

# On the Importance of using an AC or DC Network Model in the Multi-Period Secure Stochastic Optimal Power Flow for Settling a Multidimensional Day-Ahead Market

M.P. Buitrago-Villada, S. García-Marín, J.E. Zuluaga-Orozco, and C.E. Murillo-Sánchez, *Member, IEEE*

**Abstract**—As the penetration of renewable energy sources increases, their variability and uncertainty have pushed the development of secure stochastic approaches to solving the secure day-ahead and intra-day multi-period optimal power flow. Some of these approaches, in addition to settling the energy market, also procure other products that generators can offer such as spinning reserves and ramping capability, the latter of which becomes even more important under high penetration of renewable sources. The resulting large scale nonlinear minimization problem makes using the more simple DC flow model of the network appealing, at least in the day-ahead stage. This work focuses on the impact of using an AC vs. a DC model of the network in the results of these multi-dimensional markets, using the Colombian system as a test case. The study implies that although the overall energy allocations may not change much from one model to another, other products may exhibit very different allocations under different network models.

**Index Terms**—Electricity markets, operation planning under uncertainty, optimal scheduling, power system modeling, wind energy integration.

## I. INTRODUCCIÓN

La perspectiva de tener sistemas de generación y transmisión con una penetración cada vez más alta de fuentes variables de energía ha llevado a considerar diferentes mecanismos para asegurar algunos servicios auxiliares que se vuelven especialmente importantes bajo tal condición. En particular, dicha variabilidad y la necesidad de la seguridad operativa requieren de cantidades apropiadas de reserva rodante (para enfrentar contingencias) y de capacidad de rampa de seguimiento de carga (para enfrentar la variabilidad de las fuentes no despachables renovables). Un enfoque para determinar la asignación de estos recursos entre los participantes en el mercado es la co-optimización de las asignaciones de energía, reserva rodante y reserva de rampa en un mismo problema de optimización. El problema resultante es más complejo que una coordinación hidrotérmica tradicional por el hecho de tener más variables de decisión, y si además se incluye el modelo de la red (para respetar límites de transmisión), las restricciones

de seguridad (para asegurar que la ocurrencia de contingencias no deje al sistema en un estado operativo no factible) y la realización de diferentes escenarios de generación de fuentes variables, dicho problema de optimización es de un tamaño formidable. Ante un problema como ese, se vuelve deseable el uso de modelos simplificados de red tal como el modelo DC en vez de un modelo completo de corriente alterna AC. Sin embargo, como el problema de optimización resultante llevará a cabo el cierre de un mercado multidimensional con diferentes tipos de productos, se genera la siguiente inquietud: ¿Es la asignación de cantidades de los diferentes productos entre los participantes sensible al tipo de modelo de red utilizado en la optimización? Se trata de una pregunta acerca de la justicia en la asignación de cantidades en el cierre de un mercado multidimensional y por lo tanto una pregunta fundamental para la creación de posibles mercados de servicios auxiliares.

Entre las propuestas de co-optimización existentes hay modelos que además de considerar la incertidumbre proveniente de las contingencias, también enfrentan la incertidumbre en la demanda [1]–[3] y en la generación de fuentes de energía renovable (FER) [1], [4]–[6]. En algunas formulaciones se considera la provisión de reservas rodantes, que pueden ser localizadas [3]–[5], [7]–[13] o no [1], [2], [6], [14], [15] y en ciertos casos suministrada por los consumidores [11], [12], [14], [16], [17]. Algunos de estos modelos de optimización implementan diferentes variaciones de un flujo óptimo multi-periodo estocástico seguro (MPSSOPF), bien sea bajo el modelo de red AC [2], [3], [5], [7], [9], [10], [18] o el DC [1], [4], [8], [14]–[16].

La adición del modelo de red en un modelo estocástico típicamente se basa en la replicación de la red, donde cada instancia de la misma representa un estado operativo posible; por lo tanto, el número de variables en el modelo tiene un componente que es proporcional al número de réplicas de la red. La complejidad inherente al modelo de la red es un componente fundamental de la complejidad del modelo total. Por ello es importante saber si es factible el utilizar la representación DC del flujo en la red, resultando en un modelo que se puede resolver más fácilmente; o si el cierre más preciso del mercado exige el uso de un modelo AC de la red, requiriendo la solución de un complejo programa no lineal.

Para contestar esta pregunta en el contexto del mercado colombiano de energía eléctrica, se ha implementado un mo-

This work was supported in part by Ministerio de Ciencias (Colciencias) under Grant Doctorados Nacionales Conv. 727 de 2015 and in part by contract FP44842-548-2014.

M.P. Buitrago-Villada, S. García-Marín and C.E. Murillo-Sánchez are with Departamento de Eléctrica Electrónica y Computación, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 170003 Colombia (e-mail: cmurillo@unal.edu.co)

J.E. Zuluaga-Orozco is with Universidad Autónoma de Occidente, Santiago de Cali, 760026 Colombia

delo [4] reconocido como uno de los más completos en cuanto a multi-dimensionalidad y número de variables [19], tanto en versión DC como en versión AC y se ha procedido a comparar sus resultados en una representación de 96 barras del sistema colombiano derivada de datos reales. El estudio usa datos históricos de demanda horaria, disponibilidad hídrica, perfiles de viento y precios de oferta en el mercado colombiano.

Este tipo de estudio explícitamente enfocado en mercados multi-dimensionales de energía, reserva y rampa, con flujo óptimo estocástico seguro y alta penetración de renovables, no ha sido llevado a cabo aún. Existen desarrollos que enfocan el MPSSOPF de gran escala [20], pero no necesariamente en el marco de mercados multi-dimensionales y menos en el contexto de evaluar las consecuencias de usar el modelo DC o AC. Es en dicho aspecto que el presente trabajo aporta resultados nuevos y de gran incidencia para la estructuración de posibles mercados multidimensionales en el futuro.

