



# EVALUACIÓN DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN NO LINEAL PARA EL DESPACHO ECONÓMICO DE MICRORREDES AISLADAS

## A NON-LINEAR OPTIMIZATION MODEL ASSESSMENT FOR THE ECONOMIC DISPATCH OF ISOLATED MICROGRIDS

Carlos Veloz<sup>1</sup> , Diego L. Jiménez J.<sup>1,\*</sup> , Verónica C. Almache B.<sup>2</sup> ,  
 Roberto Salazar Achig<sup>1</sup>

Recibido: 16-11-2023, Recibido tras revisión: 12-11-2023, Aceptado: 19-12-2023, Publicado: 01-01-2024

### Resumen

El presente trabajo de investigación muestra la gestión óptima de la energía de una microrred aislada basada en fuentes de energía renovable no convencional. Para lo cual se plantea un problema de despacho económico que busca abastecer la demanda eléctrica al menor costo de operación posible, a partir de un problema de optimización no lineal entero mixto. La no linealidad del algoritmo se presenta al incluir la ecuación característica del funcionamiento real del grupo electrógeno en el modelo de optimización. Los datos de entrada al despacho económico como radiación solar y velocidad del viento fueron obtenidos de la plataforma de la NASA situada sobre la isla Santa Cruz, provincia de Galápagos, Ecuador. Además, los datos de la demanda eléctrica fueron obtenidos de mediciones reales del sector. El problema de despacho económico se ha resultado para 12, 24 y 168 horas respectivamente, obteniendo una distribución energética proporcional para cada caso del 50.40 % suministrada por el generador fotovoltaico, 23.92 % por el generador diésel, 17.14 % por el banco de baterías y 5.53 % por el generador eólico, por lo que la demanda fue abastecida en su totalidad cumpliendo con el objetivo de que el grupo electrógeno no presente intermitencias y obteniendo el menor costo de operación del sistema.

**Palabras clave:** despacho económico, problema de optimización no lineal entero mixto, energía renovable no convencional, microrred aislada

### Abstract

The present research work shows the optimal energy management of an isolated microgrid based on non-conventional renewable energy sources. For which an economic dispatch problem is proposed that seeks to supply the electrical demand at the lowest possible operating cost, based on a mixed integer nonlinear optimization problem. The nonlinearity of the algorithm is presented by including the characteristic equation of the real operation of the generating set in the optimization model. The input data to the economic office such as solar radiation and wind speed were obtained from the NASA platform located on Santa Cruz Island, Galapagos province, Ecuador. In addition, the electricity demand data was obtained from real measurements of the sector. The economic dispatch problem has been determined for 12, 24 and 168 hours respectively, obtaining a proportional energy distribution for each case of 50.40% supplied by the photovoltaic generator, 23.92% by the diesel generator, 17.14% by the battery bank and 5.53% by the wind generator, so the demand was supplied in its entirety, meeting the objective that the generating set does not present intermitencies and obtaining the lowest operating cost of the system.

**Keywords:** Economic dispatch, mixed-integer nonlinear optimization problem, non-conventional renewable energy, isolated microgrid.

<sup>1,\*</sup>Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador.

Autor para correspondencia ✉: [diego.jimenez@utc.edu.ec](mailto:diego.jimenez@utc.edu.ec).

<sup>2</sup>Facultad de Ciencias de la Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial, Universidad Técnica de Ambato, Ecuador.

Forma sugerida de citación: Veloz, C.; Jiménez J., D. L.; Almache B., V. C.; Salazar A., R. "Evaluación de un modelo de optimización no lineal para el despacho económico de microrredes aisladas," *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología*, N.º 31, pp. 32-42, 2024. DOI: <https://doi.org/10.17163/ings.n31.2024.03>.

## 1. Introducción

En la actualidad, el crecimiento de la población ha provocado un incremento significativo en la tasa de consumo eléctrico y las unidades de generación convencionales no logran satisfacer completamente la demanda energética en las grandes ciudades. Además, estos recursos no llegan a toda la población en general, ya sea por la lejanía de la red eléctrica al consumidor final o por las condiciones económicas que no permiten extender las líneas de transmisión para abastecer sectores aislados [1–3]. Así nace la posibilidad de poner en marcha proyectos de abastecimiento a partir de fuentes de energía renovable no convencional como solar, eólica, biomasa, entre otras. Los cuales buscan satisfacer la demanda eléctrica de sectores aislados o sirven de complemento para el sector energético en general [4, 5].

La implementación de pequeñas centrales de generación eléctrica ha tomado fuerza en los últimos años, debido a las deficiencias de energía eléctrica en la región y en especial en el Ecuador, un país que abastece su demanda eléctrica principalmente de generación hidroeléctrica en el territorio continental. Pero mantiene un déficit de abastecimiento eléctrico en territorio insular, por lo que depende ampliamente de las unidades de generación contaminantes como generadores diésel [6, 7].

En vista del déficit de energía eléctrica en la Región Insular y el incremento del uso de unidades de generación sobre la base de fuentes de energías alternativas, surge la idea de abastecer la demanda eléctrica de sectores aislados a partir de energía renovable no convencional [8, 9]. Para el efecto es necesario desarrollar un sistema de gestión de energías que permita resolver un problema de despacho económico mediante una asociación entre costos de operación y potencia producida, equilibrando de forma óptima y eficiente el abastecimiento de la demanda eléctrica [10, 11].

En este contexto, la presente investigación muestra la evaluación de un modelo de optimización que busca abastecer la demanda eléctrica de una microrred aislada según energía renovable no convencional, e incorpora una ecuación cuadrática que modela el funcionamiento real del generador diésel en la función objetivo, lo cual permite resolver un problema de despacho económico no lineal entero mixto para 24, 48 y 168 horas de uso bajo diferentes restricciones.

### 1.1. Trabajos relacionados

A continuación, se presenta una búsqueda bibliográfica de diferentes trabajos de investigación desarrollados sobre el despacho económico de microrredes aisladas.

