

DOI: <https://doi.org/10.46296/ig.v7i14edespoc.0237>

OPTIMIZACIÓN MULTIHORARIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA: MODELANDO COMBUSTIBLE Y REDES PARA SATISFACER DEMANDAS VARIABLES NODALES

MULTI-HOUR POWER GENERATION OPTIMIZATION: MODELING FUEL AND NETWORKS TO SATISFY NODAL VARIABLE DEMANDS

Guerrero-Berrones Carlos Xavier ¹; Proaño-Maldonado Xavier Alfonso ²;
Berrones-Berrones Ramiro Fernando ³; García-Suárez Bryan Fernando ⁴

¹ Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: carlos.guerrero9607@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0006-4775-117X>

² Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: xavier.proano@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-8271-8838>

³ Universidad Israel. Quito, Ecuador.

Correo: ferdinan1987tc@hotmail.com. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0003-9908-4717>

⁴ Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Riobamba, Ecuador.

Correo: bryangarciafs@gmail.com. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0002-9433-3529>

Resumen

El despacho económico de generación representa una metodología fundamental en el funcionamiento de los sistemas eléctricos, orientada a optimizar los costos de producción eléctrica al mismo tiempo que se satisface de manera efectiva con la demanda eléctrica. Por consiguiente, el estudio presente lleva a cabo la Optimización Multihoraria de la Generación Eléctrica (OMGE), la cual modela el stock de combustible y las redes necesarias para atender las demandas nodales variables, aspectos fundamentales para garantizar una operación óptima y sostenible. Este análisis se enriquece con la inclusión de estudios de caso que evidencian la implementación práctica del modelo sugerido, mostrando cómo la integración de restricciones de transmisión y gestión de combustibles puede mejorar significativamente el despacho económico de generación.

Palabras clave: Optimización del sistema de generación; Flujo de Potencia AC; Red de transmisión; Stock de combustibles.

Abstract

The economic dispatch of generation represents a fundamental methodology in the operation of electricity systems, aimed at optimizing electricity production costs while effectively meeting the electricity demand. Therefore, the present study carries out the Multi-hour Optimization of Electricity Generation (MOEG), which models the fuel stock and the networks necessary to meet the variable nodal demands, fundamental aspects to guarantee an optimal and sustainable operation. This analysis is enriched with the inclusion of case studies that demonstrate the practical implementation of the suggested model, showing how the integration of transmission and fuel management constraints can significantly improve the economic dispatch of generation.

Keywords: Generation System Optimization; AC Power Flow; Transmission Network; Fuel Stock.

Información del manuscrito:

Fecha de recepción: 15 de julio de 2024.

Fecha de aceptación: 05 de septiembre de 2024.

Fecha de publicación: 07 de octubre de 2024.



1. Introducción

El Despacho Económico de Generación (DEG) es una técnica fundamental para el diseño del funcionamiento de un sistema eléctrico, cuyo objetivo principal es asignar la energía generada entre las unidades disponibles de tal manera que se reduzcan los costos generales, se cumplan los requisitos técnicos junto con el abastecimiento de la demanda de energía en cada instante (Yang, Wu, and Wang 2020). Optimizar el DEG en un entorno energético más complejo y heterogéneo se ha vuelto cada vez más desafiante, especialmente cuando se consideran factores como las limitaciones de la red de transmisión y las limitaciones del inventario de combustible (Al Farsi et al. 2015).

En el DEG las restricciones de la red de transmisión son un tema de investigación activo, por esta razón se han desarrollado modelos avanzados, como el modelo de flujo de potencia óptimo (OPF), que considera restricciones de capacidad y pérdidas de las redes de transmisión para incorporar dichas restricciones de la red al proceso de despacho (Du et al. 2021). Dicho

modelo optimiza el flujo de energía en la red mejorando su eficiencia y seguridad, considerando restricciones técnicas y basándose en una programación de resolución lineal, cuadrática, no lineal o con algoritmos heurísticos. Al flujo de energía se lo ha catalogado en corriente continua CC con simplificaciones lineales que ofrecen soluciones rápidas, y de corriente alterna CA que son más precisos, pero más difíciles de resolver por su complejidad no lineal (Romero, Villacres, and Ibarra 2024).

Incluir el modelado de la gestión del combustible es clave dentro del problema de despacho económico de generación (Onmez 2013). La variabilidad en la disponibilidad y los costos de los combustibles puede tener un impacto significativo en las decisiones de despacho. Se han propuesto diversos modelos para abordar la incertidumbre en el suministro de combustibles, trabajos como (Sakib et al. 2024) donde mediante modelos estocásticos consideran la variabilidad en la disponibilidad de combustibles y permiten una mejor planificación ante incertidumbres. En (Lasemi, Assili, and Baghayipour 2014) usa

modelos determinísticos que, por otro lado, se asumen condiciones fijas y previsibles, proporcionando soluciones más simples, pero menos robustas ante variaciones de combustibles. Cabe resaltar estudios (Kheshti et al. 2018; Lasemi, Assili, and Hajizadeh 2020) para mitigar los riesgos asociados a la escasez de combustibles, se han desarrollado diversas estrategias, como la diversificación de fuentes de combustible, el almacenamiento estratégico y la planificación a largo plazo mediante contratos de suministro. Estas estrategias permiten una mayor flexibilidad y resiliencia en la operación de sistemas eléctricos. A pesar de los avances logrados hasta la fecha, aún existen oportunidades de investigación por explorar y vacíos que deben abordarse.

En este contexto, este trabajo desarrollará un modelo de optimización para configurar eficientemente unidades de generación de energía aplicado a un sistema eléctrico IEEE, con el fin de satisfacer de manera eficiente la demanda multihoraria, el mismo considerará la restricción del stock

de combustible y las limitaciones de la red eléctrica, para el efecto se resolverán flujos de potencia AC. Al desarrollar este modelo de optimización de forma integral considerando restricciones de combustible y de la red eléctrica con flujos de potencia AC es posible configurar eficientemente los grupos electrógenos. Estas características minimizarán los costos de combustible, aliviarán las redes de transporte y proporcionarán un mejor suministro eléctrico.