El artículo está estructurado como se indica a continuación. La Sección II introduce las generalidades del modelo de planeación estocástico multi-período. Los pormenores del caso de estudio y las suposiciones de modelado asumidas se presentan en la Sección III. El procedimiento de solución, los resultados de las pruebas y su respectivo análisis se exponen en la Sección IV, mientras que las conclusiones y la discusión se plantean en la Sección V.

## II. MARCO DE OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICO MULTI-PERÍODO

Esta sección ofrece una visión general del marco de optimización estocástico multi-periodo expuesto en [4] y que será el fundamento del trabajo que se expondrá en la Sección IV. Para una descripción detallada de la formulación del problema, el lector es referido a la sección III de ese trabajo. El modelo de optimización utilizado exhibe las siguientes características:

1. El flujo óptimo de potencia con una representación completa de las restricciones de red, de acuerdo con las capacidades del modelo de red utilizado.
2. Operación segura del tipo  $N - 1$  ante contingencias específicas y la planeación para estados post-contingentes.
3. El manejo de la incertidumbre en el pronóstico de la inyección de las FER incluidas en la matriz energética, debido principalmente a su intermitencia y alta variabilidad. Esto se logra usando escenarios de generación de las FER. Los beneficios completos del uso de FER sólo pueden obtenerse si el sistema se logra adaptar a su variabilidad e incertidumbre [21].
4. El procuramiento de servicios auxiliares como las reservas de contingencias y las reservas de rampa de seguimiento de carga, ambas determinadas localizadamente tanto en cantidad como en precio. El primer tipo de reserva mantiene la confiabilidad del sistema ante los posibles redespachos en las contingencias. El segundo tipo garantiza la cantidad suficiente de rampa para la toma de carga. Igualmente, las reservas ayudan a protegerse contra la incertidumbre en la generación de las FER.
5. La operación de dispositivos de almacenamiento despachados centralmente, destinados a mitigar la variabilidad

e intermitencia de las FER, aplanar la curva de demanda remanente horaria y reducir los costos de rampa de la generación convencional. Adicionalmente, las unidades con una cuota máxima de energía a lo largo del horizonte de planeación, como lo pueden ser las hidráulicas con embalse, se modelan también como dispositivos de almacenamiento.

6. Modelación del comportamiento de demanda capaz de responder a señales del mercado, como los precios, en lo que se conoce como respuesta de la demanda.

El problema de optimización es estocástico, co-optimizando el costo esperado de generación en todos los estados operativos considerados, además de los costos de los productos de reserva de contingencia y de rampas contratados. Finalmente, cualquier energía esperada remanente al final del horizonte en los dispositivos de almacenamiento tendrá un valor que también se toma en cuenta en la función objetivo.

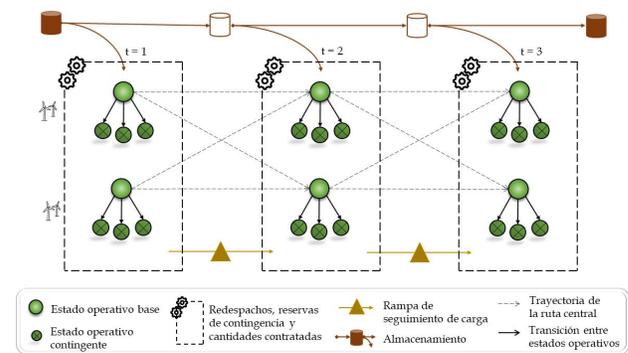


Fig. 1. Estructura general del problema de optimización.

El modelo de optimización estocástico tiene una estructura en forma de árbol recombinante, tal como se muestra en la Fig. 1. Se ilustra un horizonte temporal de tres horas, dos escenarios de generación de energía renovable y tres contingencias. Se distingue un estado operativo base para cada escenario, definido por las variables y restricciones de un flujo de potencia, así como escenarios de realización de generación renovable. De los estados base emanan estados post-contingentes, también definidos cada uno por un flujo de potencia. De una etapa temporal a la siguiente hay transiciones entre estados base, cada una ponderada con una probabilidad de transición y contemplando restricciones de rampa. La explosión combinatoria de estados que generalmente ocurre con árboles ortodoxos de escenarios en programación estocástica multi-período se puede evitar utilizando el concepto de recombinación de estados si el usuario así lo desea [4].

Un aspecto central del modelo utilizado es el concepto de “contrato de energía óptimo de día previo”, que es una cantidad que no necesariamente es el despacho en alguno de los casos base, sino la *postura contractual de día previo óptima* frente a todas las cosas que podrían suceder el día siguiente. Es a partir de esta cantidad contratada que se definen los redespachos necesarios en cada flujo de carga contemplado en ese período.

Bajo el enfoque de programación estocástica con árbol recombinante de escenarios asumido en la formulación, se

encuentra un plan operativo óptimo siguiendo una ruta o envolvente central de alta probabilidad, tomando en cuenta un gran número de trayectorias sin sacrificar factibilidad estricta. Esta ruta central está definida por los estados base en cada periodo y sus correspondientes transiciones factibles entre periodos. La propagación período a período está dirigida por una cadena de Markov a través de una matriz de transición que relaciona el vector de probabilidades del estado operativo base en el tiempo  $t$  al vector de probabilidad de escenario en el tiempo  $t + 1$ .

El resultado de una corrida del software comprende, para cada oferente y período en el horizonte, 1) Una potencia óptima contratada de día previo; 2) Rangos de reserva rodante contratada, tanto hacia arriba como hacia abajo, a partir de la potencia contratada de día previo; 3) rangos de rampa de seguimiento de carga tanto positiva como negativa. Los tres productos se fijan en cantidades y precios para cada oferente, implementando de hecho un mercado multidimensional con cinco productos: energía, cantidades de reservas rodantes incrementales, reservas rodantes decrementales, y cantidades de rampa de seguimiento de carga positivas y negativas. Adicionalmente el software produce toda la información relacionada con cada flujo de carga contemplado en el problema: despachos específicos, precios nodales, tensiones, ángulos y multiplicadores de Lagrange asociados con cada restricción contemplada.

