

Modelo de despacho económico considerando despacho intradiario

V. Álvarez, *Estudiante Universidad de Antioquia*; A. Cerón, *Estudiante Universidad de Antioquia*; J. Mendoza, *Estudiante Universidad de Antioquia*.

Resumen—Los recursos de generación variables, como las plantas solares y los parques eólicos, están cada vez más presentes en la actualidad. Estos recursos brindan diversidad a la matriz de generación colombiana, lo cual es importante para tener suministros disponibles de energía frente a las adversidades climatológicas, pero estos presentan intermitencias debido a su naturaleza variable y la incertidumbre asociada a estos recursos significa riesgo económico. Para lograr incluirlas de forma segura en el Sistema Interconectado Nacional y que los despachos de energía resultantes sean viables y factibles, es necesario integrar elementos nuevos de mercados eléctricos al esquema actual del Mercado de Energía Mayorista que permitan viabilizar estas fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC). Para esto, se utiliza un modelo matemático de despacho económico considerando despachos intradiarios que considere la inclusión de recursos solares y eólicos. El enfoque del presente artículo radica en la formulación de tal modelación matemática en el lenguaje Python para realizar simulaciones de despacho económico con estos nuevos recursos.

Palabras claves—despacho económico, despacho intradiario, energía solar, intermitencia, Python.

I. INTRODUCCIÓN

Colombia, por su amplia demanda eléctrica, su constante crecimiento industrial y su diversidad geográfica, es un país que posee una amplia matriz de generación de energía eléctrica, la cual está compuesta por varios tipos o fuentes de energía, tanto a pequeña como a gran escala: hidráulica, térmica, solar y eólica. Se destaca la primera, ya que presenta la mayoría de la capacidad instalada del país y, además, los recursos de generación basados en ella presentan precios de oferta de generación comparativamente menores al resto de las otras fuentes, debido a la abundancia hídrica nacional y la posición geográfica del territorio es privilegiada [1]–[3]. Otra fuente de energía importante para el país es la segunda mencionada (térmica), disponiendo de centrales situadas mayoritariamente en las zonas costeras. Estas presentan precios de oferta de generación comparativamente más elevados que los de las hidráulicas, ya que requieren de combustibles fósiles y poseen costo de arranque elevados [4].

El mercado eléctrico de Colombia inició a mediados de los años noventa como respuesta del Estado a los percances presentados en el suministro de energía eléctrica durante el período de racionamiento (entre 1991 y 1992) y a la aplicación de las Leyes 142 y 143 de 1994. En dichas leyes, se hizo una reforma estructural al sector eléctrico incorporando la participación de actores privados en el suministro de la energía

eléctrica, en el cual el Estado colombiano pasó del rol de proveedor del servicio a ser quien diseña las reglas del mercado eléctrico, creando nuevas entidades para la regulación, vigilancia y control del sector [5].

El diseño del mercado colombiano tuvo influencia de las reformas al sector eléctrico que se vivieron en Inglaterra en los ochenta y no ha tenido cambios estructurales desde su creación. En Colombia existe un mercado spot llamado “bolsa de energía”, en el cual los generadores presentan diariamente sus ofertas, compitiendo por entregar su energía al sistema. Asimismo, cuenta con varios instrumentos para gestionar el riesgo de precio spot por medio de contratos bilaterales y derivados financieros. El precio spot se determina por medio de un despacho ideal donde no se tienen en cuenta las restricciones de la red y se hace un día después de la operación [5].

El mercado está compuesto por generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales. El encargado de operar y administrar el Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo las figuras del Centro Nacional de Despacho (CND), del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) en Colombia es XM [6].

En la actualidad, los mercados de energía eléctrica con mayor evolución a nivel mundial han incorporado, dentro de su mercado spot, instancias adicionales para negociar excedentes o faltantes de energía eléctrica cercanas al momento de atención de la demanda. Dichos mercados tienen una tendencia marcada, de modo que para mercados ubicados en Estados Unidos se habla de mercados en tiempo real; en Europa, de mercados intradiarios. Dichos esquemas buscan una formación eficiente de precios bajo un diseño de mercado que facilite la incorporación de recursos renovables no convencionales (FERNC), cuyas características de operación ocasionan incertidumbre en la cantidad de energía que pueden comprometerse a entregar y la que realmente pueden aportar en tiempo real [7].