Una vez mencionado el reto del presente estudio cabe resaltar que el artículo se complementa por la siguiente estructura, el apartado 2 presenta una revisión conceptual de las temáticas relevantes en las que se fundamenta esta investigación, el apartado 3 presenta la formulación del modelo a implementarse, que junto con el apartado 4 se complementa con los parámetros para la modelación, el apartado 5 examina los resultados obtenidos de la implementación del modelo matemático, y para finalizar, el apartado 6 presenta puntos importantes en que concluye el trabajo.

2. Marco Teórico

La optimización de la generación eléctrica, la modelación de uso del combustible y la caracterización de las redes eléctricas tiene implicaciones significativas en la presente modelación para garantizar el correcto uso de recursos energéticos y mejorar la eficiencia del sistema, por esta razón, estos son temas que el presente estudio se enfoca y analiza los principios, prácticas y beneficios de los mismos a continuación.

2.1. Despacho económico dinámico de generación

Esta propuesta representa una extensión del modelo de despacho económico tradicional, cuyo principal objetivo es desarrollar un plan integral de producción de energía para las unidades comprometidas. Este plan está diseñado para satisfacer la demanda prevista a lo largo de un horizonte de tiempo, todo esto se realiza buscando alcanzar costos operativos los más bajos posibles, y se considera una serie de limitaciones o restricciones, tales como límites de capacidad para las unidades de generación, entre otras condiciones relevantes (Liu et al. 2010).

El despacho dinámico exhibe una notable capacidad de anticipación, esencial para programar la carga preliminarmente, esto permite que el sistema esté preparado para posibles cambios repentinos en la demanda que puedan surgir en un corto y mediano plazo. Además, como se ha mencionado previamente, se deben considerar diversas restricciones, entre las que se destaca la limitación de la velocidad de rampa, que es un aspecto dinámico esencial para garantizar la durabilidad y eficiencia a largo plazo de los generadores (Ross and Kim 1980). Aparte de esta, también existen otras restricciones, como las de acoplamiento, las relacionadas con el combustible, balances y límites de potencia, las cuales complican aún más la tarea de encontrar una solución óptima al problema del despacho dinámico en comparación con el tradicional despacho económico estático (Chen et al. 2021).

En consecuencia, el despacho económico dinámico, que se abrevia como DED, se ha definido como una metodología que permite programar de manera eficiente las salidas de

generación, asegurándose de que estén alineadas con las demandas de carga anticipadas a lo largo de un período específico de tiempo. Esto se realiza con el objetivo de gestionar y operar un sistema de energía eléctrica de la forma más rentable y económica, maximizando así la eficiencia en el uso de recursos (Hlalele et al. 2020).

2.2. Optimización en la red de transmisión

Con el objetivo de atender la cada vez más elevada y creciente demanda a nivel global de energía eléctrica, los agentes dedicados a la producción y distribución de electricidad se enfrenta al reto de potenciar las centrales generadoras y líneas de transmisión, así como es indispensable la modernización y optimización de las instalaciones que ya se encuentran en funcionamiento. Es importante destacar que las instalaciones de generación de energía a menudo están ubicadas a una considerable distancia de los centros de carga, debido a limitaciones medioambientales. El método más eficiente y práctico para el traslado de energía eléctrica desde las instalaciones donde se

produce, hasta los centros de carga, es mediante la utilización de líneas de transmisión diseñadas específicamente para ese propósito (Kishore and Singal 2014).

Los sistemas de transmisión eléctrica se enfrentan a diferentes tipos de problemas como sobrecargas en ramales, desviaciones de voltaje en nodos de enlace, pérdidas excesivas de energía, inestabilidades transitorias y dinámicas (Jordehi 2015). Son restricciones que influyen significativamente en el despacho económico de generación (DEG), estas pueden llevar a situaciones donde la energía no puede ser distribuida de manera eficiente, resultando en costos operativos más altos y posibles interrupciones del servicio. Por lo tanto, estas limitaciones deben ser consideradas en el modelo de DEG para asegurar una distribución eficiente y económica de la energía (Chen and Chen 2001).

2.2.1. Modelo incorporando restricciones de transmisión

Con el fin de optimizar el despacho económico de generación (DEG) teniendo en cuenta las limitaciones

impuestas por la red de transmisión, se han formulado diferentes metodologías. Entre estas nos enfocamos en los modelos de flujo de potencia en corriente alterna (AC), que permite modelar las complejidades de la corriente alterna, incluyendo pérdidas de energía y el comportamiento de componentes reactivos, lo que ayuda en la gestión de redes eléctricas, tomando en cuenta la naturaleza sinusoidal de la corriente y el voltaje presentes en el sistema eléctrico (Farrag, Ali, and Omran 2019). El cálculo del flujo de potencia alterna se lleva a cabo mediante la resolución de un conjunto de ecuaciones no lineales que describen las interrelaciones entre las magnitudes y los ángulos de los voltajes en los nodos del sistema.

La optimización del flujo de potencia AC tiene como objetivo establecer la distribución más eficiente de generación que reduzca los costos operativos, garantizando al mismo tiempo el cumplimiento de todas las restricciones técnicas del sistema. Esto abarca no únicamente las capacidades de las líneas de transmisión, sino también las restricciones de voltaje, así como las

limitaciones asociadas a la generación y la demanda (Abdin and Zio 2019).

2.3. Gestión de Combustible

La administración y manejo de combustibles es adyacente al funcionamiento de las instalaciones que se dedican a la generación de energía, especialmente en aquellas plantas que dependen para su operación de fuentes de energía no renovables, como son los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo). Un suministro de combustible con disponibilidad continua, garantiza que los generadores eléctricos puedan funcionar de manera ininterrumpida y sin ningún tipo de paradas que pudieran afectar su rendimiento (Ali, Assili, and Hajizadeh 2020). La gestión eficiente de combustibles asegura que las plantas puedan planificar y operar de tal forma que logren optimizar al máximo su capacidad de respuesta ante variaciones en la demanda del mercado, así como ante alteraciones en la disponibilidad de los recursos de combustible (Anglani and Petrecca 2010; Chanana et al. 2008).