Para el estudio se hizo una modificación adicional al software presentado en [4]. Teniendo en cuenta que el sistema colombiano tiene varias cadenas hidráulicas importantes, se modificó el software para permitir que plantas hidráulicas sin embalse que estén localizadas río abajo de otras con embalse, puedan ser controladas en su producción por las descargas que ocurran río arriba.

### III. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio corresponde a un modelo del sistema interconectado colombiano basado en la configuración de 2017 [22]. Este sistema de potencia está constituido por 96 barras, 49 plantas generadoras, 206 líneas de transmisión y 19 unidades de almacenamiento de energía.

TABLA I  
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE POTENCIA COLOMBIANO DE 96 BARRAS

| Topología      | Red de 96 barras - 220 y 500 kV  |
|----------------|--|
| Generación     | 16.310 MW potencia activa pico instalada<br>10.295 MW plantas hidroeléctricas<br>3.850 MW plantas de gas natural<br>1.365 MW plantas de carbón<br>800 MW Granja eólica |
| Demanda        | 9.116 MW potencia activa pico<br>3.527 MVAR potencia reactiva pico   |
| Almacenamiento | 19 unidades hidroeléctricas con embalse<br>9.385 MW de capacidad   |
| Transmisión    | 206 elementos  |

Algunos generadores del modelo resultan de colapsar las unidades de generación individuales que conforman una central, representando toda la capacidad de generación de esa barra.

Por otro lado, partiendo de los datos de operación y condiciones de hidrología para todos los días del año 2014, se pudo realizar una agrupación de estos datos por medio de un algoritmo de clusterización, encontrando que 16 días típicos representan el comportamiento global del sistema para todo el año 2014. A partir de los datos obtenidos, para el caso de estudio se seleccionó uno de estos días típicos más representativos en términos de carga y disponibilidad hídrica.

El horizonte temporal diario considerado incluyó 24 períodos de tiempo de una hora. El perfil horario de demanda, ilustrado en la Fig. 2, se construyó a partir de la información de carga horaria por barra de 2014, reportada por XM, el operador del mercado de energía eléctrica en Colombia.

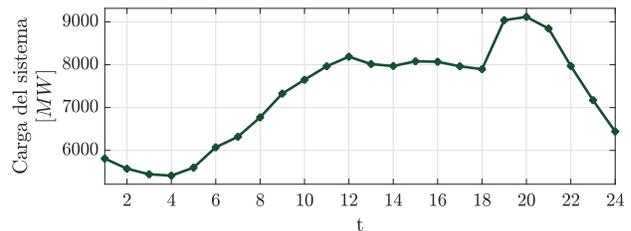


Fig. 2. Perfil de demanda diario del sistema de 96 barras.

Para introducir incertidumbre en generación renovable se ubica una granja eólica en el nodo Copey, con capacidad instalada de 800MW. La incertidumbre en la generación de potencia eólica es modelada a través de 14 escenarios de viento, cada uno representando una realización de energía renovable. Estos escenarios fueron construidos a partir de la velocidad de viento medido a 10m de altura por la estación meteorológica del Instituto de Hidrología, Metrología y Estudios Ambientales (IDEAM) en Puerto Bolívar. Se tomaron perfiles históricos típicos para los tipos de día representados por el perfil de carga y la disponibilidad hídrica. Se precisó la transformación de la información tomada de una base de datos histórica de los años 2006-2014 con el fin de estimar la velocidad de viento a 50m, que es una altura más usual para una turbina eólica. Posteriormente, esta velocidad de viento transformada se aplicó a la curva de producción de una turbina Nordex N60/1300. Por último, la producción de potencia eólica obtenida se normalizó con respecto a la capacidad de la turbina, configurando un factor que se utilizó para modular la producción de la granja de viento. Cada escenario diario contiene 24 puntos, uno por período de tiempo, representando el nivel de producción normalizada de potencia eólica, como se ilustra en la Fig. 3.

Para esta simulación se incluyen nueve contingencias simples, todas con la misma probabilidad de ocurrencia, de las cuales siete corresponden a desconexiones de un elemento del sistema de transmisión (línea o transformador) y dos a la disminución de la capacidad de generación en las barras TEBSA y Guavio. La mayoría de las contingencias críticas fueron tomadas de [22]. Esto da lugar al modelado de  $10 \times 14 \times 24 = 3360$  flujos de carga individuales en el problema.

Adicionalmente, para el análisis detallado de los resultados el sistema de potencia se ha subdividido en cinco áreas ope-

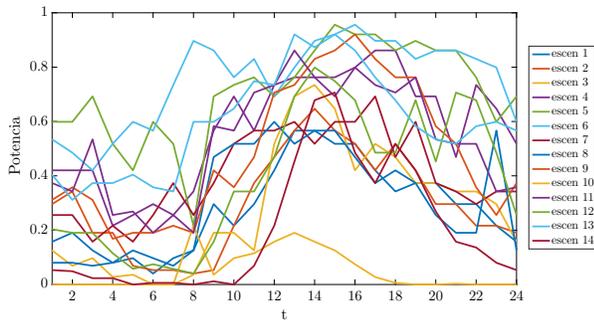


Fig. 3. Perfiles de generación eólica con potencia normalizada.

rativas denominadas: Costa Atlántica, Antioquia, Sur, Centro y Oriente, tal como se muestra en la Fig. 4. Esta subdivisión corresponde en gran medida con la que se encuentra en [22] con criterios adicionales de agrupación basados en la cercanía geográfica y eléctrica de las barras en la red.



