

# Modelo de programación lineal de operación y multiárea de un sistema eléctrico de potencia

## *Linear Programming model of operation and Multi-Area of an electrical power system*

Juan Chunchu-Morocho<sup>1,\*</sup>, Raúl Chávez-Romero<sup>2</sup> y Fernando Ramírez-Cabrera<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Carrera de Electricidad, Universidad Nacional de Loja, Loja, Ecuador; [juan.chuncho@unl.edu.ec](mailto:juan.chuncho@unl.edu.ec)

<sup>2</sup> Carrera de Electromecánica, Universidad Nacional de Loja, Loja, Ecuador; [raul.a.chavez@unl.edu.ec](mailto:raul.a.chavez@unl.edu.ec), [fernando.ramirez@unl.edu.ec](mailto:fernando.ramirez@unl.edu.ec)

\* Autor para correspondencia: [juan.chuncho@unl.edu.ec](mailto:juan.chuncho@unl.edu.ec)

Fecha de recepción del manuscrito: 20/09/2022

Fecha de aceptación del manuscrito: 31/10/2022

Fecha de publicación: 29/12/2022

**Resumen**—El modelo de programación lineal de operación (PLO) considera desde el suministro de energía hasta los consumidores finales. Al resolver el PLO de un sistema eléctrico de potencia (SEP), el objetivo es encontrar la asignación óptima o despacho económico (DE) de la potencia de salida entre las tecnologías de generación convencional y la generación de energía renovable (específicamente la eólica) para cubrir carga del sistema a un mínimo costo operacional. En el modelo propuesto se ha empleado un enfoque determinista-lineal con relaciones matemáticas que utilizan variables como: estado de operación de la unidad de generación en función del tiempo, despacho de potencia de centrales eólicas y convencionales, déficit eléctrico, transferencia de potencia entre las barras, pérdidas en las líneas de transmisión. Adicionalmente, se incluyen factores y ecuaciones matemáticas para enfrentar la variabilidad del viento. Se presenta un caso de estudio didáctico para explicar la estructura propuesta.

**Palabras clave**—Despacho económico, Programación lineal, Sistemas eléctricos de potencia, Generación distribuida, Energías renovables.

**Abstract**—The linear programming model of operation (LPO) considers from energy supply to final customer. In resolving the LPO of an electrical power system (EPS), the goal is to find the optimal allocation or economic dispatch (ED) of output power among the conventional generation technologies and and renewable power generation (specifically wind) to meet system load at a minimum operational cost. In the proposed model, it has been used using a deterministic-linear approach with mathematical expressions that use variables such as: status operation of generation units as a function of time, power dispatch from wind and conventional units, electricity deficit, power transfer between the bars, losses in the transmission lines. Additionally, factors and mathematical equations are included to deal with the wind variability. A didactic case study is presented to explain the proposed structure.

**Keywords**—Economic Dispatch, Linear Programming, Electrical Power Systems, Distributed Generation, Renewable Energy.

## INTRODUCCIÓN

Los recursos naturales como el viento se consideran fundamentales para la producción de energía y en la actualidad es esencial para la operación en los SEP (Lopes *et al.*, 2007). Las fuentes de energías renovables han mostrado una creciente participación en el sector eléctrico en los últimos años (Romero *et al.*, 2012). De acuerdo con Energy Information Administration, se proyecta un aumento de casi el 50% en el uso mundial de energía para 2050, liderado por el crecimiento en Asia (ari kahan, 2020). Por lo tanto, la planificación y desarrollo de los recursos naturales han llamado la atención en los últimos años (Sharpley, 2000).

En los SEP el objetivo principal es brindar seguridad, reducción de costos operacionales, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. Una forma de lograr este objetivo es implementar la Generación Distribuida (GD), que se define como generación de energía eléctrica a pequeña escala, insta-

lada cerca de las poblaciones consumidoras de energía, para poder reducir pérdidas en la red debido a la transmisión y distribución de la energía eléctrica y por otra parte contar con una variedad de opciones de generación, enfatizando en la diversificación de fuentes de energía, incluyendo principalmente las fuentes renovables (Zhu *et al.*, 2008; Ackermann *et al.*, 2001). Además, debido a la intermitencia en la generación con fuentes renovables, se debe contar con tecnologías de almacenamiento de energía para acumular el excedente de generación en horas de bajo consumo y luego inyectar esta energía de respaldo a la red en horas de consumo de hora punta (Suberu *et al.*, 2014). Todo esto para satisfacer la demanda en función del nivel de consumo (Ibitoye y Adenikinju, 2007), es decir generar solamente lo necesario, lo que mejora la calidad de suministro, reduce pérdidas, reduce los gases de efecto invernadero (GEI) ya que prioriza la energía proveniente de fuentes renovables, y en consecuencia eleva

la eficiencia energética de los SEPs. (Lorente de la Rubia, 2011)