En conclusión, la planificación o manejo eficiente del inventario de combustibles contribuye a (Lasemi et al. 2020):

- Reduce los gastos relacionados con el almacenamiento, la logística del transporte y el proceso de reabastecimiento.
- Contribuye los gastos relacionados con la adquisición de combustibles de emergencia, que tienden a ser más elevadas.
- Brinda a las plantas una ventaja significativa para capitalizar oportunidades que el mercado por políticas energéticas.
- Permite adquirir combustible competitivamente, en momentos en que los precios son más bajos y almacenar dicho combustible para el futuro.

2.3.1. Costos de combustible

La gestión del stock de combustibles implica varios costos que deben ser considerados para optimizar la operación de las plantas generadoras (Huppmann and Egging 2014; Wang and Ryan 2010).

- Costo de almacenamiento: corresponde a los costos de contener combustibles en una

instalación. Estos costos pueden variar según el tipo de combustible y la capacidad de almacenamiento disponible.

- Costos de transporte: involucran el movimiento de combustibles desde los puntos de producción hasta las unidades de generación. Factores como la distancia, el tipo de transporte (tuberías, camiones, barcos) y las tarifas de transporte influyen en estos costos.
- Costos de Reabastecimiento: incluyen los costos directos de adquisición como los indirectos relacionados con la planificación y gestión del reabastecimiento usual o de emergencia. Los costos se ven afectados por la volatilidad del mercado, disponibilidad y condiciones económicas globales.

Dentro del análisis de costos se resalta la diversificación de las fuentes de suministro de combustibles debido a que reduce la dependencia de un solo proveedor o tipo de combustible. Esto no solo mitiga el riesgo de escasez, sino que también puede proporcionar beneficios económicos al permitir la

compra de combustibles en condiciones más favorables, este concepto se considera al desarrollar un modelo de optimización (Smil 2000).

3. Modelo

El modelo implica la formulación de ecuaciones no lineales para satisfacer diversos escenarios de demanda mediante la asignación óptima de la generación. Esto se realiza considerando los flujos de potencia en corriente alterna (AC) y

las restricciones asociadas a la disponibilidad de combustibles para la generación térmica.

3.1. Costos evaluados

Los costos considerados en la función objetivo incluyen: i) los costos de producción asociados a la curva cuadrática de los generadores térmicos, ii) los costos operativos de las centrales hidroeléctricas, iii) los costos de producción de energía de las plantas que utilizan fuentes de ERNC, y los costos de la ENS, modelados conforme a lo siguiente:

$$\text{Función Objetivo} = \text{Min Costo} \quad (1)$$

$$\text{Costo} = C_{\text{Térmica}} + C_{\text{Hidro}} + C_{\text{ERNC}} + C_{\text{ENS}} \quad (2)$$

$$C_{\text{Térmica}} = \sum_t \sum_{g \in \text{Térmicas}} \alpha_g \cdot P_{g,t}^2 + \beta_g \cdot P_{g,t} + \delta_g \quad (3)$$

$$C_{\text{Hidro}} = \sum_t \sum_{g \in \text{Hidro}} \beta_g \cdot P_{g,t} \quad (4)$$

$$C_{\text{ERNC}} = \sum_t \sum_{g \in \text{ERNC}} \gamma_g \cdot P_{g,t} \quad (5)$$

$$C_{\text{ENS}} = \sum_t \sum_n C_{U_{\text{ENS}}} \cdot L_{n,t} \quad (6)$$

Donde, el $C_{\text{Térmica}}$ establece la función cuadrática del costo de los generadores térmicos, cuyos coeficientes corresponden a α_g, β_g y δ_g . Los costos de los generadores hidroeléctricos evaluados mediante el coeficiente β_g . Para determinar el costo de la energía renovable se usó el precio de venta de energía γ_g . Finalmente,

para determinar el costo de energía no suministrada se usa el costo unitario de ENS aplicable al sector eléctrico ecuatoriano y $L_{n,t}$ es la demanda horaria desabastecida.

3.2. Balance nodal de potencia

El balance nodal asegura que, en cada nodo, se cumpla con el suministro de la demanda de

potencia activa y reactiva, aplicando flujos de potencia en corriente alterna (AC). La formulación

$$\sum_{g \in n} P_{g,t} - CargaP_{n,t} + L_{n,t} = \sum_k fP_{n,k,t} \quad (7)$$

$$fP_{n,k,t} = \frac{V_{n,t}^2}{Z_{n,k}} \cdot \cos(\theta_{n,k}) - \frac{V_{n,t} \cdot V_{k,t}}{Z_{n,k}} \cdot \cos(\delta_{n,t} - \delta_{k,t} + \theta_{n,k}) \quad (8)$$

$$\sum_{g \in n} Q_{g,t} - CargaQ_{n,t} = \sum_k fQ_{n,k,t} \quad (9)$$

$$fQ_{n,k,t} = \frac{V_{n,t}^2}{Z_{n,k}} \cdot \sin(\theta_{n,k}) - \frac{V_{n,t} \cdot V_{k,t}}{Z_{n,k}} \cdot \sin(\delta_{n,t} - \delta_{k,t} + \theta_{n,k}) - \frac{b_{n,k} \cdot V_{n,t}^2}{2} \quad (10)$$

Donde, $CargaP_{n,t}$ y $CargaQ_{n,t}$ corresponde a la carga de potencia activa y reactiva ubicada en cada nodo n para cada período de tiempo t . $V_{n,t}$ es el voltaje en el nodo n por cada período t , $Z_{n,k}$ es la impedancia entre el nodo n y nodo k , $\delta_{n,t}$, $\delta_{k,t}$ es el ángulo determinado para cada período t en el nodo n o nodo k , respectivamente; $b_{n,k}$ es la susceptancia entre el nodo n y k . $\theta_{n,k}$ es el ángulo obtenido entre la

matemática correspondiente es la siguiente:

reactancia y la resistencia del vínculo entre los nodos n y k .