Ahora, para elegir qué recursos suplirán la carga y cuánta energía aportarán, deben presentar sus ofertas de precio de generación para tenerlas en cuenta en la realización del despacho económico. El despacho económico colombiano es de gran importancia debido a que se basa en un modelo de optimización que permite disminuir costos, evitando caer en el uso desmedido del recurso energético. Por este motivo, es necesario emplear herramientas matemáticas como la programación lineal, acompañadas del uso de software, para

encontrar una solución que logre casar, de forma óptima, la oferta (generación) con la demanda. Este despacho presenta valores de generación horarios para cada recurso de generación (hidráulicos y térmicos en su mayoría) conectado al Sistema Interconectado Nacional [7].

Para incluir de forma viable los recursos de generación variable en la matriz de generación colombiana, se debe tener bajo consideración que estas fuentes de generación pueden presentar inconvenientes para entregar la energía acordada en un período de tiempo determinado en el despacho económico y recibir penalizaciones debido a ello. Por lo tanto, se debe modificar la modelación matemática actual del despacho económico en función de la variabilidad de estos recursos para tener una señal más eficiente de las desviaciones de energía despachada que sufren estos recursos durante el día [8].

II. OBJETIVOS

A. Objetivo General

Desarrollar en Python-Pyomo, el modelo de despacho económico colombiano considerando restricciones adicionales para el despacho intradiario, de acuerdo con las propuestas iniciales publicadas por la comisión de regulación de energía y gas CREG.

B. Objetivos Específicos

Desarrollar una modelación matemática en Python-Pyomo la cual contenga las restricciones que permiten resultados de despacho económico factibles para variaciones intrahorarias de generación, haciendo énfasis en los recursos de generación variable, mediante el ajuste del modelo actual utilizado por el operador del mercado XM.

Realizar simulaciones con datos reales del despacho en Colombia.

Determinar las desviaciones en el despacho económico resultante (plantas despachadas y la potencia horaria de las mismas) de los recursos de generación variable mediante la comparación de los resultados con la modelación horaria versus la modelación considerando variaciones intrahorarias.

III. MARCO TEÓRICO

Existen 3 pilares sobre los cuales reposa el correcto funcionamiento del mercado intradiario:

A. Despacho vinculante

Mundialmente, los mercados eléctricos más avanzados funcionan de modo que se mantenga la relación de oferta y demanda, donde 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, indica cuánto están dispuestos a pagar [9].

«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 [9].

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, y mucho menos fijan el precio de la energía [9].

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 spot 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 [9].

B. Sesiones de mercado intradiario

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. Los espacios donde se realizan esas nuevas ofertas, son instancias adicionales donde se puede volver a negociar la totalidad de la demanda de energía para ciertos periodos de carga [7], [9].

C. Mecanismo de balance

En este esquema 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 de mercado intradiario [7], [9].

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 [7], [9].

D. Formulación matemática del despacho económico

$$FO: \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^G P_i \cdot g_{t,i} + \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^G PAP_i \cdot a_{t,i} + \sum_{t=1}^{24} CR_t \cdot r_t \quad (1)$$

La función objetivo (1) consiste en minimizar el costo de generación para el despacho económico. Tiene en cuenta (en orden de izquierda a derecha) el precio de generación de las centrales eléctricas, la generación de cada central eléctrica, el precio de arranque y parada de las centrales termoeléctricas, el arranque de las centrales termoeléctricas en un tiempo determinado, el costo de penalización por racionamiento y la magnitud del racionamiento programado en un tiempo determinado [10], [11].

