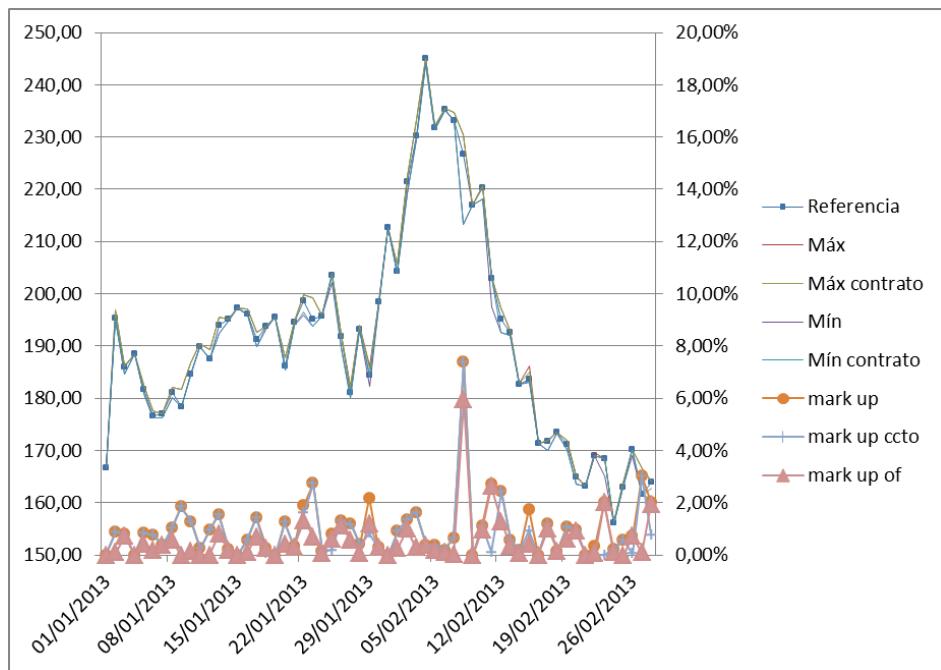


Figura 19. Simulaciones del Agente D para el primer trimestre de 2013

Del resultado de las simulaciones se concluye que teniendo en cuenta los contratos el *mark up* disminuye la condición pivotal. De los histogramas se concluye que es poco frecuente que un agente pueda ser pivotal. El *mark up of* es muy inferior al *mark up*, lo que indica que las ofertas no han alcanzado los *mark up*.

#### 7.4 Resultado de simulaciones considerando reducción en la demanda

Se redujo en un porcentaje del 10% la demanda horaria respecto a la original. La diferencia entre el precio de referencia y los precios con la maximización de beneficios

para el escenario original fue del 10%; mientras que el *mark up* considerando la reducción de la demanda fue del 8%. El *mark up* incluyendo los contratos bilaterales y la participación de la demanda fue del 0.6%.

Lo anterior indica que incluir una reducción de la demanda disminuye la posibilidad que un agente pivotal afecte los precios del mercado, sin embargo, los contratos bilaterales son una medida más efectiva para este propósito.

