

**UN ANÁLISIS CUANTITATIVO DE PRECIOS NODALES EN
COLOMBIA ANTE FENÓMENOS DEL NIÑO Y DE LA NIÑA**

Por

Alejandro Cañaveral Osorio

Documento para optar por el título de Ingeniero Electricista

Orientador: Harold Salazar Isaza, Ph.D

Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de Ingenierías
Programa de Ingeniería Eléctrica
Septiembre de 2018

Agradecimientos

ii

En primer lugar quiero agradecer a mis padres Marco Fidel y Gloria Nelsy, y a mis hermanos Christian y Brayan por sus consejos e incondicional apoyo. A Liceth Carolina por su atención e interés por mi desarrollo académico y personal.

Quiero agradecer al Profesor Harold Salazar por su orientación y atención en la realización de este trabajo además de todo lo enseñado en sus clases magistrales, han sido de mucho enriquecimiento profesional.

Finalmente, agradecer a los profesores y a los estudiantes de la universidad, por su compañía y ayuda durante mi profesión como estudiante de ingeniería eléctrica.

El monitoreo y estudio del comportamiento de los precios mayoristas de electricidad es un aspecto de crucial importancia en los mercados de energía mayorista, por tal, se dispone de bastantes recursos tanto económicos como humanos con el fin de asegurar que el diseño del mercado -relacionado con la formación de precios- sea el adecuado. Los precios mayoristas de electricidad en nuestro país presentan volatilidad frente a distintos factores tales como, fenómenos naturales como el fenómeno del niño, factores externos como el precio del gas natural, carbón o petróleo, o estrategias de oferta de las empresas generadoras.

Por otra parte, el diseño o arquitectura del mercado de energía mayorista juega un rol importante a la hora de formar precios. Alrededor del mundo se puede distinguir principalmente dos tipos de arquitecturas orientadas a la formación de precios mayoristas. Por un lado, como es el caso colombiano, la formación de precios uninodales. Y de otro lado, se encuentra la formación de precios nodales o LMP (*Locational Marginal Prices*).

El enfoque de este trabajo consiste en calcular para el caso colombiano los precios nodales para varios escenarios operativos (despacho, demanda) y bajo dos condiciones hidrológicas con el fin de analizar los posibles beneficios que acarrearía la implementación de un precio nodal en nuestro país. Este documento está organizado de la siguiente manera. El capítulo 1 está encaminado a la formación de precios, describiendo la formación de precios en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano y la formación de precios nodales. El capítulo 2 expone el comportamiento de los precios nodales en la red de Colombia en diferentes escenarios operativos. Y por último, el capítulo 3 correspondiente a las conclusiones del trabajo.

Tabla de Contenidos

iv

Capítulo 1. Formación de precios	1
1.1 Formación de precios mayoristas en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano	1
1.2 Formación de Precios nodales	2
1.2.1 Composición de los LMP	3
1.2.1.1 Precio de la energía.....	3
1.2.1.2 Restricciones de la red	3
1.2.1.3 Pérdidas del sistema de transmisión	4
1.2.2 Flujo de potencia óptimo	5
1.2.2.1 Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad	6
1.2.3 Definición matemática de los LMP	7
1.2.4 Cálculo de los LMP en un sistema eléctrico de potencia.....	8
1.2.4.1 Precio nodal en el nodo 1 de la red de prueba	9
1.2.4.2 Precio nodal en el nodo 3 de la red de prueba	10
1.2.4.3 Efecto de las restricciones del sistema en los LMP	11
Capítulo 2. Cálculo de precios nodales en la red de Colombia	13
2.1 Cálculo de precios para los casos de estudio en la red de Colombia.....	16
2.1.1 Precios para el periodo de la niñá demanda mínima.....	16
2.1.2 Precios para el periodo de la niñá demanda media	18
2.1.3 Precios para el periodo de la niñá demanda máxima.....	20
2.1.4 Precios para el periodo del niño demanda mínima	22
2.1.5 Precios para el periodo del niño demanda media.....	24
2.1.6 Precios para el periodo del niño demanda máxima	25
Capítulo 3. Conclusiones	27
Lista de referencias	28

Tabla 1. Resultados del ACOPF de la red de prueba del caso base.....	8
Tabla 2. Despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 1	10
Tabla 3. Cambio en el despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 1 con respecto al caso base	10
Tabla 4. Despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 3.....	11
Tabla 5. Cambio en el despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 3 con respecto al caso base	11
Tabla 6. Resultados del ACOPF de la red de prueba con la línea 2-4 fuera de servicio	12
Tabla 7. Características de la red de Colombia.....	13
Tabla 8. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo de la niña demanda mínima	18
Tabla 9. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo de la niña demanda media.....	19
Tabla 10. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo de la niña demanda máxima.....	21
Tabla 11. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo del niño demanda mínima	23
Tabla 12. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo del niño demanda media.....	25
Tabla 13. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo del niño demanda máxima.....	26

Figura 1. Cálculo del precio uninodal en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano.....	2
Figura 2. Composición de los LMP	3
Figura 3. Red de prueba para el cálculo de LMP.....	8
Figura 4. Sistema de transmisión nacional 230 y 500 kV [12].....	14
Figura 5. Precio de escasez y precio máximo de bolsa para los años 2017 y 2018 [13]	15
Figura 6. Precios de oferta por combustible principal [14]	16
Figura 7. LMP promedio y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda mínima	17
Figura 8. LMP promedio en las áreas del país y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda mínima.....	17
Figura 9. LMP promedio y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda media..	18
Figura 10. LMP promedio en las áreas del país y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda media	19
Figura 11. LMP promedio y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda máxima	20
Figura 12. LMP promedio en las áreas del país y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda media	21
Figura 13. LMP promedio, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda mínima.....	22
Figura 14. LMP promedio en las áreas del país, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda mínima.....	23
Figura 15. LMP promedio, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda media	24
Figura 16. LMP promedio en las áreas del país, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda media	24
Figura 17. LMP promedio, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda máxima	25
Figura 18. LMP promedio en las áreas del país, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda máxima	26

Capítulo 1. Formación de precios

1.1 Formación de precios mayoristas en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano

Antes de hablar de precios nodales y su implementación en la red de Colombia, primero se debe conocer cómo se forman los precios mayoristas en el país en la actualidad. Dicha arquitectura es orientada a la formación de precios uninodales copiado de la arquitectura de la época del mercado de Inglaterra y Nueva Gales de los años 90.

El precio de cierre, precio uninodal o precio spot se calcula en periodos de una hora cuando se logra igualar la curva de oferta agregada (ofertas de generación de menor a mayor precio) con la curva de demanda total de la red. En el corto plazo la demanda no reacciona ante cambios en el precio de cierre, por tal se considera que tiene un comportamiento inelástico. Este precio es hallado a través de un despacho ideal de energía, es decir despreciando la influencia y las restricciones del sistema de transmisión [1].

El modelo matemático para calcular el precio spot en el mercado de energía mayorista colombiano es el siguiente [1]:

$$\sum_{i=1}^I \Psi_{i,h}(P_{i,h}^G) = D_h \quad (1)$$

Dónde $\Psi_{i,h}(P_{i,h}^G)$ es la curva de oferta agregada en función del precio de oferta $P_{i,h}^G$ del generador i , en la hora h considerando la disponibilidad de I recursos de generación. D_h es la demanda total del sistema en la hora h .

