

DOI: <https://doi.org/10.46296/ig.v8i15.0256>

LEY DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA EN EL ECUADOR

ENERGY COMPETITIVENESS LAW IN ECUADOR

Chevez-Barba Robinson ¹; Quinatoa-Caiza Carlos ²

¹ Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: robinson.chevez9625@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0009-5374-3960>

² Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-6369-7480>

Resumen

El consumo de electricidad aumenta año tras año, en particular debido al crecimiento poblacional y de la zona industrial. El primer aspecto relevante para considerar es que el aumento de la producción de energía eléctrica se asocia con una intensificación de las emisiones de CO₂, lo que conlleva al calentamiento global y al cambio climático, especialmente cuando esta fuente de energía se produce por medios convencionales. En consecuencia, además de la generación de energía limpia, es necesario promover instrumentos legales como el Proyecto de Ley de Competitividad Energética a Largo Plazo, cuya evaluación técnica y económica se evaluó en esta investigación. La metodología combinó enfoques cualitativos y cuantitativos: se realizó una revisión bibliográfica para estudiar la evolución histórica de los subsidios y se utilizaron herramientas como el análisis FODA para evaluar la situación actual. El diseño del estudio fue documental y descriptivo con un componente cuasiexperimental, utilizando datos de fuentes secundarias que se organizaron y analizaron con Microsoft Excel para presentar los resultados mediante gráficos y tablas. Los resultados mostraron que, a largo plazo, la ley no solo mantendrá el crecimiento observado en el sector eléctrico, sino que también promoverá el uso de fuentes de energía sostenibles a bajo costo. Además, desde un punto de vista prospectivo, se espera que la ley atraiga inversión tanto nacional como extranjera para mejorar el crecimiento del sector y aumentar los promedios de eficiencia energética con base en la implementación de tecnologías limpias.

Palabras clave: Optimización, no lineal, flujo de potencia, pérdida eléctrica, transformador.

Abstract

Electricity consumption increases year after year, particularly due to population growth, as well as the growth of the industrial zone. The first relevant aspect to be considered is that an increased production of electric energy is associated with an intensification of CO₂ emissions, so leading to global warming and climate change; especially when this source of energy is produced by conventional means. According to this, apart from the generation of clean energy, legal instruments such as the Long-Term Energy Competitiveness Draft Law must be promoted whose Technical and Economic Evaluation was evaluated in this research. The methodology combined qualitative and quantitative approaches: a bibliographic review was carried out in order to study the historical evolution of subsidies and tools such as SWOT were used to evaluate the current situation. The study design was documentary and descriptive with a quasi-experimental component by using data from secondary sources which was organized and analyzed with Microsoft Excel to present results through graphics and tables. The results showed that in a long term, the law will not only maintain the observed growth in the electricity sector, but also it will support the use of sustainable energy sources at low costs. Moreover, from a prospective point of view, it is expected that the law will attract both national and foreign investment to improve the growth of the sector and to increase the average of energy efficiency based on the implementation of clean technologies.

Keywords: Optimizaton, nonlinear, power flow, loss electric, transformer.

Información del manuscrito:

Fecha de recepción: 13 de febrero de 2025.

Fecha de aceptación: 24 de abril de 2025.

Fecha de publicación: 07 de mayo de 2025.

1. Introducción

La competitividad en el sector energético ha emergido como un tema crucial en la agenda internacional, particularmente en un contexto donde la seguridad energética y la sostenibilidad son fundamentales. La creciente inquietud por el cambio climático, la inestabilidad de los precios de los combustibles fósiles y la necesidad de diversificar las fuentes de energía han llevado a numerosos pasos a revisar sus políticas energética [1], en este marco, el Proyecto de Ley de Competitividad energética se presenta como una solución estratégica para crear un entorno regulatorio que estimule la inversión en energías renovables y en innovación tecnológica, a nivel mundial, la transición hacia un modelo energético más sostenible es impulsada por acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París, que tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura global [2].

Las energías renovables, incluyendo la solar, eólica y biomasa, están ganando protagonismo frente a las fuentes de energía convencionales, y su integración en la matriz

energética es esencial para cumplir con las metas climáticas [3], sin embargo, el avance de estas tecnologías enfrenta retos significativos, como la percepción de riesgo asociada a la inversión en proyectos de energía renovable, que a menudo se ve agravada por la falta de incentivos económicos y un marco regulatorio inapropiado [4].