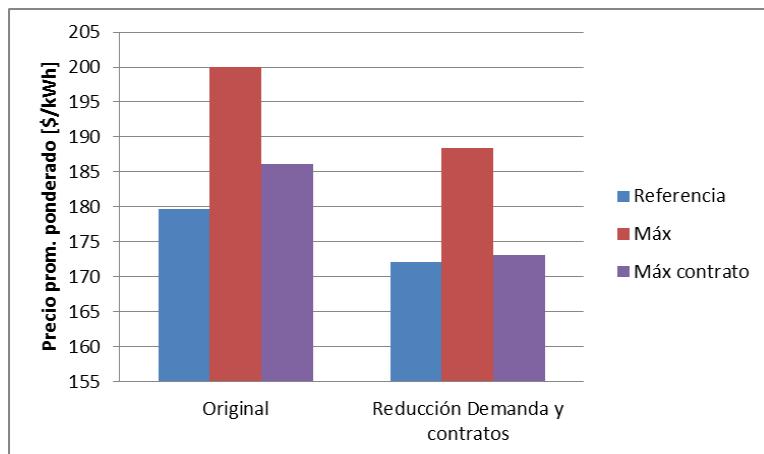


Figura 20. Resultado simulaciones incluyendo participación de la demanda

## 7.5 Simulaciones de un mercado intradiario

Se considera el mercado intradiario como aquel en el cual se hacen ofertas horarias dentro del día de despacho. La simulación se hace con el modelo presentado en el numeral 5 arriba. Los resultados obtenidos para un día son los que se muestran en la figura 21 a continuación para las horas 19, 20 y 21 del día 29 de octubre de 2013 para un agente del sistema. Adicionalmente, se realizó una simulación considerando los resultados del despacho diario como contratos para cada hora del día de despacho. Esta simulación se denomina en la figura a continuación como *mark up* contrato DA.

El escenario sin contratos (barras en azul) presenta unos *mark up* de alrededor 27%. Esto quiere decir, que en un modelo de mercado intradiario sin contratos, el agente simulado podría subir los precios en ese porcentaje. El escenario con contratos bilaterales sin considerar el despacho diario vinculante indica que los *mark up* disminuyen, sin embargo superiores a los resultados de la sección anterior. El escenario con contratos adicionando la obligación del despacho diario, permite obtener *mark up* más bajos que el escenario anterior. Lo anterior indica que un mercado intradiario con el compromiso del despacho diario puede reducir las condiciones pivotales.

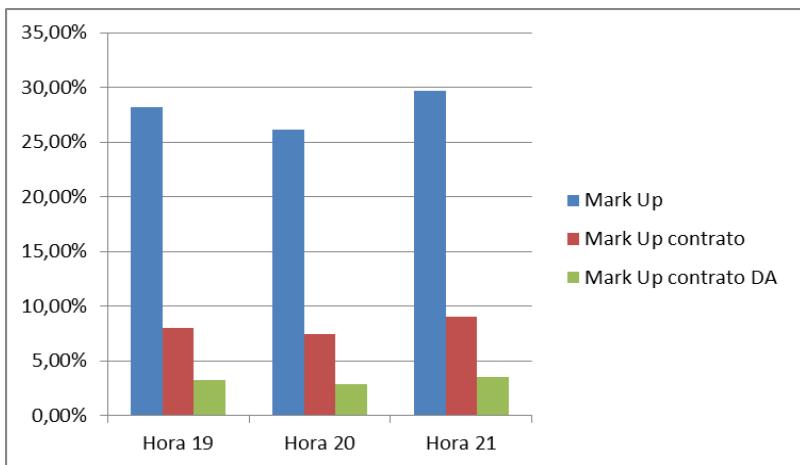


Figura 21. % variación del precio de bolsa con un modelo de ofertas intradiarias para el 29 de octubre de 2013

## 8. CONCLUSIONES

La metodología propuesta (ex post), basada en la demanda residual, muestra cómo es posible identificar condiciones en las cuales un agente ha podido ser pivotal y su impacto en la formación de precios del mercado mayorista de energía. La metodología descrita en este documento muestra cuantitativamente, cómo es posible calcular los diferentes *mark up* y la frecuencia de su ocurrencia en el mercado a partir de los precios de oferta, teniendo en cuenta la generación hidráulica despachada para el día y los costos de operación de las plantas térmicas.

Un trabajo dirigido por el Profesor Paul Joskow del MIT [6], muestra que solo los agentes netamente térmicos pueden ejercer poder de mercado, sin embargo, los resultados de este documento muestran que no solo agentes térmicos, sino también hidráulicos y con un portafolio mixto, pueden presentar condiciones pivotales.

Los resultados de la metodología del CSMEM indican que es indicador se ubica en los niveles bajos de ocurrencia comparados con las simulaciones según la propuesta de la Comisión. Estas diferencias pueden explicarse por las aproximaciones realizadas al cálculo del índice de Lerner en la demanda residual, adicionando que la metodología del CSMEM no tiene en cuenta el efecto de los contratos de los agentes.