3.3. Límites técnicos

Los límites técnicos se relacionan a cuatro aspectos: i) Flujos máximos de potencia por cada enlace; ii) Cantidad máxima de potencia activa y reactiva de cada generador, iii) Niveles de voltaje en cada nodo y sus ángulos, la modelación por cada aspecto señalado corresponde a:

$$\sqrt{fP_{n,k,t}^2 + fQ_{n,k,t}^2} \leq S_{n,k}^{max} \quad (11)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{max} \quad (12)$$

$$Q_g^{min} \leq Q_{g,t} \leq Q_g^{max} \quad (13)$$

$$V_n^{min} \leq V_{n,t} \leq V_n^{max} \quad (14)$$

$$\delta_n^{min} \leq \delta_{n,t} \leq \delta_n^{max} \quad (15)$$

Donde, $S_{n,k}^{max}$ es la capacidad máxima del flujo en el enlace entre el nodo n y nodo k , P_g^{min} , P_g^{max} , Q_g^{min} ,

Q_g^{max} , V_n^{min} , V_n^{max} , δ_n^{min} y δ_n^{max} , corresponden a los límites de potencia activa, potencia reactiva,

niveles de voltaje y límites angulares, respectivamente.

3.4. Rampas de toma de carga

Las rampas de toma o deslastre de carga de los generadores, se

$$P_{g,t+1} - P_{g,t} \leq \Delta P_{\max}^+ \quad (16)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq \Delta P_{\max}^- \quad (17)$$

Donde, ΔP_{\max}^+ y ΔP_{\max}^- corresponden a los valores máximos de las rampas horarias de subida y bajada respectivamente.

3.5. Disponibilidad de combustible

Las restricciones de disponibilidad de combustible para los generadores

$$\sum_t \frac{P_{g,t}}{\mu_g} \leq D_{Com_g} \quad (18)$$

$$\sum_{g \in T_{Comb}} \sum_t \frac{P_{g,t}}{\mu_g} \leq D_{Com_{T_{Comb}}} \quad (19)$$

Donde, D_{Com_g} es la disponibilidad de galones para cada unidad de generación, mientras que μ_g es el rendimiento en (kWh/galón), así mismo, $D_{Com_{T_{Comb}}}$ corresponde a la disponibilidad de combustible por tipo de combustible usado para cada generador térmico.

refieren a la capacidad de un generador para aumentar o disminuir su producción de potencia dentro de un periodo de tiempo específico, la modelación por cada aspecto señalado corresponde a:

térmicos se refieren a las limitaciones en la cantidad de combustible que puede estar disponible para la operación de estos generadores durante un cierto periodo de tiempo, la modelación corresponde a:

3.6. Energía hidráulica disponible

Las restricciones de disponibilidad de energía o cuota energética de los generadores hidráulicos se refieren a los límites en la cantidad de energía que estos generadores pueden producir en un periodo de tiempo determinado, debido a la disponibilidad de agua, su modelación corresponde a:

$$\sum_{g \in \text{Hidro}} \sum_t \sum_n P_{g,t} \leq C_{Energética_{Hidro}} \quad (20)$$

Donde la $C_{Energética_{Hidro}}$ corresponderá a la cantidad de energía hidráulica disponible en el período de tiempo analizado.

4. Recopilación de datos

El modelo de optimización no lineal será aplicado a una red de referencia

basada en el sistema IEEE de 24 nodos (Ordoudis et al. 2016), ajustando sus parámetros a realidades del sector eléctrico, cuyo diagrama unifilar es el mostrado en la figura 1, los datos de la red se detallan en las tablas posteriores.

Tabla 1. Datos técnicos de generadores hidroeléctricos y térmicos

	n	Pmax [MW]	Pmin [MW]	α [USD/MWh ²]	β [USD/MWh]	δ [USD]	R+ [MW/h]	R- [MW/h]
G1	3	100	20	0.00522	40.23	10	60	60
G2	18	300	100	0.00432	38.47	12	70	70
G3	15	105	25	0.00540	36.80	24	21	21
G4	16	105	25	0.00557	39.52	23	21	21
G5	23	110	30	0.00527	45.20	11	25	25
G6	1	130	10	0.00592	110.32	14	30	30
G7	2	130	10	0.00531	120.32	16	45	45
G8	10	100	22	0.00492	125.32	9	40	40
G9	23	200	20	0.00518	70.89	15	30	30
G10	7	200	50	0.00592	71.70	19	50	50
G11	15	60	10	0.00562	72.61	21	10	10
G12	21	300	0	0	30.00	0	70	70
G13	13	600	30	0	28.00	0	25	25
G14	22	200	0	0	23.00	0	80	80
G15	14	210	0	0	36.00	0	105	105

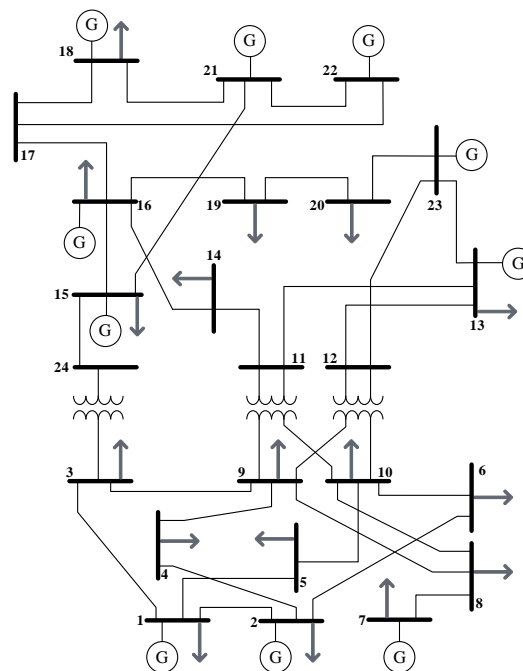
	Qmax [Mvar]	Qmin [MVar]	Rend [kWh/galon]	Dip_ind [Gal]	Tipo
G1	48	-48	13.69	175,310.45	Bunker
G2	145	-145	15.1	476,821.19	Bunker
G3	51	-51	16.59	151,898.73	Bunker
G4	51	-51	16.35	154,128.44	Bunker
G5	53	-53	16.2	162,962.96	Bunker
G6	63	-63	14.88	209,677.42	Diésel
G7	63	-63	14.75	211,525.42	Diésel
G8	48	-48	14.95	160,535.12	Diésel
G9	97	-97	10.25	468,292.68	Fueloil
G10	97	-97	10.85	442,396.31	Fueloil
G11	29	-29	11.01	130,790.19	Fueloil
G12	145	-145	0	0	Hidro
G13	291	-291	0	0	Hidro
G14	97	-97	0	0	Hidro
G15	102	-102	0	0	Hidro

