



**Análisis de una implementación de precios nodales marginales en el Mercado de Energía
Mayorista bajo un esquema de mercados intradiarios**

Javier Andrés Mendoza Rocha

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesores

Diego Adolfo Mejía Giraldo, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica

Oscar Mauricio Carreño Rincón, Magíster (MSc) en Optimización

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita	J. Mendoza Rocha [1]
Referencia Estilo IEEE (2020)	[1] J. Mendoza Rocha, “Análisis de una implementación de precios nodales marginales en el Mercado de Energía Mayorista bajo un esquema de mercados intradiarios”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Jesús Francisco Vargas Bonilla.

Jefe departamento: Noé Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	7
ABSTRACT	8
I. INTRODUCCIÓN	9
II. OBJETIVOS	10
A. Objetivo general	10
B. Objetivos específicos	10
III. MARCO TEÓRICO	11
IV. METODOLOGÍA	15
V. RESULTADOS	16
A. Validación del DAM con caso 2 del artículo [1].	16
B. Participación en el despacho diario.	20
1) Caso de estudio: verano.	20
2) Caso de estudio: invierno.	20
3) Caso de estudio: El Niño 2015-2016.	21
C. Distribución de los precios nodales marginales.	22
1) Caso de estudio: verano.	22
2) Caso de estudio: invierno.	24
3) Caso de estudio: El Niño 2015-2016.	26
VI. ANÁLISIS	29
VII. CONCLUSIONES	32
REFERENCIAS	33

LISTA DE TABLAS

TABLA I RESULTADOS DEL CASO DE LA FIG. 2 CON BARRA E COMO BARRA DE REFERENCIA [1]	17
TABLA II RESULTADOS DEL CASO DE LA FIG. 2 ARROJADOS POR EL DAM	18
TABLA III DESPACHO ECONÓMICO ARROJADO POR EL DAM	18
TABLA IV FLUJOS DE POTENCIA ARROJADOS POR EL DAM	18
TABLA V ERROR PORCENTUAL DE LOS COMPONENTES DE LOS PNM	19
TABLA VI ERROR PORCENTUAL DEL DESPACHO ECONÓMICO	19
TABLA VII ERROR PORCENTUAL DE LOS FLUJOS DE POTENCIA	19
TABLA VIII PNM DE ANTIOQUIA Y CARIBE EN LOS CASOS DE VERANO E INVIERNO (P19)	28
TABLA IX PNM DE ANTIOQUIA Y CARIBE EN LOS CASOS DE VERANO Y EL NIÑO (VERANO 2015-2016)	28

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Arquitectura del DAM. _____	16
Fig. 2. Diagrama del sistema de potencia de 5 barras [1]. _____	16
Fig. 3. Resultados de los precios nodales marginales, flujos de potencia y despacho económico [1]. _____	17
Fig. 4. Participación en el despacho diario. Caso de estudio: verano [7]. _____	20
Fig. 5. Participación en el despacho diario. Caso de estudio: invierno [7]. _____	20
Fig. 6. Participación en el despacho diario. Caso de estudio: El Niño 2015-2016 [7]. _____	21
Fig. 7. Mapa de calor de los precios nodales marginales para el período P19. Caso de estudio: verano. Precios en COP/kWh [7]. _____	22
Fig. 8. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en verano en el área de Antioquia, percentil 90. _____	23
Fig. 9. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en verano en el área de Caribe, percentil 90. _____	23
Fig. 10. Mapa de calor de los precios nodales marginales para el período P19. Caso de estudio: invierno. Precios en COP/kWh [7]. _____	24
Fig. 11. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en invierno en el área de Antioquia, percentil 90. _____	25
Fig. 12. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en invierno en el área de Caribe, percentil 90. _____	25
Fig. 13. Mapa de calor de los precios nodales marginales para el período P18. Caso de estudio: Niño 2015-2016. Precios en COP/kWh [7]. _____	26
Fig. 14. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en El Niño 2015-2016 en el área de Antioquia, percentil 90. _____	27
Fig. 15. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en Niño 2015-2016 en el área de Caribe, percentil 90. _____	27

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

MEM	Mercado de Energía Mayorista
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAM	Day-Ahead Model
PNM	Precios nodales marginales
LMP	Locational Marginal Pricing
SDDP	Software de optimizaciones energéticas
SIN	Sistema Interconectado Nacional
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
MW	Megavatio
NDC	No Despachado Centralmente
H	Hidráulica
T	Térmica
P19	Período 19 (7PM)
P18	Período 18 (6PM)
COP	Peso colombiano
kWh	Kilovatio-hora

RESUMEN

En la actualidad, las transacciones en el mercado de energía a corto plazo (bolsa de energía) se realizan bajo el precio de un nodo único (sistema uninodal), despreciando las restricciones de transmisión. Este precio varía dependiendo de las condiciones horarias del sistema durante el día y a partir del mismo, los agentes que participan diariamente en el mercado (generadores y comercializadores) toman decisiones de compra o venta a través de estrategias mercantiles.

La empresa de mi práctica profesional, RightSide S.A.S, contratada por la CREG para llevar a cabo el proyecto, tuvo como objetivo analizar la posibilidad de la implementación de un sistema de PNM en el MEM, funcionando bajo el esquema de mercados vinculantes del día anterior e intradiarios. Para esto, es necesario realizar simulaciones operativas para el sistema colombiano con datos reales y considerando las condiciones operativas que se esperan para el 2024, las cuales incluyen recursos de generación variable (solar y eólica).

Durante la etapa de desarrollo en Python-Pyomo del software DAM, se realizó una simulación adaptando un modelo de red incluido en [1] para validar su funcionamiento antes de realizar las simulaciones operativas requeridas por la CREG, los cuales son los casos colombianos de verano (marzo 11 de 2020), invierno (julio 14 de 2021) y El Niño 2015-2016.

Finalmente, luego de terminar el desarrollo del DAM, se realizaron las simulaciones requeridas, cuyos resultados fueron vitales para determinar la posibilidad de implementar un sistema de precios nodales bajo un esquema con despachos vinculantes y mercados intradiarios.

***Palabras clave* — precios nodales marginales, mercado de energía, mercados vinculantes del día anterior, mercados intradiarios.**

ABSTRACT

Currently, transactions in the short-term energy market are carried out in respect of the price of a single node (uninodal system), disregarding transmission restrictions. This price may change depending on the hourly conditions of the system during the day and, guided by this price, the agents that participate daily in the market (generators and traders) make power purchase or power sale decisions through trading strategies.

The company that provided my internship, RightSide S.A.S, hired by the CREG to carry out the project, had the objective of analyzing the possibility of implementing a LMP system in the MEM, operating under the scheme of day-ahead and intraday markets. In order to accomplish this, operational simulations for the Colombian system were performed with real data, considering the operational conditions expected for 2024, which include variable renewable energy sources (solar and wind).

During the development stage of the DAM software in Python-Pyomo, a simulation was performed by adapting a network model included in [1] to validate the DAM's functionality before performing the operational simulations required by the CREG, which are the Colombian cases of summer (March 11, 2020), winter (July 14, 2021) and El Niño 2015-2016.

Finally, after completing the development of the DAM, the required simulations were carried out. The results of said simulations were vital to determine the possibility of implementing a LMP system under a scheme with day-ahead dispatches and intraday markets.

Keywords — locational marginal pricing, energy market, day-ahead market, intraday market.

I. INTRODUCCIÓN

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) actual se conforma por un sistema de intercambios comerciales entre oferta y demanda, los cuales transan energía a corto y largo plazo. El mercado de corto plazo es conocido también como bolsa de energía, en la cual se programan las transacciones horarias de energía cada día, asimismo calculando su precio de acuerdo con las condiciones horarias del sistema durante el día. Para poder darse esto, los generadores presentan su oferta de energía diariamente. Teniendo en cuenta cada oferta realizada, se optimiza el despacho económico de energía con el cual se logra suplir la demanda del sistema considerando las características del mismo [2].

Las transacciones del mercado de corto plazo se realizan respecto a un solo precio de bolsa, variable dentro de una resolución horaria, en un sistema uninodal sin consideraciones de las restricciones de transmisión. Esto es de suma importancia debido a que las participaciones en el mercado se guían por este precio para decidir cómo invertir, producir y consumir la energía, esto es, si asumen posiciones de compra o venta dependiendo de las estrategias mercantiles [2].

Con el propósito de evaluar el funcionamiento de elementos modernos en el esquema actual del MEM, optando por señales económicas más eficientes para los participantes del MEM, asimismo obteniendo un despacho de energía más confiable y flexible, se realizarán simulaciones en Python-Pyomo con datos reales de una implementación de precios nodales marginales (PNM) en un mercado a corto plazo con mercados intradiarios, los cuales funcionan con despachos vinculantes, sesiones intradiarias de mercado y mecanismos de balance [2].

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Realizar simulaciones de una implementación de precios nodales marginales bajo un esquema de mercados vinculantes del día anterior e intradiarios, mediante el uso del DAM, para obtener los resultados de dicha implementación.

B. Objetivos específicos

- Brindar soporte a la empresa en la implementación de un modelo computacional funcional, utilizando optimización lineal en Python-Pyomo, para la simulación y obtención de resultados de la aplicación de precios nodales marginales en el MEM.
- Realizar simulaciones con base en el modelo computacional del sistema de precios nodales marginales con despachos vinculantes y sesiones intradiarias. Se emplea un modelo de red simplificada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y datos reales del software de optimizaciones energéticas (SDDP), para determinar la posibilidad de la implementación de los PNM bajo el esquema de mercados intradiarios.
- Validar la teoría que fundamenta el presente proyecto a través de la interpretación de los resultados obtenidos para identificar los elementos clave que influyen en los mismos.