Para la integración de la GD en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se han desarrollado modelos matemáticos de programación lineal para determinar el despacho económico (DE), cuyo fin es asignar de manera óptima la salida de potencia de uno o varios sistemas de generación disponibles a la carga (demanda) (Zheng *et al.*, 2015). Una vez más entran aquí, al igual que en la GD, las energías convencionales y las energías renovables, siendo éstas últimas las que tienen más prioridad (Hetzer *et al.*, 2008).

Por otro lado, las energías renovables, presentan la ventaja de producir energía sin emisiones de  $CO_2$ , por lo que son una alternativa eficiente para descarbonizar el sector eléctrico (Goldemberg, 2012; Joskow, 2020). Además, permiten el desarrollo armónico entre los sectores energético, económico y ambiental, algo que es una responsabilidad inevitable para la sociedad moderna (Maheshwari *et al.*, 2013).

En cuanto al desarrollo tecnológico de generación de las energías renovables destaca la energía eólica. A nivel mundial en el año 2019 la capacidad de generación con energía eólica instalada fue alrededor de 650GW (Sun *et al.*, 2020). Sin embargo, como se mencionó anteriormente uno de sus inconvenientes es la intermitencia en cuanto a la generación, debido a la dificultad en la predicción de la disponibilidad de los recursos naturales. Por esta razón, aún se utilizan sistemas de generación tradicionales que permiten satisfacer la demanda, sobre todo en horas punta. Es así que los modelos de DE son clave, ya que analizan las condiciones operacionales del sistema para presentar una propuesta de los sistemas de generación y poder solventar la demanda necesaria en un instante dado, tomando en cuenta aquellos que presentan un bajo costo operacional para proveer el suministro eléctrico, lo que facilita la toma de decisiones. Claro que la generación necesaria en función de la demanda no es la única solución para elevar la eficiencia del sistema, también se pueden implementar medidas para reducir la demanda, aplanando la curva de consumo, reduciendo el consumo en horas punta: utilizando técnicas de mercadeo de energía, aplicando discriminación horaria; campañas para mejorar los hábitos de consumo de los usuarios; instalar equipos como medidores inteligentes que permitan conocer el consumo de los usuarios en tiempo real, gestionándolo de manera bidireccional; reemplazando elementos antiguos con tecnología actual más eficiente, entre otras (Sun *et al.*, 2020; Sovacool, 2009).

Referente al modelo PLO, para determinar el DE se analizan algunas variables relacionadas a la secuencia de operaciones de las centrales de generación y valores de los recursos disponibles, de manera que los costos de producción de energía eléctrica de todas las unidades de generación sean minimizados, presentando así las mejores opciones para satisfacer la demanda en un instante dado, lo que facilita la toma de decisiones en la central de operaciones (Cui y Yan, 2012).

En este contexto, este documento propone un modelo operacional horario de un sistema eléctrico de potencia utilizando un enfoque determinista-lineal. Las variables de decisión en el modelo incluyen el despacho económico óptimo, transmisión energética óptima, considerado como un modelo de transporte de energía. El modelo propuesto considera distin-

tas tecnologías de generación, recursos disponibles de fuentes renovables y una demanda esperada. Las principales contribuciones de este trabajo son:

- Despacho económico óptimo considerando fuentes de generación eólica.
- Cumplimiento de la demanda esperada del sistema.
- Transferencia de potencia entre las barras.
- Pérdidas en las líneas de transmisión del sistema eléctrico de potencia

El documento está organizado de la siguiente manera: La formulación propuesta del modelo PLO se describe en las Secciones Materiales y Métodos. La Sección de los Experimentos Computacionales se describe la aplicación del modelo PLO propuesto a un sistema de tres nodos. Finalmente, la Sección de Resultados presenta los resultados de la aplicación del modelo de PLO al sistema de electricidad.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Nomenclatura