Tabla 2. Datos de generadores ERNC

	Nodo	Pmax [MW]	Pmin [MW]	γ_g [USD/MWh]
Eo1	8	110	0	39
Eo2	19	90	0	
Eo3	21	70	0	
PV1	17	80	0	35
PV2	23	60	0	

Tabla 3. Datos de ocurrencia

Hora	Fr-Eólico	Fr-Dem	Fr-Solar	Hora	Fr-Eólico	Fr-Dem	Fr-Solar
t1	10%	50%	0%	t13	84%	80%	100%
t2	12%	52%	0%	t14	91%	81%	98%
t3	13%	51%	0%	t15	93%	82%	80%
t4	24%	50%	0%	t16	89%	93%	50%
t5	33%	51%	0%	t17	75%	96%	30%
t6	50%	56%	10%	t18	67%	100%	20%
t7	60%	65%	14%	t19	62%	98%	0%
t8	52%	70%	20%	t20	54%	86%	0%
t9	44%	72%	33%	t21	56%	82%	0%
t10	48%	71%	75%	t22	52%	75%	0%
t11	67%	74%	85%	t23	45%	70%	0%
t12	72%	79%	97%	t24	32%	55%	0%

Figura 1. Diagrama unifilar IEEE 24 bus

5. Análisis de resultados

En esta sección, se presentan y analizan los resultados obtenidos a

partir de la aplicación del modelo de optimización en la red de referencia IEEE de 24 nodos.

5.1. Casos de estudio.

Para evaluar la eficacia y robustez del modelo de optimización propuesto, se han desarrollado dos casos de estudio que se describen:

○ **Caso 1: Disponibilidad Completa de Combustible**

En el primer caso, se asume una disponibilidad completa de combustible, es decir, no existen restricciones en la cantidad de bunker, diésel, y fueloil disponible para la generación de energía. Este escenario servirá como referencia para evaluar el impacto de restricciones de combustible en la operación y costos del sistema.

○ **Caso 2: Restricción de Combustible**

En el segundo caso de estudio, se introduce una restricción en la disponibilidad de combustible, reduciendo en un 20% la cantidad de bunker, diésel, y fueloil disponible para los generadores térmicos. Esta condición simula una situación de escasez de recursos, obligando al modelo de optimización a gestionar de manera eficiente los recursos limitados, priorizando el uso de combustibles y minimizando los

costos asociados a la producción de energía.

Para ambos casos de estudio se considera que los generadores hidroeléctricos están operando con un suficiente recurso primario lo cual conlleva a que se mantenga una cuota energética total de 13000 MWh. Así mismo, se considera como disponibilidades máximas de combustible por tipo de combustible, las siguientes: i) 1200000 galones para bunker, 585000 galones para Diésel y 1100000 galones para Fuel Oil.

5.2. Despacho

En el primer escenario, con disponibilidad completa de combustible, el despacho de generadores se optimiza sin restricciones significativas. Los resultados muestran que el sistema aprovecha al máximo la capacidad de los generadores térmicos más eficientes, priorizando aquellos con menores costos variables de producción.

Figura 2. Despacho generación caso 1

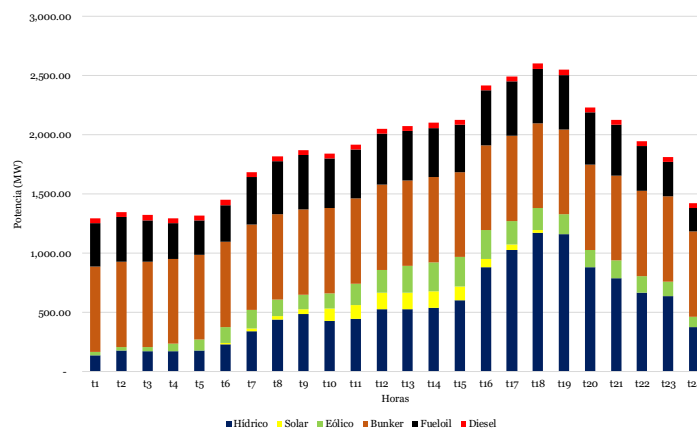
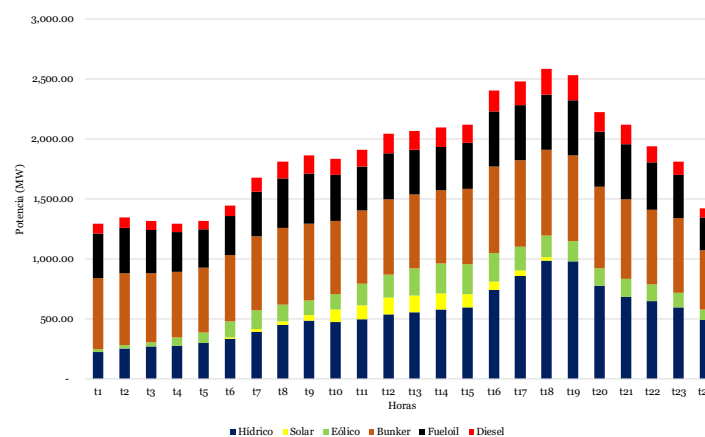


Figura 3. Despacho generación caso



En el primer caso, se despacharon 45.129 GWh para una demanda de 44.605 GWh, con pérdidas del 1,17% (524 MWh). Los generadores diésel aportaron solo el 2% y la generación hidroeléctrica cubrió el 30% de la producción total. En el segundo caso, con una reducción del 20% en la disponibilidad de combustibles, se despacharon 44.998 GWh para la misma demanda, reduciendo las pérdidas al 0,88% (392.83 MWh). Los generadores diésel aumentaron su participación al 7%, mientras que la

hidroeléctrica mantuvo su aporte del 30%.