III. MARCO TEÓRICO

Los mercados eléctricos más avanzados en el mundo funcionan de modo que se mantenga la relación de oferta y demanda a partir de 3 pilares fundamentales: despacho vinculante, las sesiones intradiarias y los mecanismos de balance. En el despacho vinculante, los participantes del mercado declaran, por el lado de la oferta, sus condiciones cualitativas y cuantitativas a vender y, por el lado de la demanda, indican cuánto están dispuestos a pagar. «La casación de las curvas de oferta y demanda para cada hora del día siguiente conforman los precios y cantidades del mercado del día anterior (...)». Los compromisos adquiridos en este mercado serán, a continuación, liquidados, sea bajo figura de mercado intradiario o en tiempo real [3]. El despacho económico, con las cantidades pactadas en el mercado del día anterior, no representan un compromiso en caso de la aparición o existencia de contratos bilaterales (acuerdo directo de transacción de energía entre un generador y un comercializador de energía), y mucho menos fijan el precio de la energía. En Colombia, por otro lado, dichas cantidades sirven como punto de referencia para evaluar y liquidar desviaciones con proporción a la generación realmente aportada, a lo cual se le denomina generación programada. El hecho de tener desde un día anterior a la operación una señal de precio de bolsa, precio con el cual se realizan las transacciones del mercado de corto plazo, puede reafirmar los acuerdos hechos y ser de gran utilidad para operar el sistema, lo cual puede también ser estimulado y promovido con algunos incentivos a los generadores que cumplan con la programación energética conferida [4].

Antes de dar inicio a la operación en el esquema de mercado, aquellos que participen del mismo podrán volver a negociar el precio de compra o venta de energía durante el mismo día que se realiza la operación a través de las sesiones intradiarias, las cuales brindan los espacios donde se realizan esas nuevas ofertas con las que se negocia de nuevo la totalidad de la demanda de energía para ciertos periodos de carga [4].

En los mecanismos de balance, se capturan las diferencias entre las cantidades comprometidas en los mecanismos anteriores. Los incentivos emitidos a los participantes del mercado en condiciones de cumplimiento de la programación asignada dan como resultado la mayor cercanía posible a la operación programada el día anterior, tanto en cantidades de generación

como en demanda. Por consiguiente, aquellos que opten por este mecanismo deben ser conscientes de que los valores a pagar deben ser sustancialmente más altos que los del despacho vinculante y los de sesiones intradiarias [4].

Se hace importante aclarar que, para los sistemas, en su gran mayoría, el operador tiene a su disposición las condiciones necesarias para atender la demanda, a través de planes y esquemas donde es posible autorizar a determinados generadores para desviarse, cumpliendo con los debidos requisitos y criterios de confiabilidad, seguridad y economía [4].

En Colombia, las transacciones realizadas dentro del mercado de corto plazo ocurren dentro de un sistema uninodal. Esto significa que todas las transacciones del mercado de compra y venta se establecen con un precio uninodal, el cual no considera restricciones de transmisión. Una forma que permite obtener señales económicas más eficientes y un despacho de energía más confiable y flexible es mediante la formación de precios nodales marginales [5]. Los precios nodales marginales dictaminan el mínimo costo de la energía eléctrica en un nodo en específico. Estos precios reflejan las características de operación y las restricciones principales del sistema de transmisión de cada área de la región y asimismo las pérdidas que resultan de transportar energía eléctrica en el sistema [6].

Suponiendo un sistema ideal (restricciones y pérdidas inexistentes), todos los precios nodales tomarían el mismo valor, el cual es el costo de suplir la siguiente unidad de energía. El generador que oferte la energía al precio más económico, si posee disponibilidad, haría la inyección necesaria para satisfacer el incremento del megavatio-hora en la demanda y tal inyección podría fluir a cualquier nodo de la red de transmisión. La razón por la que difieren los precios nodales en un sistema real se debe, en general, a las restricciones de transmisión y pérdidas, las cuales impiden que el siguiente megavatio-hora más barato llegue a todas las ubicaciones de la red, y aún si lograra llegar, el costo marginal de las pérdidas durante la transmisión daría lugar a diferentes precios nodales en todo el sistema [6]. Este caso de precios nodales marginales conlleva a la realización de que, a diferencia del sistema uninodal en el cual un generador y un comercializador (o entre comercializadores) pueden realizar transacciones en la bolsa de energía respecto a un precio único,

los precios de dichas transacciones de energía van a variar dependiendo de los nodos partícipes en la compraventa de energía [7].

Para entender mejor cómo se determinan los precios nodales marginales, se debe mencionar que estos poseen 3 componentes: un componente de energía, uno de congestión y otro de pérdidas. El componente de energía es el precio de la energía eléctrica en el punto de referencia, el cual es calculado a través de un despacho ideal. Este componente no se diferencia del precio uninodal al no considerar pérdidas ni congestión [8].

Antes de definir la componente de congestión: ¿qué es la congestión en líneas de transmisión? Es el límite de capacidad de transmisión de sus líneas debido a efectos térmicos, salidas de líneas, caídas de tensión, o por límite de estabilidad y contingencias [9]. El componente de congestión de un precio nodal marginal es aquel que considera el costo producto de las limitaciones que impiden que los generadores de menor costo atiendan el incremento del megavatio-hora. Este componente se calcula usando el precio sombra, que es el precio asociado al ahorro que surge por el mejoramiento de uno de los factores limitantes cuando este factor se relaja en un megavatio-hora [8].

Por último, el componente de pérdidas de un PNM refleja el costo de las pérdidas de energía eléctrica en una ubicación de demanda y generación determinadas. Esto es, entre mayor sea la distancia eléctrica entre el nodo de inyección de potencia del generador y el nodo donde se encuentra la carga o demanda, el precio por las pérdidas incrementa. Este componente se calcula a través de factores de pérdidas marginales en el nodo en el que se encuentra la demanda, los cuales representan el aumento de pérdidas en el sistema causadas por un incremento pequeño en la inyección de energía eléctrica o en un retiro de energía eléctrica [8].

Como los precios nodales marginales son resultado de un despacho real de energía, este debe ser resuelto a través de flujos de potencia óptimos. Estos pueden ser de corriente alterna (AC) o de corriente directa (DC) [5]. El objetivo de los flujos óptimos de potencia AC consiste en minimizar el costo de generación en una red de transmisión eléctrica optimizando el voltaje y la potencia inyectada en las barras de la red. Optimizar este problema en una red AC es difícil de

llevar a cabo por su naturaleza no convexa. Sin embargo, formular los flujos de potencia en una red DC reduce la complejidad del problema de optimización al utilizar programación lineal y brinda resultados de despacho económico de energía con alta proximidad en comparación con el flujo de potencia óptimo AC [10]–[12].

El modelo matemático DAM, de forma sencilla, consiste en 2 etapas: en la primera, se encuentra una versión del despacho económico sin incluir pérdidas con el fin de determinar los flujos de potencia en todas las líneas del sistema. Una vez se hallan los flujos de potencia por toda la red, y haciendo uso del valor de resistencia en las líneas, se estiman las pérdidas a través de las mismas, con las cuales se calcula una demanda ficticia para cada nodo; en la segunda, se adiciona tales demandas ficticias a la demanda utilizada en la primera etapa, suma que se toma como demanda total y se calcula el despacho económico con esta nueva demanda con el objetivo de determinar las componentes de los precios nodales marginales en cada nodo del sistema [7]. El modelo con flujo óptimo DC se obtuvo de la formulación matemática anexada a [7].

$$\begin{aligned}
 & \underset{P_G}{\text{minimizar}} && c^T \cdot P_G + c_{ref} \cdot [d_{ref} + 1^T \cdot (d - P_G)] && (1) \\
 & \text{sujeto a:} && S \cdot (P_G - d) \leq F^{max} : \mu_F^+, \\
 & && -S \cdot (P_G - d) \leq F^{max} : \mu_F^-, \\
 & && P_G \leq P_G^{max} : \mu_{P_G}^+, \\
 & && -P_G \leq -P_G^{min} : \mu_{P_G}^-, \\
 & && d_{ref} + 1^T \cdot (d - P_G) \leq P_{G,ref}^{max} : \mu_{P_G,ref}^+, \\
 & && -d_{ref} - 1^T \cdot (d - P_G) \leq P_{G,ref}^{min} : \mu_{P_G,ref}^-.
 \end{aligned}$$

Donde c^T son los costos de generación; P_G es la generación; c_{ref} es el costo de generación incluyendo el nodo de referencia; d_{ref} son las demandas nodales incluyendo el nodo de referencia; d son las demandas nodales sin tomar en cuenta el nodo de referencia; S es la matriz que indica el cambio del flujo de potencia por las líneas cuando se sufre un cambio en la generación; μ_F^+ y μ_F^- son las restricciones del límite de flujo de potencia por las líneas; $\mu_{P_G}^+$ y $\mu_{P_G}^-$ son las restricciones de los límites de potencia generada; $\mu_{P_G,ref}^+$ y $\mu_{P_G,ref}^-$ son las restricciones de balance de generación y demanda incluyendo el nodo de referencia [7].