En [12] se incentiva el uso de programación cuadrática para la resolución de problemas de despacho económico, tomando la determinación de la función cuadrática con el método de escala variable con el fin de minimizar los costos de operación del sistema. Por otra parte, en [13] se presenta un problema de despacho económico utilizando un modelo de control predictivo con diferentes variables y posibles escenarios de carga y capacidad de generación de energías renovables usando un algoritmo con lógica difusa.

En [14] se incluye la problemática de la incertidumbre de las energías renovables no convencionales, limitando su propio uso por esta naturaleza incierta, pero por medio de un enfoque de simplificación de parámetros se puede abordar la estocasticidad de las energías. Además, en [15, 16] también se plantea una solución e inclusión de la incertidumbre de las energías renovables no convencionales, en la cual se utiliza un algoritmo de consenso mediante despacho económico centralizado y distributivo, que permite remarcar la importancia de estas condiciones de restricción logrando así una mejora en el rendimiento del despacho final.

Por otro lado, el uso de programación dinámica cuadrática se presenta como una solución direccionada a mejorar el control de pérdidas de carga en el despacho económico [17, 18]. Adicionalmente, en [19] se pretende asegurar el suministro de energía eléctrica para abastecer una microrred aislada utilizando algoritmos de predicción que permitan identificar datos de carga como entrada al despacho económico, y mediante el uso de un método de procesamiento por lotes se logra mejorar el rendimiento del modelo.

Finalmente, en la Tabla 1 se presenta una revisión bibliográfica de los últimos tres años, en donde se analizan varios trabajos de investigación que permiten validar la posibilidad de poner en marcha un problema de optimización no lineal entero mixto, buscando minimizar los costos de operación del sistema con la finalidad de abastecer completamente la demanda eléctrica, en función de las diferentes unidades de generación despachable y no despachable a partir de fuentes de energía renovable no convencional y la modelación de un grupo electrógeno.

**Tabla 1.** Revisión bibliográfica

Año de publicación	Autores	Reflejos	Referencia
1	2022	E. López-Garza, R. F. Domínguez-Cruz, F. Martell-Chávez, e I. Salgado-Tránsito	[20]
2	2020	H. Xu, Z. Meng, y Y. Wang	[21]
3	2020	L. Jian, Z. Qian, Z. Liangang, y Y. Mengkai	[22]
4	2022	K. Chen, Z. Zhu, y J. Wang	[23]
5	2022	Xu, F., Zhang, X., Ma, X., Mao, X., Lu, Z., Wang, L., y Zhu, L.	[24]

## 1.2. Nomenclatura

### Función objetivo

- $T$ : Horizonte de evaluación.
- $t$ : Tiempo.
- $C_D$ : Cost de generación a diesel.
- $Q_{dt}$ : Consumo del diésel a partir de la potencia en función del tiempo.
- $C_{ENS}$ : Costo de energía no suministrada.
- $P_{ENS_t}$ : Potencia de energía no suministrada en función del tiempo.
- $C_{SH}$ : Costo de energía de vertimiento.
- $P_{SH_t}$ : Potencia de vertimiento en función del tiempo.
- $CU_{BESS}$ : Costo de uso del banco de baterías.
- $P_{B_t}^C$ : Potencia de las baterías en modo carga en función del tiempo.
- $P_{B_t}^D$ : Potencia de las baterías en modo descarga en función del tiempo.
- $\eta^C$ : Eficiencia de las baterías en modo carga.
- $\eta^D$ : Eficiencia de las baterías en modo descarga.

### Ecuación de costos del banco de baterías

- $CI_{BESS}$ : Costo de inversión del BESS.
- $E_{max}$ : Energía máxima.
- $N_{ciclos}$ : Número de ciclos de la batería.

### Ecuación de balance

- $P_{D_t}$ : Potencia del diésel en función del tiempo.

- $P_{S_T}$ : Potencia solar en función del tiempo.
- $P_{W_t}$ : Potencia eólica en función del tiempo.
- $D_t$ : Demanda en función del tiempo.

### Ecuación de limitación de la potencia del diésel

- $P_{D_{min}}$ : Potencia diésel mínima.
- $P_{D_{max}}$ : Potencia diésel máxima.

### Ecuación cuadrática del diésel

- $A$ : Constante de la ecuación cuadrática.
- $B$ : Segunda constante de la ecuación cuadrática.
- $C$ : Tercera constante de la ecuación cuadrática.

### Ecuaciones delimitantes del BESS

- $E_t$ : Energía en función del tiempo del banco de baterías.
- $E_0$ : Energía inicial del banco de baterías.
- $E_{t-1}$ : Energía en función del tiempo que determina las condiciones actuales del banco de baterías.
- $E_{min}$ : Energía mínima.

### Ecuación de las variables binarias del BESS

- $X_t^C$ : Modo de carga de la batería en función del tiempo.
- $X_t^D$ : Modo de descarga de las baterías en función del tiempo.

### Ecuaciones del SOC

- $SOC_t$ : Estado de carga de la batería en función del tiempo.
- $SOC_{min}$ : Estado de carga mínimo de la batería.
- $SOC_{max}$ : Estado de carga máximo de la batería.

## 2. Materiales y métodos

El despacho económico garantiza la operación óptima de todas las unidades de generación mediante el abastecimiento de la demanda eléctrica al menor costo de operación [25,26]. En la Figura 1 se muestra la metodología para llevar a cabo el problema de despacho económico propuesto. En primer lugar, es necesario conocer los datos de entrada que permitan abastecer la demanda de la microrred aislada, luego se debe establecer el problema de optimización no lineal entero mixto y, finalmente, se necesita evaluar la respuesta del despacho económico con el objetivo de generar diferentes resultados.

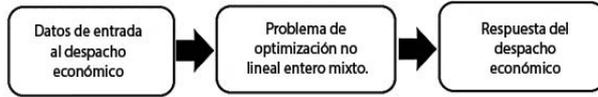


Figura 1. Metodología del despacho económico

### 2.1. Datos de entrada al despacho económico

Los datos de entrada al despacho económico se muestran en el diagrama de bloques de la Figura 2, donde la potencia solar busca abastecer la mayor parte de la demanda eléctrica, ya que la irradiación solar de la provincia de Galápagos tiene los valores más altos del país, como se evidencia en el mapa solar de Ecuador [27], identificando el máximo valor de la escala de irradiación solar global de alrededor de 6 kWh/m<sup>2</sup>día, como se muestra en la Figura 3.