Fig. 4. Áreas del sistema eléctrico colombiano.

#### A. Suposiciones de Modelado Seguidas en Este Estudio

A continuación se enumeran suposiciones adicionales de modelado que se siguieron en el estudio:

1. Por simplicidad, se asume que la comisión de unidades fue establecida de antemano. En consecuencia, las variables binarias, las restricciones y los costos relacionados con la comisión de unidades no son tenidos en cuenta.
2. Los precios de las ofertas de generación se obtienen de datos históricos del 2014; para cada día, se tiene el precio promedio de oferta por tipo de combustible.
3. Para los precios de oferta de las reservas rodantes y las rampas de seguimiento de carga, se utilizaron precios positivos pero despreciables en comparación con las ofertas de energía, con el ánimo de que las cantidades contratadas de estos otros productos en la subasta fuesen “ajustadas” (contratar la mínima cantidad realmente necesaria) pero al mismo tiempo con precios resultantes equivalentes al costo de oportunidad de la energía.

TABLA II  
RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE LOS PROBLEMAS RESUELTOS

| Ítem                    | Modelo AC     | Modelo DC     |
|-------------------------|---------------|---------------|
| Número de variables     | 1.438.152     | 950.952       |
| Número de restricciones | 2.978.992     | 1.885.632     |
| Costo de operación      | \$ 22.826.371 | \$ 22.621.304 |

4. Aunque el software permite modelar el almacenamiento para una operación cíclica, de tal manera que la última hora del horizonte temporal anteceda a la primera hora del periodo de planeación, se descarta tomar esta opción.

#### IV. PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN

La implementación bajo el modelo DC usada fue originalmente codificada por los autores de [4] (uno de los cuales es coautor en este trabajo) y puesta a disposición para la ejecución de este estudio, con la modificación indicada previamente para poder modelar cadenas hidráulicas. Salvo por esa modificación y el código de preparación de datos de entrada, el software es esencialmente como MOST [23].

Este es el punto de partida para la implementación en AC, para lo cual se procedió como se describe a continuación. En primer lugar, se modificó para hacer coincidir las variables del problema con la estructura estándar del flujo óptimo de potencia generalizado de MATPOWER [24], en su versión AC. Luego, se construyó una única gran red compuesta por múltiples islas (una por cada estado operativo), con costos escalados apropiadamente por las probabilidades, para ser resuelto mediante el paquete OPF generalizado de MATPOWER 7.0.1. El gran número de variables y costos de usuario adicionales, y las restricciones necesarias para implementar el modelo, se especificaron utilizando el mecanismo existente para ello en el flujo óptimo generalizado de MATPOWER.

Estos códigos han sido utilizados en la solución de ambas versiones del modelo. Para resolver el modelo con red DC se empleó el paquete comercial Gurobi 9.0.0 [25] y para el modelo AC se usó IPOPT 3.12.1 [26].

#### A. Resultados Numéricos

En estas sección, si bien las cantidades asignadas de cada producto son individuales a cada planta, en varias de las comparaciones se agrupan las plantas generadoras en zonas operativas para mayor facilidad, sin afectar las conclusiones generales. La Tabla II contiene un resumen de la información del problema resuelto, discriminado por cada modelo, correspondiente al tamaño del problema, representado por el número de variables y restricciones, y el costo de operación esperado.

La complejidad del problema estocástico no lineal se evidencia por el número de variables y restricciones adicionales, aproximadamente 50% mayor que su contraparte lineal. En cuanto al valor de la función objetivo, la diferencia entre ambos modelos fue inferior al 1%.

La Figura 5 presenta el despacho total, por tipo de combustible: agua (hidro), gas natural para plantas de generación de ciclo simple (gn) y de ciclo combinado (gncc), carbón y