IV. METODOLOGÍA

A continuación, se enumeran las actividades desarrolladas en función del cumplimiento de los objetivos declarados en el presente documento:

- A. Se participó en las reuniones del equipo consultor con el objetivo de socializar los avances en el proyecto para aclarar los requerimientos que debía poseer el *software* implementado.
- B. Se realizaron pruebas al *software* para corregir los errores que surgieron durante la etapa de desarrollo, tanto errores de programación en Python como dentro de la base de datos en Excel.
- C. Con el objetivo de validar la teoría incluida en el DAM, se realizaron simulaciones con uno de los casos expuestos en el artículo [1] de la IEEE.
- D. Se realizaron simulaciones operativas para el sistema colombiano (modelo de red simplificado del SIN compartido por XM S.A. E.S.P para el desarrollo del proyecto de RightSide S.A.S) con datos reales de 3 tipos de día: verano (marzo 11 de 2020), invierno (julio 14 de 2021) y el fenómeno del Niño 2015-2016, considerando las condiciones operativas esperadas para el año 2024. El modelo de red simplificado tiene 942 líneas de transmisión (incluyendo líneas de transformación) y 469 barras. Adicionalmente, se incluyeron en las simulaciones 44 plantas térmicas, 41 plantas hidráulicas, 17 plantas eólicas, 64 plantas solares y 138 PCH.

V. RESULTADOS

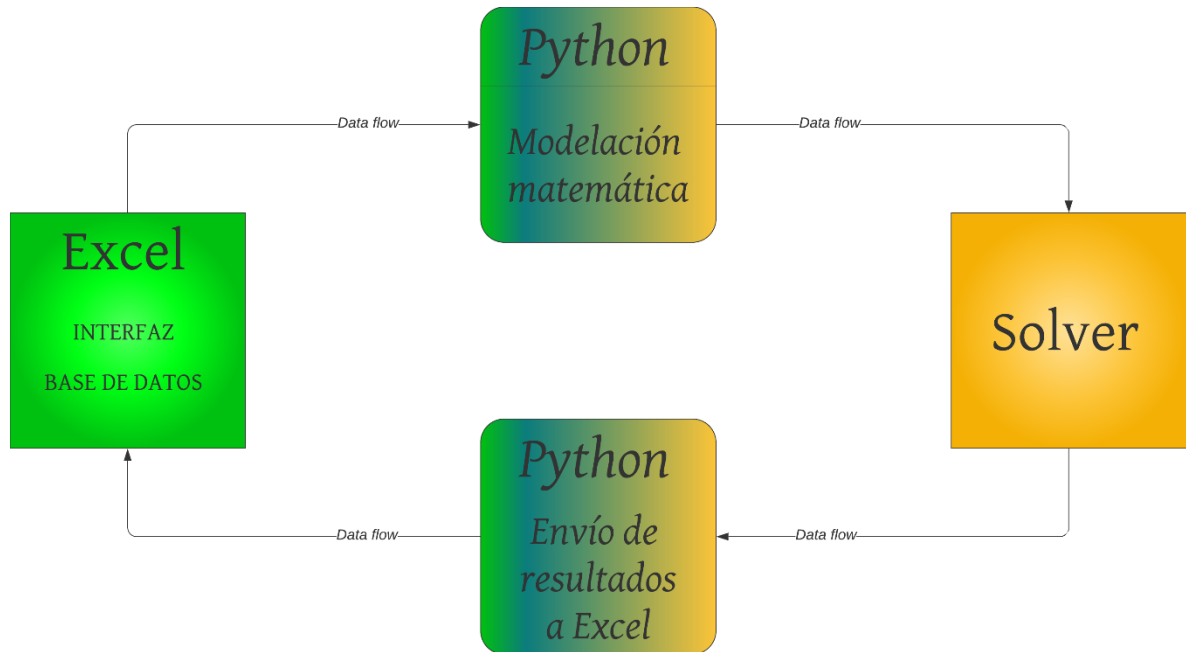


Fig. 1. Arquitectura del DAM.

A. Validación del DAM con caso 2 del artículo [1].

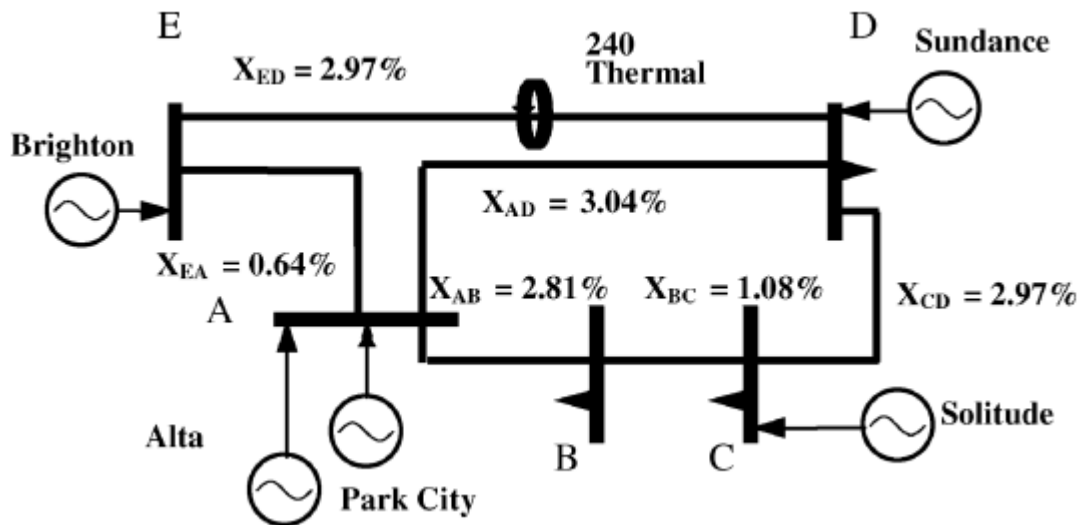


Fig. 2. Diagrama del sistema de potencia de 5 barras [1].

TABLA I
RESULTADOS DEL CASO DE LA FIG. 2 CON BARRA E COMO BARRA DE REFERENCIA [1]

Barra	Generación en barra [MW]	Carga en barra [MW]	Pérdidas en barra [MW]	PNM $\left[\frac{\$}{MW} \right]$	PNM Energía $\left[\frac{\$}{MW} \right]$	PNM Pérdidas $\left[\frac{\$}{MW} \right]$	PNM Congestión $\left[\frac{\$}{MW} \right]$
A	210	0	0	23.2	20	0.24	2.96
B	0	300	0	28.46	20	1.51	6.96
C	323.52	300	0	30	20	1.51	8.49
D	0	400	0	34.21	20	1.49	12.72
E	490.28	0	23.8	20	20	0	0
Total	1023.8	1000	23.8	-	-	-	-

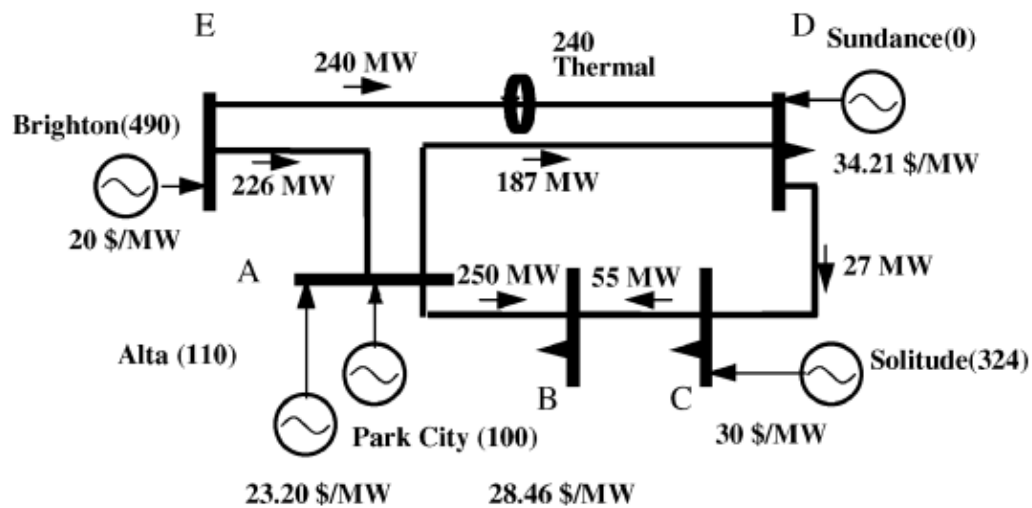


Fig. 3. Resultados de los precios nodales marginales, flujos de potencia y despacho económico [1].

TABLA II
RESULTADOS DEL CASO DE LA FIG. 2 ARROJADOS POR EL DAM

Barra	Generación en barra [MW]	Carga en barra [MW]	Pérdidas en barra [MW]	PNM $\left[\frac{\$}{MW} \right]$	PNM Energía $\left[\frac{\$}{MW} \right]$	PNM Pérdidas $\left[\frac{\$}{MW} \right]$	PNM Congestión $\left[\frac{\$}{MW} \right]$
A	210	0	0	23.22	20	0.238	2.982
B	0	300	0	28.463	20	1.507	6.956
C	323.495	300	0	30	20	1.507	8.493
D	0	400	0	34.22	20	1.491	12.729
E	490.305	0	23.8	20	20	0	0
Total	1023.8	1000	23.8	-	-	-	-

TABLA III
DESPACHO ECONÓMICO ARROJADO POR EL DAM

Recurso	Generación [MW]
SUNDANCE	0.0
SOLITUDE	323.5
BRIGHTON	490.3
PARKCITY	100.0
ALTA	110.0

TABLA IV
FLUJOS DE POTENCIA ARROJADOS POR EL DAM

Línea	Flujo [MW]
línea_AB	249.7
línea_AD	186.8
línea_AE	- 226.5
línea_BC	- 50.3
línea_CD	- 26.8
línea_ED	240.0

TABLA V
ERROR PORCENTUAL DE LOS COMPONENTES DE LOS PNM

Barra	PNM [%]	PNM Energía [%]	PNM Pérdidas [%]	PNM Congestión [%]
A	0.0862	-	0.8333	0.7432
B	0.0105	-	0.1987	0.0575
C	-	-	0.1987	0.0353
D	0.0292	-	0.0671	0.0708
E	-	-	-	-

TABLA VI
ERROR PORCENTUAL DEL DESPACHO ECONÓMICO

Recurso	Generación [%]
SUNDANCE	-
SOLITUDE	0.0077
BRIGHTON	0.0051
PARKCITY	-
ALTA	-

TABLA VII
ERROR PORCENTUAL DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

Línea	Flujo [%]
linea_AB	0.1133
linea_AD	0.1132
linea_AE	0.2235
linea_BC	8.5759
linea_CD	0.7837
linea_ED	-

B. Participación en el despacho diario.

1) Caso de estudio: verano.