En el ámbito nacional, la dependencia de los combustibles fósiles y la volatilidad de los precios internacionales representan un riesgo para la economía y la seguridad energética, implementar políticas que promuevan la competitividad energética es vital para disminuir esta dependencia y fomentar el desarrollo de una matriz energética diversificada y sostenible [5].

El Proyecto de Ley de Competitividad energética busca abordar estos desafíos mediante la creación de un marco regulatorio que incentive la inversión en tecnologías limpias y la adopción de prácticas sostenibles en el sector energético [6]. La evaluación técnica y económica del Proyecto de Ley es fundamental para determinar su viabilidad y efectividad, un análisis

detallado permitirá identificar las oportunidades y desafíos que presenta la ley, así como sus posibles efectos en la competitividad del sector energético [7].

Esta evaluación debe considerar diversos factores, como la estructura del mercado energético, la disponibilidad de recursos naturales y las condiciones socioeconómicas que pueden influir en la implementación de la ley, además, es crucial examinar como la ley puede contribuir a la reducción de costos para los consumidores, mejorar la eficiencia energética y fomentar la creación de empleo en el sector de las energías renovables. La experiencia de otros países que han adoptado políticas similares puede ofrecer valiosas lecciones sobre los enfoques más efectivos para impulsar la competitividad en el sector energético [8].

La transición hacia un modelo energético sostenible debe ser no solo económicamente viable, sino también socialmente justa y ambientalmente responsable [9]. La evaluación del Proyecto de Ley debe incluir un análisis de sus implicaciones sociales, considerando como puede impactar

a diferentes grupos de la población y contribuir a la equidad en el acceso a la energía, asimismo, es esencial evaluar los efectos ambientales de la ley, asegurando que las políticas promovidas no solo disminuyan las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también protejan la biodiversidad y los ecosistemas [5].

La competitividad energética es un elemento fundamental para el desarrollo económico sostenible de cualquier nación, en el caso de Ecuador, la adopción de políticas que fomenten una energía más eficiente y asequible puede representar una ventaja significativa en la atracción de inversiones, la disminución de costos de producción y la mejora de la calidad de vida de sus ciudadanos, en este contexto [10], la Ley de Competitividad energética, publicada en el Registro Oficial No. 475 el 11 de enero de 2024, cobra gran relevancia, pues la implementación de esta ley busca optimizar el uso de recursos energéticos, promoviendo la eficiencia y la sostenibilidad [11].

Esta ley surge como respuesta a un déficit energético del 6%, que ha provocado cortes energéticos en el

país. La normativa modifica varias leyes existentes, reflejando la necesidad de un enfoque integral para abordar los desafíos energéticos del país. Evaluar la viabilidad técnica y económica a largo plazo de esta ley es fundamental para asegurar que sus objetivos se cumplan de manera eficiente y sostenible. Una evaluación técnica permitirá identificar las fortalezas y debilidades de las políticas implementadas, garantizando que estén alineadas con las mejores prácticas internacionales y las necesidades específicas del país [12].

Ecuador enfrenta un déficit energético significativo, estimado en alrededor del 6%, lo que ha provocado cortes energéticos que afectan tanto a los consumidores residenciales como a los sectores industriales y comerciales. Esta situación pone en riesgo la estabilidad económica y el desarrollo sostenible del país [13]. Valentina Centeno, asambleísta ponente y presidenta de la Comisión de Desarrollo económico, ha señalado que la crisis energética actual responde a la baja producción de

electricidad, que ha bordeado los 28.864 gW/h desde el 2018. Se proyecta que para 2027 la producción se mantendrá en el mismo nivel, mientras que la demanda aumentara a 38.663 GW/h. además, en los últimos seis años no ha habido inversión en el sector energético, agravando la situación [14].

La implementación de medidas de eficiencia energética no solo contribuye a la reducción de costos, sino que también protege el medio ambiente y mejora la competitividad empresarial, asimismo, la gestión eficiente de la energía se ha identificado como una alternativa eficaz para incrementar la competitividad empresarial [15], permitiendo a las compañías adaptarse a un mercado cada vez más abierto y globalizado, la creación de capacidades técnico-organizativas para administrar la energía de manera eficiente es fundamental para el desarrollo sostenible del país [7].