Las restricciones de la función objetivo, explicadas a continuación, acotan las posibles soluciones a valores acordes con las condiciones planteadas para el despacho económico [10], [11].

$$g_{i,t} - \max_{i,t} \cdot u_{i,t} \leq 0; \forall i, \forall t \quad (2)$$

$$g_{i,t} - \min_{i,t} \cdot u_{i,t} \geq 0; \forall i, \forall t \quad (3)$$

Se plantean las inecuaciones de restricción (2) y (3), que relacionan la variable real de generación en relación con el coste máximo y mínimo asociado a cada generador ($\forall i$) y por cada periodo de tiempo ($\forall t$) [10], [11].

$$a_{t,i} - p_{t,i} \geq u_{t,i} - u_{t-1,i}; \forall i, \forall t \quad (4)$$

Se emplea la restricción (4), donde $a_{t,i}$ es la variable de arranque, $p_{t,i}$ es la variable de parada, $u_{t,i}$ es la variable de encendido y $u_{t-1,i}$ es la variable de apagado [10], [11].

Se emplea una variable de arranque y otra de parada para cada hora del día:

$$a_{t,i} + p_{t,i} \leq 1; \forall i, \forall t \quad (5)$$

La restricción (5) evita que el arranque o la parada se activen simultáneamente. Asimismo, las restricciones (4) y (5) permiten determinar el comportamiento de las plantas térmicas, observando su condición inicial de operación, como el tiempo de encendido y apagado [10], [11].

$$g_{t,i} - g_{t-1,i} \leq UR_i; \forall i, \forall t \quad (6)$$

$$g_{t-1,i} - g_{t,i} \leq DR_i; \forall i, \forall t \quad (7)$$

En las restricciones (6) y (7) se relacionan las variables de generación con las rampas especificadas por las plantas térmicas, donde UR y DR son el máximo incremento y máxima disminución de generación de los recursos de generación de energía eléctrica y g es la generación de un recurso determinado en un periodo de tiempo. [10], [11]. Para efectos del presente artículo, estas restricciones aplican solo a los recursos térmicos debido a que les toma mucho más tiempo cambiar su generación en comparación con otros recursos con otras fuentes de energía. Adicionalmente a esta característica de los recursos térmicos, las restricciones (6) y (7) presentan un problema grave: no son capaces de modelar variaciones en la generación dentro de un mismo periodo al tratarse de valores bajo una resolución horaria y, por consiguiente, no son útiles para acotar resultados factibles de generación para los recursos solares y eólicos, los cuales presentan una variabilidad intrahoraria [12]. La Fig. 1 muestra el UR cuando se tiene un periodo horario:

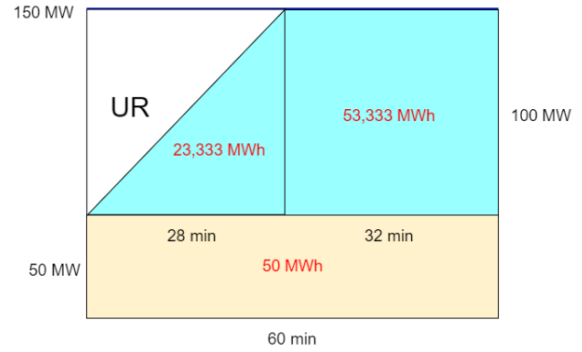


Fig. 1. Estimación de UR en un período de 60 minutos. Dibujo propio.

A partir de la Fig. 1, el cálculo del valor de UR se presta para ser más visual. Este se calcula obteniendo el área restante de la curva de potencia en el periodo t (definición de energía) de la siguiente forma [12]:

$$UR = [150 - (23, \hat{3} + 53, \hat{3})] MW/h = 73, \hat{3} MW/h$$

Cuando se cambia el periodo de 60 minutos a 15 minutos, el área asociada al valor de UR cambiará, tal como se puede observar en la Fig. 2:

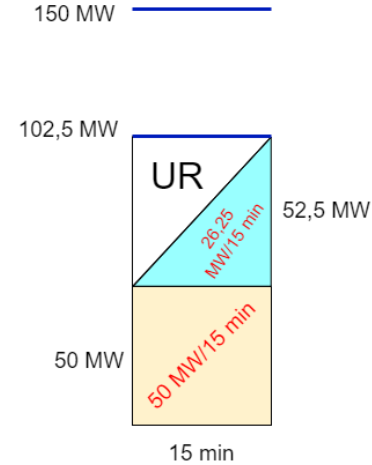


Fig. 2. Estimación de UR en un período de 15 minutos. Dibujo propio.