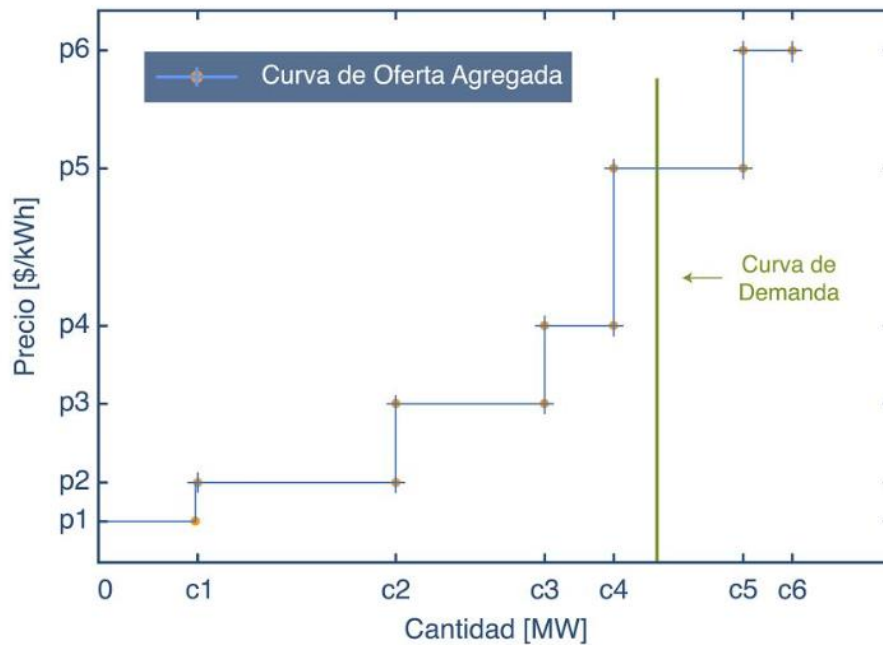


Figura 1. Cálculo del precio uninodal en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano

En la Figura 1 se puede ver el punto donde la demanda del sistema y la curva de oferta agregada son iguales, este punto es el precio de cierre del mercado ($p5$). Para este caso, el precio de cierre lo fijó el generador que corresponde a la oferta $p5$. El generador que fija el precio se llama como generador marginal. Los generadores que no son llamados a despachar energía a través del despacho ideal son aquellos ubicados a la derecha de la curva de demanda, son considerados fuera de mérito. Y los generadores ubicados a la izquierda de la función de la demanda son considerados como unidades en mérito. Este ejercicio lo realiza el operador del sistema, en el caso de Colombia es XM.

1.2 Formación de Precios nodales

Los precios nodales o LMP (*Locational Marginal Prices*) son los precios en el suministro de energía en cada nodo de la red, según las condiciones del mercado. Dicho en

otras palabras, es un factor de sensibilidad que tiene cada nodo del sistema, el cual indica el costo adicional de suplir la demanda en ese nodo si esta aumentase en 1MW. Habrá tantos LMP's como nodos en el sistema [1] y estos dependen directamente de tres factores: precio de la energía, pérdidas del sistema de transmisión y restricciones de la red [2]. Estos tres componentes de los LMP son descritos a continuación.

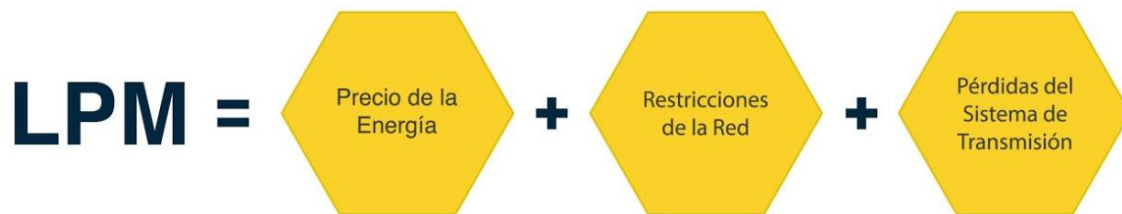


Figura 2. Composición de los LMP

1.2.1 Composición de los LMP

1.2.1.1 Precio de la energía

Este precio es calculado despreciando las pérdidas y las restricciones de la red, es decir, realizando un despacho ideal de energía. En esta instancia los LMP son iguales al precio uninodal.

1.2.1.2 Restricciones de la red

Esta componente se debe a los límites operativos de los equipos que componen el sistema eléctrico de potencia, tales como límites térmicos, de tensión o de estabilidad. El costo por restricciones se debe a que las limitaciones impiden el uso de los generadores de menor costo, conllevando a un generador de mayor costo más cercano a la carga para satisfacer la demanda. Este precio es cero cuando no existen restricciones en la red o no se opera al límite de alguna restricción.

1.2.1.3 Pérdidas del sistema de transmisión

Las pérdidas en la red de transmisión producen un aumento de generación a la hora de operar los sistemas eléctricos de potencia, este crecimiento se debe al uso, tecnología y dimensión de las líneas de transmisión de energía. El precio por pérdidas del sistema de transmisión hace referencia al valor de las pérdidas en el sistema debido a la ubicación de la demanda y la generación de la red. Es decir, cuando una carga está eléctricamente distante del generador marginal este precio aumenta para el nodo donde se encuentra dicha demanda, de lo contrario, el precio por pérdidas disminuye [2].

Hoy día esta herramienta de formación de precios es usada tanto en mercados de países en vía de desarrollo como Perú, como en países desarrollados como Estados Unidos en mercados maduros como PJM [2], ERCOT [3], NYISO [4], CAISO [5] o MISO [6] por las siguientes razones [1]:

- Facilita el uso óptimo, una mayor transparencia y efectividad de la operación de los sistemas eléctricos.
- Se pueden enviar señales económicas al mercado para la ubicación y/o inversión de nuevas unidades de generación o mejoras en la red de transmisión, en zonas donde sea necesario.
- En la mayoría de los casos un mercado con precios nodales presenta un mayor beneficio económico frente a uno bajo formación de precios mayoristas uninodales.
- Limitan la aparición de comportamientos anticompetitivos (posiciones dominantes).

Hay que tener en cuenta que se necesita de madurez por parte del mercado y sus participantes para que esta metodología se implemente eficientemente.

Para el cálculo de los precios nodales se debe resolver un problema de optimización. Los modelos existentes en la literatura se pueden clasificar en dos clases, el

ACOPF (flujo de potencia óptimo AC) y el DCOPF (flujo de potencia óptimo DC). Siendo el ACOPF más preciso que el DCOPF, pero más complejo a la hora de cumplir las restricciones y al usarlo en aplicaciones en tiempo real. Algunas de las ventajas que posee el DCOPF frente al ACOPF es su simplicidad, velocidad de convergencia y fácil modelamiento.

En la industria, la mayoría de los mercados que implementan LMP emplean modelos DCOPF para formar precios debido a su consistencia financiera y a su simplicidad en su uso en tiempo real. Pero para estudios fuera de línea se implementa el ACOPF, como lo es en nuestro caso [7].

1.2.2 Flujo de potencia óptimo

El flujo de potencia óptimo consiste en determinar el estado de un sistema de potencia optimizando una función objetivo, satisfaciendo al mismo tiempo un conjunto de restricciones operativas físicas del problema. Para nuestro caso la función objetivo es minimizar los costos de generación sujeto a restricciones operativas de igualdad y desigualdad de la red. Al resolver este problema de optimización, se obtienen indirectamente los insumos para calcular los LMP.

En (2) se presenta la formulación matemática simplificada de un flujo de potencia óptimo AC o ACOPF, donde se minimiza el costo de operación de ng unidades de generación [7].

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_i^G) \quad (2,1)$$

s. a

$$P_n^G = P_n^d + P_k^l(\theta), \quad \forall k \in n \quad (2,2)$$

$$Q_n^G = Q_n^d + Q_k^l(\theta), \quad \forall k \in n \quad (2,3)$$

$$|S_k^l(\theta)| \leq S_k^{l,max}, \quad \forall k \in n \quad (2,4)$$

$$P_i^{G,\min} \leq P_i^G \leq P_i^{G,\max}, \quad \forall i \in n \quad (2,5)$$

$$Q_i^{G,\min} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G,\max}, \quad \forall i \in n \quad (2,6)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in n \quad (2,7)$$

Las restricciones (2,2) y (2,3) hacen cumplir el balance de potencia nodal (activa y reactiva) en cada uno de los nodos de la red. Es decir, que la suma de la potencia demandada (P_n^d) más los flujos por las líneas de transmisión ($P_k^l(\theta)$) asociadas a dicho nodo, es igual a la potencia generada (P_n^G) en el nodo. La ecuación (2,4) se encarga de cumplir el límite máximo de flujo a través de las líneas de transmisión ($S_k^{l,\max}$). (2,5) y (2,6) hacen referencia a los límites de generación activa y reactiva de los generadores. Y la última restricción hace cumplir los límites de tensión en cada uno de los nodos de la red.

1.2.2.1 Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad

Cuando se modela un flujo de potencia óptimo que no solo considera las restricciones de la red bajo funcionamiento normal, sino también bajo contingencias, se tiene un flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF). A continuación, se presenta la formulación matemática del flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad [8].

$$\text{Minimizar} \sum_{j=1}^{nc} \sum_{i=1}^{ng} f(Pg_i^j) \quad (3,1)$$

s. a

$$Pg_i^j - D_k^j = \sum_{m=1}^{nl} F_{km}^j \quad (3,2)$$

$$F_{km}^j = (\theta_k^j - \theta_m^j) / X_{km} \quad (3,3)$$

$$\theta_{ref}^j = 0 \quad (3,4)$$

$$F_{km_min}^j \leq F_{km}^j \leq F_{km_max}^j \quad (3,5)$$

$$Pg_{i_min}^j \leq Pg_i^j \leq Pg_{i_max}^j \quad (3,6)$$

Donde:

Pg_i^j : Potencia entregada por el generador i en la j -ésima contingencia;

D_k^j : Demanda de la barra k en la j -ésima contingencia;

F_{km}^j : Flujo en la línea (o transformador) que une las barras km en la j -ésima contingencia;

θ_k^j : Angulo de la barra k en la j -ésima contingencia;

X_{km} : Impedancia de la línea (o transformador) que une las barras km .