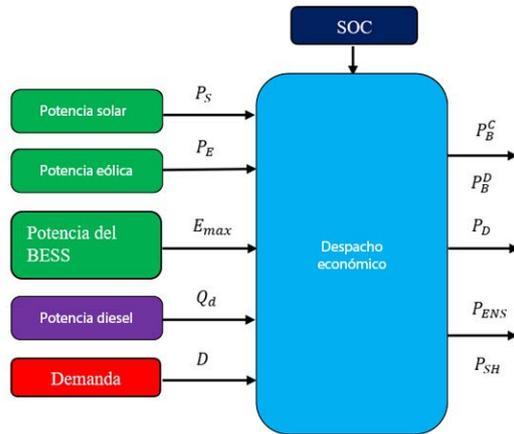


Figura 2. Diagrama de bloques utilizado en el despacho económico

A continuación, se muestra el comportamiento de las unidades de generación de energía renovable no convencional utilizadas, como datos de entrada al despacho económico. Los valores de irradiación solar y de velocidad del viento fueron obtenidos a partir de [28], luego se convirtieron a potencia eléctrica en función de las necesidades del caso de estudio y se graficaron para las 168 horas. La Figura 4 muestra el comportamiento

de la potencia solar durante las 24 horas del día, así mismo la Figura 5 presenta el comportamiento de la potencia eólica durante las 24 horas del día, donde se puede observar que la potencia solar alcanza un valor máximo de 70 kW mientras la potencia eólica solamente alcanza un máximo de 3 kW.

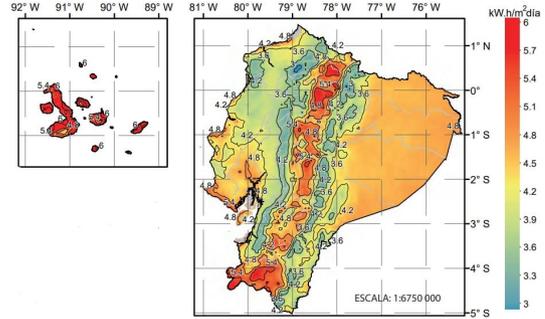


Figura 3. Irradiación solar global en el Ecuador [27]

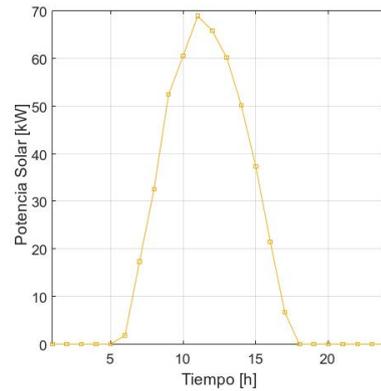


Figura 4. Generación de potencia solar

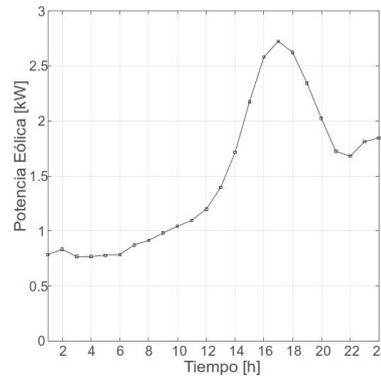


Figura 5. Generación de potencia eólica

A su vez, las unidades restantes de entrada descritas en la Figura 2 son la potencia del BESS proveniente de las siglas en inglés (*Battery Energy Storage System*) que está conformado por un total de 165 baterías que serán cargadas de energía eléctrica mediante la unidad de generación solar. En la Tabla 2 se muestran las

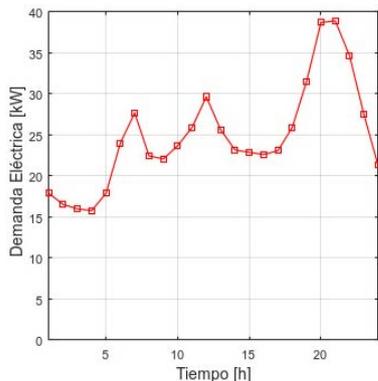
características técnicas de la batería utilizada, siendo una batería de ion-litio de la marca RELION [29] seleccionada por sus características de ciclo profunda, que aporta una profundidad de descarga del 42 % con un ciclo de vida útil de 2500 ciclos. Adicionalmente, con los parámetros y especificaciones de la batería se pudo obtener el costo de uso del BESS y sus eficiencias tanto en modo carga como en modo descarga.

**Tabla 2.** Datos de fábrica de la batería [29]

Modelo	RELION BATTERY RB100T		
Voltaje nominal	12.8 V	Capacidad nominal	100 Ah
Voltaje de carga	13.5 V	Corriente de carga	5 A - 50 A
Corriente máxima de carga	280 A + 50 A (32+10 ms)	Voltaje de corte de carga	14.2 V - 14.6 V
Temperatura de operación	Descarga: -20 °C a + 60 °C Carga: -20 °C a + 45 °C		
Ciclo de vida	2500 ciclos (42%DOD) 3500 ciclos (20%DOD)		

La potencia diésel pertenece al grupo electrógeno, en este caso se ha establecido un generador a diésel que requiere de una cantidad de combustible fósil para su funcionamiento. La relación del consumo por hora está limitada por la potencia que entrega a la salida el generador a diésel. Para el efecto se ha establecido una ecuación cuadrática que se obtiene de la aproximación no lineal polinómica de segundo orden debido a su semejanza con el comportamiento real del grupo electrógeno. La cantidad de combustible en función de la potencia entregada por el generador a diésel se establece en la ecuación (7); además, la ecuación (4) delimita el consumo de la potencia diésel entre un valor máximo y mínimo establecido por el fabricante.