Tal como se aprecia en la Fig. 2, el primer cambio que se observa es que al ser el periodo cada 15 minutos, las unidades de UR variarán de MW/h a $MW/15min$. El segundo cambio notorio es que, al ser un periodo más reducido, la rampa podrá llegar solamente a una altura de 102,5 MW. Por lo tanto, el valor del UR será:

$$UR = [102,5 - (50 + 26,25)] MW/15min$$

$$UR = 26,25 MW/15min$$

Para solucionar este inconveniente, es necesario cambiar la modelación matemática actual, la cual está basada en valores de UR y DR horarios. Por lo tanto, se opta por modelar los cambios máximos en la generación en función de la velocidad de toma

de carga y descarga. Esta velocidad define el cambio máximo de potencia en un recurso de generación por unidad de tiempo (minuto) tanto en incremento como en disminución. Partiendo de esa base, es preferible dividir cada período en subperíodos, de forma que se pueda tener un mayor control del valor de potencia del recurso térmico durante el tiempo [12].

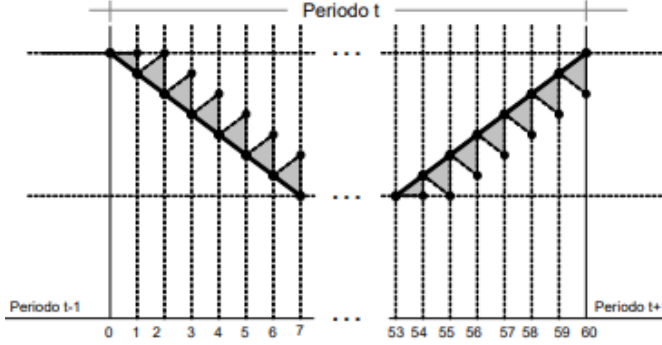


Fig. 3. Ejemplo de división del período horario t en subperíodos de 1 minuto [12].

En la Fig. 3 se aprecia que, para cada subperíodo k ($\forall k$), hay un valor de potencia asociado $P_{g_{i,t,k}}$ (altura de la curva). Entonces, para modelar los cambios en la generación durante esos subperíodos, es necesario definir que tales cambios no pueden ser mayores que la velocidad de toma de carga y descarga del recurso térmico [12].

Sea k_f el último subperíodo de tiempo:

$$P_{g_{i,t,k}} - P_{g_{i,t,k-1}} \leq VTC_i ; \forall i, \forall t, \forall k \quad (8)$$

$$P_{g_{i,t,1}} - P_{g_{i,t-1,k_f}} \leq VTC_i ; \forall i, \forall t, \forall k \quad (9)$$

$$P_{g_{i,t,k-1}} - P_{g_{i,t,k}} \leq VTD_i ; \forall i, \forall t, \forall k \quad (10)$$

$$P_{g_{i,t-1,k_f}} - P_{g_{i,t,1}} \leq VTD_i ; \forall i, \forall t, \forall k \quad (11)$$