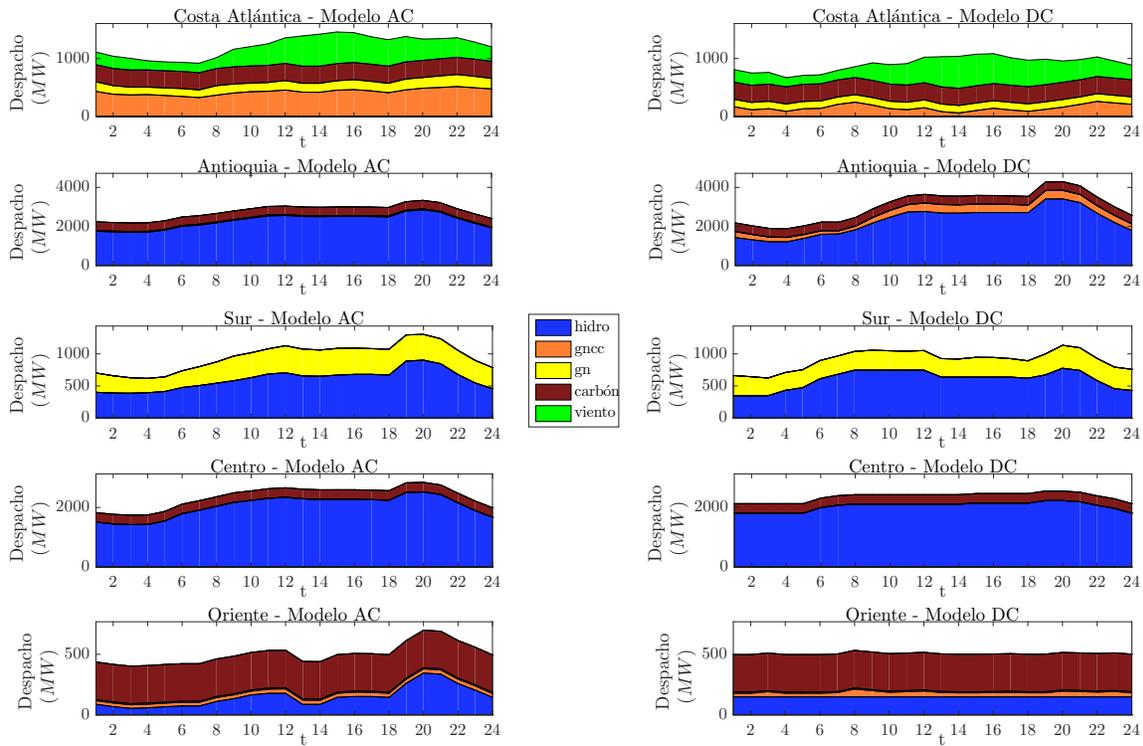
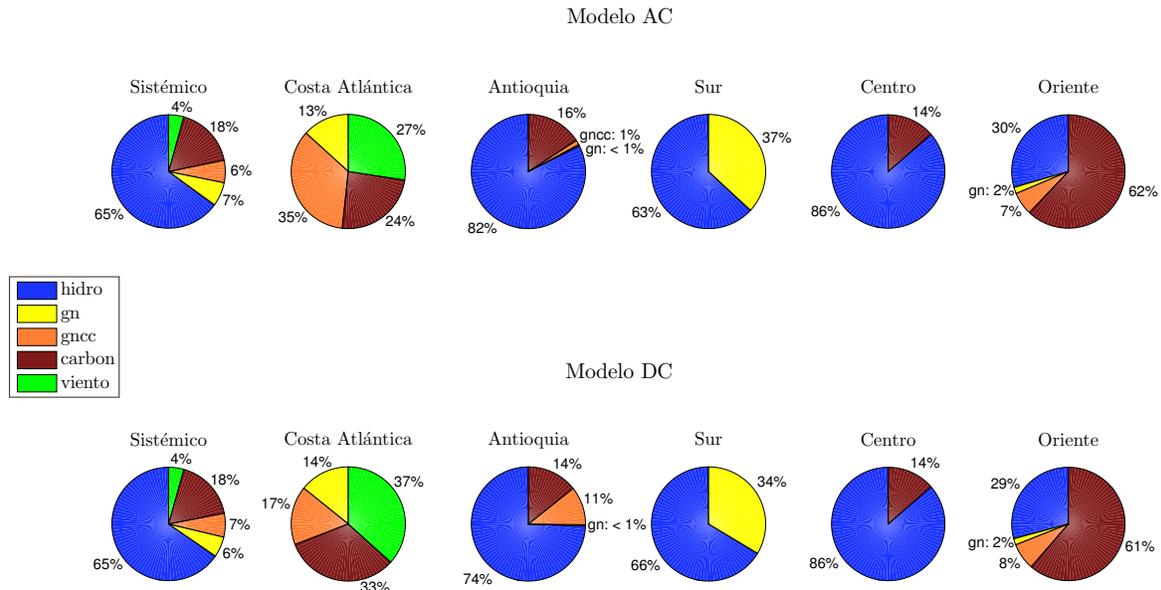


Fig. 5. Despacho por tipo de combustible para cada área operativa a lo largo del horizonte de planeación.



viento. Se evidencian diferencias importantes en los despachos horarios entre el modelo DC y el modelo AC. Al examinar la energía total diaria por tipo de combustible, tanto a nivel sistémico como de manera diferenciada por zona operativa en la Figura 6, es claro que a nivel sistémico no hay mayor diferencia en la asignación energética por tipo de combustible. Por otro lado, a nivel zonal, se encuentra que las diferencias

en las zonas Sur, Centro y Oriente son en realidad mínimas al punto de la insignificancia, mientras que entre las zonas Costa Atlántica y Antioquia, sucede que un bloque importante de generación de ciclo combinado presente en Antioquia en el modelo DC es transferido a la zona Costa Atlántica en AC, particularmente a la planta TEBSA, manteniéndola con un factor de utilización alto. Este fenómeno sucede en la vida