#### Índices y conjuntos

- $t$  Horas de operación
- $l$  Líneas de transmisión operativas
- $l$  Horas de operación
- $z$  Zonas de las plantas de generación eléctrica
- $A^{Ele}$  Conjunto de zonas de generación eólica
- $G$  Conjunto de unidades de generación eléctrica.
- $L_{tc}$  Conjunto de líneas de transmisión eléctrica

#### Parámetros

- $\sigma_l^E$  Pérdidas porcentuales de línea  $l$
- $D_t$  Demanda eléctrica en el tiempo  $t$
- $G_g^{max}$  Potencia máxima del generador  $g$
- $G_g^{min}$  Potencia mínima del generador  $g$
- $R_g^{up}$  Rampa de subida del generador  $g$
- $R_g^{dw}$  Rampa de bajada del generador  $g$
- $C_g$  Costo variable de generación eléctrica de la unidad  $g$
- $C_z^W$  Capacidad de potencia máxima de la unidad eólica  $w$
- $C_e^{uns}$  Costo de carga eléctrica no servida en las zonas  $z$
- $G_t^W$  Disponibilidad de energía eólica del aerogenerador  $w$  en el tiempo  $t$

## Variables

- $I_{g,t}$  Estado de operación de la unidad de generación  $g$  en el tiempo  $t$
- $G_{g,t}$  Despacho de potencia de la unidad  $g$
- $G_{w,t}^W$  Despacho de potencia de centrales eólicas en zona de carga  $w$
- $G_{w,t}^{W,L}$  Energía eólica reducida en zona de carga  $w$  o
- $f_{z,t}^E$  Flujo de energía entre zonas  $z$  a  $z'$
- $d_{z,t}^E$  Déficit eléctrico (corte de carga) en la zona  $z$

## Formulación matemática de la operación horaria del sistema eléctrico de potencia

### Costo operacional

Con el fin de minimizar el costo operacional de un sistema eléctrico, el modelo puede ser representado como:

$$\min_G = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} \left[ \left( G_{g,t} C_g + \sum_{z \in A^{Ele}} C_e^{uns} d_{z,t}^E \right) \right] \quad (1)$$

El primer término corresponde al costo de generación de cada una de las unidades y el segundo término representa el costo de la energía no aprovechada.

### Restricción de despacho eléctrico

La ecuación de balance entre la oferta y la demanda de energía se presenta en la ecuación (2)

$$\sum_{g \in G_z} G_{g,t} + \sum_{z' \in V_z} \left( \sigma_l^E f_{z,t}^E - f_{z,t}^E \right) + d_{z,t}^E = D_t - G_{w,t}^W \quad z \in A^{Ele} \quad (2)$$

Restricciones adicionales que incluyen en el modelo: (3) establece la potencia máxima y mínima de las unidades de generación con la reserva de las máquinas, disponibilidad de generación renovable (4),(5) restricciones de rampa (6),(7) y restricciones de potencia utilizando un modelo de transporte de red (8). Las siguientes restricciones se aplican para todo  $t \in T$  y  $g \in G$ .

$$G_g^{min} I_{g,t} \leq G_{g,t} \leq G_g^{max} I_{g,t} \quad (3)$$

$$G_{w,t}^W \leq G_t^W C_w^W \quad z \in A^{Ele} \quad (4)$$

$$G_{w,t}^{W,L} = G_t^W C_w^W - G_{w,t}^W \quad z \in A^{Ele} \quad (5)$$

$$G_{g,t} - G_{g,t-1} \leq R_g^{up} I_{g,t} \quad (6)$$

$$G_{g,t-1} - G_{g,t} \leq R_g^{dw} I_{g,t} \quad (7)$$

$$f_{z,t}^E \leq \sum_{l \in L_{tc}} (\bar{F}_l^E(z, z')) \quad (8)$$

Algunas características técnico-económicas de las unidades convencionales y sus áreas conectadas se muestra en las Tabla 1 y 2. (Soroudi, 2017).