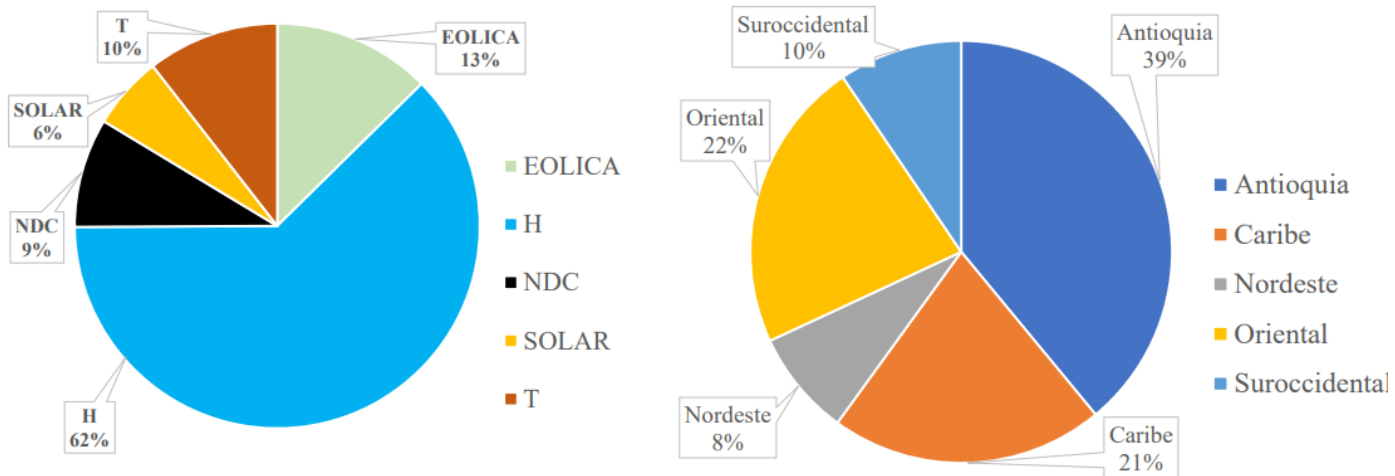


Fig. 4. Participación en el despacho diario. Caso de estudio: verano [7].

2) Caso de estudio: invierno.

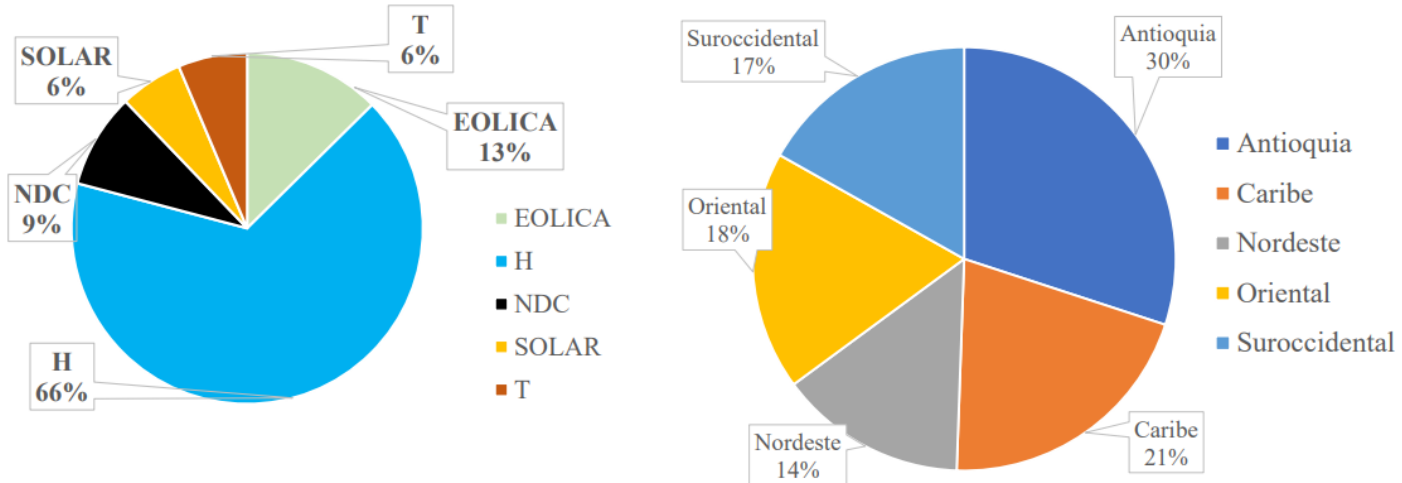


Fig. 5. Participación en el despacho diario. Caso de estudio: invierno [7].

3) *Caso de estudio: El Niño 2015-2016*

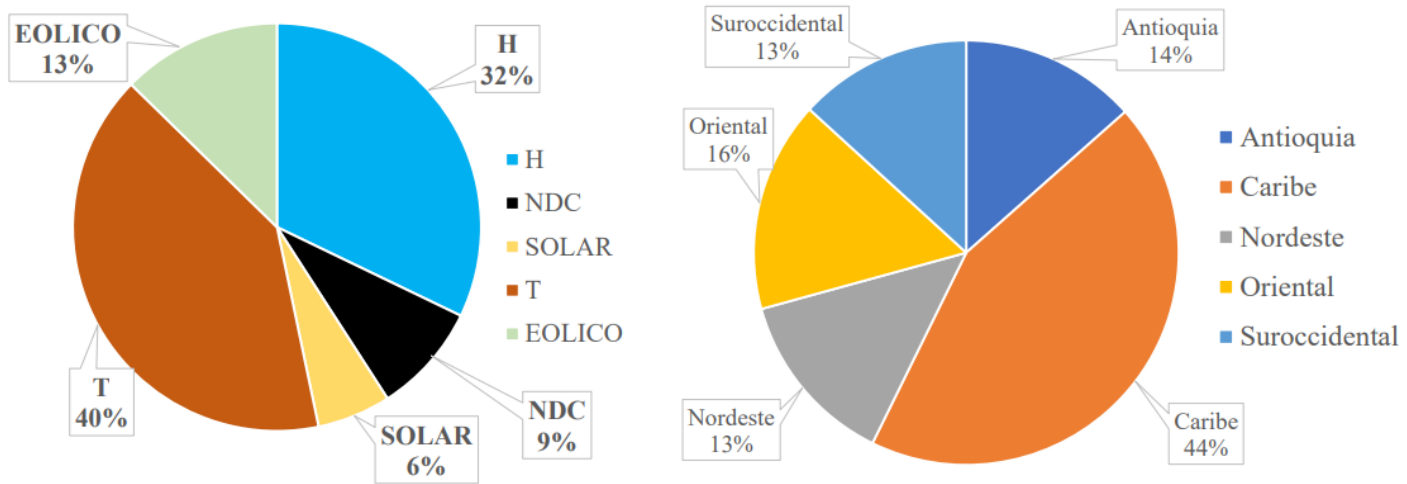


Fig. 6. Participación en el despacho diario. Caso de estudio: El Niño 2015-2016 [7].

C. Distribución de los precios nodales marginales.

1) Caso de estudio: verano.