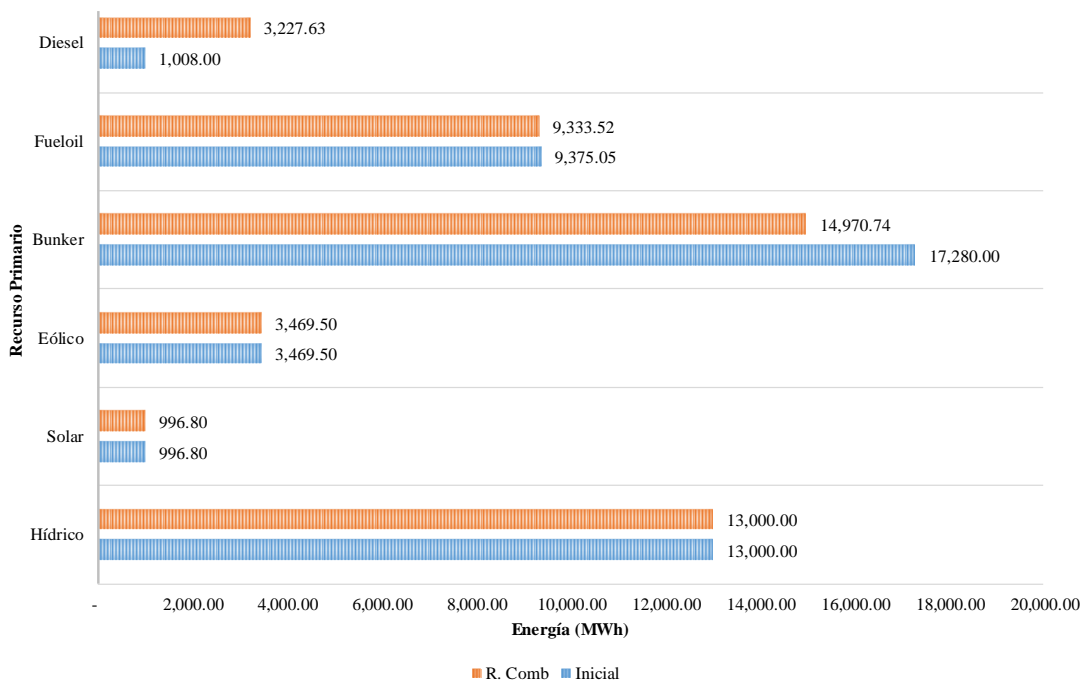
5.3. Energía

En el primer caso, con combustible disponible al 100%, se despachó un 49% de la demanda total utilizando energías renovables no convencionales (ERNC) y plantas hidroeléctricas, mientras que los generadores térmicos operaron a su capacidad óptima. En el segundo caso, con una reducción del 20% en la disponibilidad de bunker, diésel y fueloil, las plantas hidroeléctricas y

ERNC jugaron un papel crucial, alcanzando 17.46 GWh, para compensar la limitación de los generadores térmicos. Sin embargo, la restricción de combustible resultó

en una mayor dependencia del diésel (incremento del 7%) y un 34% de aporte de plantas que usan bunker.

Figura 4. Comparación energética

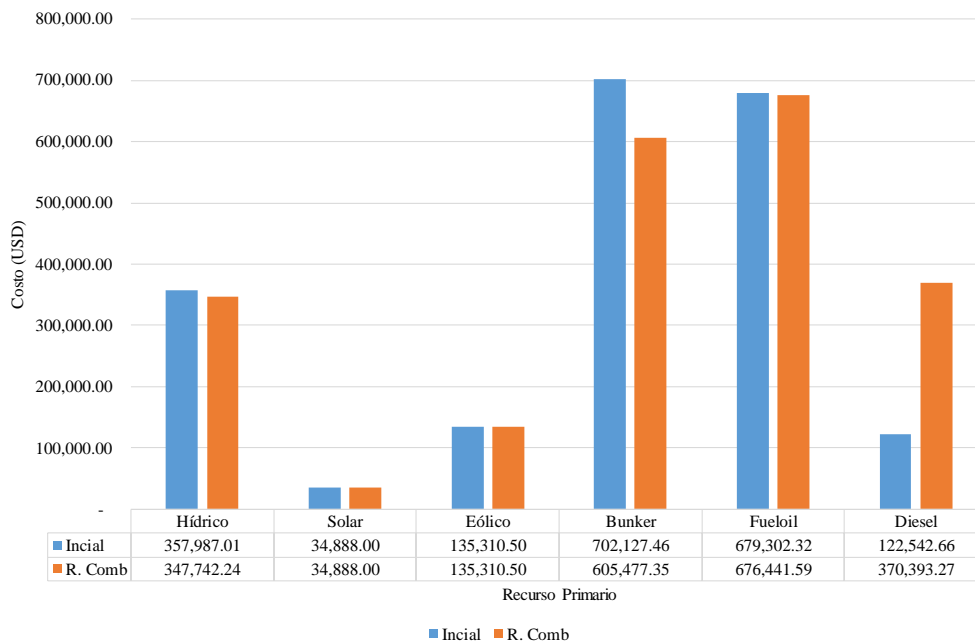


5.4. Costos

En el primer escenario, con disponibilidad total de combustible, los costos operativos del sistema eléctrico se minimizan, alcanzando un total de 2,032,157.96 USD, con los generadores térmicos operando de manera óptima y las plantas hidroeléctricas y de energías renovables aportando el 26% del costo total. En el segundo escenario, con una reducción del 20% en la disponibilidad de bunker, diésel y

fueloil, los costos operativos aumentan en 138,094.99 USD debido al uso de generadores más costosos, especialmente los que utilizan diésel, que incrementan sus costos en 247,850.60 USD respecto al primer escenario. Esto demuestra que la disponibilidad de combustible impacta significativamente en los costos del sistema eléctrico.

Figura 5. Comparativo de costos operativos.