Los resultados de este documento muestran cómo los contratos bilaterales de los agentes generadores reducen la posibilidad de que estos agentes sean pivotales en magnitud y frecuencia.

La participación de la demanda reduce la magnitud y frecuencia de condiciones pivotales favoreciendo la competencia, sin embargo, los contratos bilaterales son una medida más efectiva para este propósito.

Las simulaciones realizadas identifican la existencia de agentes pivotales con *mark up* elevados, lo cual puede representar un riesgo para el mercado. Sin embargo, de los

histogramas presentados se concluye la frecuencia de ocurrencia es baja. En otras palabras, la mayoría del tiempo analizado los *mark up* son bajos en comparación con días puntuales donde pueda presentarse lo contrario. Adicionalmente, los *mark up of* en la mayoría del tiempo analizado tuvieron valores en magnitud y frecuencia inferiores respecto a los *mark up*. Lo anterior indica que las ofertas de los agentes analizados no estuvieron en los máximos *mark up* posibles atenuados por el nivel de contratación.

Los mercados intradiarios no degradan las condiciones de competencia del MEM si se considera la generación del despacho como contrato para el día siguiente.

## 9. RECOMENDACIONES

Con el objetivo de prevenir los riesgos mencionados, se presentan a continuación las recomendaciones:

- a) Mantener las medidas que tiene el mercado actualmente para preservar y promover la competencia en el MEM, como lo son las medidas estructurales de participación de los agentes generadores, y la franja de potencia y medidas de conducta como es la confidencialidad de las ofertas.
- b) Como se indicó en la sección de las conclusiones el nivel de contratación de un agente permite reducir las posibilidades de tener condiciones pivotales. Por tanto, la implementación de esquemas como el Mercado Organizado (MOR) juega un papel importante en la promoción de la competencia en el MEM.
- c) Se evidenció que la ocurrencia de *mark up* elevados son bajas. Por tanto, la intervención a los precios de oferta de los agentes como la propuesta en el Documento CREG 118 de 2010 no es una medida necesaria en las condiciones actuales del MEM.
- d) Sin embargo, se debe mantener un seguimiento de la frecuencia y magnitud de los *mark up*, en especial a empresas que presentan bajo nivel de contratación.

## 10. REFERENCIAS

1. F. A. Wolak. "Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000".
2. F. A. Wolak. "Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry". Julio 30 de 2009.
3. L. M. Ausubel, P. Cramton. "Virtual power plant auctions". Utilities Policy – Elsevier, 2010.
4. H. R. Varian. "Microeconomic analysis". 3<sup>a</sup>. ed. Ed. Norton.
5. S. Stoft. "Power System Economics: Designing Markets for Electricity". Ed. IEEE Press & Wiley Interscience. 2002".
6. M. S. Arellano. "Three essays on market power in Chile's electricity industry". PhD thesis. Massachusetts Institute of Technology. Thesis supervisor: Paul Joskow. Año 2003
7. J. P. Molina, J. M. Zolezzi, J. Contreras, H. Rudnick, M.J. Revoco. "Nash – Cournot equilibria in hydrothermal electricity markets". IEEE, Transactions on Power Systems. 2010.
8. L. F. Rangel. "Forward contracts and allocation of water resources in deregulated hydrothermal electricity markets". University of Auckland energy centre, 2008.
9. H. Chao y R. Wilson. "Resource adequacy and market power mitigation via options contracts". Electric power research institute and Stanford University, 2003.
10. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Foro mercado mayorista de energía: medidas para la promoción de la competencia. Circular CREG 078 de 2010.
11. Luciano de Castro, Shmuel Oren y Álvaro J. Riascos. "An Evaluation of CREG 051 – 2009 Regulatory Intervention in Colombian Electricity Market". Quantil, matemáticas aplicadas – diciembre 19 de 2013.
12. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista (CSMEM). Informe no. 79 de 2013. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