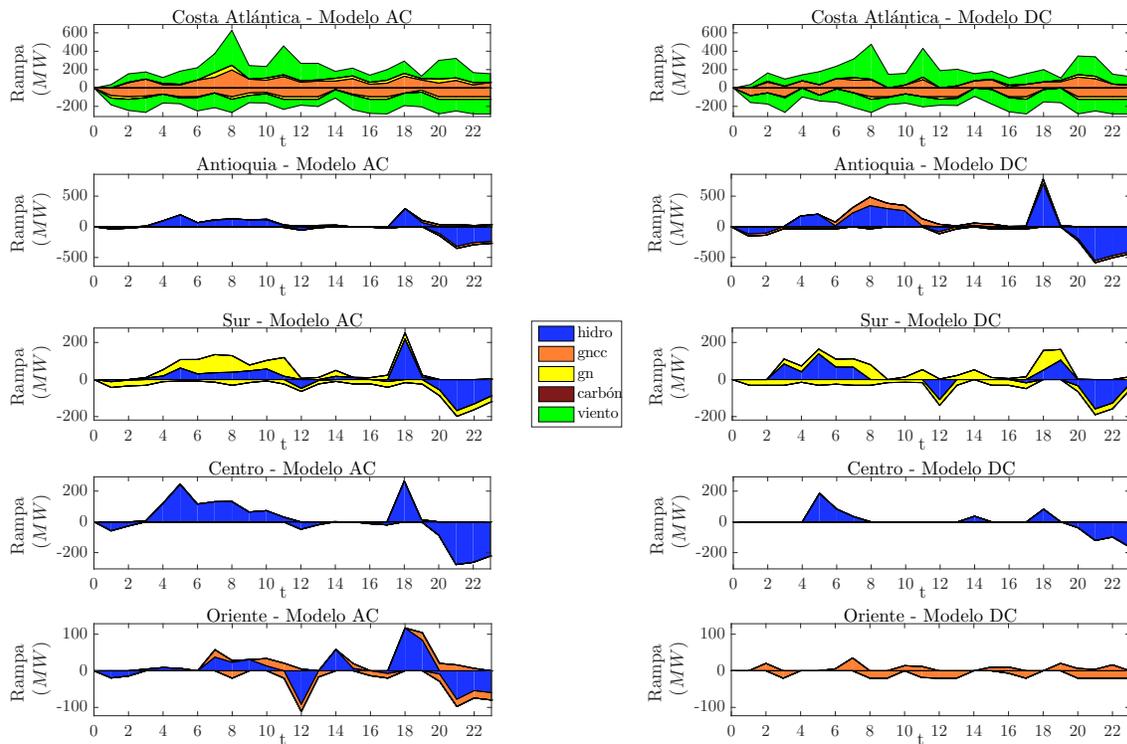


Fig. 7. Reserva de rampa de seguimiento de carga por tipo de combustible para cada área operativa.

real en la operación típica del sistema colombiano [27]. Salvo por esta diferencia, dictada por la red, las asignaciones de energía a los oferentes se guían esencialmente por los precios de oferta.

En la Figura 7 se presentan las asignaciones de rampa de seguimiento de carga por tipo de combustible, discriminadas por zona operativa. Cabe resaltar que la franja verde, correspondiente a la “reserva de rampa” asignada al recurso eólico, debe ser interpretada como la flexibilidad que se requiere del resto del sistema para poder aceptar dicha generación. La mayor parte de los requerimientos de rampa son asignados a las plantas hidroeléctricas, observándose que para el modelo DC las reservas de rampa recaen principalmente en la zona de Antioquia mientras que en el modelo AC están más uniformemente distribuidas en todas las zonas operativas con generación hidráulica. De esta forma, el modelo AC requiere de una distribución de este recurso a lo largo de todo el sistema, en contraste con el modelo DC, en el que la asignación se focaliza mayoritariamente en una sola zona del sistema.

La Figura 8 presenta las asignaciones de reserva rodante de contingencia, inicialmente de manera sistémica y después discriminadas por zona operativa. En el total sistémico se evidencia que el modelo AC resulta en una asignación no trivial de reserva de contingencia a las turbinas de gas de ciclo sencillo, a expensas de las reservas asignadas previamente a las plantas de ciclo combinado en el modelo DC. Al ver los resultados discriminados por zonas, se puede apreciar que en DC las contingencias parecen requerir siempre de redespachos negativos en las hidroeléctricas de la zona Centro y redespachos positivos en las hidroeléctricas de Antioquia

y del Sur, además de redespachos positivos en plantas de gas en las zonas Sur, Antioquia y Costa Atlántica. Por otro lado, al ver la situación en el modelo AC, la zona Centro no siempre es redespachada de manera negativa, la zona Oriente asume cantidades importantes de reserva rodante y en la Costa Atlántica también lo hacen las turbinas de ciclo sencillo. Las diferencias son, sin embargo, más abundantes que sólo lo expuesto, llevando a la conclusión de que las consideraciones de red AC conducen a una asignación muy diferente de las cantidades requeridas del recurso de reserva rodante de contingencia entre el modelo DC y el AC.

La Figura 9 muestra los precios nodales esperados a lo largo del horizonte para las barras del sistema usando los dos modelos de red. La variedad de precios existentes en el modelo AC es notoria, comparada con la casi nula variabilidad en el caso DC. Evidentemente, las pérdidas y los acoplamientos activo/reactivo en el caso AC generan unas diferencias importantes entre estos precios. La diferencia porcentual entre el precio más alto y el más bajo puede llegar a ser tanto como +11%. a pesar de no existir ramas congestionadas en el modelo.

## V. CONCLUSIONES

La conclusión principal del estudio es que en un mercado de día previo multidimensional en el que los servicios distintos a la energía se ofrecen esencialmente al costo de oportunidad, el cierre de mercado en las cantidades del producto de energía es casi igual usando el modelo DC o AC, pero la asignación de otros productos tales como reserva rodante o reserva de rampa de seguimiento de carga puede variar sustancialmente en cuanto a cuáles son los oferentes escogidos. El modelo AC