**Tabla 1:** Características de operación de tecnologías de generación.

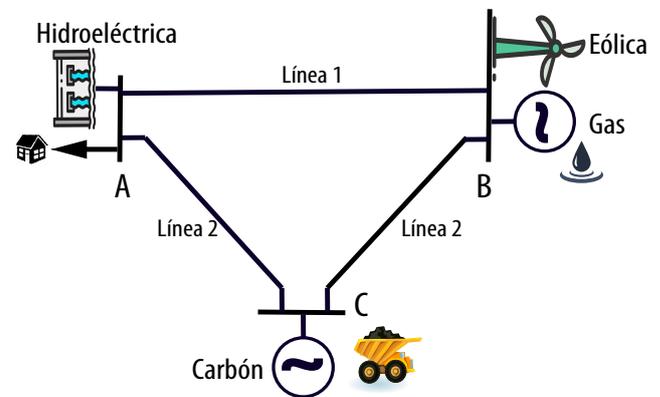
Barras	Nombre	Min [MW]	Max [MW]
A	Hidroeléctrica	28	200
B	Gas	20	290
C	Carbón	30	190

**Tabla 2:** Características de operación de interconexión del sistema eléctrico de potencia

Nombres líneas	Barras (Zonas)		Capacidad [MW]
	Desde	Hacia	
Línea L1	A	B	400
Línea L2	A	C	400
Línea L2	C	B	400

Es importante mencionar que en la programación algorítmica se consideran características operacionales de las distintas tecnologías conectadas en el SEP. Por ejemplo, las restricciones de capacidad de rampa de las unidades eléctricas se toman en cuenta en condición de operación normal (Svoboda *et al.*, 1997). En relación a la operación de la unidad eólica, representada por las ecuaciones (4) y (5) corresponden a la cantidad de energía eólica disponible y el rango de potencia mínima y máxima que puede producir la central eólica, considerando los parámetros de capacidad y disponibilidad de viento (Larrahondo *et al.*, 2021).

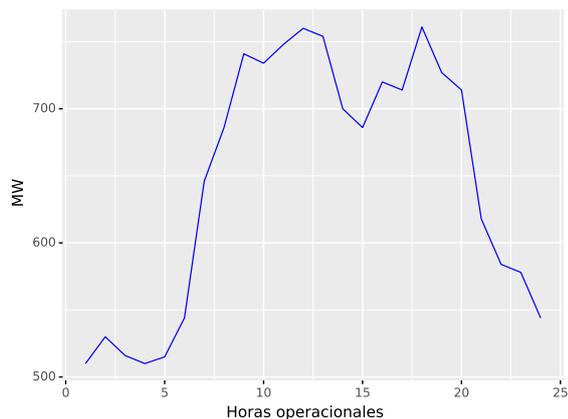
## Experimentos Computacionales



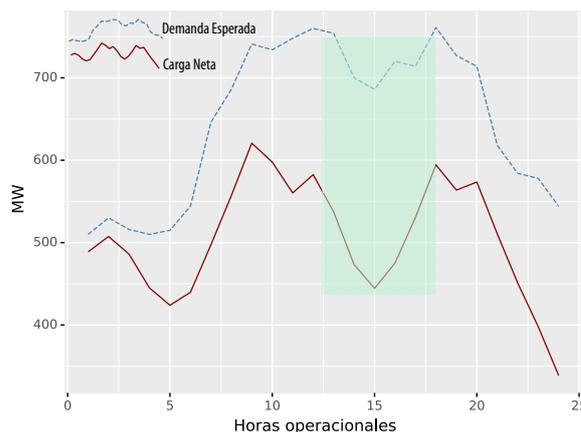
**Fig. 1:** Sistema eléctrico de 3 barras

El modelo propuesto se prueba en un sistema simple de 3 barras, como se ilustra en la Figura 1. Las centrales de generación suministran energía a cada una de las demandas que se encuentran en cada barra A, B y C. El modelo considera operación horaria, donde se analiza en un periodo de 24 horas. En la Figura 2. se muestra el perfil de 24 escenarios correspondientes a la demanda de energía eléctrica (Soroudi, 2017). Los experimentos computacionales se realizaron utilizando un computador MacBook, 16 GB 2400 MHz DDR4, con 2,6 GHz 6-Core Intel Core i7, usando solver Gurobi con el lenguaje y módulos de programación Python-Pyomo.