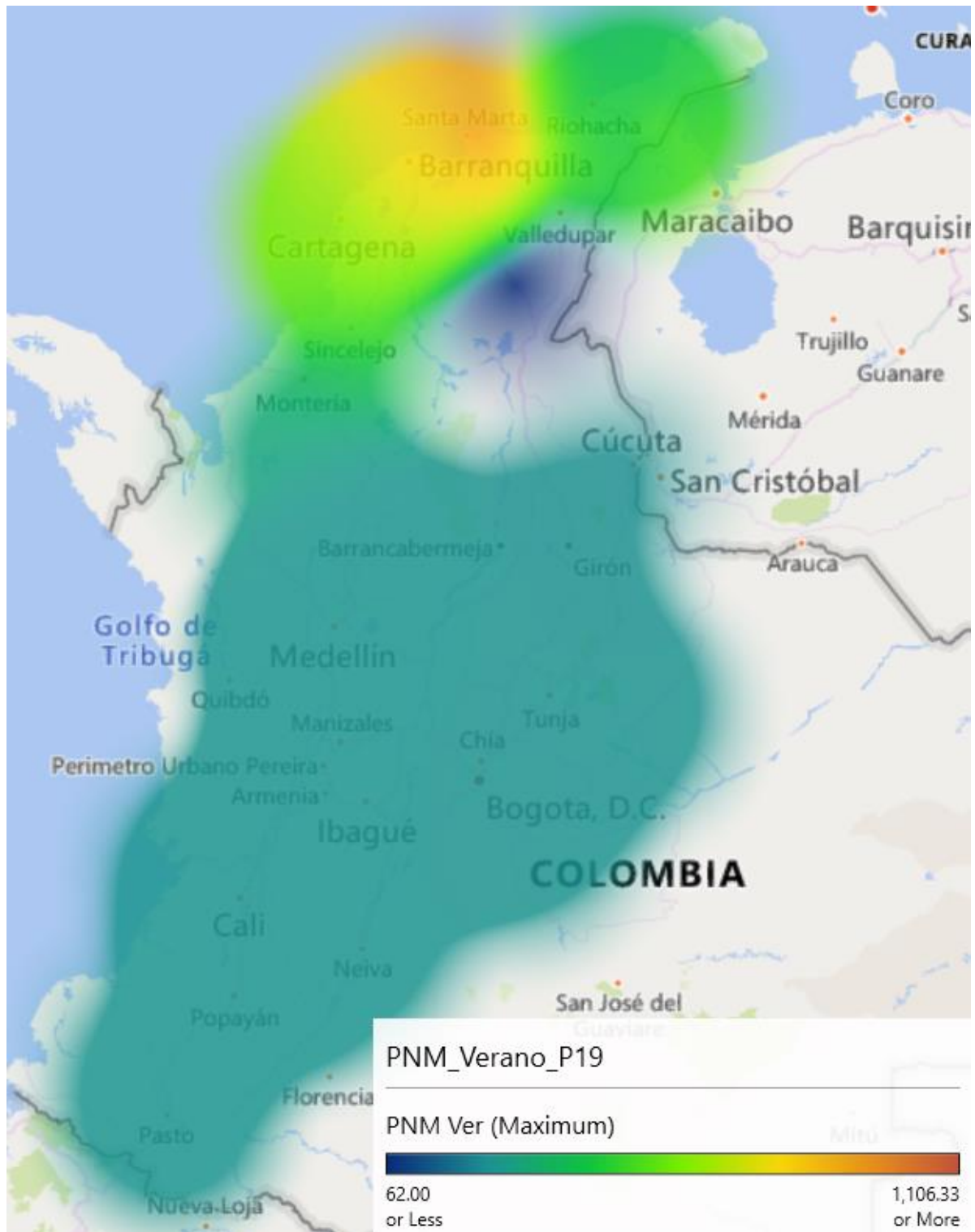


Fig. 7. Mapa de calor de los precios nodales marginales para el período P19. Caso de estudio: verano. Precios en COP/kWh [7].

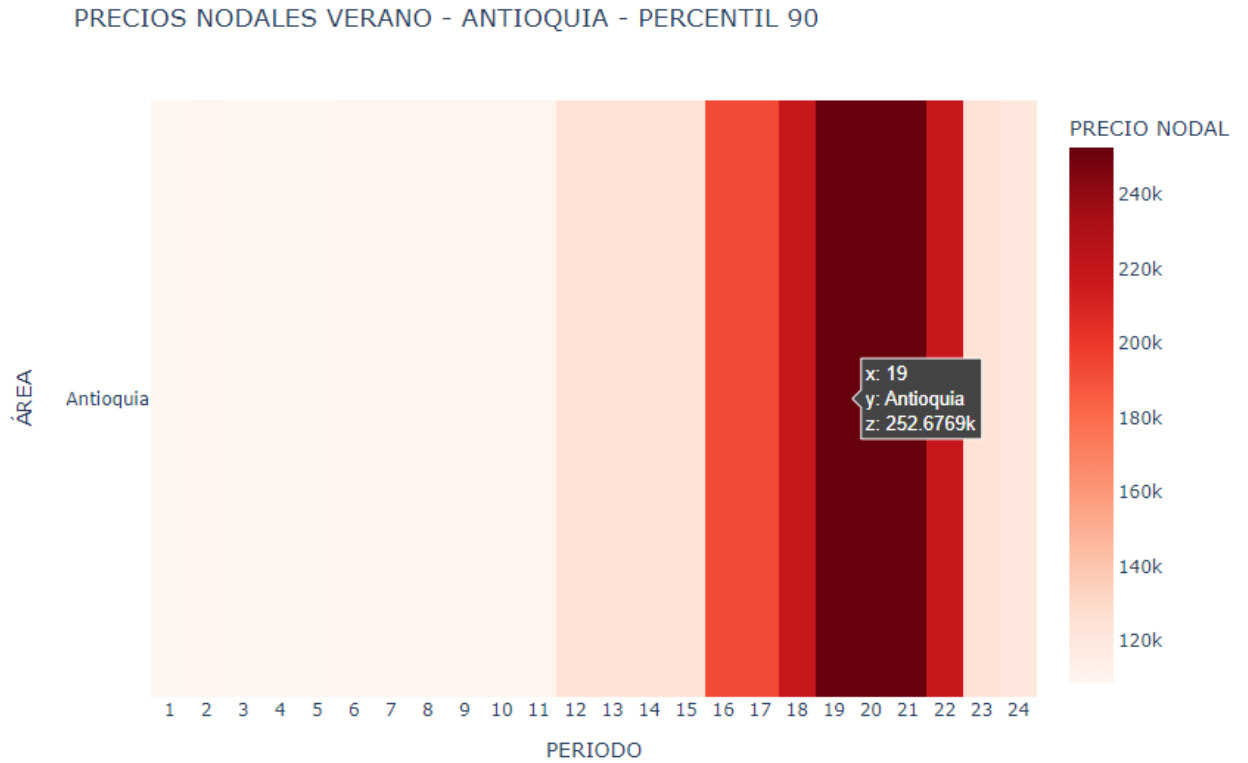


Fig. 8. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en verano en el área de Antioquia, percentil 90.

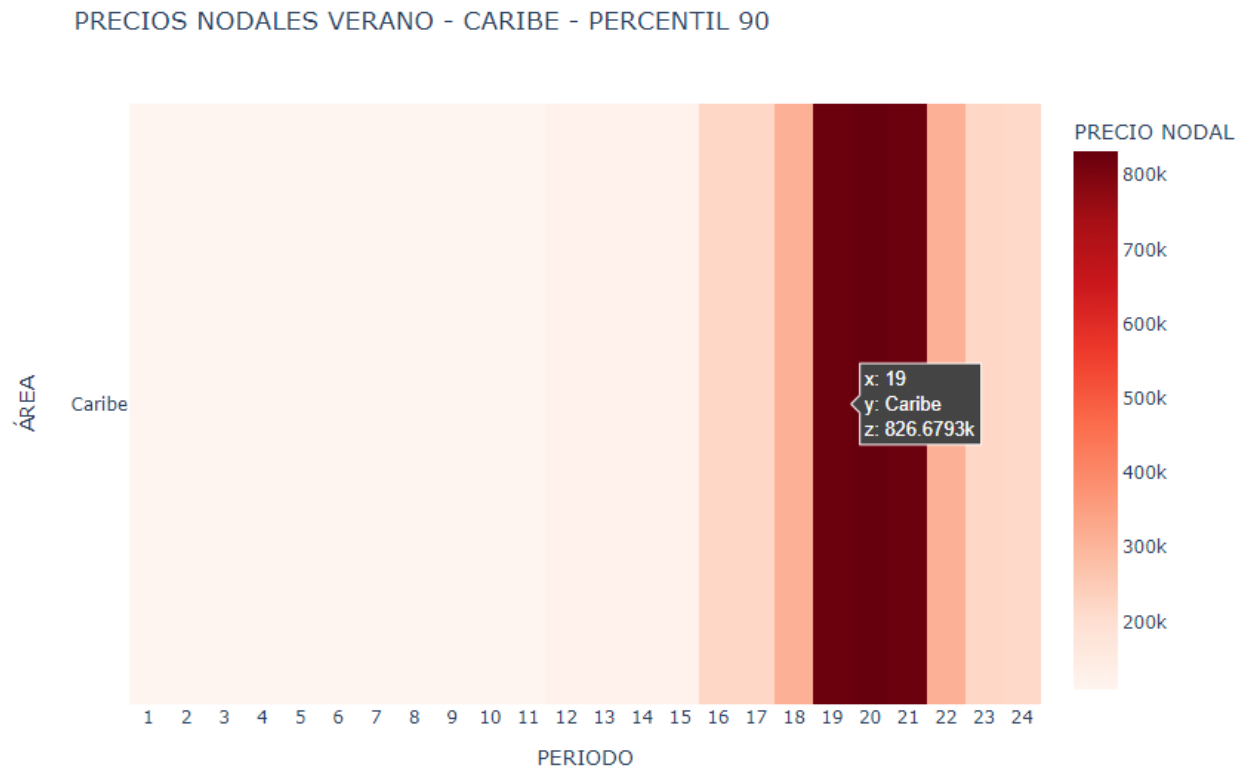


Fig. 9. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en verano en el área de Caribe, percentil 90.