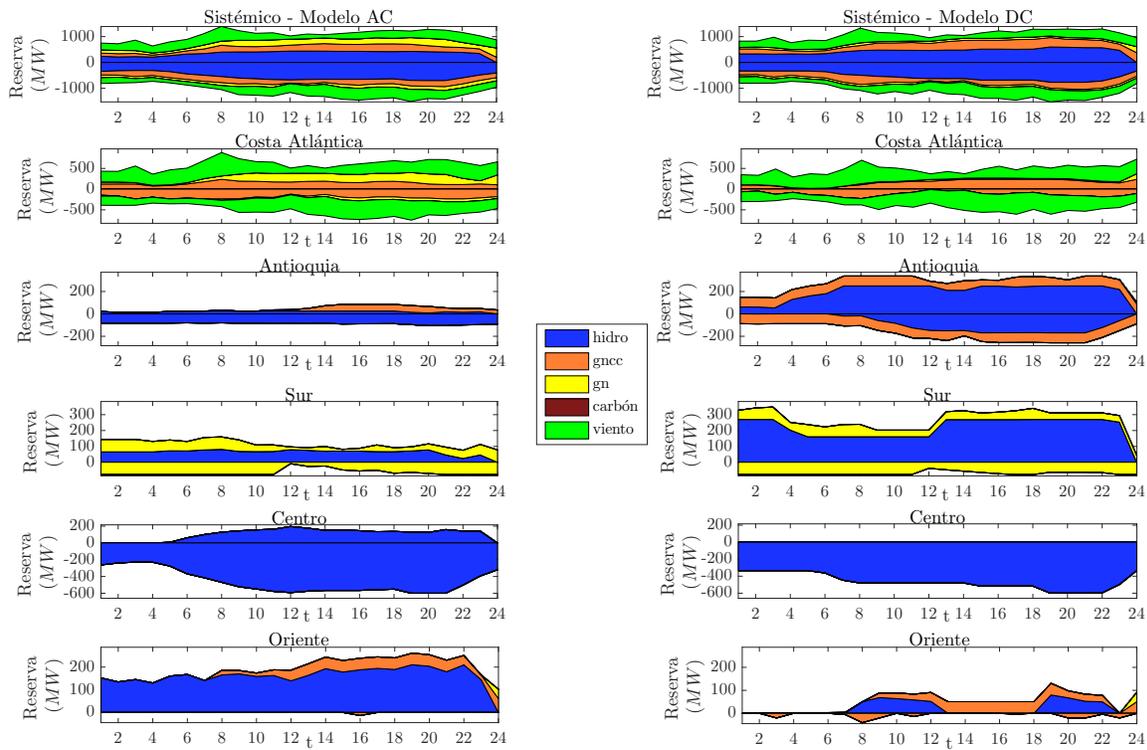


Fig. 8. Reserva rodante de contingencia por tipo de combustible para cada área operativa.

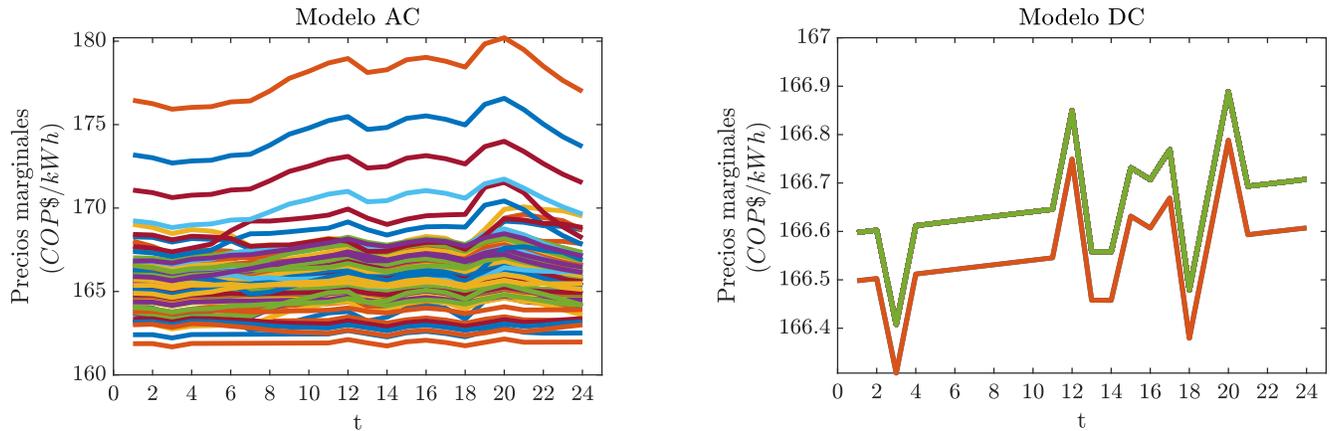


Fig. 9. Precios nodales en las barras del sistema a lo largo del horizonte.

reprodujo algunos aspectos que son conocidos en la operación real del sistema colombiano, como por ejemplo el alto factor de utilización de la planta TEBSA en 2014. De manera general, el modelo de optimización con modelo AC suele distribuir entre más participantes y mayores extensiones geográficas las asignaciones de los productos secundarios, enfatizando la correcta distribución geográfica de la asignación. La diversidad de precios nodales de energía en el modelo AC comparado con el DC implica una mejor resolución en la comparación entre competidores, pues evidentemente se toman en cuenta la contribución a pérdidas y los acoplamientos entre potencia activa y reactiva. Cabe abundar que estas conclusiones se mantienen al considerar otros días típicos operativos del sistema colombiano, tales como días típicos en época de sequía y por lo tanto con menor disponibilidad hídrica.

El impacto inmediato para el diseño de mercados multi-dimensionales, es que si se desea hacer una asignación a nivel geográfico general para los productos secundarios en el mercado de día anterior, es deseable cerrar dichos mercados usando un modelo AC en aras de la justicia de la asignación. Si se insiste en utilizar un modelo DC, es necesario emplear mecanismos adicionales que garanticen la imparcialidad en la asignación de los productos secundarios.

Para estudios futuros, se puede investigar el efecto de la existencia de congestión en el sistema de transmisión y el del comportamiento estratégico en las ofertas de los productos secundarios. Sin embargo, el efecto de la congestión, siguiendo la premisa de que los resultados deben contrastarse con algo que exista en la realidad, debe estudiarse sobre un sistema existente en el cual la congestión tenga efectos conocidos, lo

cual no favorece el uso del sistema colombiano para ello.

#### AGRADECIMIENTO

Los autores expresan su agradecimiento a Minciencias (COLCIENCIAS) por su apoyo financiero mediante la Beca de Doctorados Nacionales, Convenio 727 de 2015 y también mediante el contrato FP44842-548-2014. También agradecen a la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía colombiano.