Para poder abordar el DE considerando la producción eólica, se necesita caracterizar la variabilidad del recurso del

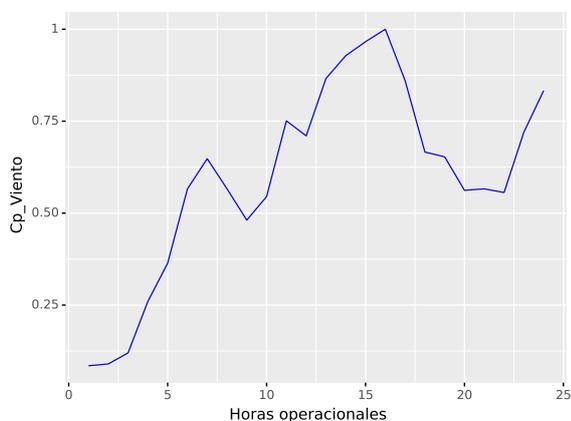


**Fig. 2:** Demanda esperada por el sistema eléctrico

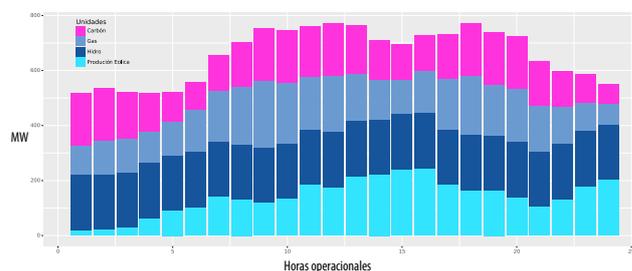


**Fig. 4:** Carga neta

viento. Algunos trabajos realizados consideran el factor de capacidad de viento, frecuencia de viento, velocidades de viento, entre otros (Liu *et al.*, 2020; Cassola *et al.*, 2008). En este estudio, para modelar la producción eólica se considera el perfil de la disponibilidad de energía eólica del aerogenerador (Larrañondo *et al.*, 2021), como se observa en la Figura 3.

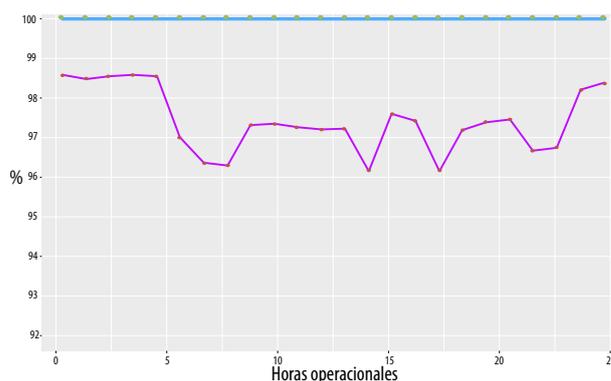


**Fig. 3:** Perfil de la disponibilidad de energía eólica del aerogenerador



**Fig. 5:** Partecipación de las unidades eléctricas

En la Figura 5. se muestra la participación de generación de electricidad por tecnología en todas las horas operacionales en el SEP. En particular, se observa que las unidades convencionales operan como plantas de carga base, con una producción de generación mucho más estable, a diferencia de la unidad de generación eólica. El despacho o participación conjunta puede satisfacer las necesidad de la demanda esperada.



**Fig. 6:** Pérdidas en las líneas

## RESULTADOS

### Caso de estudio: Sistemas de 3 barras

En la Figura 4, se aprecia la carga neta (perfil de color rojo línea continua) y el perfil de demanda esperada (perfil de color azul línea punteada) del sistema. Además, se observa que se generan rampas pronunciadas tanto de subida como de bajada, este fenómeno operacional se debe a la variabilidad del recurso del viento.

En la Figura 6. se muestran las pérdidas de línea a lo largo de las horas de operación. Se observa que mientras la demanda sea creciente en períodos específicos, existen pérdidas. Es decir, existe un porcentaje de pérdidas conforme exista un salto en la de demanda y las unidades tienden a operar en su máxima capacidad. Por lo tanto, las capacidad de las líneas se satura, se generan más pérdidas y el costo operacional del sistema aumenta significativamente.