## ANEXO A - EJEMPLO

Considere los siguientes cuatro agentes con sus respectivas disponibilidades y ofertas para una hora dada. Se considera una demanda inelástica de 1400 MW

	Agente1	Agente2	Agente3	Agente4
Planta1	350 MW @ \$50/kWh	160 MW @ \$135/kWh	250 MW @ \$42/kWh	180 MW @ \$38/kWh
Planta2	420 MW @ \$65/kWh	140 MW @ \$150/kWh	120 MW @ \$190/kWh	220 MW @ \$55/kWh
Planta3	50 MW @ \$220/kWh			200 MW @ \$90/kWh
Planta4				330 MW @ \$100/kWh

La curva de oferta agregada es como se presenta en la figura A1

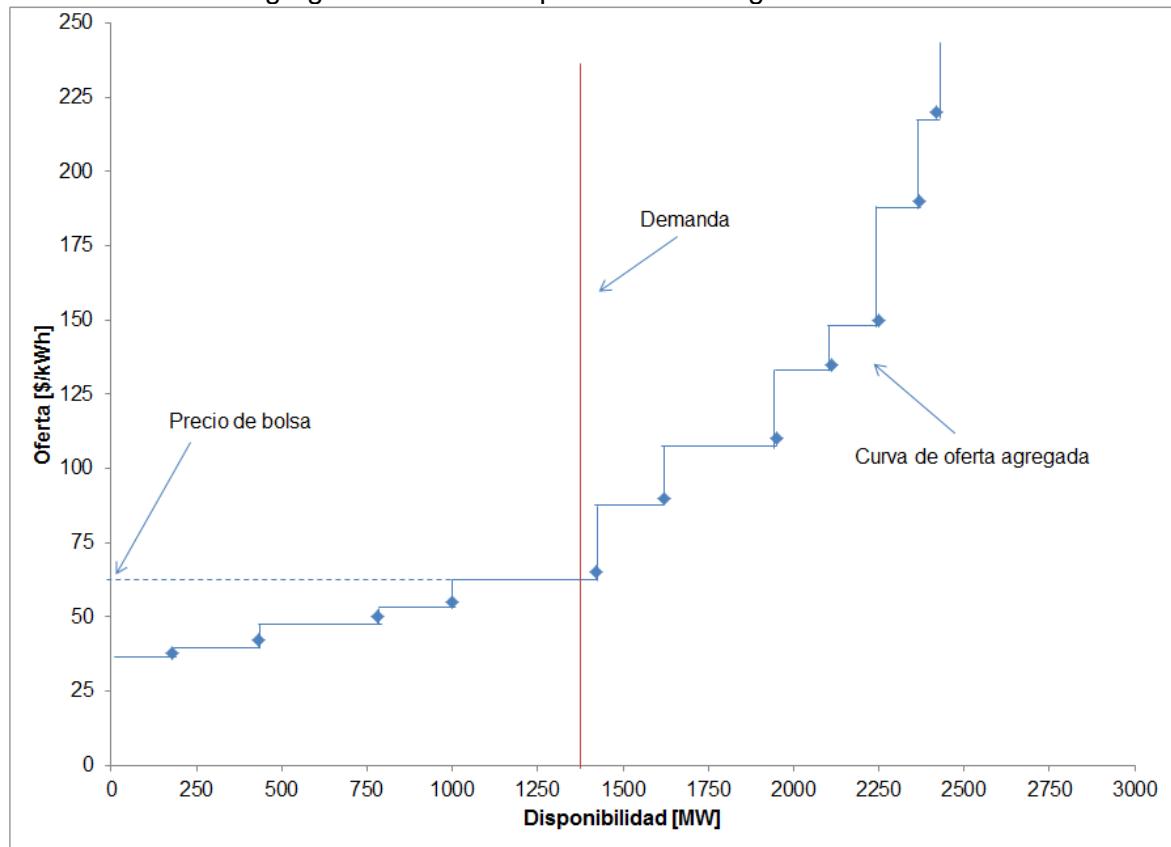


Figura A1. Curva de oferta agregada para el ejemplo

Para efectos del ejemplo, se realizará el análisis descrito en la sección 2 para el agente número cuatro, sin contratos bilaterales. El procedimiento para determinar la curva de demanda residual para el agente cuatro se muestra en la figura A2, con una demanda de 1400 MW.