En base a lo mencionado anteriormente, la Ley de Competitividad energética tiene el potencial de transformar el sector energético en Ecuador, y su

evaluación técnica y económica a largo plazo es importante para asegurar que se alcancen sus objetivos de manera efectiva, beneficiando tanto a la economía como al desarrollo sostenible del país [2].

El problema radica en la necesidad de asegurar que la Ley de Competitividad energética no solo aborde el déficit actual, sino que también promueva un sistema energético sostenible y competitivo en el futuro. Esto implica identificar las fortalezas y debilidades de la ley, así como las oportunidades y amenazas que podrían influir en su éxito. La falta de una evaluación adecuada podría resultar en la implementación de políticas ineficaces, costos adicionales para los consumidores y el estado, y una continuación de los problemas energéticos actuales [10].

Por lo tanto, el planteamiento del problema se centra en la necesidad de realizar una evaluación técnica y económica detallada de la Ley de Competitividad energética para determinar su efectividad en la reducción del déficit energético y su contribución al desarrollo sostenible

y la competitividad económica de Ecuador [6].

2. Metodología

Para cumplir con la Ley Orgánica de Competitividad energética de Ecuador, se pueden desarrollar varios modelos matemáticos que aborden los aspectos clave de la ley, como la generación distribuida, la eficiencia energética, la planificación del sector eléctrico y la transición hacia energías renovables. A continuación, se presentan algunos modelos relevantes [6]:

- Modelo de optimización para la generación distribuida
- Modelado de despacho óptimo para el mercado de corto plazo
- Modelo de planificación del PME o plan maestro de electricidad
- Modelo de eficiencia energética para el transporte público
- Modelo de impacto fiscal para incentivos tributarios
- Modelos de gestión de residuos para biomasa

Estos modelos permiten al Ecuador alcanzar los objetivos de la ley: autosostenibilidad del sistema eléctrico, reducción de emisiones y

competitividad energética, alineados con los principios constitucionales de sostenibilidad y equidad.

Las energías renovables ayudan a mitigar el impacto contaminante CO₂ dentro del Ecuador. Por lo tanto, surge la necesidad de evaluar la integración de generación distribuida en el sistema eléctrico. Por consiguiente, para el análisis y modelado se opta por el modelo de optimización para la generación distribuida [16].

El modelado matemático proporciona una solución para la operación y planeamiento de almacenamiento de energía con generación eólica y solar fotovoltaica [17]. Esta integración es analizada en un horizonte de planificación. Las entradas son las características de los generadores, precio de electricidad, demanda eléctrica y la topología de la red. Los resultados del modelo matemático es la programación de la operación de las baterías, despacho y las decisiones de inversión. Donde se tiene los siguientes parámetros y variables:

1) Conjuntos

- g índice de generadores térmicos

- t índice de tiempo
- i índice de nodos
- ij índice de las líneas de transmisión que conectan a los nodos
- Ω_i Conjunto de los generadores térmicos conectados en el nodo i
- Ω_i Conjunto de las líneas conectadas al nodo i
- Ω_B Conjunto de las líneas conectadas en los buses.
- Ω_G Conjunto de todos los generadores térmicos
- w índice de generación eólica

2) Parámetros

- a_g, b_g, c_g Coeficiente de costo del generador térmico g
- V_{OLL} Costo del valor de pérdida de carga (\$/MWh)
- V_{WC} Valor de la pérdida de viento (\$/MWh)
- $L_{i,t}$ Demanda de energía eléctrica en bus i en el tiempo t (MW)
- X_{ij} Reactancia de la línea conectado en el nodo i y j
- P_{max} Potencia máxima de la línea conectado en el nodo i y j
- $P_{min/max}$ Potencia mínima y máxima de los generadores térmicos g

- RU_g, RD_g Limite de rampa de subida y bajada del generador g (MW/h)
- η_c eficiencia de carga
- η_d eficiencia de descarga
- $w_{i,t}$ Disponibilidad de viento del aerogenerador conectado al nodo i en el tiempo t
- Λ_w Capacidad de la turbina eólica conectada al nodo i
- $SOC_{i,min}, SOC_{i,max}$ Estado de mínimo y máximo de la batería
- $P_{c,min}, P_{c,max}$ Potencia de mínima y máxima de carga
- $P_{d,min}, P_{d,max}$ Potencia de mínima y máxima de descarga