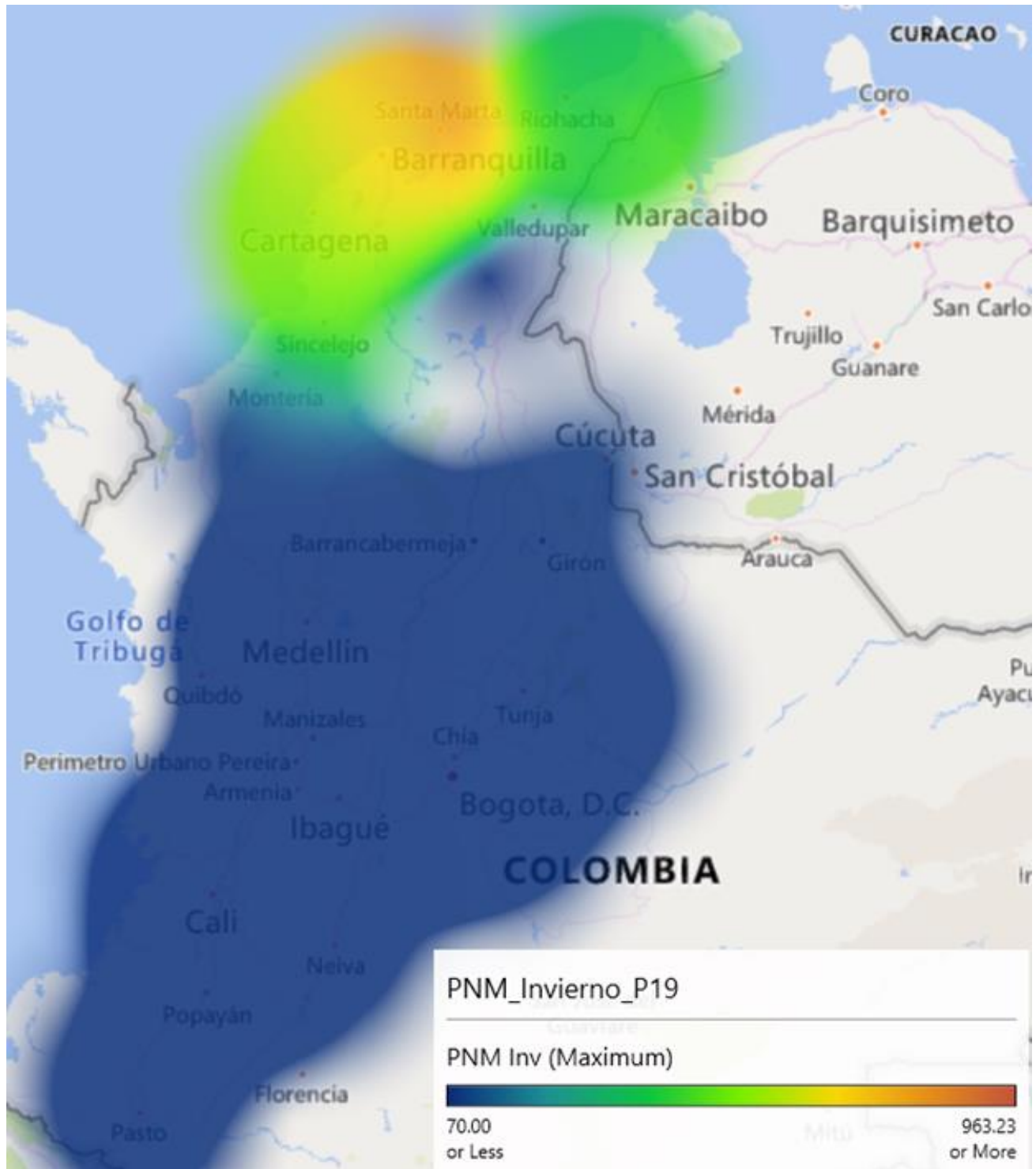
2) *Caso de estudio: invierno.*

Fig. 10. Mapa de calor de los precios nodales marginales para el período P19. Caso de estudio: invierno. Precios en COP/kWh [7].

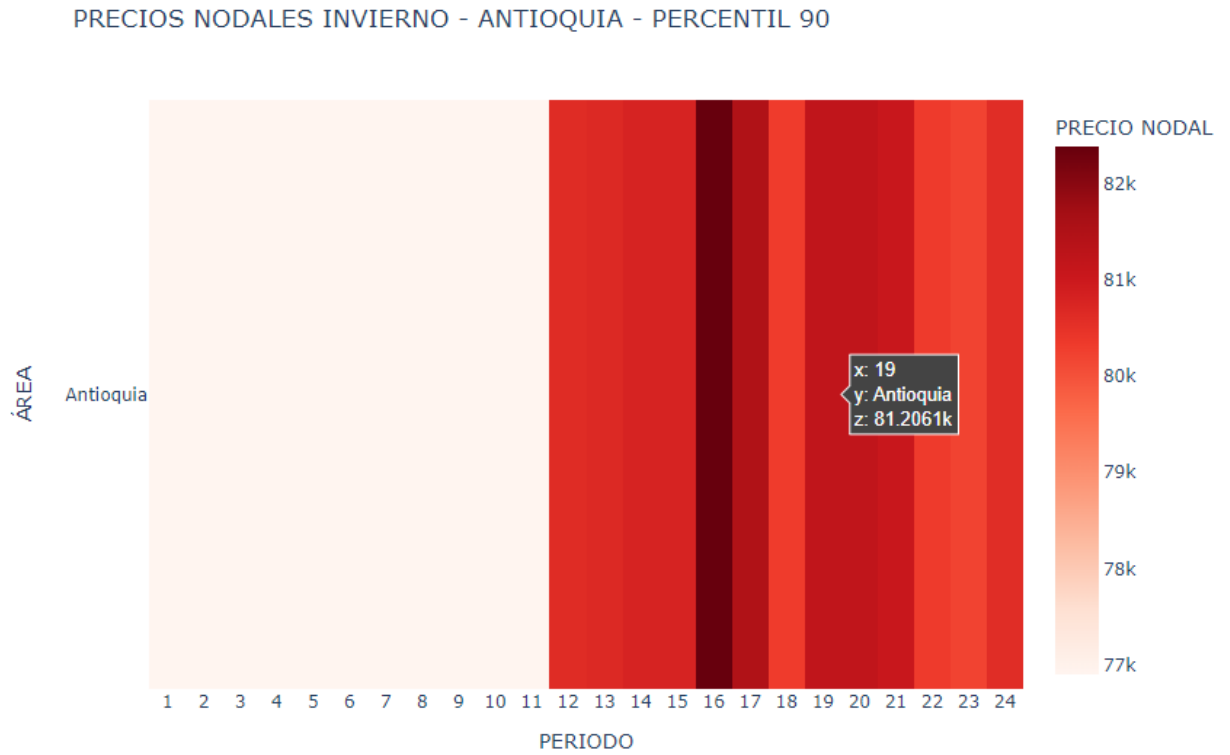


Fig. 11. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en invierno en el área de Antioquia, percentil 90.

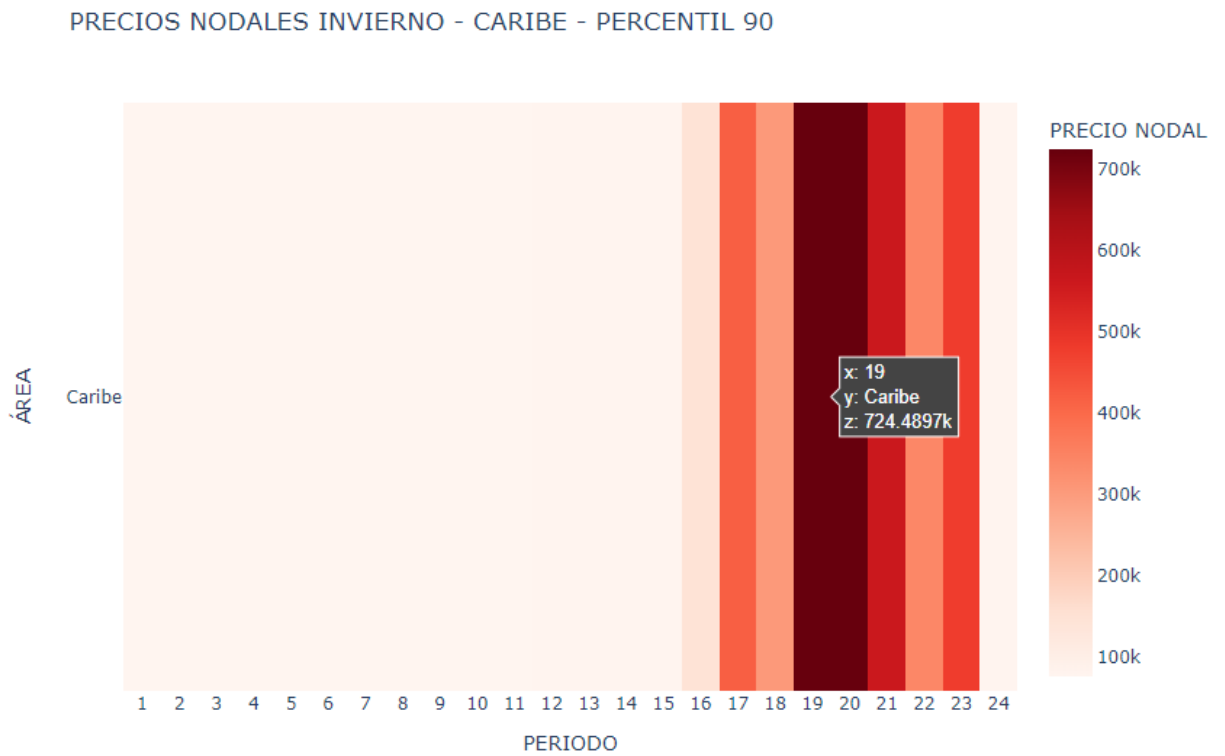


Fig. 12. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en invierno en el área de Caribe, percentil 90.