**Tabla 3:** Energía por tecnología.

Nombre	[kWh]
Hidroeléctrica	4,8
Gas	3,8
Carbón	3,7

## DISCUSIÓN

Muchos modelos han sido propuestos para enfrentar la variabilidad de producción energética del aerogenerador, basados en criterios estocásticos (Chen *et al.*, 2010; Wu *et al.*, 2014; Jordehi *et al.*, 2022; Loukatou *et al.*, 2018; Aliari y Haghani, 2016). Algunos de ellos modelan la variabilidad del viento combinando con unidades térmicas y sistemas de bombeo hidráulico (Vespucci *et al.*, 2012; Pappala *et al.*, 2009). Particularmente, en (Chowdhury *et al.*, 2011) modelan sistemas de almacenamiento de energía, lo que se hace es guardar energía para luego aprovechar en operaciones de contingencia (por ejemplo generación de rampas en la demanda). Por el contrario, en Bitaraf y Rahman (2017) introducen un análisis de la respuesta a la demanda, es decir, servicio de flexibilidad de la demanda. El modelo de PLO para establecer el DE y hacer frente a la variabilidad del recurso de viento, se centra en el segmento de generación por medio de la capacidad de rampa de las unidades convencionales y es representado por las ecuaciones matemáticas (6) y (7). Estas ecuaciones aseguran que las rampas que se generen en la demanda sean tomadas en todas las horas de operación. Por ejemplo, en la zona sombreada de color verde específicamente entre la hora 13 y 15 existe un decrecimiento de 754 a 686 MW en la demanda esperada (perfil de color azul línea punteada). Mientras que, en la carga neta (perfil de color rojo línea continua) en ese mismo periodo el salto es 537,5 a 444,5 MW como se observa en la Figura 5. En el primer caso la rampa tiene un decrecimiento de 9,91 % y para el segundo es de 20,92 %. Esto significa que, mientras exista mayor porcentaje o cuotas de integración de generación distribuida (energías renovable) al SEP, como las unidades eólicas, las rampas son mayores y más frecuentes.

Adicionalmente, los clásicos factores de un modelo de DE, las unidades eólicas se consideran como demanda o carga al sistema por lo que la generación distribuida (unidades eólicas) se conecta a la red de distribución y no al segmento de generación (Tyagi, 2015). Esto se plantea en la ecuación (2) de oferta y demanda que se describe previamente. En este marco, en la Figura 4, se puede observar la carga neta obtenida entre la diferencia de la demanda esperada y el perfil de la disponibilidad de energía eólica del aerogenerador. Por ejemplo, en la hora 15 se puede observar que se necesita satisfacer cerca de 444,5 MW de potencia en la carga neta; no obstante, en la misma hora, en la Figura 5, que muestra la participación de las unidades eléctricas existe un despacho de 695 MW. La diferencia 695-444,5 MW es precisamente la potencia que aporta la unidad eólica.

Así mismo, en la Figura 5, se observa, cada unidad de generación tiene distinto despacho de potencia, se debe principalmente a la capacidad de rampa y su máxima capacidad de potencia. En relación a la capacidad de rampa, se puede caracterizar operacionalmente por el tiempo de encendido-

apagado y condición de operación normal (Svoboda *et al.*, 1997). Este último, se ha considerado en función de la capacidad instalada de 200, 290 y 190 MW para las centrales Hidroeléctrica, Gas y Carbón, respectivamente. En este sentido, la energía entregada por tecnología es de 4.8, 3.8, 3.7 kWh como se muestra en la Tabla 3. Esto señala que existe un mayor aporte de la unidad hidroeléctrica, debido que su capacidad de rampa es superior frente a las otras unidades disponibles. Por lo tanto, el rol operacional de esta unidad es cíclico y el resto de unidades proporcionan energía de carga base. Esto muestra, la importancia de tener capacidad de rampa en las centrales convencionales.

La transferencia de potencia entre las líneas se puede caracterizar con el análisis de flujo corriente directa (DC) como lo realizan en Arbolea *et al.* (2012). Al contrario, Trodden *et al.* (2013) desarrolla una aproximación lineal por partes de flujo corriente alterna (AC). Este documento lo plantea por medio de flujo de potencia utilizando un modelo de transporte de red; en otras palabras, cuánta potencia es transportada desde la barra A hasta la barra B, de B a C y C a A y es representada en la expresión matemática (2) en el segundo término del lado izquierdo. En tal sentido, en un estado de operación normal el sistema operaría con una eficiencia del 100 %. Sin embargo, los resultados muestran una pérdida total en las líneas de 2,65 % en todo el horizonte de operación. Esto se justifica por las pérdidas porcentuales en las líneas es de 0,98 %.