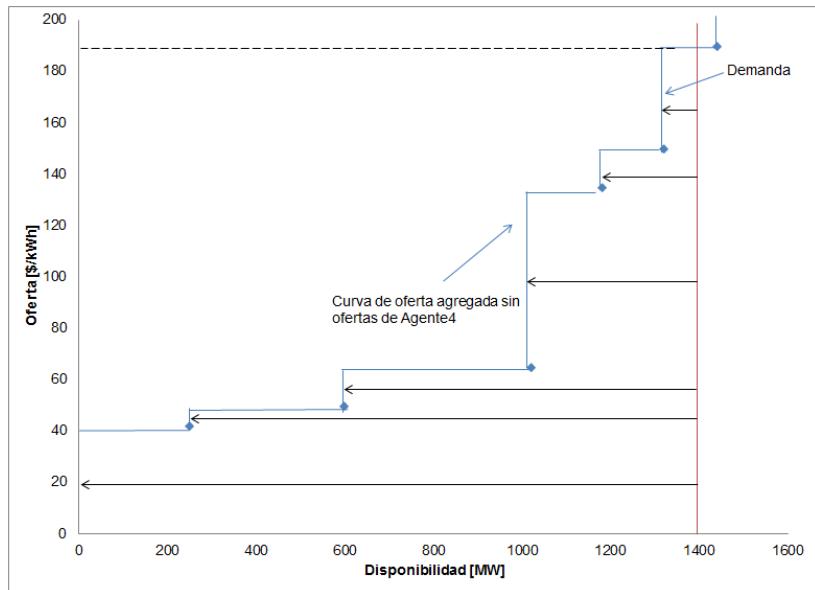
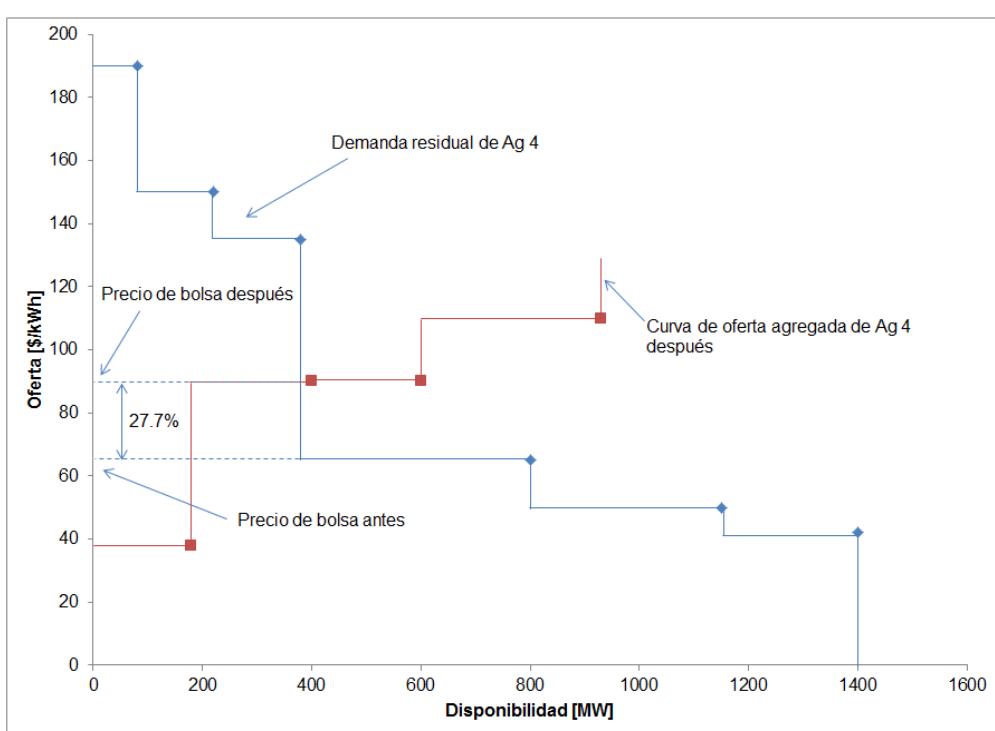