La función objetivo (3,1) es la sumatoria de las funciones de costo de los generadores para cada una de las contingencias. En este modelo, estas funciones de costo son generalmente ponderadas por la probabilidad de ocurrencia de la contingencia. Las restricciones (3,2) y (3,3) corresponden a la primera y segunda ley de Kirchhoff respectivamente. (3,4) indica que el ángulo de la barra de referencia se debe mantener igual a cero para el caso base y cada una de las contingencias. Y las últimas dos restricciones corresponden a los límites mínimos y máximos de los flujos en las líneas y las potencias generadas de los generadores.

1.2.3 Definición matemática de los LMP

$$\lambda_i = \lambda - LF_i * \lambda + \sum_{k=1}^K S_{ik} * \mu_k \quad \forall i \in n \quad (4)$$

Dónde (λ_i) corresponde al precio nodal en el nodo i . La componente del precio de la energía es (λ) . $(LF_i * \lambda)$ es la componente de las pérdidas en la red de transmisión, siendo (LF_i) el factor de pérdidas del nodo i . El precio por restricciones en la red está dado por $(\sum_{k=1}^K S_{ik} * \mu_k)$ donde, μ_k es el precio de la restricción k , S_{ik} es el factor de restricción del nodo i con respecto a la restricción k , y K es el número de restricciones de la red [9]. Estos valores se obtienen a partir del ACOPF o DCOPF, donde λ y $LF_i \mu_k$ son los multiplicadores de Lagrange de los problemas de optimización del ACOPF y DCOPF.

1.2.4 Cálculo de los LMP en un sistema eléctrico de potencia

Esta sección presenta, desde un ejemplo ilustrativo, el cálculo e interpretación de los LMP a partir de un ACOPF, exponiendo el papel que juegan las pérdidas y las restricciones del sistema a la hora de formar los precios. El sistema de prueba consta de una red de cuatro barras con dos generadores, cada uno con una oferta y disponibilidad diferente como se muestra en la Figura 3. Los resultados después de calcular el ACOPF se muestran en la Tabla 1, teniendo este caso como el caso base.

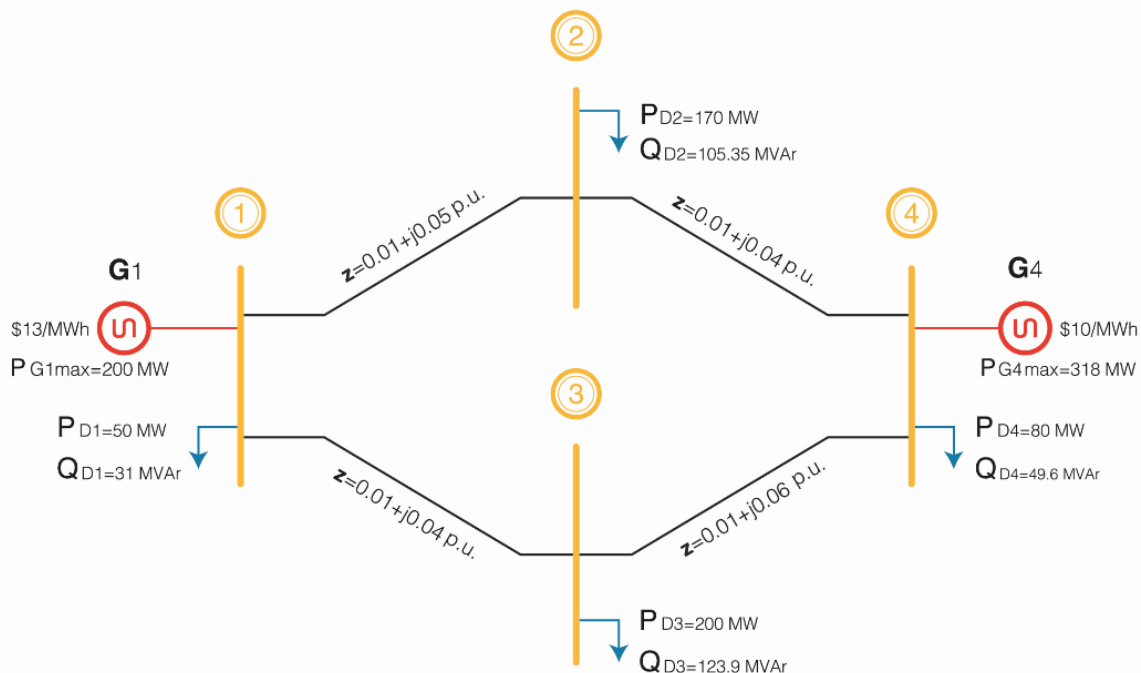


Figura 3. Red de prueba para el cálculo de LMP

	G1	G4
Oferta	\$13/MWh	\$10/MWh
Disponibilidad	400 MW	318 MW
Despacho	186.141 MW	318 MW

Nodo	1	2	3	4
LMP [\$/MWh]	13	13.08	13.17	12.86

Tabla 1. Resultados del ACOPF de la red de prueba del caso base

Como era de esperarse, el generador G4 fue despachado a su valor máximo ya que su oferta es más barata que el generador G1.

Si se quisiera implementar la formación de precios empleada en Colombia (uninodal), el precio en cada nodo sería igual a la oferta del generador marginal, en este caso es G1 (\$13/MWh), pero lo que interesa indagar es en la formación de precios a partir de precios nodales.

Es preciso recordar que el precio nodal del nodo i es un factor de sensibilidad que indica el costo adicional de suplir la demanda del nodo i cuando esta aumenta en 1MW. Para efectos prácticos y de interpretación, matemáticamente los LMP se pueden definir de manera equivalente de la siguiente forma [10]:

$$\lambda_i = \frac{\sum_{i=1}^I C_i(\Delta P_i^G)}{\Delta P_i^D} \quad \forall i \in n \quad (5)$$

Dónde λ_i es el precio nodal del nodo i . $C_i(\Delta P_i^G)$ es el cambio en el costo de las unidades generación que conlleva aumentar la demanda en el nodo i en 1MW (ΔP_i^D).

A continuación, se expone el cálculo matemático del precio nodal en los nodos 1 y 4 implementando lo ecuación descrita en (5).

1.2.4.1 Precio nodal en el nodo 1 de la red de prueba

Al aumentar en 1MW la demanda del nodo 1, se obtiene el siguiente despacho mostrado en la Tabla 2. El cambio que hubo en el despacho con respecto al caso base se muestra en la Tabla 3, con esta información se calcula el precio nodal arrojado en el caso base.

	G1	G4
Despacho	187.141 MW	318 MW

Tabla 2. Despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 1

	G1	G4
Despacho	1 MW	0 MW

Tabla 3. Cambio en el despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 1 con respecto al caso base

A partir de la ecuación matemática (3) se calculó el precio nodal en el nodo 1.

$$LMP_1 = \frac{C_{G1} * \Delta P_{G1} + C_{G4} * \Delta P_{G4}}{\Delta P_{D1}} = \frac{13 * 1 + 10 * 0}{1} \$/MWh = 13 \$/MWh$$

Los precios nodales se componen de tres factores, el precio marginal del sistema, las pérdidas y las restricciones de la red. Para este caso, el nodo a considerar es el mismo donde está el generador marginal (nodo 1) por lo que el LMP es igual a la oferta de dicho generador, consecuentemente los factores correspondientes a las pérdidas y a las restricciones de la red son cero.

1.2.4.2 Precio nodal en el nodo 3 de la red de prueba

Al aumentar en 1MW la demanda del nodo 3, se obtiene el siguiente despacho mostrado en la Tabla 4. El cambio que hubo en el despacho con respecto al caso base se muestra en la Tabla 5, con esta información se calcula el precio nodal arrojado en el caso base.

	G1	G4
Despacho	187.154 MW	318 MW

Tabla 4. Despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 3

	G1	G4
Despacho	1.013 MW	0 MW

Tabla 5. Cambio en el despacho después de aumentar 1MW la demanda del nodo 3 con respecto al caso base

A partir de la ecuación matemática (3) se calculó el precio nodal en el nodo 3.

$$LMP_3 = \frac{C_{G1} * \Delta P_{G1} + C_{G4} * \Delta P_{G4}}{\Delta P_{D3}} = \frac{13 * 1.013 + 10 * 0}{1} \$/MWh = 13.17 \$/MWh$$

Este precio es más alto que la oferta del generador marginal, esto se debe a que las pérdidas en la red juegan un papel importante en la formación del precio. El generador G1 debido a las pérdidas debe generar un poco más que 1MW, el valor que aumentó la demanda en el nodo 3.