## CONCLUSIONES

El modelo operacional propuesto permite el despacho económico de un SEP, las distintas tecnologías de generación eléctrica participan en la cobertura de la demanda de manera óptima en todas las horas de operación del SEP, incluyendo la central eólica cuya fuente de generación es intermitente, además, se cumple con las restricciones de despacho eléctrico a un mínimo costo. Respecto a la generación con energías convencionales y renovables, se puede observar en la Figura 5, que las primeras unidades que participan su operación es de carga base (unidades de carbón y gas) y cíclica (hidráulica) a diferencia de la unidad eólica, esto debido a la intermitencia en cuanto al recurso eólico (dirección, velocidad, densidad, presión, temperatura de viento), por lo que una alternativa para reducir esta desventaja podría ser aprovechar la energía eólica en horas de demanda valle (horas de baja demanda) para generar energía que se pueda almacenar mediante tecnologías como los sistemas de aire comprimido, sistemas de hidrógeno, baterías de flujo, con el objetivo de que, en horas de alta demanda, se pueda conectar la energía almacenada a la red y cubrir las horas punta.

Finalmente, dada la variabilidad del viento y los efectos operacionales que causan principalmente en la carga neta los SEP deben ser lo suficientemente flexibles para integrar una mayor cuota de energías renovables. Por lo tanto, es importante que las unidades convencionales entreguen flexibilidad al SEP.

## AGRADECIMIENTOS

A la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja

por el espacio brindado para la elaboración de este documento.

## CONTRIBUCIONES DE LOS AUTORES

Conceptualización: JCM y RCR; metodología: JCM; análisis formal: JCM, RCR y FRC.; investigación: JCM, RCR y FRC; recursos: JCM; curación de datos: JCM, RCR y FRC; redacción — preparación del borrador original: JCM, RCR y FRC; redacción — revisión y edición: JCM, RCR y FRC; visualización: JCM; supervisión: JCM; administración de proyecto: JCM. Todos los autores han leído y aceptado la versión publicada del manuscrito.

Juan Chunchu-Morocho: JCM. Raúl Chavez-Romero: RCR. Fernando Ramírez Cabrera: FRC.

## FINANCIAMIENTO

El presente trabajo no contó con ninguna fuente de financiamiento formal.