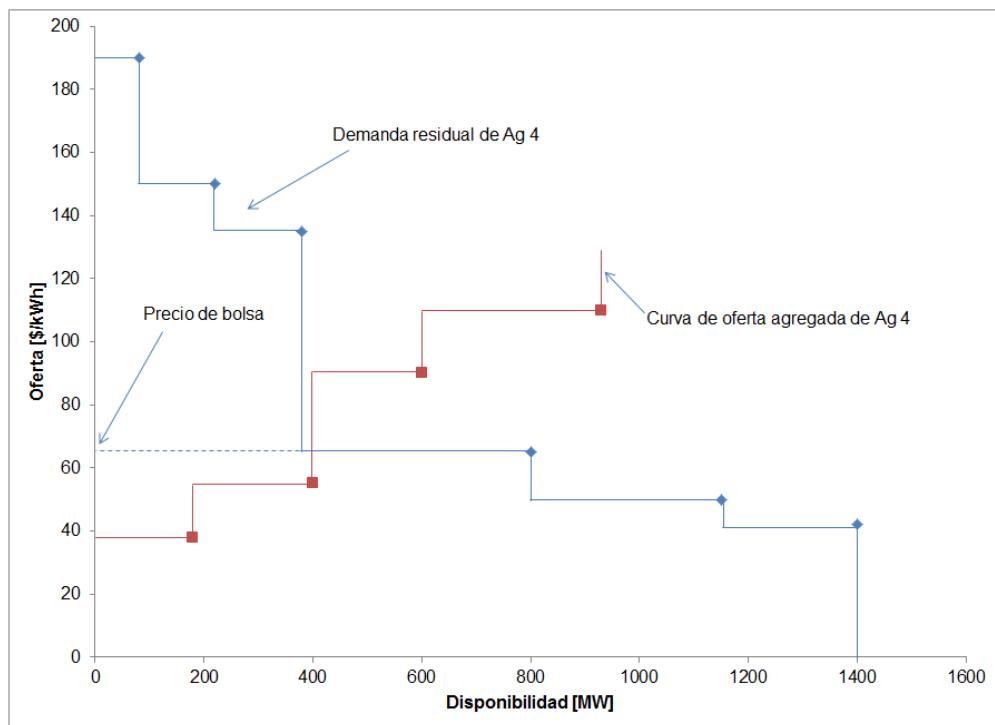