1.2.4.3 Efecto de las restricciones del sistema en los LMP

A continuación, con el fin de mostrar la importancia de las restricciones del sistema en los LMP, se deja fuera de servicio la línea de transmisión que va desde el nodo 2 al nodo 4 y se limita el flujo de potencia por las líneas en 250 MVA. Con esta información se calcula el ACOFF y se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 6.

	G1	G4
Oferta	\$13/MWh	\$10/MWh
Disponibilidad	400 MW	318 MW
Despacho	209.7 MW	301.4 MW

Nodo	1	2	3	4
LMP [\$/MWh]	13	13.83	12.94	10

Tabla 6. Resultados del ACOPF de la red de prueba con la línea 2-4 fuera de servicio

De lo anterior, se puede observar que el generador G4 no está generando en su valor máximo a pesar de ser el generador con la oferta más barata, esto debido a que al dejar fuera de servicio la línea de transmisión que va desde el nodo 2 al nodo 4 y al limitar el flujo de potencia por las líneas en 250 MVA, obliga a la línea 3-4 a operar en su límite operativo (250 MVA) limitando a su vez el despacho de G4. Es por esto que el precio nodal del nodo 4 es igual a la oferta de G4, ya que si la demanda del nodo 4 aumenta en 1MW, G4 aún tiene capacidad para suplir dicho cambio en la demanda.

Capítulo 2. Cálculo de precios nodales en la red de Colombia

Los mercados de energía mayoristas basados en precios nodales y precios uninodales son los diseños más representativos existentes. La tendencia de los mercados de energía mayoristas alrededor del mundo es migrar a un esquema de precios nodales. Este capítulo expone el comportamiento de los precios nodales en la red de Colombia calculados a partir de un ACOPF. El sistema con el cual se trabajó el cálculo de los LMP es un prototipo de la red de transmisión nacional de 230 y 500 kV, la cual posee las características descritas en la Tabla 7.

Característica	Cantidad
Nodos	105
Ramales	212
Generadores	52
Cargas	72
Capacidad instalada	14100 MW
Demanda máxima de potencia	8746 MW

Tabla 7. Características de la red de Colombia

Las barras que componen la red fueron clasificadas en 5 áreas diferentes dependiendo de su ubicación geográfica (ver Figura 4), con el fin de facilitar el análisis del comportamiento de los LMP en el país.

- Área sur: Demarcado con color violeta en la Figura 4 y corresponde a los departamentos de Nariño, Cauca, Valle del Cauca, Putumayo y Huila.
- Área centro: Señalado con color naranja en la Figura 4 y se compone de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

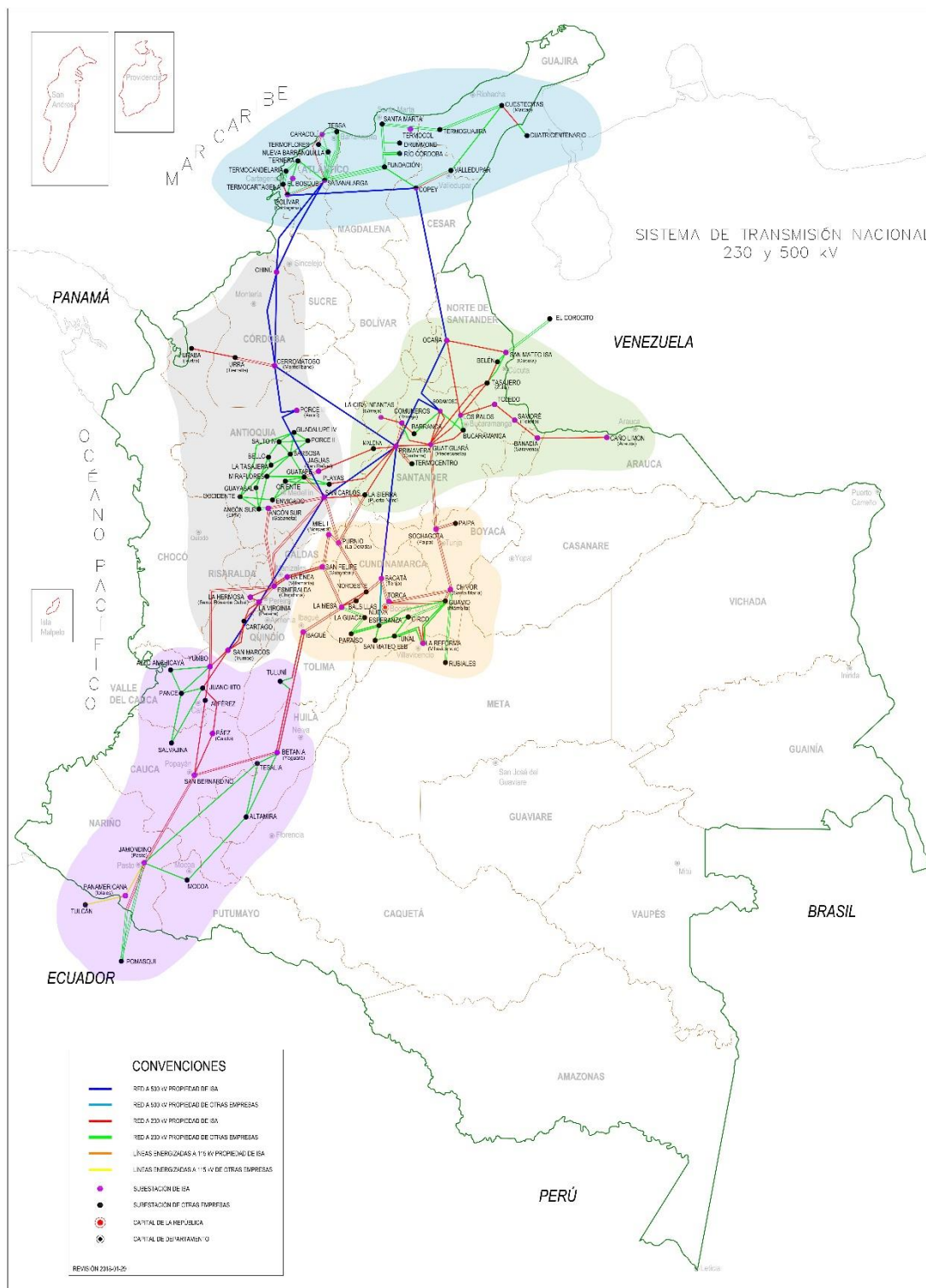


Figura 4. Sistema de transmisión nacional 230 y 500 kV [11]

- Área occidente: Marcado con color gris en la Figura 4 y está compuesto por los departamentos de Antioquia, Risaralda, Quindío, Caldas y Córdoba.
- Área oriente: Demarcado con color verde en la Figura 4 y corresponde a los departamentos de Santander, Norte de Santander y Arauca.
- Área norte: Señalado con color azul en la Figura 4 y corresponde a los departamentos de Bolívar, Cesar, Magdalena y Guajira.

Los casos de estudio en los que se calculó los LMP simulan distintos escenarios operativos de la red de Colombia, un periodo de la niña cuando se presumen precios uninodales bajos (fenómeno de la niña), y un periodo del niño cuando se sospechan que son altos (fenómeno del niño). Estos escenarios bajo distintas condiciones de demanda (mínima, media y máxima).

Para configurar el despacho se tomó la oferta que hicieron los generadores cuando se presentaron dichos fenómenos naturales; para el fenómeno de la niña o periodo de la niña fue con base en la Figura 5 tomando el mes de junio como periodo de interés, tiempo en el cual coincide dicho fenómeno y menor precio uninodal de los últimos dos años. Y para el fenómeno del niño o periodo del niño las ofertas de octubre de 2015, mes donde se presentaron los precios uninodales más altos del fenómeno del niño del 2015 como muestra la Figura 6.