## REFERENCIAS

- Ackermann, T., Andersson, G., y Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195–204.
- Aliari, Y., y Haghani, A. (2016). Planning for integration of wind power capacity in power generation using stochastic optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 907–919.
- Arbolea, P., Diaz, G., y Coto, M. (2012). Unified ac/dc power flow for traction systems: A new concept. *IEEE Transactions on vehicular technology*, 61(6), 2421–2430.
- ari kahan. (2020). *International energy outlook 2021 (ieo2021)* (Inf. Téc.). www.eia.gov.
- Bitaraf, H., y Rahman, S. (2017). Reducing curtailed wind energy through energy storage and demand response. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(1), 228–236.
- Cassola, F., Burlando, M., Antonelli, M., y Ratto, C. F. (2008). Optimization of the regional spatial distribution of wind power plants to minimize the variability of wind energy input into power supply systems. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 47(12), 3099–3116.
- Chen, P., Siano, P., Bak-Jensen, B., y Chen, Z. (2010). Stochastic optimization of wind turbine power factor using stochastic model of wind power. *IEEE transactions on Sustainable Energy*, 1(1), 19–29.
- Chowdhury, M. M., Haque, M. E., Aktarujjaman, M., Negenovitsky, M., y Gargoom, A. (2011). Grid integration impacts and energy storage systems for wind energy applications—a review. En *2011 IEEE power and energy society general meeting* (pp. 1–8).
- Cui, X., y Yan, Y. (2012). Economic dispatching problem with group and resource considerations. En *2012 24th chinese control and decision conference (ccdc)* (pp. 4114–4117).
- Goldemberg, J. (2012). The case for renewable energies. En *Renewable energy* (pp. 31–42). Routledge.
- Hetzer, J., David, C. Y., y Bhattarai, K. (2008). An economic dispatch model incorporating wind power. *IEEE Transactions on energy conversion*, 23(2), 603–611.
- Ibitoye, F. I., y Adenikinju, A. (2007). Future demand for electricity in nigeria. *Applied Energy*, 84(5), 492–504.
- Jordehi, A. R., Tabar, V. S., y Jirdehi, M. A. (2022). A two-stage stochastic model for security-constrained market clearing with wind power plants, storage systems and elastic demands. *Journal of Energy Storage*, 51, 104550.
- Joskow, P. L. (2020). Transmission capacity expansion is needed to decarbonize the electricity sector efficiently. *Joule*, 4(1), 1–3.
- Larrañondo, D., Moreno, R., Chamorro, H. R., y Gonzalez-Longatt, F. (2021). Comparative performance of multi-period acopf and multi-period dcopf under high integration of wind power. *Energies*, 14(15), 4540.
- Liu, L., Wang, Z., Wang, Y., Wang, J., Chang, R., He, G., ... others (2020). Optimizing wind/solar combinations at finer scales to mitigate renewable energy variability in china. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132, 110151.
- Lopes, J. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., y Jenkins, N. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 77(9), 1189–1203.
- Lorente de la Rubia, J. (2011). *Estudio sobre el estado actual de las "smart grids"* (B.S. thesis).
- Loukatou, A., Howell, S., Johnson, P., y Duck, P. (2018). Stochastic wind speed modelling for estimation of expected wind power output. *Applied energy*, 228, 1328–1340.
- Maheshwari, N., Chandrasekaran, M., y Babu, R. D. (2013). Optimization of electrical power using solar and wind energy systems. En *2013 7th international conference on intelligent systems and control (isco)* (pp. 172–175).
- Pappala, V. S., Erlich, I., Rohrig, K., y Dobschinski, J. (2009). A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system. *IEEE transactions on Power Systems*, 24(2), 940–950.
- Romero, S. R., Santos, A. C., y Gil, M. A. C. (2012). Eu plans for renewable energy. an application to the spanish case. *Renewable Energy*, 43, 322–330.
- Sharpley, R. (2000). Tourism and sustainable development: Exploring the theoretical divide. *Journal of Sustainable tourism*, 8(1), 1–19.
- Soroudi, A. (2017). *Power system optimization modeling in games* (Vol. 78). Springer.
- Sovacool, B. K. (2009). The intermittency of wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse? *Utilities Policy*, 17(3-4), 288–296.
- Suberu, M. Y., Mustafa, M. W., y Bashir, N. (2014). Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 499–514.
- Sun, D., Li, X., Yang, S., Zhao, L., Wang, Y., Yang, B., ... Sun, Y. (2020). Integrated generation-grid-load economic dispatch considering demand response. En *2020 IEEE/IAS industrial and commercial power system asia (i&cps asia)* (pp. 375–379).
- Svoboda, A. J., Tseng, C.-L., Li, C.-a., y Johnson, R. B. (1997). Short-term resource scheduling with ramp constraints [power generation scheduling]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), 77–83.
- Trodden, P. A., Bukhsh, W. A., Grothey, A., y McKinnon, K. I. (2013). Optimization-based islanding of power networks using piecewise linear ac power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3), 1212–1220.

- Tyagi, R. (2015). *Integrating renewables in electricity markets*. JSTOR.
- Vespucci, M. T., Maggioni, F., Bertocchi, M. I., y Innorta, M. (2012). A stochastic model for the daily coordination of pumped storage hydro plants and wind power plants. *Annals of operations research*, 193(1), 91–105.
- Wu, W., Wang, K., Li, G., y Hu, Y. (2014). A stochastic model for power system transient stability with wind power. En *2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition* (pp. 1–5).
- Zheng, W., Wu, W., Zhang, B., Li, Z., y Liu, Y. (2015). Fully distributed multi-area economic dispatch method for active distribution networks. *IET generation, transmission & distribution*, 9(12), 1341–1351.
- Zhu, J., Xiong, X., Lou, S., Liu, M., Yin, Z., Sun, B., y Lin, C. (2008). Two stage approach for economic power dispatch. En *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century* (pp. 1–5).