Por otro lado, la demanda eléctrica se ha obtenido de un estudio real de carga domiciliar de la isla Santa Cruz, perteneciente a la provincia de Galápagos, Ecuador. Los datos de la demanda eléctrica como entrada para el despacho económico se muestran en la Figura 6 para un intervalo de 24 horas, donde se puede identificar un valor máximo de consumo de 40 kW. Por último, las salidas del despacho económico establecen el mix tecnológico para el adecuado funcionamiento del sistema en función de la potencia del BESS en modo carga/descarga, la potencia del generador diésel, la potencia de vertimiento y la energía no suministrada.



**Figura 6.** Demanda eléctrica

## 2.2. Problema de optimización no lineal entero mixto

A partir del problema de optimización lineal entero mixto (MILP) demostrado en [30] se ha establecido un modelo de optimización no lineal entero mixto (MINLP) el cual propone el uso de una función cuadrática acorde con el comportamiento real de la curva del generador a diésel. Este modelo busca minimizar los costos de operación del problema de optimización garantizando el abastecimiento de la demanda eléctrica de una microrred aislada. A continuación, se describe el modelo de optimización propuesto.

### 2.2.1. Función objetivo

A partir del problema de optimización de la investigación [30] se puede establecer la función objetivo mostrada en la ecuación (1), la cual busca minimizar el costo operativo de la microrred aislada en un intervalo de tiempo de 168 horas (una semana).

$$J = \text{Min} \sum_{t=1}^T \left( C_D Q_{dt} + C_{ENS} P_{ENS_t} + C_{SH} P_{SH_t} + (CU_{BESS}) \left( P_{B_t}^C \eta^C + \frac{P_{B_t}^D}{\eta^D} \right) \right) \quad (1)$$

Donde  $C_D$  representa el costo de generación a diésel,  $Q_{dt}$  cuantifica la cantidad de combustible en función de la potencia establecida por el generador a diésel,  $C_{ENS}$  identifica el costo de la energía no suministrada,  $P_{ENS_t}$  representa la energía no suministrada,  $C_{SH}$  se le atribuye al costo de vertimiento de energía,  $P_{SH_t}$  representa la potencia de vertimiento.

Por otro lado,  $CU_{BESS}$  es usado como el costo de uso del sistema del banco de baterías (BESS) el cual se calcula mediante la ecuación (2). A partir del costo de inversión del BESS ( $CU_{BESS}$ ), la energía máxima que puede entregar el BESS ( $E_{max}$ ) y el número de ciclos de vida útil del BESS ( $N_{ciclos}$ )  $\cdot \eta^C$  y  $\eta^D$  representan la eficiencia de carga y descarga del BESS dependiendo de su modo de uso. Por último,  $P_{B_t}^C$  y  $P_{B_t}^D$  identifican la potencia de carga y descarga según corresponda.

$$CU_{BESS} = \frac{Cl_{BESS}}{E_{max} \cdot N_{ciclos}} \quad (2)$$

### 2.2.2. Restricciones

La función objetivo está limitada por varias restricciones que permiten un adecuado funcionamiento del problema de optimización, por ejemplo, el balance de potencia se presenta en la ecuación (3).

$$P_{D_t} + P_{S_t} + P_{W_t} - P_{SH_t} + P_{B_t}^D = D_t - P_{ENS_t} + P_{B_t}^C \quad (3)$$

Los límites de la función objetivo son presentados en la ecuación (4) que delimita la potencia del generador a diésel, en la ecuación (5) que restringe la energía no suministrada y en la ecuación (6) que limita la potencia del vertimiento.

$$P_{D_{min}} \leq P_{D_t} \leq P_{D_{min}} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{ENS_t} \leq D_t \quad (5)$$

$$0 \leq P_{SH_t} \leq P_{S_t} + P_{W_t} \quad (6)$$

La ecuación (7) define la función cuadrática encargada del control del generador a diésel, donde los coeficientes (a,b,c) se encuentran a través del análisis del comportamiento real del generador a diésel.

$$Q_{D_t} = aP_{D_t}^2 + bP_{D_t} + c \quad (7)$$

La ecuación (8) determina las condiciones iniciales del BESS para la obtención de información de energía preliminar, mientras que la ecuación (9) permite calcular la energía del BESS para  $t > 0$ . La ecuación (10) delimita la energía del BESS.

$$E_t = E_0 + (P_{B_t}^C * \eta^C) - \left( \frac{P_{B_t}^D}{\eta^D} \right) \quad (8)$$

$$E_t = E_{t-1} + (P_{B_t}^C * \eta^C) - \left( \frac{P_{B_t}^D}{\eta^D} \right) \quad (9)$$

$$E_{min} \leq E_t \leq E_{max} \quad (10)$$

El empleo de las variables binarias se representa en las ecuaciones (11), (12) y (13), las cuales permitirán conocer el estado del BESS en cualquiera de sus dos modos de uso: carga/descarga. Cabe aclarar que el BESS solamente podrá funcionar en un modo de uso a la vez.

$$X_t^C + X_t^D \leq 1 \quad (11)$$

$$E_{min} \geq P_{B_t}^C \geq -E_{max} * X_t^C \quad (12)$$

$$E_{min} \leq P_{B_t}^D \leq E_{max} * X_t^D \quad (13)$$

El estado de carga (SOC) del BESS se puede obtener a través de la ecuación (14) siendo  $E_t$  la energía actual y  $E_{max}$  la energía máxima. Limitando su utilización mediante la ecuación (15), en este caso se ha establecido un rango de SOC del (100-0) %.

$$SOC_t = \frac{E_t}{E_{max}} \quad (14)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (15)$$