También es necesario definir que tales valores de potencia deben estar acotados entre un valor de potencia mínimo (0 o el mínimo técnico) y máximo (potencia bruta o la potencia nominal del recurso) [12]:

$$P_{g_{i,t,k}} \leq \max_{i,t} ; \forall i, \forall t, \forall k \quad (12)$$

$$P_{g_{i,t,k}} \geq \min_{i,t} ; \forall i, \forall t, \forall k \quad (13)$$

Ahora que la potencia se tiene en cuenta para cada subperíodo, es imperativo recordar que la función objetivo (ecuación (1)) no presenta la variable de potencia, sino de generación (energía) y el pronóstico de demanda es en potencia por período, es decir, energía. Así pues, se debe relacionar la potencia en cada subperíodo con la energía total del período, lo cual implica sumar las áreas debajo de la curva de potencia en el período t a través del uso de rectángulos y triángulos, puesto que el tiempo está discretizado por minuto. Se usa, como base de cada rectángulo y triángulo, la mínima representación de tiempo del subperíodo k en el período t ($\frac{1}{k_f}$); como altura del rectángulo, se usa la potencia del recurso en el subperíodo k —

1 (para el caso en el que $k - 1$ sea 0, se toma el k_f en el período anterior ($t - 1$)); como altura del triángulo, se utiliza el excedente entre la altura del rectángulo y la curva por encima del mismo. La Fig. 4 representa tales áreas [12]:

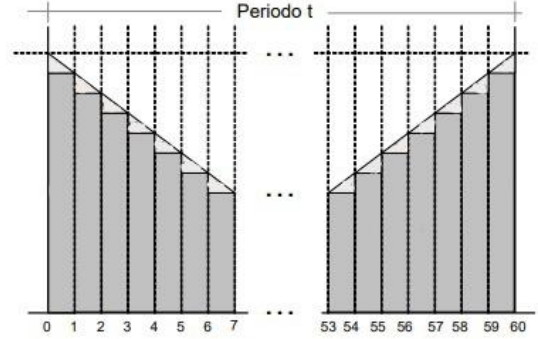


Fig. 4. Áreas que componen la suma para la obtención de la restricción que relaciona potencia y energía [12].

La ecuación que representa lo anterior se formula de la siguiente manera [12]:

$$\left(\frac{1}{k_f} \cdot P_{g_{i,t-1,k_f}} + \frac{1}{k_f} \cdot \sum_{k=2}^{k_f} P_{g_{i,t,k-1}} \right) + \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{k_f} \cdot (P_{g_{i,t,1}} - P_{g_{i,t-1,k_f}}) + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{k_f} \cdot \sum_{k=2}^{k_f} (P_{g_{i,t,k}} - P_{g_{i,t,k-1}}) \right) = g_{i,t} \quad (14)$$

Reordenando la ecuación (14), se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_{g_{i,t-1,k_f}} + P_{g_{i,t,k_f}} + 2 \cdot \sum_{k=1}^{k_f-1} P_{g_{i,t,k}} = 2 \cdot k_f \cdot g_{i,t} ; \forall i, \forall t \quad (15)$$

Se debe tener en cuenta, además, una restricción para el primer valor de potencia $P_{g_{i,1,1}}$, puesto que no puede ser un valor arbitrario en la modelación matemática: este debe estar sujeto al límite de velocidad de toma de carga:

$$P_{g_{i,1,1}} \leq VTC_i ; \forall i \quad (16)$$

Cabe destacar que la modelación matemática del presente artículo solo tiene en cuenta un solo valor declarado de velocidad de toma de carga y descarga.

$$\sum_{k=t-TML+1}^t a_{i,k} \leq u_{i,t} ; \forall i, t \in [TML, 24] \quad (17)$$

Se emplea la restricción de tiempo en línea (16), la cual recorre los recursos que poseen rampas. TML es el «tiempo mínimo en línea», el índice i es la planta de generación térmica y la variable t , la cual comienza desde el tiempo mínimo en

línea hasta la hora 24 (el número del período de esta hora dependerá de la granularidad elegida para el despacho intrahorario). Se agrega otro subíndice dependiendo del valor

$$\sum_{k=t-TMFL+1}^t p_{i,k} \leq 1 - u_{i,t}; \forall i,t \in [TMFL, 24] \quad (18)$$

Donde $TMFL$ es el «tiempo mínimo fuera de línea». La restricción (17) es la que tiene en consideración el tiempo mínimo fuera de línea de la planta térmica [10], [12].

$$\sum_{i=1}^G g_{i,t} + r_t = Demanda_t; \forall t \in [1, 24] \quad (19)$$

La restricción (18) es la responsable del cumplimiento del despacho para satisfacer la demanda del país para cada período de tiempo durante el día [10], [12].

$$\sum_{k=1}^t a_{i,k} \leq 1 \quad (20)$$

La ecuación (20) es la que restringe a los recursos térmicos de hacer múltiples arranques en un mismo día, lo cual aumentaría drásticamente el valor de la función objetivo [10], [12].