3) Variables

- L_{Si} Deslastre (desconexión) de carga en el nodo i (MW)
- $P_{g,t}$ Potencia generada por el generador térmico g en el tiempo t (MW)
- P_w Potencia generado por generador eólico w en nodo i en el tiempo t (MW)
- P_{wc} Potencia restringida de la turbina eólica en nodo i en el tiempo t (MW)
- P_t Flujo de potencia de la línea conectado en el nodo i y j en el t (MW)

- $\delta_{i,t}$ Angulo de voltaje en el nodo i en el tiempo t (rad)
- P_c Potencia de carga de la batería en el nodo i en el tiempo t
- P_d Potencia de descarga de la batería en el nodo i en el tiempo t
- $SOC_{i,t}$ Estado de carga de la batería en el nodo i en el tiempo t

El modelo matemático de optimización para la operacion del sistema eléctrico de potencia considerando generadores eólico y acumuladores de energía es la siguiente [18]:

$$\min z = \sum_{g,t} a_g P_{g,t}^2 + b_g P_{g,t} + c_g + \sum_{i,t} VOLL * LS_{i,t} + VWC * P_{i,t}^{wc} \quad (1)$$

$$\text{Subject to:} \quad \sum_{g \in \Omega_g} P_{g,t} + LS_{i,t} + P_{i,t}^w - L_{i,t} - P_{i,t}^c - P_{i,t}^d = \sum_{j \in \Omega_j} P_{ij,t} \quad (2)$$

$$P_{ij,t} = \frac{\delta_{i,t} - \delta_{j,t}}{X_{i,j}} \quad (3)$$

$$-P_{ij,t}^{max} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij,t}^{max} \quad (4)$$

$$P_{g,t}^{min} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{max} \quad (5)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq RU_g \quad (6)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq RD_g \quad (7)$$

$$0 \leq LS_{i,t} \leq L_{i,t} \quad (8)$$

$$P_{i,t}^{wc} = w_{i,t} \Lambda_i^w - P_{i,t}^w \quad (9)$$

$$0 \leq P_{i,t}^w \leq w_{i,t} \Lambda_i^w \quad (10)$$

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + P_{i,t} \eta_c - P_{i,t} / n_d \Delta t \quad (11)$$

$$P_{i,min}^c \leq P_{i,t}^c \leq P_{i,max}^c \quad (12)$$

$$P_{i,min}^d \leq P_{i,t}^d \leq P_{i,max}^d \quad (13)$$

$$SOC_{i,min} \leq SOC_{i,t} \leq SOC_{i,max} \quad (14)$$

En el modelado matemático la ecuación (1) representa la función objetivo que minimiza los costos de operación del sistema considerando generación térmica, racionamiento de carga y penalización por generación eólica cuando no existe viento para generar o inyectar potencia a la red. La ecuación (2) representa el balance de potencia nodal en cada nodo del sistema incluyendo la carga y descarga de la batería y los generadores térmicos, eólicos como la demanda del sistema eléctrico por nodo del sistema [6]. La ecuación (3) representa el flujo de potencia en corriente continua o flujo DC. La ecuación (4) representa la potencia mínima y máxima por las líneas de transmisión o límite térmico. La ecuación (5) representa la potencia mínima y máxima de los generadores térmicos. Las ecuaciones (6) y (7) representan la rampa de potencia de encendido y apagado de los generadores térmicos. La ecuación (8) representa el límite de racionamiento de la demanda en cada nodo. Las

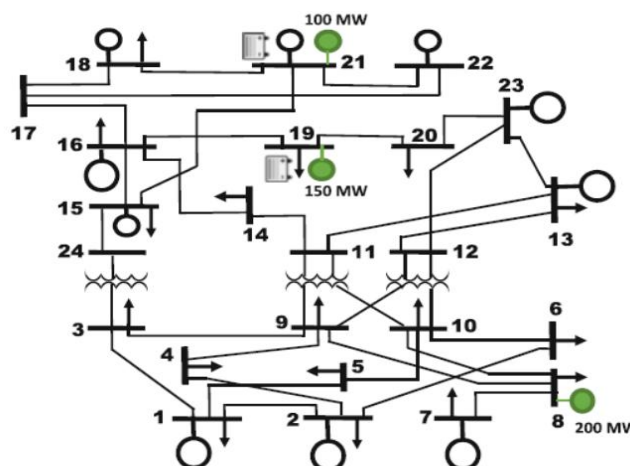
ecuaciones (9) y (10) representan la generación de potencia del generador eólico y el límite de capacidad de generación eólica en el nodo instalado. La ecuación (11) representa el estado de la batería y finalmente las ecuaciones (12), (13) y (14) representan los límites máximos y mínimos correspondientes a las baterías que son instalados en algunos nodos del sistema eléctrico [8].