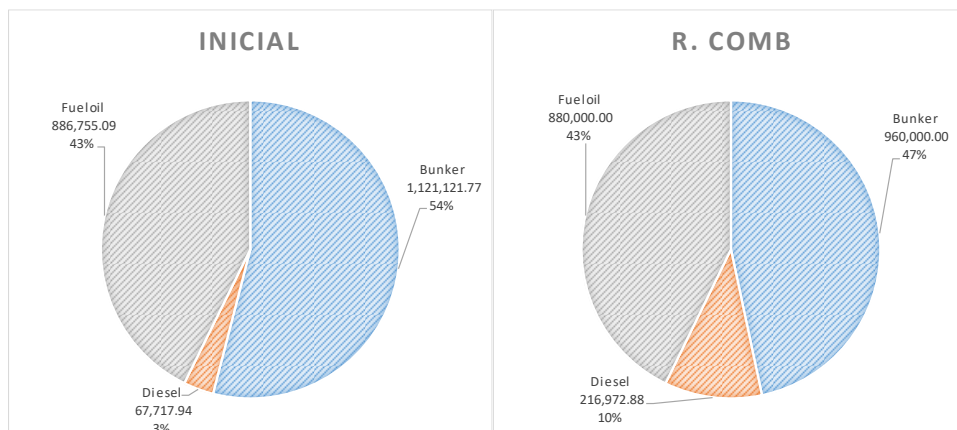


5.5. Utilización del combustible

En el escenario inicial, el sistema eléctrico consume 2,075,594.80 galones de combustible, operando de manera óptima con un uso predominante de bunker (1,121,121.77 galones), por ser más disponible y económico. El diésel, con el menor consumo (67,717.94 galones), se utiliza principalmente

para respaldo o picos de demanda. En el escenario con restricción de combustible, el consumo total se reduce a 2,056,972.88 galones, con una notable disminución en bunker (161,121.77 galones menos) y un aumento significativo en diésel (149,254.94 galones más), lo que indica un ajuste en el despacho debido a la menor disponibilidad de bunker y fueloil.

Figura 6. Comparativo de cantidad de combustible.



5.6. Validación eléctrica

Para validar el modelo de optimización, se analizarán los resultados del flujo de potencia bajo condiciones de demanda máxima.

Esto asegurará que el despacho de generadores sea tanto económicamente óptimo como técnicamente viable y seguro para la operación del sistema eléctrico.

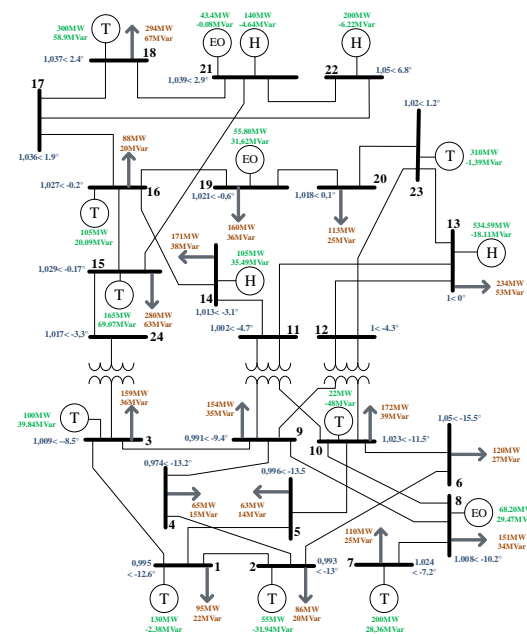
Figura 7. Comparativo de perfil de nivel voltaje en demanda máxima.



El análisis del flujo de potencia revela que los niveles de voltaje en todos los nodos del sistema se mantienen entre 0.95 pu y 1.05 pu, asegurando una operación segura y eficiente. Además, el flujo de potencia no supera la capacidad máxima de las líneas de transmisión, evitando sobrecargas y fallas. En ambos escenarios, con disponibilidad completa de combustible y con una restricción del 20%, el modelo de optimización es validado como económicamente eficiente y técnicamente viable,

garantizando una operación segura del sistema eléctrico.

Figura 8. Flujo AC en demanda máxima con restricción de combustible.



6. Conclusiones

El costo operativo total en el primer escenario, con disponibilidad completa de combustible, ascendió a 2,032,157.96 USD. En el segundo escenario, con la restricción de combustibles, el costo operativo aumentó a 2,170,252.95 USD, lo que representa un incremento del 6.8%. Este incremento subraya la necesidad de gestionar adecuadamente los recursos de combustible para mantener bajos los costos operativos.

El consumo total de combustibles en el primer escenario fue de 2,075,594.80 galones. Con la restricción de combustibles en el segundo escenario, el consumo total fue de 2,056,972.88 galones, una reducción del 0.9%. La disminución en el consumo de bunker (de 1,121,121.77 galones a 960,000.00 galones) y el aumento en el consumo de diésel (de 67,717.94 galones a 216,972.88 galones) muestran la flexibilidad del modelo para adaptarse a las limitaciones de combustible.

En el primer escenario, los generadores térmicos más eficientes se despacharon prioritariamente,

mientras que los generadores menos eficientes se utilizaron solo cuando la demanda excedía las capacidades de las fuentes más económicas. En el segundo escenario, la restricción de combustible aumentó la participación de los generadores diésel del 2% al 7%, demostrando la adaptabilidad del modelo para asegurar un suministro continuo de energía.

En ambos escenarios, las plantas hidroeléctricas y de energías renovables no convencionales se despacharon a su máxima capacidad, contribuyendo con aproximadamente el 30% de la producción total (17.466 GWh). Esto resalta la importancia de estas fuentes en mantener la eficiencia del sistema, especialmente cuando hay restricciones en combustibles fósiles.

En el segundo escenario, con una restricción del 20% en la disponibilidad de combustibles, las pérdidas de energía se redujeron de 524 MWh (1.17% del total despachado) a 392.83 MWh (0.88% del total despachado). Esta reducción del 25% en las pérdidas muestra la efectividad del modelo de optimización en minimizar pérdidas

bajo condiciones de restricciones de combustible.

Finalmente, en ambos escenarios, los niveles de voltaje en todos los nodos se mantuvieron dentro de la banda de 0.95 pu a 1.05 pu. Además, el flujo de potencia a través de los enlaces de transmisión no superó la capacidad máxima de las líneas, asegurando una operación segura y confiable del sistema eléctrico bajo condiciones de demanda máxima y restricciones de combustible.