En lo que respecta a la modelación matemática realizada en Python, se modelaron las ecuaciones (1), (2), (3), (4), (5), (8), (9), (10), (11), (12), (13), (15), (16), (17), (18), (19) y (20).

IV. RESULTADOS

Los resultados se pueden apreciar en la sección de ANEXOS.

Se plantearon 2 escenarios de generación para *SUPERTRINA*, el recurso solar simulado. Se simuló la demanda con datos horarios reales del 1 de febrero del 2022, la cual fue disminuida a un 20% de su total para evitar caer en racionamiento al simular pocos recursos de generación. Para el caso horario, se usó solo los datos extraídos de la base de datos de XM y, para el caso de 15 minutos, se llenaron los datos intrahorarios mediante el uso de datos aleatorios bajo una distribución normal, tomando como media el valor de demanda horario y 3 desviaciones estándar. Se puede apreciar la estructura de la tabla del despacho económico en la Fig. 5, la cual es generada desde Python. Se genera, adicionalmente, las filas del racionamiento, total de generación, demanda y balance entre generación y demanda al final de cada escenario. Para una mayor facilidad a la hora de comparar los escenarios, el mismo programa genera el filtro de Excel automáticamente.

A. Formulación con UR y DR.

Escenarios de generación con períodos de 1 hora:

- Escenario 1: día soleado.
Valor de la función objetivo: \$ 4.666.561.319,07
- Escenario 2: nubes entre 1:00 pm y 3:00 pm (períodos 13 y 15).
Valor de la función objetivo: \$ 4.913.670.766,41

de t , así se tiene el tiempo mínimo en línea que se debe tener encendida la planta térmica [10], [12].

B. Formulación propuesta con VTC y VTD.

Escenarios de generación con períodos de 15 minutos:

- Escenario 1: día soleado.
Valor de la función objetivo: \$ 4.290.690.100,97
- Escenario 2: nubes entre 1:00 pm y 3:00 pm (períodos 52 y 60).
Valor de la función objetivo: \$ 4.316.409.350,93

Para efectos del análisis del comportamiento del recurso térmico simulado (*FLORES4B*) frente a las desviaciones del recurso solar, se filtraron solo ambos recursos para los escenarios 1 y 2, haciendo énfasis entre los períodos en los que ocurren las nubes e incluyendo el período anterior y posterior a la eventualidad para obtener 2 períodos con rampas: entre 12 y 13 y entre 15 y 16 para el caso de la Fig. 6; entre 51 y 52 y entre 60 y 61 para el caso de la Fig. 7.

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Comparando los valores de la función objetivo de la formulación horaria que usa UR y DR contra el valor de la función objetivo de la formulación de cada 15 minutos que usa VTC y VTD , se puede apreciar que la propuesta en el presente artículo es más económica. Este precio fue ajustado en el caso del despacho cada 15 minutos en un factor de $\frac{k_f}{60}$, puesto que el precio que está en el archivo de base de datos se encuentra en $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$. Tiene sentido que sea menor, ya que se puede apreciar en la Fig. 6 que la formulación con UR y DR cae en racionamiento durante la eventualidad por la que pasa el recurso solar, con lo que el precio de la función objetivo aumenta. Además, se puede apreciar en la Fig. 7 que, gracias al uso de la velocidad de toma de carga y descarga como parámetro regulador de cambio máximo y la granularidad de tiempo menor, no se cae en racionamiento durante el mismo período de la eventualidad de nubes en el recurso solar.