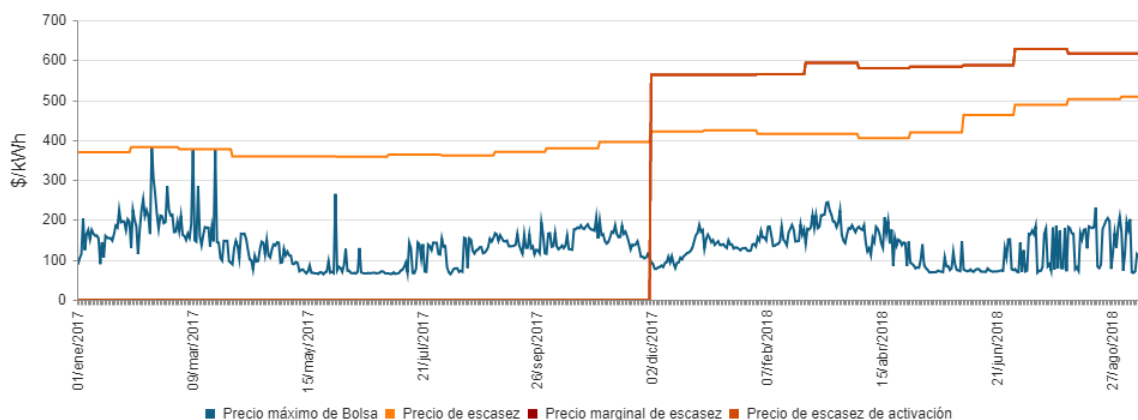


Figura 5. Precio de escasez y precio máximo de bolsa para los años 2017 y 2018 [12]

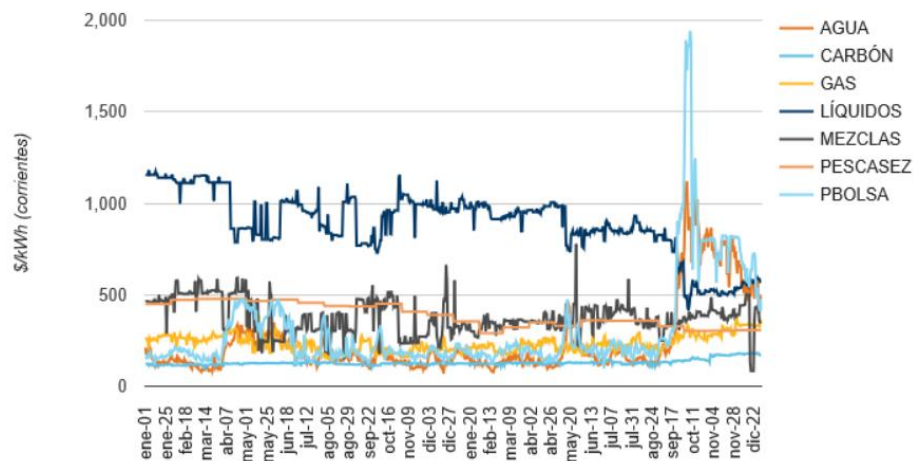


Figura 6. Precios de oferta por combustible principal [13]

2.1 Cálculo de precios para los casos de estudio en la red de Colombia

Para cada uno de los periodos bajo estudio, se calculó el precio uninodal y los LMP de la red para cada día, en un total de treinta días, tomando tres condiciones de demanda (mínima, media y máxima) en cada día. Teniendo un total de ciento ochenta escenarios diferentes. Los resultados se clasificaron en seis grupos distintos como se muestra a continuación, exponiendo para cada día el precio uninodal y el LMP promedio en todo el país y en las distintas áreas que lo conforman.

2.1.1 Precios para el periodo de la niña demanda mínima

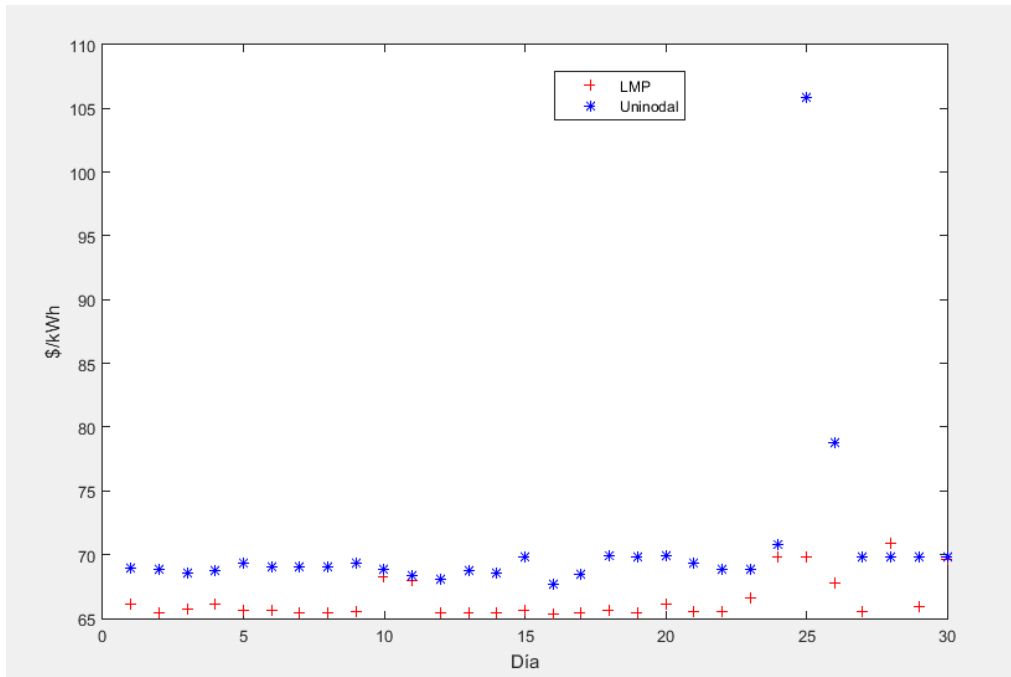


Figura 7. LMP promedio y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda mínima

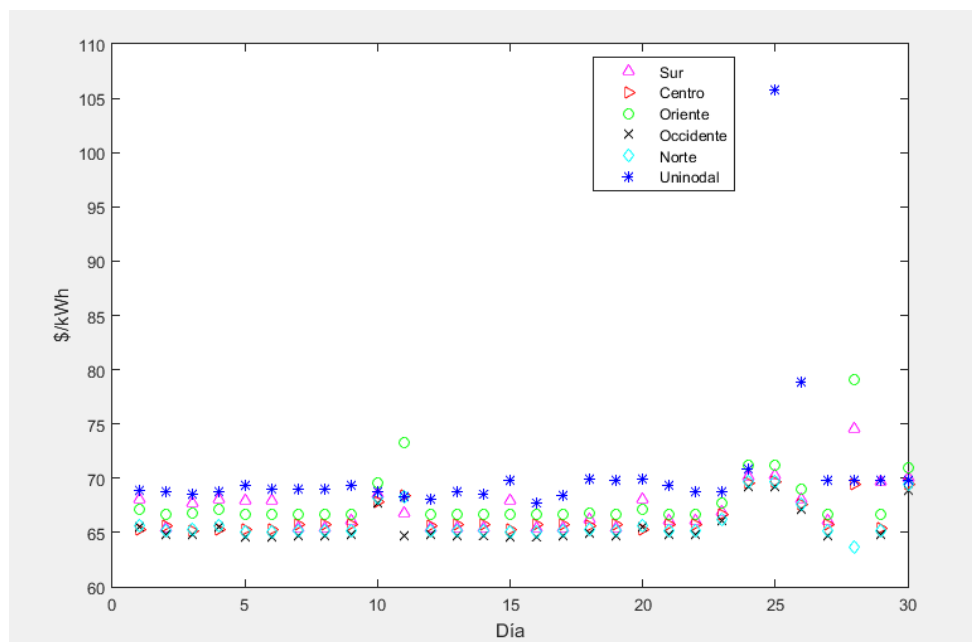


Figura 8. LMP promedio en las áreas del país y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda mínima

	Promedio [\$/kWh]	Desviación estándar
LMP Prom	66.473	1.628
Uninodal	70.681	6.898
Sur	67.320	2.111
Centro	66.378	1.470
Oriente	67.996	2.743
Occidente	65.634	1.625
Norte	65.907	1.561

Tabla 8. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo de la niña demanda mínima

A partir de los resultados anteriores, se puede observar que los precios nodales son menores al precio uninodal en todos los días bajo estudio (a excepción del día 28), además los LMP presentan menos dispersión en su precio como lo muestra la Tabla 8.