El modelo matemático es convexo, debido al uso de flujo de potencia DC y las funciones cuadráticas de los costos de los generadores. Esto ayuda a obtener las soluciones únicas y óptimas globales dentro de la operación del sistema.

3. Resultados y discusión

Para la validación e implementación del problema se realiza en el sistema mostrado en la figura 1. Los niveles de voltaje del sistema son de 138 kV y 230 kV, con una base de $S_{base} = 100$ MVA para pasar a valores en por unidad.

Fig. 1. Sistema IEEE de 24 nodos



El sistema mallado de 24 nodos, que tiene líneas de transmisión, generadores, demanda o carga, transformadores, entre otros elementos. Representa un sistema típico de transmisión del sistema nacional interconectado (SNI). Por lo tanto, para la aplicación del modelo matemático de optimización de la operación se ingresa tres generadores eólicos y dos baterías conectados en los nodos del sistema tal como se muestra la figura 1. Los datos de las líneas se presentan en el Anexo I y los datos de los generadores en el Anexo II. No obstante, el Código de programación se realizó en Python con la librería Pyomo. Los datos máximo y mínimo técnicos se presenta en la siguiente tabla 1:

Tabla 1. Parámetros del sistema de almacenamiento de energía

Parametro	Valor
SOC ₀	100 MW
SOC _{max}	300 MW
P _{max}	$0.2 \cdot \text{SOC}_{\text{max}}$
<u>min</u>	0
<u>max</u>	$0.2 \cdot \text{SOC}_{\text{max}}$
<u>min</u>	0 95%
c	
η_d	90%

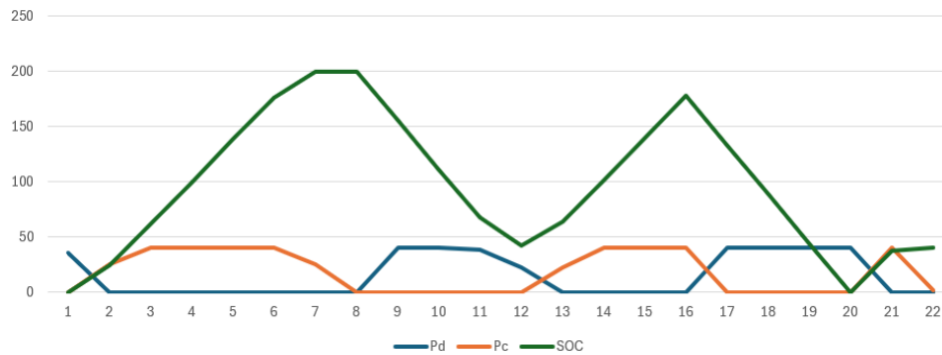
Los parámetros previos corresponden a baterías conectadas en los nodos N21 y N19. Los resultados se presentan en la siguiente figura 2.

El costo de operación del sistema incluyendo generación eólica y baterías es 418390 dólares. No obstante, el costo de operación sin incluir generación eólica ni baterías es 647960 dólares. Por consiguiente, el costo de operación disminuye

cuando se incluye generación eólica y batería. Esto sucede, con el excedente de generación eólica

momento cuando la batería se carga y cuando no hay suficiente viento la batería se descarga.

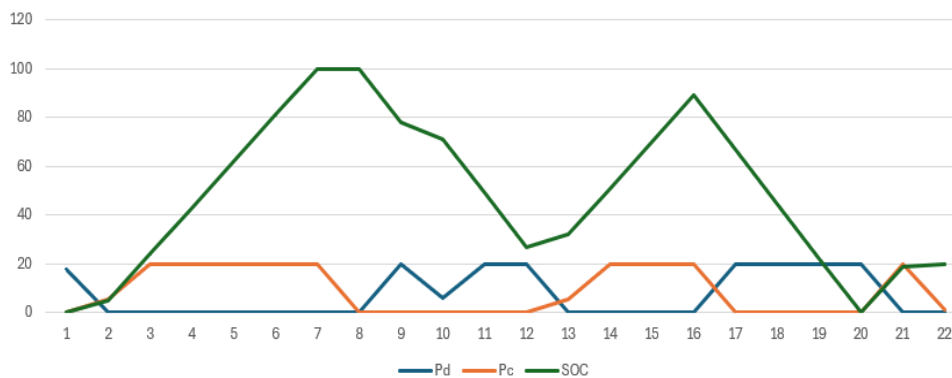
Fig. 2. Estado de carga SOC N19



El estado de la batería aumenta mientras se carga y disminuye cuando inicia la descarga, en la figura presenta dos picos de SOC máximos la primer ocurre en el

tiempo 7 a 8 AM y la segunda 16 a 17 horas. La carga y descarga ocurre cuando en función de la demanda y la generación eólica.