VI. CONCLUSIONES

Se logró desarrollar una modelación matemática en Python-Pyomo con restricciones que permiten resultados de despacho económico factibles para variaciones intrahorarias de generación, haciendo énfasis en cómo, a partir de desviaciones en la generación de los recursos de generación variable, los recursos térmicos se ajustan para compensar tales desviaciones.

Se realizaron, con éxito, simulaciones con datos reales del despacho en Colombia, tomando los datos de demanda del 1 de febrero de 2022 directamente de la base de datos de XM dentro del mismo programa implementado.

Se logró determinar las desviaciones de los recursos de generación variable y, además, los valores de potencia por período (energía) que auxilian los recursos térmicos mediante la simulación de escenarios de generación en los que la irradiancia cambia debido a nubes.

VII. REFERENCIAS

- [1] PARATEC and XM S.A. E.S.P., “Capacidad efectiva por tipo de generación.” <https://bit.ly/3FV0X4v> (accessed Jan. 24, 2022).
- [2] Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, “Capacidad instalada en Colombia.” <https://www.acolgen.org.co/> (accessed May 10, 2021).
- [3] A. Ruíz L Opez *et al.*, “Solar PV generation in Colombia-A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market,” 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.066.
- [4] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*. 1996.
- [5] J. A. D. Contreras, G. I. M. Villalba, and E. L. González, “Hedging strategy with products for the Colombian energy market,” *Estud. Gerenciales*, vol. 30, no. 130, pp. 55–64, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.estger.2014.02.008.
- [6] “XM: ¿Qué hacemos?” <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/nosotros/que-hacemos> (accessed Dec. 25, 2021).
- [7] 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>.
- [8] 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>.
- [9] CREG, “Propuesta para despacho vinculante,” *Consultation document Circular 039-2016 Anexo D-004B*. 2016, [Online]. Available: <https://bit.ly/3nQ5P4H>.
- [10] J. G. Valenzuela Hernández, “Desarrollo de un modelo de programación óptima de unidades de generación de energía eléctrica para el sistema eléctrico colombiano.,” Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2015.
- [11] O. Carreño, “Optimización de sistemas de potencia.” 2020.
- [12] O. M. Carreno, “Modelo Matemático para las tasas de toma de carga y descarga de los recursos de generación.,” pp. 1–11, [Online]. Available: http://www.tlaio.org.mx/EventosAnteriores/TLAIOIII/MODELO_MATEMATICO_PARA_LAS_TASAS_DE_TOMA_DE.pdf.
- [13] J. Mendoza, A. Cerón, and V. Alvarez, “Programa Despacho Intradiario,” 2022. <https://github.com/Xa4Mend/DespachoIntradiario/tree/SeminararioIntegradorUdeA> (accessed Apr. 07, 2022).