Bibliografía

- Abdin, I. F., and E. Zio. 2019. "Optimal Planning of Electric Power Systems." Springer Optimization and Its Applications 152:53–65. doi: 10.1007/978-3-030-28565-4_10.
- Ali, Mohammad, Mohsen Assili, and Amin Hajizadeh. 2020. "Multi-Objective Hydrothermal Generation Scheduling and Fuel Dispatch Management Considering Liquid Fuel Dispatch Network Modeling." Electric Power Systems Research 187(April):106436. doi: 10.1016/j.epsr.2020.106436.
- Anglani, N., and G. Petrecca. 2010. "Fossil Fuel and Biomass Fed Distributed Generation and Utility Plants: Analysis of Energy and Environmental Performance Indicators." 964–69.
- Chanana, Saurabh, Venkta Narsi Reddy, Vaibhav Goel, Aastha Chaudhary, and Ashwani Kumar. 2008. "Distributed Generation Location Based on Fuel Cost Minimization in Deregulated Electricity Markets." IEEE Transactions on Power Systems 1–2.
- Chen, Chun-lung, and Nanming Chen. 2001. "Direct Search Method for Solving Economic Dispatch Problem Considering Transmission Capacity Constraints." IEEE Transactions on Power Systems 16(4):764–69.
- Chen, Zhe, Chuangxin Guo, Shufeng Dong, Yi Ding, and Hangyin Mao. 2021. "Distributed Robust Dynamic Economic Dispatch of Integrated Transmission and Distribution Systems." IEEE Transactions on Industry Applications 57(5):4500–4512.
- Du, Xiao, Xingyu Lin, Zhiyun Peng, Sui Peng, Junjie Tang, and Wenyuan Li. 2021. "Chance-Constrained Optimal Power Flow Based on a Linearized Network Model." International Journal of Electrical Power &

- Energy Systems 130:106890.
doi:
<https://doi.org/10.1016/j.ijeps.2021.106890>.
- Farrag, Mahmoud Ali, Kareem Mohamed Ali, and Shaimaa Omran. 2019. "AC Load Flow Based Model for Transmission Expansion Planning." *Electric Power Systems Research* 171:26–35. doi:
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.006>.
- Al Farsi, F. N., M. H. Albadi, N. Hosseinzadeh, and A. H. Al Badi. 2015. "Economic Dispatch in Power Systems." 2015 IEEE 8th GCC Conference and Exhibition, GCCCE 2015. doi:
[10.1109/IEEEGCC.2015.7060068](https://doi.org/10.1109/IEEEGCC.2015.7060068).
- Hlalele, Thabo G., Raj M. Naidoo, Jiangfeng Zhang, and Ramesh C. Bansal. 2020. "Dynamic Economic Dispatch with Maximal Renewable Penetration under Renewable Obligation." *Ieee Access* 8:38794–808.
- Huppmann, Daniel, and Ruud Egging. 2014. "Market Power, Fuel Substitution and Infrastructure—A Large-Scale Equilibrium Model of Global Energy Markets." *Energy* 75:483–500.
- Jordehi, A. Rezaee. 2015. "Particle Swarm Optimisation (PSO) for Allocation of FACTS Devices in Electric Transmission Systems: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52:1260–67.
- Kheshti, Mostafa, Lei Ding, Shicong Ma, and Bing Zhao. 2018. "Double Weighted Particle Swarm Optimization to Non-Convex Wind Penetrated Emission/Economic Dispatch and Multiple Fuel Option Systems." *Renewable Energy* 125:1021–37.
- Kishore, T. S., and S. K. Singal. 2014. "Optimal Economic Planning of Power Transmission Lines: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39:949–74. doi:
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.125>.
- Lasemi, Mohammad Ali, Mohsen Assili, and Mohammadreza Baghayipour. 2014. "Modification of Multi-area Economic Dispatch with Multiple Fuel Options, Considering the Fuelling Limitations." *IET Generation, Transmission & Distribution* 8(6):1098–1106.
- Lasemi, Mohammad Ali, Mohsen Assili, and Amin Hajzadeh. 2020. "Multi-Objective Hydrothermal Generation Scheduling and Fuel Dispatch Management Considering Liquid Fuel Dispatch Network Modeling." *Electric Power*

- Systems Research
187:106436.
- Liu, Xiaoping, Ming Ding, Jianghong Han, Pingping Han, and Yali Peng. 2010. "Dynamic Economic Dispatch for Microgrids Including Battery Energy Storage." 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010 (2):914–17.
- Onmez, Yusuf S. ". 2013. "Estimation of Fuel Cost Curve Parameters for Thermal Power Plants Using the ABC Algorithm." TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES 21(Sup.1):1827–41. doi: 10.3906/elk-1203-10.
- Ordoudis, Christos, Pierre Pinson, Juan M. Morales, and Marco Zugno. 2016. "An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies." Technical University of Denmark 13.
- Romero, Alexander Emanuel Torres, David Humberto Cardenas Villacres, and Raquel de los Angeles Salas Ibarra. 2024. "Análisis de Flujo AC Aplicados a Un Sistema Eléctrico de Potencia." INGENIO 7(1):47–56.
- Ross, Dale W., and Sungkook Kim. 1980. "DYNAMIC ECONOMIC DISPATCH OF GENERATION." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (6):2060–68.
- Sakib, Nazmus, Md Emdadul Hoque, Fazlur Rashid, Muhammad Aziz, Md Shehab Uddin, and Md. Tariqul Islam. 2024. "Effects of Dispatch Algorithms and Fuel Variation on Techno-Economic Performance of Hybrid Energy System in Remote Island." Journal of Energy Storage 78:109919.
- Smil, Vaclav. 2000. "Energy in the Twentieth Century: Resources, Conversions, Costs, Uses, and Consequences." Annual Review of Energy and the Environment 25(1):21–51.
- Wang, Yan, and Sarah M. Ryan. 2010. "Effects of Uncertain Fuel Costs on Fossil Fuel and Electric Energy Flows in the US." Energy Systems 1:209–43.
- Yang, Y., W. Wu, and B. Wang. 2020. "Adjustable Robust Economic Dispatch: Case Study on Its Application and Evaluation in Power System." Pp. 1439–43 in 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2).