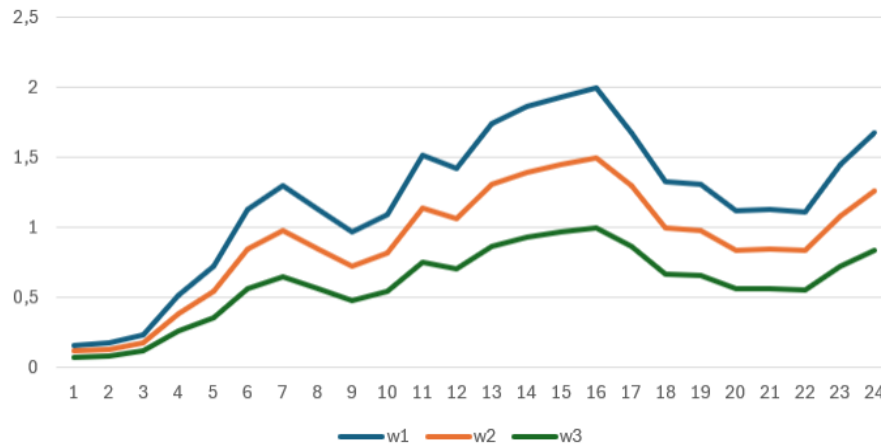
Fig. 3. Estado de carga SOC N19



El estado de carga del nodo N21 presenta la misma tendencia que la batería del caso anterior. Sin embargo, el primer pico máximo llega a 100 MW y el segundo pico a 87 MW aproximadamente. La generación eólica ubicada en los

nodos N8, N19 y N21 presenta el siguiente perfil mostrado en la figura 4 estos valores están en por unidad con una base de 100 MVA.

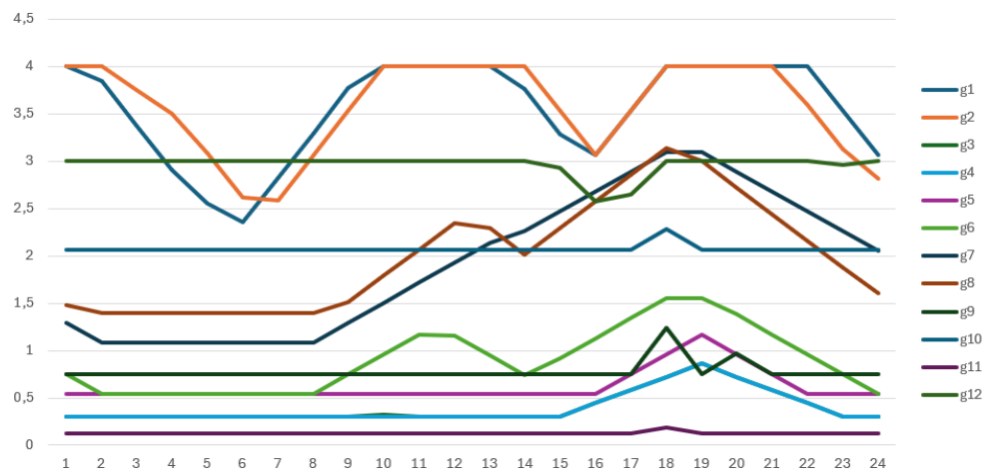
Fig. 4. Generación eólica



El primer pico de generación eólica presenta desde la 6 a 7 AM y el segundo pico desde las 16 y 17 PM. No obstante, estos valores de tiempo coinciden con las figuras de carga y descarga de baterías.

Los generadores térmicos ubicados en diferentes nodos ver figura 1 presentan los siguientes despachos de energía durante 24 horas, mostrado en la figura 5.

Fig. 5. Generación térmica



En el modelo matemático de optimización presentado en la sección previa minimiza el costo de operacion. Por lo tanto, los generadores más económicos despachas una mayor potencia

mientras los más caros una baja potencia.