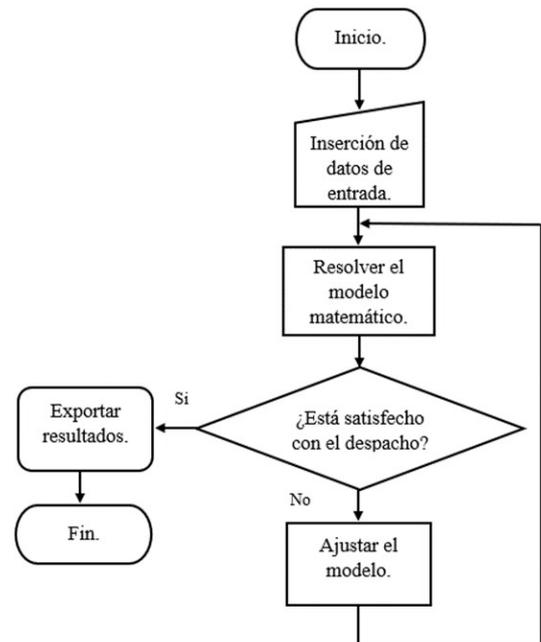
### 2.3. Respuesta del despacho económico

La metodología utilizada para llevar a cabo el problema de optimización se muestra en la Figura 7 donde se puede observar el flujograma de validación del despacho económico. En primera instancia se debe ingresar los datos de entrada al problema de optimización como la demanda eléctrica, la potencia solar y eólica, los datos del BESS y la potencia del generador diésel para cada hora.

Luego se busca resolver el problema de optimización no lineal entero mixto (MINLP) mediante un software específico para el efecto, en este caso se ha utilizado FICO XPRESS OPTIMIZATION SUITE [31] debido a su facilidad de interpretación y obtención de resultados. Es necesario validar la respuesta del despacho económico bajo al menos tres criterios de uso, los cuales corresponden al cumplimiento de la minimización de costos de la función objetivo, al cumplimiento de todas las restricciones y a eliminar las intermitencias generadas por el grupo electrógeno.

De no estar conforme con la respuesta del despacho económico, se debería ajustar el modelo de optimización en función de corregir su funcionamiento. Mientras que de, estar conforme con la respuesta del despacho económico, se pueden exportar los resultados del software especializado, interpretarlos y graficarlos.

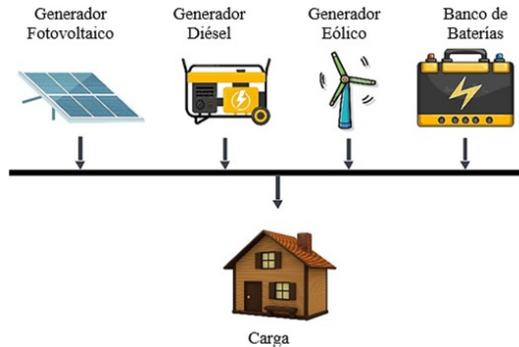
Finalmente, se ha utilizado este proceso para todos los casos de estudio propuestos en el presente trabajo de investigación, ya que basta con cambiar el tiempo de ejecución del problema de optimización para obtener resultados de un despacho económico para 24, 48 y 168 horas de uso.



**Figura 7.** Flujograma del despacho económico

### 3. Resultados y discusión

En esta sección se presentan los parámetros de la microrred aislada que se han utilizado como caso de estudio para el problema de despacho económico propuesto. La Figura 8 muestra un esquema didáctico del funcionamiento de la microrred utilizada en el presente trabajo de investigación, considerando unidades de generación despachables y no despachables que buscan abastecer la demanda en todo momento.



**Figura 8.** Diagrama de la microrred aislada basado en ERNC

En la Tabla 3 se observan los límites de las diferentes unidades de generación utilizadas en el despacho económico propuesto; además, se presenta los límites de la potencia demandada por la microrred aislada. En la Tabla 4 se muestran los parámetros utilizados para modelar el sistema de almacenamiento por baterías BESS, donde se puede destacar las eficiencias en modo carga/descarga, así como el porcentaje de degradación y los límites del estado de carga utilizados. En la Tabla 5 se presentan los costos de operación utilizados dentro del problema de optimización, por ejemplo, el costo de inversión del BESS a partir del costo total del banco de baterías, el costo de uso del BESS calculado mediante la ecuación (2), el costo de operación del diésel definido a partir de [32]. Finalmente, el costo de energía de vertimiento corresponde al 10 % del valor propio del diésel y el costo de energía no suministrada correspondiente a 5 veces el costo del diésel.

**Tabla 3.** Capacidad instalada y potencia demandada de la microrred

Elemento	P_min (kW)	P_max (kW)
BESS	0	211
Generador a diésel	10	40
Generador solar	0	135
Generador eólico	0	1.2
Demanda	15.19	41.4

**Tabla 4.** Parámetros del BESS

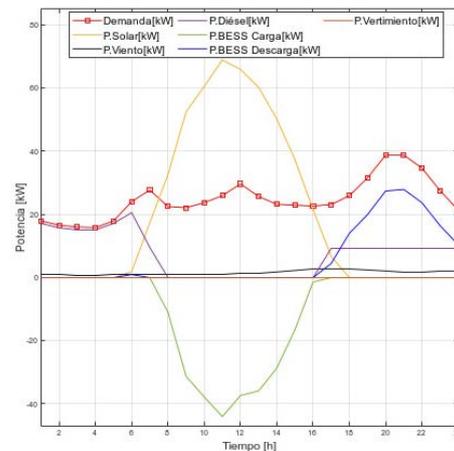
Nombre	Variable	Valor	Unidad
Energía nominal máxima	$E_{max}$	211	kWh
Tiempo de vida	$N_{ciclos}$	2500	Ciclos
Degradación porcentual	% degradación	80	%
Eficiencia de descarga	$\eta_D$	88	%
Eficiencia de carga	$\eta_C$	85	%
Estado mínimo de carga	$SOC_{min}$	0	%
Estado máximo de carga	$SOC_{max}$	100	%

**Tabla 5.** Costos de operación

Nombre	Variable	Valor	Unidad
Costo de inversión del BESS	CIBESS	189750	USD
Costo de uso del BESS	CUBESS	0.36	USD/ciclo
Costo de operación del diésel	CD	1.25	USD/litro
Costo de energía no suministrada	CENS	6.25	USD/kW
Costo de energía de vertimiento	CESH	1.37	USD

#### 3.1. Respuesta del despacho económico

En la Figura 9 se presenta el comportamiento de las diferentes fuentes de energía eléctrica que abastecen en su totalidad la demanda de energía para un intervalo de tiempo de 24 horas, con un aporte de potencia solar del 56.50 %, de potencia eólica con un 4.23 %, el banco de baterías con el 17.23 % y el generador a diésel con 21.96 % abasteciendo en su totalidad la demanda eléctrica.