Figura A2. Procedimiento para el cálculo de la demanda residual

Notar que en la figura A2 se encuentran los dos factores que componen la función de demanda residual en la ecuación (1): la demanda y la función de oferta agregada sin tener en cuenta el agente bajo análisis, el cual para este caso es el Agente4. La función de demanda residual es la diferencia de estos dos factores y debe hacerse para cada bloque según el precio. Esto es, el primer bloque de la demanda residual del Agente4 estará dado por la diferencia entre la demanda (1400 MW) y 1320 MW de la curva agregada de oferta a un precio de 190 \$/kWh y así sucesivamente (ver líneas horizontales de derecha a izquierda). Se presenta la curva de demanda residual para este caso en la figura A3.

El punto de equilibrio entre la demanda residual y la curva de disponibilidad agregada del Agente 4 es el precio para en esa hora (\$65/kWh). Considerando que las dos primeras plantas son hidráulicas y las otras térmicas, los beneficios del Agente 4 están dados por el rectángulo de dimensiones 65 y 400, es decir, \$26,000 (ver figura A3). De acuerdo a la función de demanda residual se pueden analizar el conjunto de precios que puede afectar un agente (ver figura 4).



## ANEXO B - TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN UTILIZADA INTRADIARIO

Para resolver el problema de optimización planteado en esta sección se utilizó programación dinámica. Se optó por esta técnica de solución dado que es un problema de decisión con un horizonte de 24 etapas (periodos de un día) a fin de maximizar los beneficios durante un día.

Un agente bajo análisis en un mercado intradiario, que se ha venido denominando  $x$ , y en orden de calcular su grado de afectación sobre los precios en el mercado mayorista (potencial para ser un agente pivotal), enfrenta un problema de decisión para cada hora sobre cuál debe ser el precio de oferta en dicha hora a fin de maximizar los beneficios durante un día, cumpliendo con unas obligaciones de energía firme más sus contratos bilaterales. En otras palabras, para calcular el potencial de un agente de ser pivotal durante un día en un mercado intradiario, es necesario calcular los precios de oferta óptimo durante cada hora para dicho propósito. Por tanto, los precios de oferta de un agente  $x$  serán considerados variables de decisión del problema (ver figura B1).

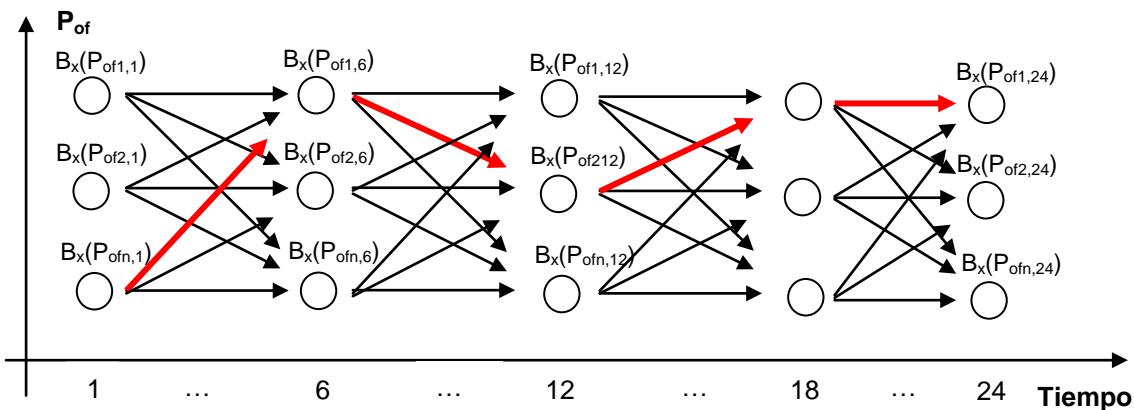


Figura B1. Árbol de decisión de un agente  $x$  en un mercado intradiario

En la figura B1 es presentado el árbol de decisión de un problema de programación dinámica de un agente  $x$  bajo un mercado intradiario. En la abscisa (eje x) de la figura es presentado el tiempo, es decir las 24 horas de un día. En la ordenada (eje y) están las diferentes alternativas que puede tomar los precios de oferta de las plantas de un agente  $x$  ( $P_{of1}, \dots, P_{ofn}$ ). Cada estado de este árbol de decisión o nodo está dado por los beneficios alcanzados del agente  $x$  producto de la decisión tomada en la oferta de precios en una hora dada. Este estado es representado por la variable  $B_x(P_{of,t})$ , es decir, los beneficios del agente  $x$  producto del precio de oferta  $P_{of}$  en la hora  $t$ .

La ecuación de Bellman es utilizada para la maximización de los beneficios durante un día en cada estado de la siguiente manera.

$$\max \left\{ B_{xd}(P_{of1,t-1}) + \sum_{\Omega} B_{xd}(P_{of,t}), B_{xd}(P_{of2,t-1}) + \sum_{\Omega} B_{xd}(P_{of,t}), \dots, B_{xd}(P_{ofn,t-1}) + \sum_{\Omega} B_{xd}(P_{of,t}) \right\}$$

La anterior ecuación plantea en cada estado cual es la mejor decisión de un agente según el precio ofertado para maximizar el beneficio en un día.