4. Conclusiones

El modelo matemático de optimización para la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, que integra generación eólica y almacenamiento en baterías, demostró una reducción significativa en los costos operativos. Al comparar los escenarios con y sin energías renovables, el costo operativo disminuyó de 647,960 dólares a 418,390 dólares, lo que representa un ahorro del 35.4%. Esta reducción se debe a la eficiente gestión de la generación eólica y la carga/descarga de baterías, aprovechando los excedentes de energía eólica para cargar las baterías durante los picos de generación (6-7 AM y 16-17 PM) y descargarlas en momentos de baja disponibilidad de viento. El estado de carga (SOC) de las baterías en los nodos N19 y N21 mostró comportamientos cíclicos, alcanzando picos máximos de 100 MW y 87 MW respectivamente, lo que evidenció su capacidad para equilibrar la demanda y la generación.

Además, los generadores térmicos operaron de manera óptima,

despachando mayor potencia desde las unidades más económicas y reduciendo la participación de las más costosas. La integración de energías renovables no solo optimizó los costos, sino que también contribuyó a la reducción de emisiones de CO₂w, alineándose con los objetivos de la Ley Orgánica de Competitividad energética del Ecuador. Estos resultados cuantitativos respaldan la viabilidad técnica y económica de la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y competitivo, destacando el potencial de las energías renovables y el almacenamiento para mejorar la eficiencia operativa y reducir los impactos ambientales.

Anexos

Fig. 6. Datos de la rama para la red de 24 buses IEEE RTS

Table 7.4 Branch data for IEEE RTS 24-bus network

From	To	$r(\text{pu})$	$x(\text{pu})$	$b(\text{pu})$	Rating (MVA)	From	To	$r(\text{pu})$	$x(\text{pu})$	$b(\text{pu})$	Rating (MVA)
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	12	23	0.0124	0.0966	0.2030	500
2	6	0.0497	0.1920	0.0520	175	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500
3	9	0.0308	0.1190	0.0322	175	14	16	0.0050	0.0389	0.0818	500
3	24	0.0023	0.0839	0.0000	400	15	16	0.0022	0.0173	0.0364	500
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	15	21	0.0032	0.0245	0.2060	1000
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	175	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500
6	10	0.0139	0.0605	2.4590	175	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	16	19	0.0030	0.0231	0.0485	500
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500
9	11	0.0023	0.0839	0.0000	400	18	21	0.0017	0.0130	0.1090	1000
9	12	0.0023	0.0839	0.0000	400	19	20	0.0026	0.0198	0.1666	1000
10	11	0.0023	0.0839	0.0000	400	20	23	0.0014	0.0108	0.0910	1000
10	12	0.0023	0.0839	0.0000	400	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500

Fig. 7. Datos de generacion de la red de 24 buses IEEE RTS

Table 7.5 Generation data for IEEE RTS 24-bus network

Gen	Bus	$P_i^{\max}$	$P_i^{\min}$	$b_i (\$/\text{MW})$	$Cs_i (\$)$	$Cd_i (\$)$	$RU_i (\text{MW h}^{-1})$	$RD_i (\text{MW h}^{-1})$	$SU_i (\text{MW h}^{-1})$	$SD_i (\text{MW h}^{-1})$	$UT_i (\text{h})$	$DT_i (\text{h})$	$u_{i,t=0}$	$U_i^0 (\text{h})$	$S_i^0 (\text{h})$
g1	18	400	100	5.47	0	0	47	47	105	108	1	1	1	5	0
g2	21	400	100	5.47	0	0	47	47	106	112	1	1	1	6	0
g3	1	152	30.4	13.32	1430.4	1430.4	14	14	43	45	8	4	1	2	0
g4	2	152	30.4	13.32	1430.4	1430.4	14	14	44	57	8	4	1	2	0
g5	15	155	54.25	16	0	0	21	21	65	77	8	8	0	0	2
g6	16	155	54.25	10.52	312	312	21	21	66	73	8	8	1	10	0
g7	23	310	108.5	10.52	624	624	21	21	112	125	8	8	1	10	0
g8	23	350	140	10.89	2298	2298	28	28	154	162	8	8	1	5	0
g9	7	350	75	20.7	1725	1725	49	49	77	80	8	8	0	0	2
g10	13	591	206.85	20.93	3056.7	3056.7	21	21	213	228	12	10	0	0	8
g11	15	60	12	26.11	437	437	7	7	19	31	4	2	0	0	1
g12	22	300	0	0	0	0	35	35	315	326	0	0	1	2	0