**Figura 9.** Despacho económico para 24 horas

La Figura 10 muestra el comportamiento del despacho económico para 48 horas, donde el mix tecnológico evidencia ligeras diferencias respecto a la respuesta del despacho económico para 24 horas. En este caso también se logra abastecer la demanda eléctrica en su totalidad, teniendo 0 % de energía no suministrada,

donde la potencia solar aporta con el 56.88 % de energía, la potencia eólica con 4.81 %, el generador a diésel con el 19,20 % y el banco de baterías con 19,11 %.

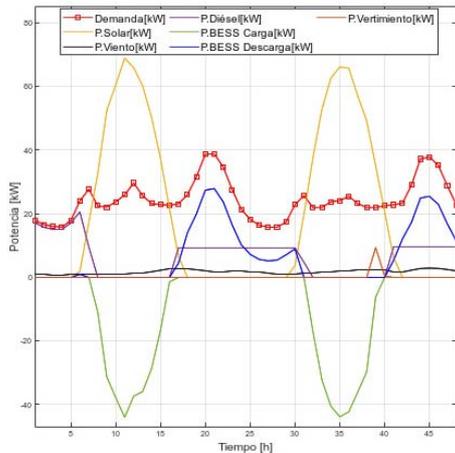


Figura 10. Despacho económico para 48 horas

En la Figura 11 se muestran los resultados de la solución del problema de despacho económico para un período de tiempo de 168 horas (una semana), identificando una interacción armónica entre todos los días de la semana propuesta, y evidenciando ligeras diferencias con los dos casos de estudio anteriores, en este caso la potencia solar aporta con el 50.40 % de la demanda eléctrica, el generador eólico con un 5.53 %, el generador a diésel con el 23.92 % y el banco de baterías con un 17.14 %.

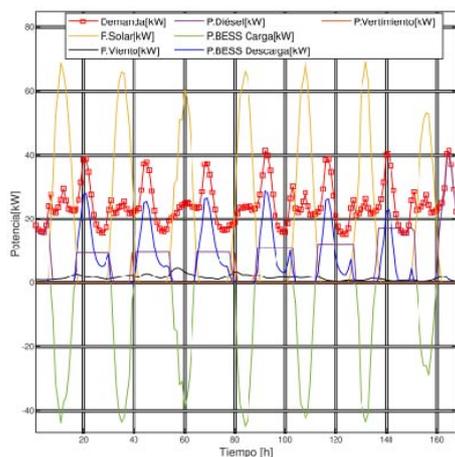


Figura 11. Despacho económico para 168 horas (1 semana)

Además, las gráficas anteriores muestran que el generador diésel mantiene un punto de encendido continuo debido a la modelación utilizada en el problema de optimización propuesto, ya que al incluir el grupo electrógeno mediante una ecuación cuadrática se logra eliminar las intermitencias del generador diésel, y obtener momentos de encendido/apagado continuos

en el tiempo. Esto ha sucedido para los tres casos de estudio propuesto tanto para 24, 48 y 168 horas.

### 3.2. Discusión del despacho económico

A continuación, se presenta la discusión de los resultados obtenidos para los tres casos de estudio mostrados en las Figuras 9, 10 y 11 respectivamente.

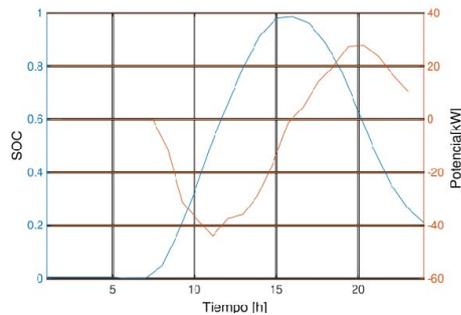
Por ejemplo, en respuesta del despacho económico para 24 horas de simulación (Figura 9) se puede evidenciar que en las primeras horas del día la demanda eléctrica es abastecida en su totalidad por el generador diésel y el generador eólico mínimamente. A partir de las 6:00 horas entra en funcionamiento el generador solar, ya que se hace cargo de la demanda eléctrica de forma paulatina hasta que supera el valor de la demanda, en este caso el excedente de energía es almacenado por el banco de baterías que entra en modo carga. A partir de las 16:00 horas se pone en funcionamiento el generador a diésel apoyado por el banco de baterías en modo descarga, en conjunto con el generador eólico mínimamente, logrando abastecer las horas restantes del día hasta complementar las 24:00 horas.

En la Figura 10 se muestra un comportamiento similar al del primer día, con ligeros cambios en las horas de interacción entre las diferentes fuentes de energía, debido a la naturaleza impredecible de las ERNC. Cabe destacar que la potencia del banco de baterías (BESS) en estado de carga representa un consumo de energía eléctrica, convirtiéndose así en parte de la demanda, ya que las baterías almacenan energía cuando están descargadas y abastecen de energía cuando llegan a su carga máxima, en este caso logran alcanzar el 100 % del estado de carga (SOC).

Finalmente, en la Figura 11 se analiza un abastecimiento de la demanda eléctrica satisfactoria. Se mantiene una reincidencia en el comportamiento de las fuentes de energía, evidenciando un patrón, especialmente en el generador diésel, el cual mantiene un intervalo de apagado total en horas del día, abaratando costos de operación y apoyando continuamente al banco de baterías (BESS). Cabe aclarar que la potencia eólica mantiene un constante aporte de energía continuo mínimamente debido a las condiciones climáticas de la microrred aislada, con ligeros declives y ascensos, pero a pesar de eso se mantiene aportando energía eléctrica las 24 horas del día durante toda la semana en análisis.