2.1.2 Precios para el periodo de la niña demanda media

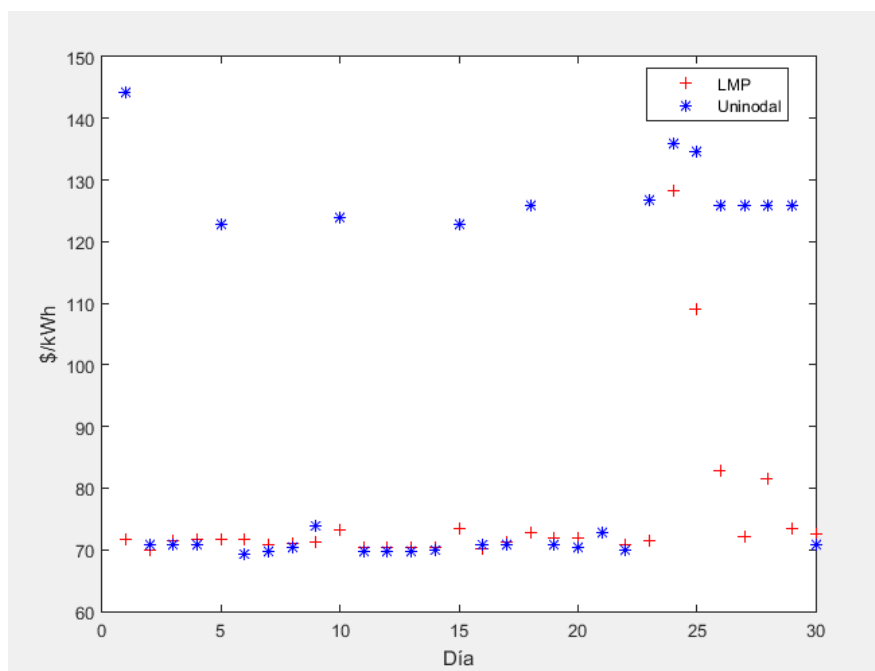


Figura 9. LMP promedio y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda media

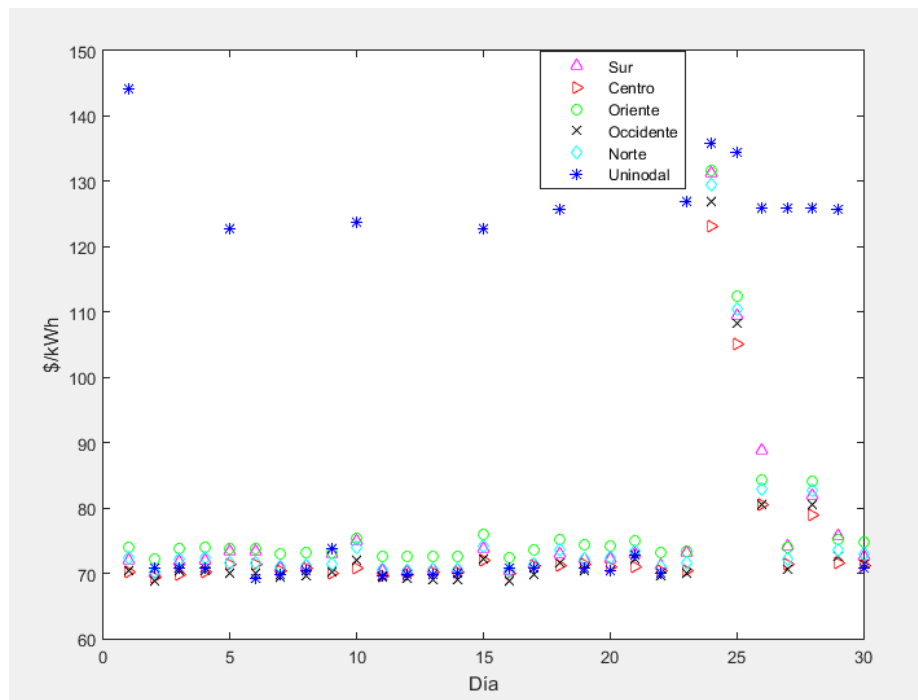


Figura 10. LMP promedio en las áreas del país y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda media

	Promedio [\$/kWh]	Desviación estándar
LMP Prom	75.419	12.355
Uninodal	93.696	29.044
Sur	76.277	12.854
Centro	74.150	11.371
Oriente	77.683	12.643
Occidente	74.139	12.366
Norte	75.820	12.631

Tabla 9. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo de la niña demanda media

Para este caso de estudio se repite la tendencia de la condición de demanda mínima, los LMP siguen siendo menores al precio uninodal y continúan presentando menor dispersión, como se evidencia en la Figura 9, Figura 10 y en la Tabla 9. Además, se evidencian precios nodales altos de las zonas sur y oriente con respecto al centro del país.

2.1.3 Precios para el periodo de la niña demanda máxima

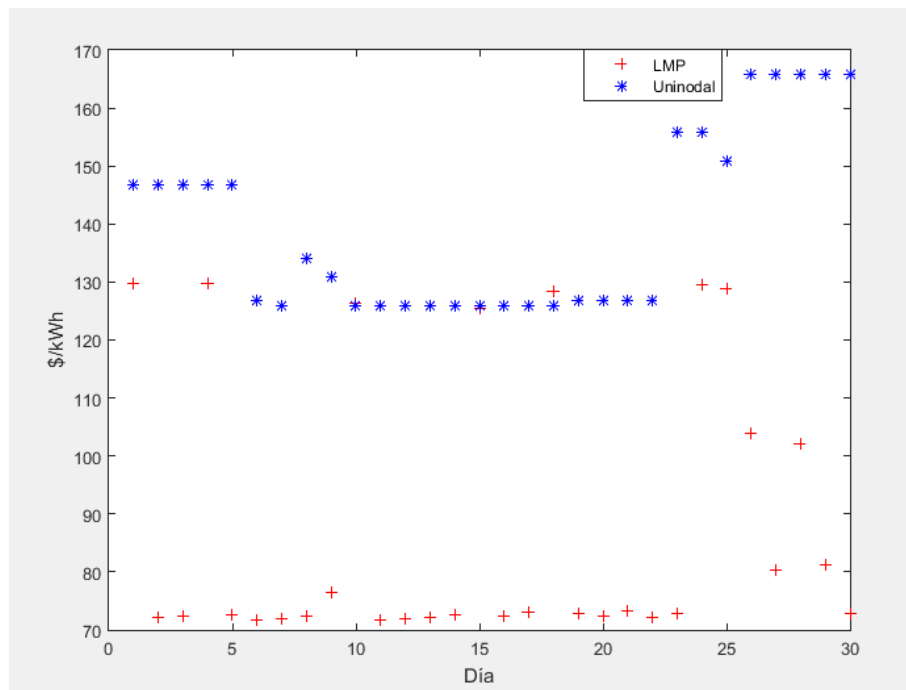


Figura 11. LMP promedio y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda máxima

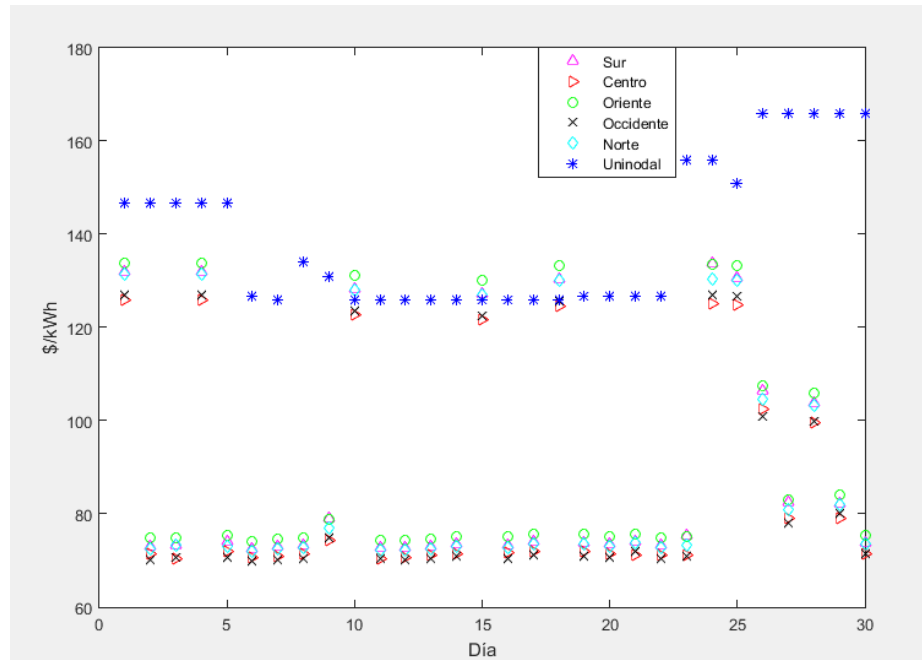


Figura 12. LMP promedio en las áreas del país y precio uninodal diarios para el periodo de la niña demanda media

	Promedio [\$/kWh]	Desviación estándar
LMP Prom	88.170	23.806
Uninodal	139.436	15.716
Sur	89.703	24.323
Centro	86.286	22.721
Oriente	91.259	24.600
Occidente	86.194	23.417
Norte	88.973	24.266

Tabla 10. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo de la niña demanda máxima

En este escenario de demanda máxima se siguen presentando las mismas condiciones que en demanda mínima y media, con la única diferencia de que los LMP empiezan a tener una dispersión mayor con respecto al precio uninodal como se ve en la desviación estándar presentada en la Tabla 10.