VIII. ANEXOS

Escenario	GENERADOR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	FLORES4B	9	18	27	36	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135	144	153	162
1	GUAVIO	985.97534	927.25482	884.03678	859.41318	884.74268	979.6685	1003.8039	1020.6365	1095.7912	1029.7062	1069.967	974.39964	976.13465	689.37838	885.86875	1174.6228	1109.1868	1065.87
1	PORCE3	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
1	SUPERTRINA	0	0	0	0	0	0	0	40.480274	50.085763	171.52659	190.05146	336.87822	303.94511	612.00686	440.48027	146.14065	174.27101	148.885
1	RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	TOTAL	1524.9753	1475.2548	1441.03678	1425.4132	1459.74268	1563.669	1596.8039	1663.11677	1756.87696	1821.2328	1889.01846	1949.2779	1927.07976	1957.38524	1991.34902	1994.7635	1966.4578	1906.78
1	DEMANDA	1524.9753	1475.2548	1441.03678	1425.4132	1459.74268	1563.669	1596.8039	1663.11676	1756.87696	1821.2328	1889.01846	1949.2779	1927.07976	1957.38524	1991.34902	1994.7635	1966.4578	1906.78
1	BALANCE	0	0	-2.2737E-13	0	-2.2737E-13	0	4E-05	1.4E-05	3E-06	-3E-05	-2.2737E-13	0	-2.2737E-13	0	0	-1E-05	1E-05	-4E-0
Escenario	GENERADOR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2	FLORES4B	9	18	27	36	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135	144	153	162
2	GUAVIO	985.97534	927.25482	884.03678	859.41318	884.74268	979.6685	1003.8039	1020.6365	1095.7912	1029.7062	1069.967	974.39964	1250	1250	1250	1174.6228	1109.1868	1065.87
2	PORCE3	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
2	SUPERTRINA	0	0	0	0	0	0	0	40.480274	50.085763	171.52659	190.05146	336.87822	21.349315	17.955235	9.1048578	146.14065	174.27101	148.885
2	RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.7304448	33.430005	67.244162	0	0	0
2	TOTAL	1524.9753	1475.2548	1441.03678	1425.4132	1459.74268	1563.669	1596.8039	1663.11677	1756.87696	1821.2328	1889.01846	1949.2779	1918.349315	1923.95524	1924.10486	1994.7635	1966.4578	1906.78
2	DEMANDA	1524.9753	1475.2548	1441.03678	1425.4132	1459.74268	1563.669	1596.8039	1663.11676	1756.87696	1821.2328	1889.01846	1949.2779	1927.07976	1957.38524	1991.34902	1994.7635	1966.4578	1906.78
2	BALANCE	0	0	-2.2737E-13	0	-2.2737E-13	0	4E-05	1.4E-05	3E-06	-3E-05	-2.2737E-13	0	-8.7304445	-33.430005	-67.244162	-1E-05	1E-05	-4E-0

Fig. 5. Despacho económico arrojado por Python en Excel [13].

Escenario	GENERADOR	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	FLORES4B	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135	144
1	SUPERTRINA	0	0	0	40.480274	50.085763	171.52659	190.05146	336.87822	303.94511	612.00686	440.48027	146.14065
1	RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	DEMANDA	1459.74268	1563.6685	1596.80386	1663.11676	1756.87696	1821.23282	1889.01846	1949.27786	1927.07976	1957.38524	1991.34902	1994.76346
2	FLORES4B	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135	144
2	SUPERTRINA	0	0	0	40.480274	50.085763	171.52659	190.05146	336.87822	21.349315	17.955235	9.1048578	146.14065
2	RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	8.7304448	33.430005	67.244162	0
2	DEMANDA	1459.74268	1563.6685	1596.80386	1663.11676	1756.87696	1821.23282	1889.01846	1949.27786	1927.07976	1957.38524	1991.34902	1994.76346

Fig. 6. Comparación del escenario 1 contra el escenario 2. Formulación vieja del despacho con períodos de 1 hora [13].

Escenario	GENERADOR	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61
1	FLORES4B	149.85	154.35	158.85	163.35	167.85	172.35	176.85	181.35	185.85	190.35	194.85	199.35
1	SUPERTRINA	537.90738	313.5506	487.13551	612.00686	461.06346	547.51286	473.41338	440.48027	402.05832	156.43225	184.56261	146.14065
1	RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	DEMANDA	1926.918157	1927.353608	1927.07976	1957.178195	1957.158741	1956.338208	1957.38524	1991.418462	1991.511489	1990.885272	1991.34902	1995.835073
2	FLORES4B	158.27645	162.77645	167.27645	171.77645	176.27645	180.77645	185.27645	189.77645	194.27645	198.77645	203.27645	207.77645
2	SUPERTRINA	537.90738	313.5506	13.742132	38.325932	22.87507	28.548701	18.024874	25.556514	17.685958	12.108827	184.56261	146.14065
2	RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	DEMANDA	1926.918157	1927.353608	1927.07976	1957.178195	1957.158741	1956.338208	1957.38524	1991.418462	1991.511489	1990.885272	1991.34902	1995.835073

Fig. 7. Comparación del escenario 1 contra el escenario 2. Formulación nueva del despacho con períodos de 15 minutos [13].