3) Caso de estudio: El Niño 2015-2016

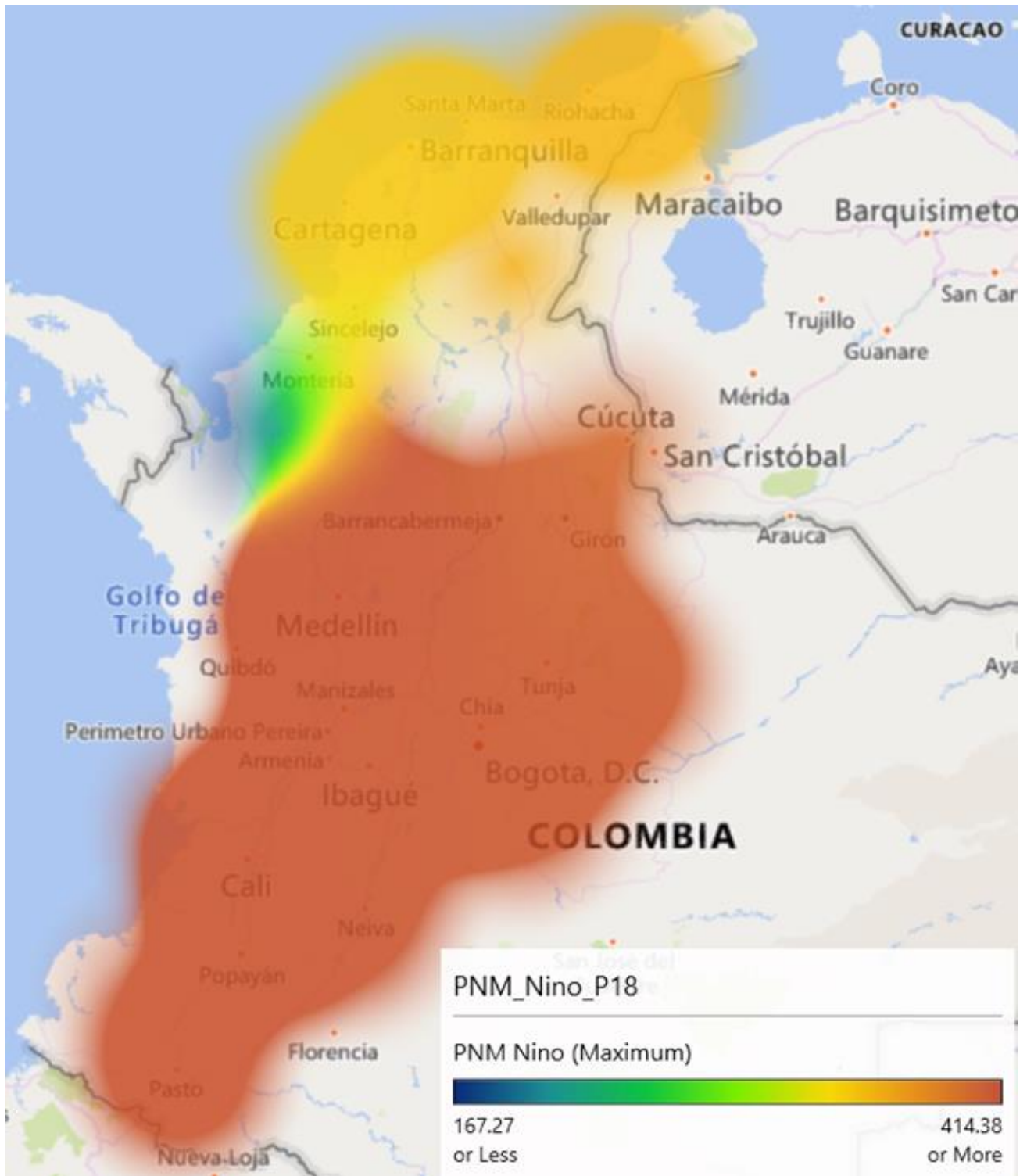


Fig. 13. Mapa de calor de los precios nodales marginales para el período P18. Caso de estudio: Niño 2015-2016. Precios en COP/kWh [7].

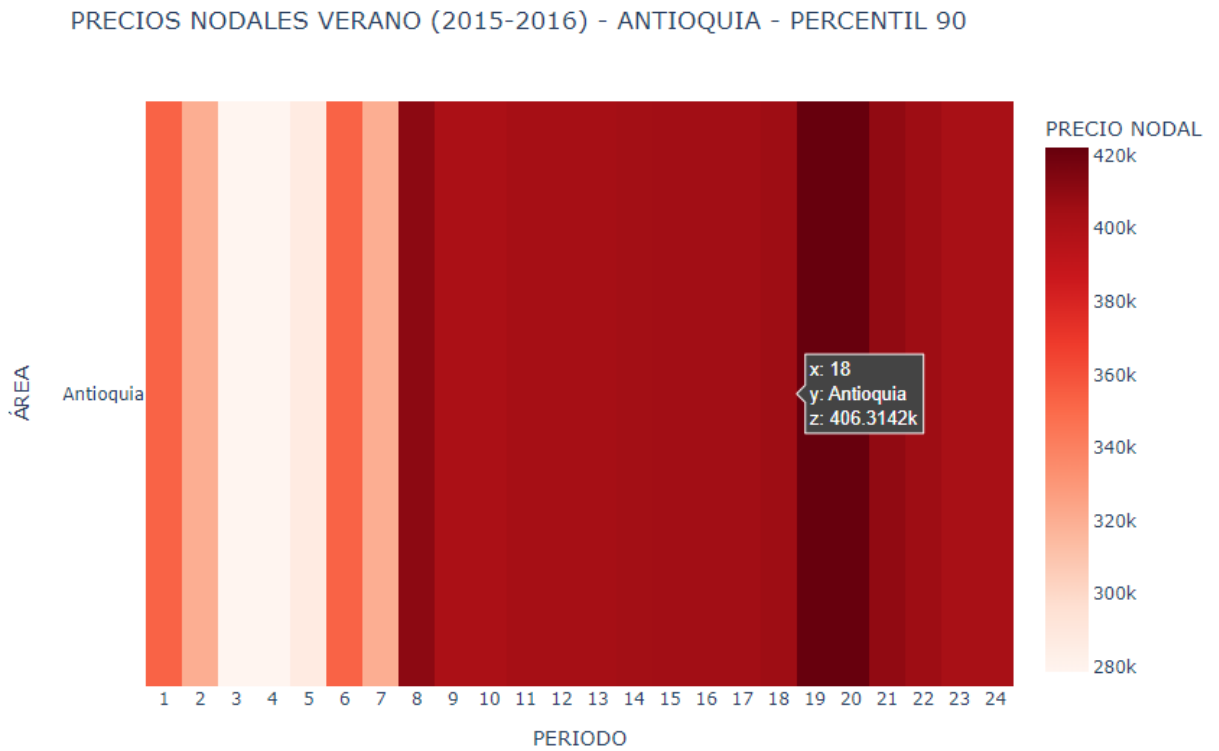


Fig. 14. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en El Niño 2015-2016 en el área de Antioquia, percentil 90.

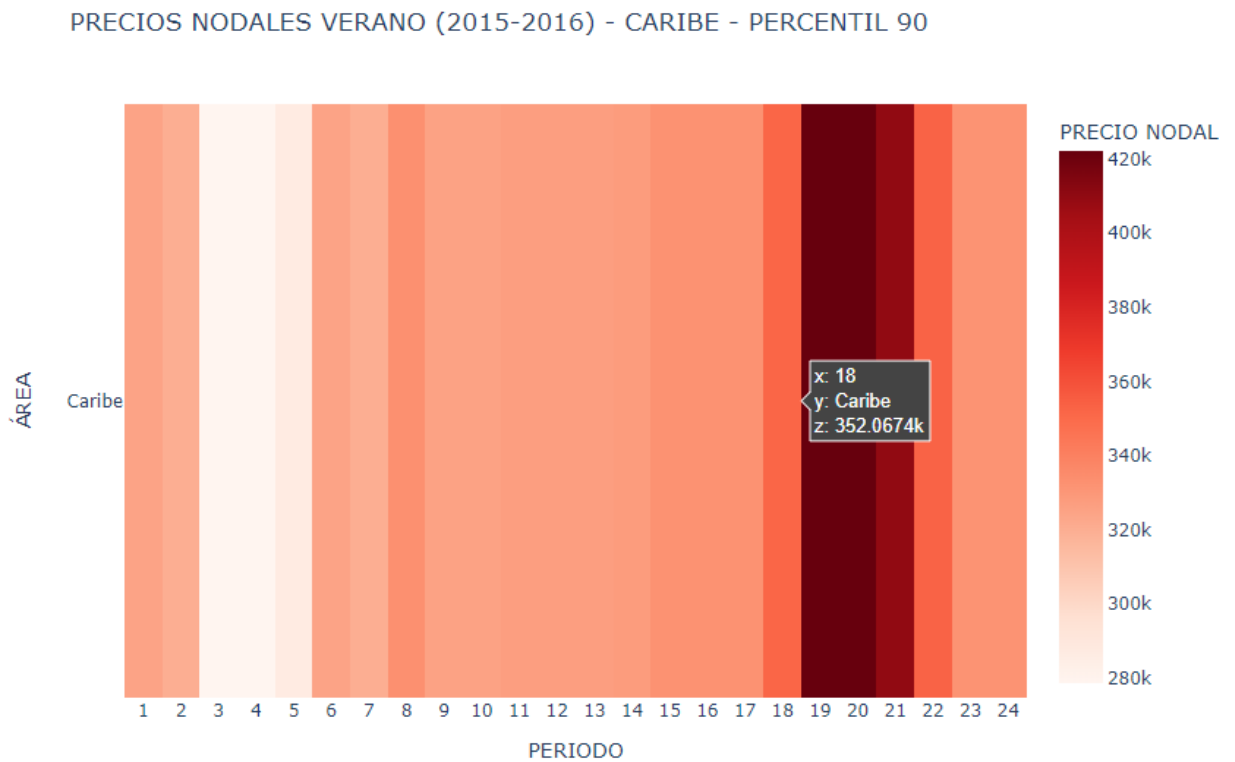


Fig. 15. Mapa de calor generado desde Python-Plotly de los precios nodales marginales en Niño 2015-2016 en el área de Caribe, percentil 90.