2.1.4 Precios para el periodo del niño demanda mínima

Para un mejor análisis de los precios del sistema, para el periodo 2 también se debe tener en cuenta el precio de escasez debido a los altos precios de la energía en el país. El precio de escasez es un precio techo de venta de energía, que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país. Este precio es calculado mensualmente de acuerdo con la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad. Para el periodo 2 correspondiente al mes de octubre de 2015 el precio de escasez fue de 302.431 \$/kWh. Información obtenida de la página web de XM.

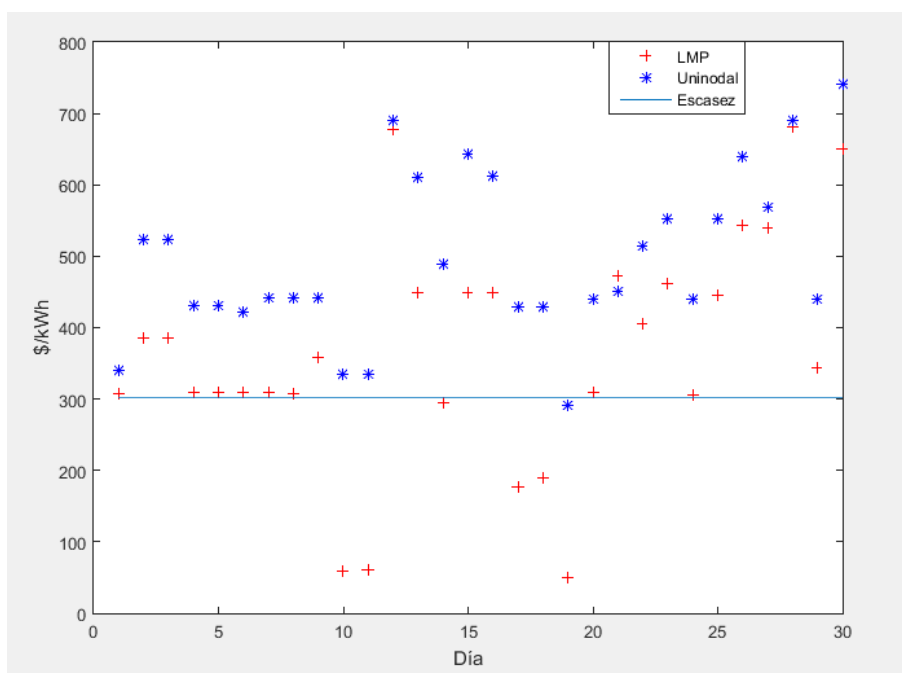


Figura 13. LMP promedio, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda mínima

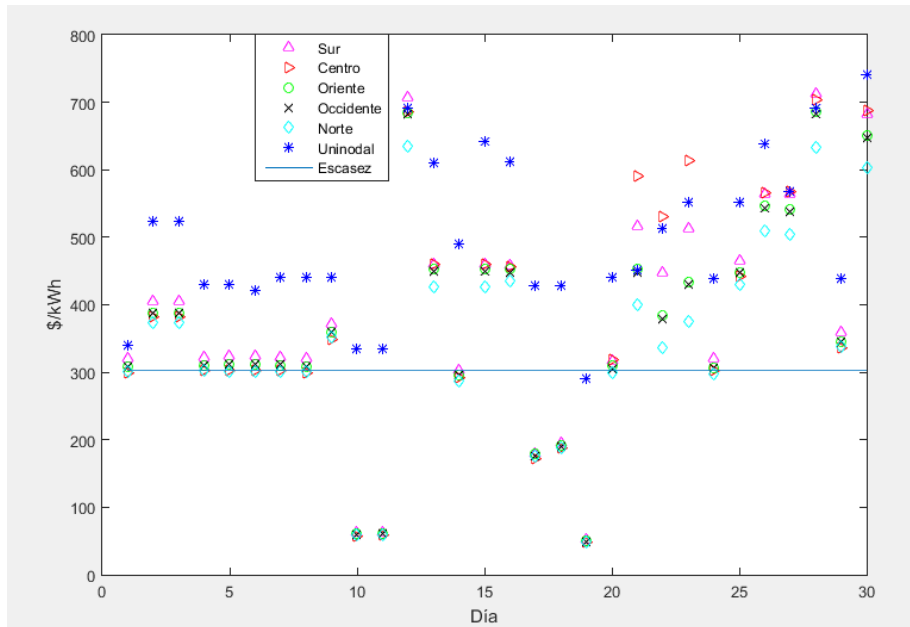


Figura 14. LMP promedio en las áreas del país, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda mínima

	Promedio [\$/kWh]	Desviación estándar
LMP Prom	366.362	163.466
Uninodal	496.156	114.457
Sur	384.002	172.578
Centro	382.173	182.122
Oriente	365.925	163.406
Occidente	364.175	162.540
Norte	345.985	148.918

Tabla 11. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo del niño demanda mínima

En este caso donde está presente un fenómeno del niño en condición de demanda mínima, tanto los LMP como los precios uninodales presentan precios promedio más altos que el precio de escasez. Pero aun así, los precios nodales con respecto a los uninodales siguen siendo más bajos.

2.1.5 Precios para el periodo del niño demanda media

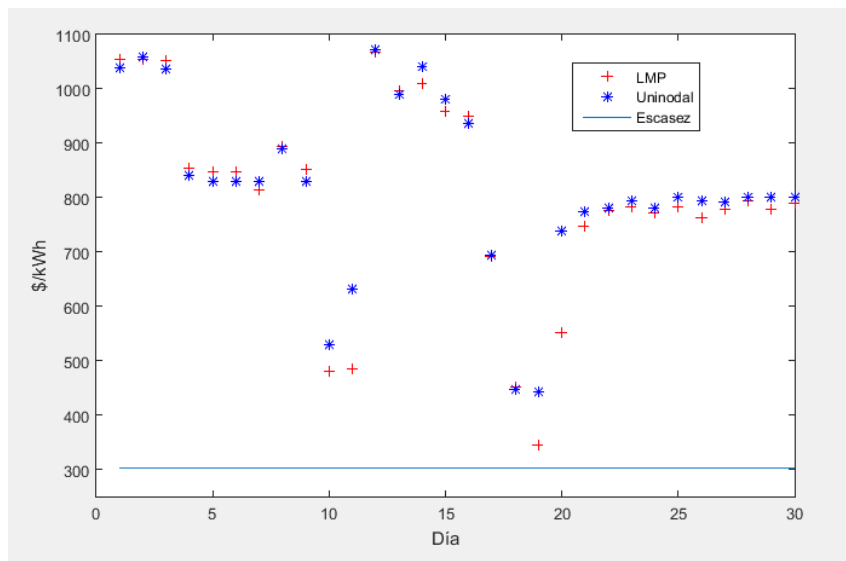


Figura 15. LMP promedio, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda media

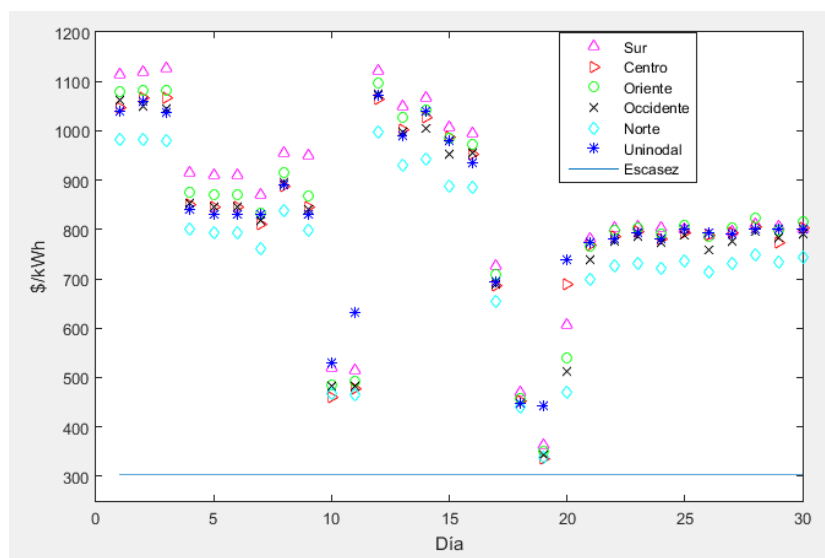


Figura 16. LMP promedio en las áreas del país, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda media

	Promedio [\$/kWh]	Desviación estándar
LMP Prom	800.701	188.037
Uninodal	820.163	163.191
Sur	843.486	200.053
Centro	809.944	187.641
Oriente	820.888	195.712
Occidente	798.974	190.278
Norte	749.818	172.792

Tabla 12. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo del niño demanda media

Para este escenario los LMP son casi iguales al precio uninodal, solo existe una diferencia de promedios de 19.462 \$/kWh, que equivale a cerca del 2.5% del promedio de los LMP. Además, se marca aún más la diferencia entre los precios del sur y oriente con respecto al resto del país (ver Tabla 12).