#### REFERENCIAS

- [1] H. Sharifzadeh, N. Amjady, and H. Zareipour, "Multi-period stochastic security-constrained OPF considering the uncertainty sources of wind power, load demand and equipment unavailability," *Electric Power Systems Research*, vol. 146, pp. 33–42, may 2017.
- [2] N. Amjady, J. Aghaei, and H. A. Shayanfar, "Stochastic multiobjective market clearing of joint energy and reserves auctions ensuring power system security," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 4, pp. 1841–1854, 2009.
- [3] C. E. Murillo-Sánchez, R. D. Zimmerman, C. L. Anderson, and R. J. Thomas, "A stochastic, contingency-based security-constrained optimal power flow for the procurement of energy and distributed reserve," *Decision Support Systems*, vol. 56, pp. 1 – 10, 2013.
- [4] C. E. Murillo-Sánchez, R. D. Zimmerman, C. L. Anderson, and R. J. Thomas, "Secure planning and operations of systems with stochastic sources, energy storage, and active demand," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, pp. 2220–2229, dec 2013.
- [5] A. J. Lamadrid, T. Mount, R. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and L. Anderson, "Alternate mechanisms for integrating renewable sources of energy into electricity markets," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2012.
- [6] F. Liu, Z. Bie, S. Liu, and T. Ding, "Day-ahead optimal dispatch for wind integrated power system considering zonal reserve requirements," *Applied Energy*, vol. 188, pp. 399–408, feb 2017.
- [7] A. Fuchs, J. Garrison, and T. Demiray, "A security-constrained multi-period opf for the locational allocation of automatic reserves," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, 2017.
- [8] A. Street, A. Brigatto, and D. M. Valladao, "Co-optimization of energy and ancillary services for hydrothermal operation planning under a general security criterion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4914–4923, 2017.
- [9] A. J. Lamadrid, D. L. Shawhan, C. E. Murillo-Sánchez, R. D. Zimmerman, Y. Zhu, D. J. Tylavsky, A. G. Kindle, and Z. Dar, "Stochastically optimized, carbon-reducing dispatch of storage, generation, and loads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 1064–1075, 2015.
- [10] J. Chen, T. D. Mount, J. S. Thorp, and R. J. Thomas, "Location-based scheduling and pricing for energy and reserves: a responsive reserve market proposal," *Decision Support Systems*, vol. 40, no. 3, pp. 563 – 577, 2005. Challenges of restructuring the power industry.
- [11] F. D. Galiana, F. Bouffard, J. M. Arroyo, and J. F. Restrepo, "Scheduling and pricing of coupled energy and primary, secondary, and tertiary reserves," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 1970–1983, 2005.
- [12] J. M. Arroyo and F. D. Galiana, "Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 634–643, 2005.
- [13] J. Wang, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Contingency-constrained reserve requirements in joint energy and ancillary services auction," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1457–1468, 2009.
- [14] E. Karangelos and F. Bouffard, "Towards full integration of demand-side resources in joint forward energy/reserve electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 280–289, 2012.
- [15] W. Wei, F. Liu, S. Mei, and Y. Hou, "Robust energy and reserve dispatch under variable renewable generation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 369–380, 2015.
- [16] F. Bouffard, F. D. Galiana, and A. J. Conejo, "Market-clearing with stochastic security - part I: formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1818–1826, 2005.
- [17] K. Van den Bergh and E. Delarue, "Energy and reserve markets: interdependency in electricity systems with a high share of renewables," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106537, 2020.
- [18] Y. Z. Li, K. C. Li, P. Wang, Y. Liu, X. N. Lin, H. B. Gooi, G. F. Li, D. L. Cai, and Y. Luo, "Risk constrained economic dispatch with integration of wind power by multi-objective optimization approach," *Energy*, vol. 126, pp. 810–820, 2017.
- [19] F. Capitanescu, "Critical review of recent advances and further developments needed in AC optimal power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 57–68, jul 2016.
- [20] D. Kourounis, A. Fuchs, and O. Schenk, "Toward the next generation of multiperiod optimal power flow solvers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 4005–4014, 2018.
- [21] P. Pinson, "Wind Energy: Forecasting Challenges for Its Operational Management," *Statist. Sci.*, vol. 28, no. 4, pp. 564–585, 2013.
- [22] Unidad de Planeación Minero Energética- UPME, "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2017-2031," 2018.
- [23] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sánchez, "MATPOWER Optimal Scheduling Tool (MOST) User's Manual," 2020.
- [24] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, pp. 12–19, feb 2011.
- [25] Gurobi Optimization LLC, "Gurobi Optimizer Reference Manual version 9.0.0.," 2020.
- [26] A. Wächter and L. T. Biegler, "On the implementation of a primal-dual interior point filter line search algorithm for large-scale nonlinear programming," *Mathematical Programming*, vol. 106, no. 1, pp. 25–57, 2006.
- [27] Generadora y comercializadora de energía del Caribe - GECELCA S.A. E.S.P., "Informe de gestión 2014," 2014. Accessed 2020-08-06.



**M.P. Buitrago-Villada** received the electrical engineering (Hons.) degree and the M.Sc. degree from Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, in 2013 and 2016, respectively. She is currently pursuing the Ph.D. degree in automatic engineering at Universidad Nacional de Colombia. Her research interests are in the field of power system optimization, software and simulation tools design and parallel processing.



**S. García-Marín** received the electronics engineering and electrical engineering degree from Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, in 2015 and 2017, respectively. He is currently pursuing his M.Sc. degree in electrical engineering at the same university. His research interests are power systems operation and analysis, energy markets, natural gas networks, optimization, and software simulation.



**J.E. Zuluaga-Orozco** received the electrical engineering degree and electronics engineering degree, and the M.Sc. degree in electrical engineering from Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, in 2016 and 2018. He is currently a professor with the Universidad Autónoma de Occidente, Santiago de Cali, Colombia. His interests include power systems operation, microgrid operation, optimization, data science, software and simulation.



**C.E. Murillo-Sánchez** (M'87) received the BSEE degree from ITESM, Monterrey, Mexico, in 1987, the M.Sc. degree in E.E. from UW-Madison, Madison, WI, USA, in 1991, and the Ph.D. degree in E.E. from Cornell University, Ithaca, NY, USA, in 1999. He is currently a Professor with the Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia. His interests include power systems operation and control, control systems applications, optimization, simulation, and mechatronics.