Bibliografía

- [1] M. R. I. Caicedo, "Modelo de un sistema hibrido de generación distribuida para una nano-red de cc," Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies, 2022.
- [2] L. V. Abarzua, "La ley marco de cambio climático y el soterramiento de líneas eléctricas: Un enfoque integral para la resiliencia energética," Revista de Derecho Administrativo, 2024.
- [3] C. P. Corral, R. Neco Caberta, L. A. G. Villalba, R. A. Valenzuela, E. A. Pastrana, and A. G. Jaime, "Modelo optimo estocástico de redes de distribución con generación distribuida," 2016.

- [4] D. Pila, C. Quinatoa, L. Camacho, and J. Vaca, "Transient stability analysis of the ecuadorian electrical system: Case of the southern segment," WSEAS TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2024.
- [5] J. R. V. González, C. Quinatoa, J. Ortiz, and L. G. Camacho, "Evaluación de modelos de optimización convexos para minimizar perdidas en el sistema de distribución," Revista Conectividad, 2024.
- [6] J. C. Ríos, C. Quinatoa, and G. Casillas, "Ubicación Optima de reconectadores en redes de distribución con generación distribuida utilizando algoritmos genéticos e índices de calidad de servicio," Revista Técnica "energía", 2023.
- [7] J. L. V. Duran and J. F. M. Sachica, "Estudio de estabilidad de tensión en una red de distribución alimentada por un sistema IEEE 9 nodos a través de una DVPP (planta virtual de potencia de distribución)," 2016.
- [8] D. Feroldi and P. G. Rullo, "Operacion optima de redes de distribución activas con alfa penetración de energías renovables: aplicación a la red IEEE 33," 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), pp. 1–8, 2022.
- [9] L. F. Gaitán-Cubides, J. D. Gómez-Ariza, E. Rivas-Trujillo, and F. J. de Caldas, "Análisis cuasi dinámico de la inclusión de generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia, caso de estudio: Sistema IEEE de 30 nodos," 2018.
- [10] G. C. López, "Metodología general para la planeación y optimización de las redes de distribución considerando la generación distribuida," 2019.
- [11] H. V. Y. LEMA, "Sintonización de los parámetros de un d-statcom para la estabilidad de voltaje con presencia de generación distribuida," Revista Técnica "energía", 2025.
- [12] R. D. Z. Lozano and C. A. M. Rincón, "Integración de recursos energéticos distribuidos a través de una VPP: Caso de estudio sistema de distribución basado en iee 37 nodos," 2016.
- [13] A. J. V. Piraquive and D. F. B. Restrepo, "Análisis del impacto de la generación distribuida en un sistema IEEE de 37 nodos usando Digsilent, Atp Y Matlab," 2017.
- [14] P. L. Querini, F. V. García, E. V. Fernández, and O. J. A. Chiotti, "Modelo de optimización de coaliciones de microredes eléctricas," Iberoamerican Journal of

- Industrial Engineering, vol. 9, pp. 182–199, 2017.
- [15] Alex, P. Vicky, C. Alexander, C. Luis, O. J. Q. Carlos, and Chasi, "Optimization model for coordinated multistage planning of the generation-transmission system with demand forecasting using neural networks," in Proceedings of the 4th International Conference on Electronic Engineering and Renewable Energy Systems—Volume 1 (Antonio, M. Adel, R. Abdelhamid, C. M. H. Bekkay, and Gagliano, eds.), pp. 573–581, Springer Nature Singapore, 2025.
- [16] O. F. O. Sastoque and D. Casas, "Análisis del comportamiento eléctrico del sistema de distribución IEEE de 34 nodos usando un compensador estático de distribución (dstatcom) diseñado en atp/emtp para la mitigación de sags y la mejora del factor de potencia," 2015.
- [17] G. A. Schweickardt, "Optimización de la inyección de potencia desde micro generación distribuida en sistemas eléctricos de distribución de baja tensión. desarrollos teóricos de un modelo hiperheurístico," Lampsakos, 2018.
- [18] E. B. B. Suarez and C. A. P. Granados, "Ubicación Óptima de generación distribuida ante variaciones de carga y recursos energéticos utilizando algoritmos genéticos," 2017.