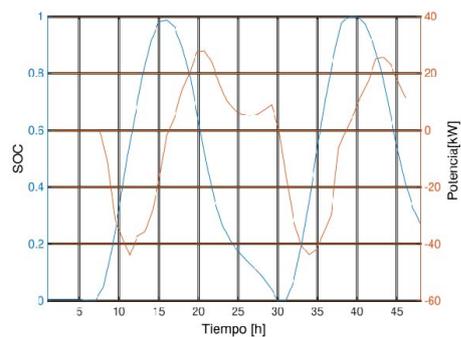
Por otra parte, en la Figura 12 se muestra el ciclo de uso del BESS que relaciona la potencia en modo carga/descarga y el estado de carga del BESS, siguiendo un ciclo positivo (carga) y negativo (descarga) en un intervalo de 24 horas. El BESS alcanza su máxima carga de energía alrededor de las 14:00 horas del día debido a la cantidad de recurso solar disponible, permitiendo cubrir la demanda y cargando la energía del BESS. Mientras que a partir de las 18:00 horas comienza a

descargarse llegando a su descarga completa a las 24:00 horas aproximadamente.



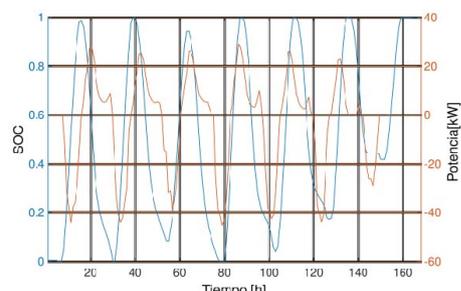
**Figura 12.** Ciclo del uso del BESS en 24 horas

En la Figura 13 se puede apreciar el ciclo del uso del BESS en un intervalo de tiempo de 48 horas, en el cual se puede ver que las curvas tienen similitudes entre sí, debido a la energía suministrada por parte del generador solar que proporciona diariamente diferentes picos de carga y descarga para cada día.



**Figura 13.** Ciclo del uso del BESS en 48 horas

Finalmente, la Figura 14 muestra el ciclo del uso del BESS para 168 horas, demostrando que existe un proceso cíclico durante todos los días de la semana, donde se puede identificar que el banco de baterías logra alcanzar cargas máximas del 100 % del SOC y descargas completas del 0 % del SOC, lo que permite validar su funcionamiento dentro del problema de despacho económico propuesto, por lo que se puede concluir que el BESS está aportando con la demanda eléctrica de forma continua y eficiente.



**Figura 14.** Ciclo del uso del BESS en 168 horas

## 4. Conclusiones

El presente trabajo de investigación muestra la evaluación de un problema de despacho económico mediante un modelo de optimización con programación no lineal entera mixta que incluye la modelación del funcionamiento real del generador diésel como una ecuación polinómica de segundo grado.

Los datos de ingreso al despacho económico se obtuvieron de la isla Santa Cruz de la provincia de Galápagos, Ecuador, donde, los valores de irradiación solar y velocidad del viento fueron identificados de la plataforma web de la NASA y la demanda eléctrica son datos reales del mismo lugar; además, se dimensionó un banco de baterías y un generador diésel que permitan abastecer la demanda del sector en el caso de haber deficiencia de energía renovable no convencional.

Se obtuvieron resultados del despacho económico para 24, 48 y 168 horas con resolución horaria, teniendo una participación de todas las unidades de generación que aportan al abastecimiento de la demanda con los siguientes porcentajes de forma proporcional: generador solar 54.40 %, BESS 17.14 %, generador a diésel 23.92 % y generador eólico 4.43 %.

Se lograron controlar las intermitencias del grupo electrógeno, manteniendo el encendido del generador a diésel por 8 horas como máximo, al mismo tiempo que se obtuvo la minimización de costos de operación y el abastecimiento de la demanda eléctrica en su totalidad.

Por último, se propone como trabajos futuros incluir la incertidumbre de los datos de entrada al problema de despacho económico con la finalidad de obtener un problema de optimización estocástico, y/o comparar la respuesta del despacho económico no lineal entero mixto con un despacho económico lineal entero mixto que incluya la modelación del grupo electrógeno a partir de la linealización por tramos.

## Referencias

- [1] J. D. Jiménez, S. M. Vives, E. G. Jiménez, and A. P. Mendoza, "Development of a methodology for planning and design of microgrids for rural electrification," in *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CHILECON.2017.8229558>
- [2] X. Liu, X. Li, J. Tian, Y. Wang, G. Xiao, and P. Wang, "Day-ahead economic dispatch of renewable energy system considering wind and photovoltaic predicted output," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 2022, p. 6082642, Jun 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1155/2022/6082642>