2.1.6 Precios para el periodo del niño demanda máxima

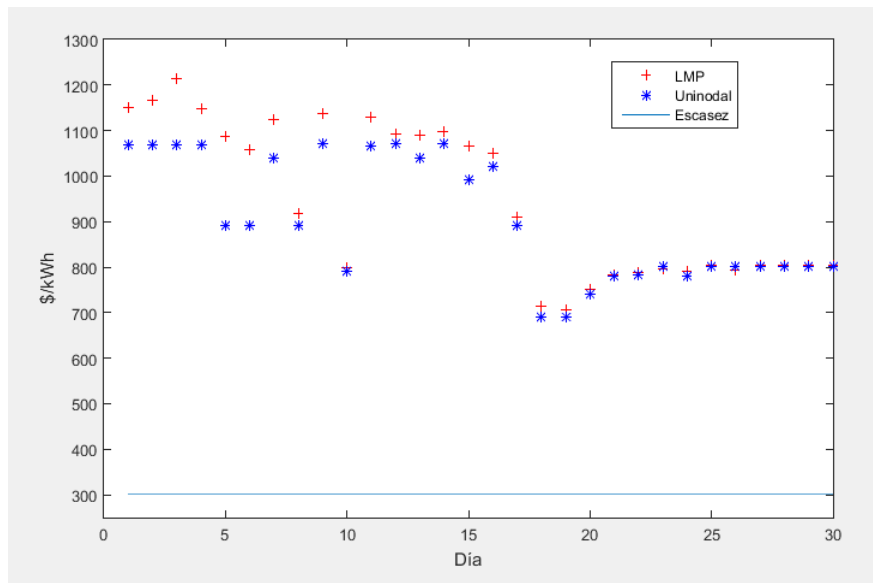


Figura 17. LMP promedio, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda máxima

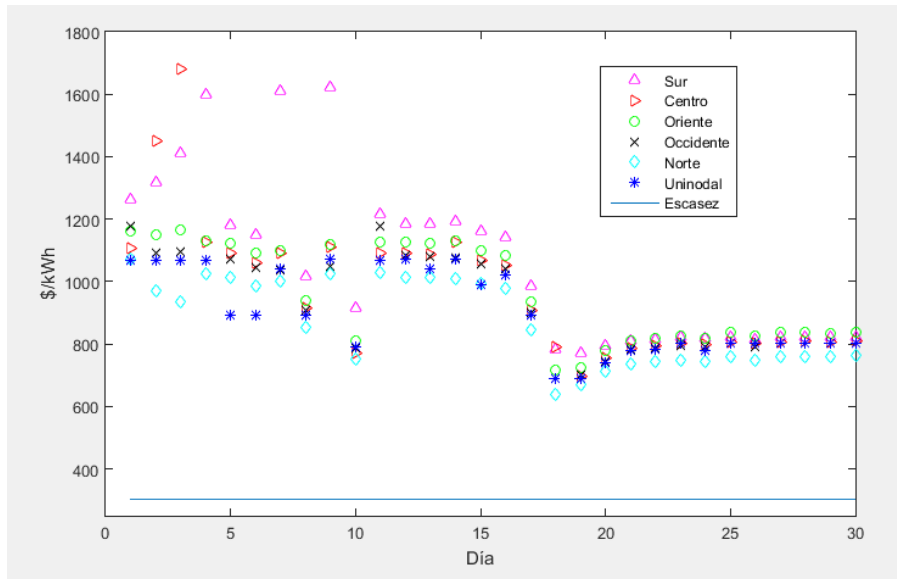


Figura 18. LMP promedio en las áreas del país, precio de escasez y precio uninodal diarios para el periodo del niño demanda máxima

	Promedio [\$/kWh]	Desviación estándar
LMP Prom	945.794	168.429
Uninodal	902.649	134.993
Sur	1056.798	268.731
Centro	969.900	219.504
Oriente	963.819	158.266
Occidente	927.542	155.309
Norte	868.244	136.614

Tabla 13. Promedios y desviación estándar de los precios para el periodo del niño demanda máxima

Este caso de estudio es el único donde el precio uninodal es menor que los LMP para cada uno de los días (ver Figura 17), además de que posee una dispersión menor.

Capítulo 3. Conclusiones

- a) Con base en los casos simulados, la mayoría de los precios nodales son menores que el precio uninodal. Esto podría implicar una reducción en el costo de la energía del usuario final, en otras palabras, el consumidor pagará menos en una estructura de mercado mayorista con formación de precios nodales, que en una con formación de precios uninodales basado en las simulaciones realizadas.
- b) A pesar de que en el periodo del niño se tienen precios nodales y uninodales muy altos, y en algunos de los casos los LMP mayores a los uninodales, el consumidor de energía no se ve tan afectado por el alza en estos precios debido a que el precio de escasez es menor, evitando así exponerse a pagar grandes montos por la energía.
- c) En cada uno de los casos se observaron precios nodales altos, con respecto a los precios en las áreas occidente y centro, en los nodos alejados al centro del país a excepción de la zona norte, mostrando un déficit de generación en las zonas sur y oriente.
- d) En los casos correspondientes al periodo del niño los precios más bajos fueron los de la costa atlántica, esto debido a las costosas ofertas que hicieron la mayoría de los generadores hidráulicos frente a la escasez de agua, conllevando un favoritismo de los generadores alojados en el norte del país para ser despachados a plena carga.

Lista de referencias

- [1] C. A. Gallego Arias, “Análisis de posiciones dominantes en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano basado en el cálculo de la demanda residual y formación de precios”, Colombia, Universidad Tecnológica de Pereira, 2011. [Online]. Disponible:
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/2553/62131G166.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [2] PJM State & Member Training Dept, “Locational Marginal Pricing Components”, Estados Unidos, PJM, 2017. [Online]. Disponible: <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx?la=en>
- [3] J. Yu, “Locational marginal pricing in ERCOT market”, Canada, IEEE, 2006. [Online]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1708980/>
- [4] NYISO “Locational Based Marginal Pricing”, Estados Unidos, NYISO, 2006. [Online]. Disponible:
https://www.nyiso.com/public/services/market_training/online_resources/lbmp_online.pdf
- [5] CALIFORNIO ISO, “Locational Marginal Pricing (LMP): Basics of Nodal Price Calculation”, Estados Unidos, CAISO, 2005. [Online]. Disponible:
<https://caiso.com/Documents/02LMPOverview.pdf>
- [6] Organization of MISO States, “High Level Design Decisions on Extended Locational Marginal Pricing (ELMP)”, Estados Unidos, MISO, 2011. <http://www.misostates.org/images/stories/Filings/MISO/2011/MISO-ELMP-Filed12May11.pdf>
- [7] NPTEL, “Locational Marginal Prices (LMP)”, India, NPTEL, 2012. [Online]. Disponible: <https://nptel.ac.in/courses/108101005/30>
- [8] J. M. López, L. A. Gallego, “Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad usando un metodo de punto interior”, Colombia, Universidad Tecnológica de Pereira, 2008. [Online]. Disponible:
<http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/3143/1905>
- [9] E. Litvinov, “Locational Marginal Pricing”, Estados Unidos, ISO-NE, 2011.
- [10] H. Liu, L. Tesfatsion, A. Chowdhury, “Locational Marginal Pricing Basics for Restructured Wholesale Power Markets”, Canada, IEEE, 2009. [Online]. Disponible:
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.153.2316&rep=rep1&type=pdf>

- [11] ISA Interconexión Eléctrica S. A, 2018, “*Sistema de transmisión nacional 230 y 500 kV*”, [Figura]. Recuperado de <http://www.isa.co>
- [12] XM, 2018 “*Precio de bolsa y escasez*”, [Figura]. Recuperado de <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>
- [13] XM, 2015 “*Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2015*”, [Figura]. Recuperado de file:///C:/Users/Usuario%20UTP/Downloads/Informe_Operacion_SIN_2015.pdf