TABLA VIII
PNM DE ANTIOQUIA Y CARIBE EN LOS CASOS DE VERANO E INVIERNO (P19)

Área	PNM $\left[\frac{COP}{kWh}\right]$	
	Verano	Invierno
Antioquia	252.68k	81.21k
Caribe	826.68k	724.49k

TABLA IX
PNM DE ANTIOQUIA Y CARIBE EN LOS CASOS DE VERANO Y EL NIÑO (VERANO 2015-2016)

Área	PNM $\left[\frac{COP}{kWh}\right]$	
	Verano	El Niño
Antioquia	252.68k	406.31k
Caribe	826.68k	352.07k

VI. ANÁLISIS

A lo largo de la realización del proyecto de prácticas, se logró dar cumplimiento de los objetivos planteados gracias al uso del software DAM, el cual posee la formulación matemática basada en Python-Pyomo, funcional a través de un entorno virtual de Python (herramienta que consiste en una carpeta que contiene las dependencias específicas requeridas para el funcionamiento del código fuente) y es operado a través de una interfaz en Excel, cuyas hojas sirven como repositorio de datos para Python. Una vez se ejecuta el modelo DAM, se envía el modelo matemático preparado desde Python a un optimizador (o *solver*) y, al hallar esta la solución óptima al problema, se acondicionan las variables de salida (entre ellas, los precios nodales marginales con sus componentes y el despacho diario) y se cargan los resultados de forma automática desde Python a Excel, actualizando las hojas de datos de salida aún si el archivo de Excel se encuentra abierto. La arquitectura se puede apreciar en la (**Fig. 1**).

Al contrastar los datos de la (**TABLA I**) con los de la (**TABLA II**), se obtuvo la (**TABLA V**) en la cual se aprecian los errores porcentuales de los componentes de los PNM. Se contrastó asimismo los resultados en la (**Fig. 3**) con los datos de la (**TABLA III**) y la (**TABLA IV**) para obtener los errores porcentuales apreciados en la (**TABLA VI**) y la (**TABLA VII**). Analizando los errores porcentuales en las tablas, los errores son tolerables salvo por el caso del flujo en la línea_BC. En general, el DAM provee resultados bastante aproximados a los del caso del artículo [1].

Los casos de estudio en la sección B de (**V. RESULTADOS**) representan, de forma resumida, la matriz de generación del sistema que parte de los despachos económicos arrojados por el DAM para cada uno de los casos simulados. De las (**Fig. 4**), (**Fig. 5**) y (**Fig. 6**) se evidencia que el sistema es predominantemente hidráulico bajo condiciones de verano e invierno regulares y, bajo las condiciones del Niño 2015-2016, es predominantemente térmico. Tiene sentido debido a la disminución notoria del nivel de los embalses de los recursos hidráulicos durante el fenómeno simulado, por lo que el sistema debe compensar este desbalance energético despachando más potencia por parte de los recursos térmicos, teniendo en cuenta que tanto los porcentajes de

participación de los recursos de generación variable (solar y eólica) como el de los recursos no despachados centralmente, presentan la misma proporción en los 3 casos simulados.

Con el DAM, se obtuvo los precios nodales marginales de las barras en el modelo de red simplificado del SIN considerando la red de transmisión y expansión de generación que se espera para el año 2024. Las áreas a las que se hizo mayor hincapié en los resultados mostrados fueron Antioquia y Caribe debido a que la mayor parte de la generación de energía eléctrica del país es hidráulica (ver **(Fig. 4)** y **(Fig. 5)**) y los recursos de generación hidráulicos se encuentran principalmente en Antioquia; y Caribe debido a que posee la mayoría de los recursos térmicos del país, además de ser la región con mayor demanda de energía en el país.

A partir de las coordenadas de las barras (subestaciones) y tomando como referencia P19 para los casos de verano e invierno y P18 en el caso del Niño 2015-2016, la distribución de los valores de los precios nodales marginales asociados a tales barras se representó en los mapas de calor apreciados en las **(Fig. 7)**, **(Fig. 10)** y **(Fig. 13)**.

Comparando los casos de verano e invierno, se puede apreciar en las **(Fig. 7)** y **(Fig. 10)** que los precios nodales marginales son más altos en el área Caribe. Estos se comparan con Antioquia en la **(TABLA VIII)**, la cual contiene la información de los PNM en las **(Fig. 8)**, **(Fig. 9)**, **(Fig. 11)**, y **(Fig. 12)**. Tiene sentido que Caribe posea los PNM más altos debido a que, en las **(Fig. 4)** y **(Fig. 5)**, se distingue que la participación hidráulica en el despacho diario es mayoría (62% y 66% para el caso de verano e invierno, respectivamente) en conjunto con la participación de Antioquia y, debido a la alta demanda en Caribe y también por el hecho de poseer más recursos térmicos que recursos hidráulicos en la zona, gran parte de la energía que le llega al área para suplir esa demanda proviene del interior, lo que aumenta la componente de pérdidas de los PNM debido a la distancia eléctrica entre ambas áreas. En el caso de Antioquia, los precios son notablemente más bajos que los de Caribe (ver **(TABLA VIII)**) por la misma razón expuesta anteriormente: es más conveniente suplir la demanda en las barras de Antioquia si la generación en tal área (con participación en el despacho del 39% y 30% para el caso de verano e invierno, respectivamente) se encuentra eléctricamente más cerca de la demanda.

Comparando los PNM de verano contra los de invierno en la (**TABLA VIII**), se observa que son más bajos durante el invierno. Esto se debe a que el nivel de los embalses de los recursos hidráulicos es más alto en invierno que en verano al haber mayores precipitaciones y Antioquia se beneficia más de esto al poseer más recursos hidráulicos, por lo que puede suplir la demanda en las barras a un PNM comparativamente más bajo que los de Caribe.

Con relación al caso de estudio El Niño 2015-2016, se puede apreciar en la (**Fig. 13**) y en la (**TABLA IX**) que, bajo las condiciones del Niño 2015-2016, Antioquia adolece de mayores PNM que Caribe. Esto se debe a que, durante El Niño, las centrales térmicas son forzadas a funcionar a una mayor capacidad que en el caso de verano e invierno para compensar el desbalance energético causado por la sequía en los embalses de los recursos hidráulicos. Esto, sumado al hecho de que Caribe posee más recursos térmicos que Antioquia, se reduce la distancia eléctrica necesaria para suplir la demanda en Caribe y, así, la componente de pérdidas de los PNM disminuye en comparación con el caso de verano.

VII. CONCLUSIONES

- Los conocimientos adquiridos durante las reuniones del equipo consultor fueron indispensables para sentar la base conceptual de los precios nodales marginales, lo cual ayudó a identificar anomalías durante la etapa de desarrollo del DAM.
- Se logró brindar el apoyo requerido de programación en Python durante la etapa de desarrollo del DAM, detectando e informando los errores o inconsistencias al director del proyecto.
- Gracias a los resultados de las simulaciones realizadas con el DAM, fue posible determinar por el equipo consultor que un sistema de precios nodales marginales se puede implementar bajo un esquema de mercados del día anterior y sesiones intradiarias.
- Python es una herramienta muy útil y versátil para la ingeniería eléctrica, siendo vital para el desarrollo del proyecto.

REFERENCIAS

- [1] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald, and P. Shamsollahi, “Marginal loss modeling in LMP calculation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 880–888, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825894.
- [2] CREG, “Propuesta para despacho vinculante,” *Consultation document Circular 039-2016 Anexo D-004B*. 2016, [Online]. Available: <https://bit.ly/3nQ5P4H>.
- [3] PARATEC and XM S.A. E.S.P., “Capacidad efectiva por tipo de generación.” <https://bit.ly/3FV0X4v> (accessed Jan. 24, 2022).
- [4] Comillas ICAI, “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica-despacho vinculante y mercados intradiarios.” Accessed: Jan. 24, 2022. [Online]. Available: <https://bit.ly/3qWePaH>.
- [5] C. Gallego Arias, H. Salazar, and R. Gallego, “Análisis de las metodologías usadas en la detección de posiciones dominantes en el mercado de electricidad mayorista colombiano,” *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia No. 59 (2011)*, pp. 122–132, 2011.
- [6] ISO New England, “FAQs: Locational Marginal Pricing.” <http://www.iso-ne.com/participate/support/faq/lmp> (accessed Aug. 28, 2021).
- [7] RightSide S.A.S, “Definición y Evaluación de un Sistema de Precios Nodales en el Mercado de Energía Mayorista bajo el esquema de Mercados Vinculantes del Día Anterior e Intradiarios,” 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3nTqLYV>.
- [8] J. Frame, “Locational marginal pricing components,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 1, no. WINTER MEETING, p. 377, 2001, doi: 10.1109/pesw.2001.917066.
- [9] M. J. E. Luyo, “Transmisión En La Competencia En Mercados Eléctricos De Producción Hidrotérmica,” *Pensamiento*, pp. 77–98.
- [10] R. Baldick, *Applied optimization: formulation and algorithms for engineering systems*. Cambridge University Press, 2006.
- [11] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*. 1996.
- [12] M. E. El-Hawary and G. S. (Gustav S. . Christensen, *Optimal economic operation of electric power systems*. Academic Press, 1979.