- [3] H. Hou, Q. Wang, Z. Xiao, M. Xue, Y. Wu, X. Deng, and C. Xie, "Data-driven economic dispatch for islanded micro-grid considering uncertainty and demand response," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, p. 107623, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107623>
- [4] G. S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, "Role of optimization techniques in microgrid energy management systems - A review," *Energy Strategy Reviews*, vol. 43, p. 100899, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100899>
- [5] R. Palma-Behnke, C. Benavides, E. Aranda, J. Llanos, and D. Sáez, "Energy management system for a renewable based microgrid with a demand side management mechanism," in *2011 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications In Smart Grid (CIASG)*, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CIASG.2011.5953338>
- [6] H. Apolo, D. Arcentales, and K. Escobar Segovia, "Santa Cruz, Galapagos Electricity sector towards a zero fossil fuel island," in *17th LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology*, 01 2019. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2019.1.1.170>
- [7] B. Dey, B. Bhattacharyya, and F. P. G. Márquez, "A hybrid optimization-based approach to solve environment constrained economic dispatch problem on microgrid system," *Journal of Cleaner Production*, vol. 307, p. 127196, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127196>
- [8] A. B. Kunya, A. S. Abubakar, and S. S. Yusuf, "Review of economic dispatch in multi-area power system: State-of-the-art and future prospective," *Electric Power Systems Research*, vol. 217, p. 109089, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.109089>
- [9] L. Tipán and O. Vargas, "Despacho económico de sistemas de energía en áreas múltiples usando programación de flujo de red," *Energía*, vol. 19, no. 2, pp. 42–57, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.540>
- [10] E. M. García Torres, "Estimated cost of electricity with time horizon for micro grids based on the policy response of demand for real price of energy," *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 1, pp. 41–55, Jan. 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.29019/enfoque.v11n1.579>
- [11] W. Gil-González, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, F. Cruz-Peragón, and G. Alcalá, "Economic dispatch of renewable generators and BESS in DC microgrids using second-order cone optimization," *Energies*, vol. 13, no. 7, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en13071703>
- [12] B. Xu, Y. Zhang, J. Liu, X. Miao, X. Zhang, Z. Zhu, and Z. Wang, "Economic dispatch of micro-grid based on sequential quadratic programming—model and formulation," *E3S Web Conf.*, vol. 136, p. 01010, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913601010>
- [13] H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, F. D. Santillán-Lemus, A. Valderrabano-González, and R.-I. Samper-Torres, "Economic dispatch in microgrids with alternative energy sources and batteries," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 21, no. 1, pp. 124–132, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TLA.2023.10015134>
- [14] L. Zhu, H. Ren, M. Habibi, K. J. Mohammed, and M. A. Khadimallah, "Predicting the environmental economic dispatch problem for reducing waste nonrenewable materials via an innovative constraint multi-objective chimp optimization algorithm," *Journal of Cleaner Production*, vol. 365, p. 132697, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132697>
- [15] Y. Duan, Y. Zhao, and J. Hu, "An initialization-free distributed algorithm for dynamic economic dispatch problems in microgrid: Modeling, optimization and analysis," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 34, p. 101004, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101004>
- [16] P. Arévalo, A. A. Eras-Almeida, A. Cano, F. Jurado, and M. A. Egido-Aguilera, "Planning of electrical energy for the Galapagos Islands using different renewable energy technologies," *Electric Power Systems Research*, vol. 203, p. 107660, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107660>
- [17] F. D. Santillán-Lemus, H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, and R. Tapia-Olvera, "Optimal economic dispatch in microgrids with renewable energy sources," *Energies*, vol. 12, no. 1, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en12010181>
- [18] S. Al-Sakkaf, M. Kassas, M. Khalid, and M. A. Abido, "An energy management system for residential autonomous dc microgrid using optimized fuzzy logic controller considering economic dispatch," *Energies*, vol. 12, no. 8, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en12081457>

- [19] M. T. Guneser, A. Elbaz, and C. Seker, *Hybrid Optimization Methods Application on Sizing and Solving the Economic Dispatch Problems of Hybrid Renewable Power Systems*, ser. Applications of Nature-Inspired Computing in Renewable Energy Systems. Hershey, PA, USA: IGI Global, 2022, pp. 136–165. [Online]. Available: <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-8561-0.ch008>
- [20] E. López-Garza, R. F. Domínguez-Cruz, F. Martell-Chávez, and I. Salgado-Tránsito, “Fuzzy logic and linear programming-based power grid-enhanced economical dispatch for sustainable and stable grid operation in eastern Mexico,” *Energies*, vol. 15, no. 11, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en15114069>
- [21] H. Xu, Z. Meng, and Y. Wang, “Economic dispatching of microgrid considering renewable energy uncertainty and demand side response,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 196–204, 2020, 2020 The 7th International Conference on Power and Energy Systems Engineering. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.261>
- [22] L. Jian, Z. Qian, Z. Liangang, and Y. Mengkai, “Distributed economic dispatch method for power system based on consensus,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 9, pp. 1424–1432, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.1085>
- [23] K. Chen, Z. Zhu, and J. Wang, “Economic dispatch for smart buildings with load demand of high volatility based on quasi-quadratic online adaptive dynamic programming,” *Mathematics*, vol. 10, no. 24, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/math10244701>
- [24] F. Xu, X. Zhang, X. Ma, X. Mao, Z. Lu, L. Wang, and L. Zhu, “Economic dispatch of microgrid based on load prediction of back propagation neural network-local mean decomposition-long short-term memory,” *Electronics*, vol. 11, no. 14, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/electronics11142202>
- [25] J. L. Proaño, D. O. Villalba, D. Sáez, and D. O. Quero, “Economic dispatch for optimal management of isolated microgrids,” in *2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention (CONCAPAN XXXVI)*, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2016.7942382>
- [26] C. Bai, Q. Li, W. Zhou, B. Li, and L. Zhang, “Fast distributed gradient descent method for economic dispatch of microgrids via upper bounds of second derivatives,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1051–1060, 2022, 2022 The 5th International Conference on Electrical Engineering and Green Energy. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.08.110>
- [27] F. Ordóñez and D. Vaca, *Mapa solar del Ecuador*. Escuela Politécnica Nacional, 2020. [Online]. Available: <https://bit.ly/3RARzjc>
- [28] NASA. (2023) Welcome to the power data access viewer. NASA prediction of worldwide Energy Resources. The Power Project. NASA prediction of worldwide Energy Resources. The Power Project. [Online]. Available: <https://bit.ly/48nVUID>
- [29] RELION. (2023) Find the right LiFePO4 battery for your application. RELiON Batteries. RELiON Batteries. [Online]. Available: <https://bit.ly/3NZqaSz>
- [30] D. Jiménez, A. Jaya, D. Lagla, C. Chasi, R. Salazar, A. and P. Zurita, “An optimization model assessment for the economic dispatch of isolated microgrids,” in *2022 IEEE Sixth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ETCM56276.2022.9935730>
- [31] FICO. (2023) Applied intelligence – powering your customer connections. FICO. FICO.
- [32] GlobalPetrolPrices. (2023) Precios de gasolina internacional. GlobalPetrolPrices. GlobalPetrolPrices. [Online]. Available: <https://bit.ly/3Rps53m>