

Asignación de unidades de generación en microrredes eléctricas aisladas aplicando algoritmos genéticos

Unit commitment in isolated electric microgrid applying genetic algorithms

Davel Eduardo Borges Vasconcellos^{I*}; Eduardo Sierra Gil^I; Diosmani González Perdomo^{II}; Israel Gondres Torné^{III}

^IUniversidad de Camagüey, Cuba

^{II}Empresa de Telecomunicaciones de Cuba (ETECSA). Camagüey, Cuba

^{III}Universidade do Estado do Amazonas, Brasil

*Autor de correspondencia: davel.borges@reduc.edu.cu

Recibido: 2 de mayo del 2023

Aprobado: 30 de junio del 2023

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/) 

RESUMEN/ABSTRACT

En la actualidad es de suma importancia la construcción y operación de sistemas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de la forma más óptima y económica posible. En el presente trabajo se trata la problemática de la asignación de unidades de generación, aplicado a una microrred eléctrica aislada para satisfacer la demanda estimada de los consumidores con el uso de técnicas de inteligencia artificial. Se propone un modelo de adaptabilidad con el empleo de herramientas de algoritmos genéticos, el cual es implementado con la ayuda de las estructuras de programación ofrecidas por el MATLAB en su versión 2014^a (licencia 41048478), en su Global Optimization Toolbox. La efectividad del modelo propuesto fue validada en una aplicación en el sistema eléctrico aislado del polo turístico de Cayo Coco-Cayo Guillermo, provincia Ciego de Ávila, Cuba, para la asignación de unidades generadoras en un entorno formado por varias fuentes.

Palabras clave: asignación de unidades de generación; algoritmos genéticos; microrredes eléctricas.

Nowadays, it is of utmost importance the construction and operation of generation, transmission, and distribution systems of electric energy in the most optimal and economical way possible. The present work deals with the problem of unit commitment, applied to an isolated electric microgrid to satisfy the estimated demand of the consumers with the use of artificial intelligence techniques. An adaptability model is proposed with the use of genetic algorithms tools, which is implemented with the help of the programming structures offered by MATLAB in its 2014th version (license 41048478), in its Global Optimization Toolbox. The effectiveness of the proposed model was validated in an application in the isolated electric system of the tourist pole of Cayo Coco-Cayo Guillermo, Ciego de Avila province, Cuba, for the unit commitment in an environment formed by several sources of electricity generation.

Key words: unit commitment; genetics algorithms; electric microgrid.

INTRODUCCIÓN

Hoy día los nuevos problemas enfocados en el control y operación de los sistemas eléctricos de potencia, son los relacionados con la operación económica y expansión óptima de los sistemas. La operación económica de sistemas eléctricos de potencia, tiene como uno de sus principales objetivos minimizar los costos de operación, sujeto a las restricciones de red y operación. Para esto se deberán desarrollar modelos matemáticos del sistema eléctrico, tales como los modelos de las centrales eléctricas-térmicas, de la red y la demanda.

Cómo citar este artículo:

Davel Borges Vasconcellos y otros. Asignación de unidades de generación en microrredes eléctricas aisladas aplicando algoritmos genéticos. Ingeniería Energética. 2023. 44 (2), mayo/agosto. ISSN: 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index> ¹

El fundamento del problema de la operación económica, se basa en el conjunto de características de entrada-salida de las máquinas generadoras. En condiciones normales de operación, el propósito del sistema eléctrico es satisfacer la potencia demandada, más las pérdidas en la red, manteniendo un estado de funcionamiento normal. Este propósito ha de cumplirse, desde el punto de vista económico, al menor costo posible. La demanda a satisfacer por su parte debe ser pronosticada previamente para la toma de decisiones con vistas a desarrollar una estrategia óptima para la mejora de la economía y la sociedad en su conjunto [1]. La predicción de la demanda de electricidad es el requisito previo fundamental para lograr el objetivo de la gestión sostenible de la energía y la operación económica y segura de los sistemas de energía modernos [2].

En los últimos años, las predicciones de la demanda de energía eléctrica están ganando mucha atención en las empresas generadoras y comercializadoras de energía. Para el despacho económico de la demanda se precisa un pronóstico de la misma a muy corto plazo. El problema de determinar cuánto debe generar cada central y dentro de ella cada generador, para satisfacer una demanda determinada al mínimo costo de generación se denomina despacho económico de carga o asignación de unidades de generación (*Unit Commitment, UC* por sus siglas en inglés). El primer paso es estudiar el problema de la asignación potencia sin considerar la red de transporte (es decir, la potencia generada ha de ser igual a la potencia demandada, que es conocida) y es lo que se conoce como despacho económico sin pérdidas.

Para lograr satisfacer una demanda determinada al mínimo costo de generación se hace necesaria la implementación de métodos que permitan optimizar la operación de las máquinas generadoras. Entre estos métodos se encuentra el de generar a diferentes porcentajes de generación, de manera tal que el costo de combustible total sea mínimo. El empleo de técnicas basadas en métodos de optimización no formales, que simplifican el modelo matemático en pos de minimizar el esfuerzo computacional y agilizar la obtención de resultados con el fin de lograr un uso racional del combustible en las plantas, ha sido una de las direcciones en las que se ha trabajado en los últimos años.

En Cuba, el sector residencial representa aproximadamente el 65 % del consumo de energía a nivel de país. Es por esto que los horarios de mayor demanda se registran entre las 17:00 y las 21:00 horas y el sistema de tarifas eléctricas establece para sus principales clientes no residenciales, mayores costos de la energía consumida en este período de tiempo, considerado como horario pico. Por su parte, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son operados bajo dos tipos de restricciones, las cuales son: restricciones de carga y restricciones de operación. En las restricciones de carga se requiere que la demanda de los consumidores deba ser satisfecha, mientras que las restricciones de operación requieren que las variables del sistema, tales como los flujos en las líneas de transmisión y las tensiones nodales deben estar dentro de los límites aceptables.

La función de asignación de unidades de generación es asignar la potencia que debe generar cada una de las plantas de generación disponibles, de manera que el costo total de operación sea mínimo y se satisfagan las condiciones de restricciones de carga y operación. Del número total de generadores del sistema, se supone que existen N unidades, conectadas al sistema y están en operación, el objetivo del problema, es encontrar una política de operación óptima, para estas N unidades. Un aspecto importante a la hora de asignar las unidades de generación es asegurar la calidad de suministro eléctrico, que resulta la normalización mediante reglas que fijan los niveles, parámetros básicos, forma de onda, armónicos, niveles de distorsión armónica, interrupciones, etc.

La problemática en cuestión plantea que los sistemas eléctricos requieren de procedimientos para la asignación de unidades de generación en función de la demanda a cubrir, basados en minimizar los gastos de operación del sistema en su conjunto. No siempre los procedimientos de optimización que se emplean actualmente resultan adecuados para los fines propuestos, teniendo en consideración el carácter discreto y no lineal de los modelos que representan la problemática. Los métodos actuales para la asignación de las unidades de generación en la red eléctrica aislada de Cayo - Coco Cayo Guillermo, están limitando o no garantizan el uso de los sistemas de generación al menor costo posible. Por lo tanto se tiene como objetivo obtener un modelo para la asignación de unidades de generación para la red eléctrica de Cayo Coco - Cayo Guillermo, basado en la optimización, empleando técnicas de inteligencia artificial, en particular algoritmos genéticos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Costos de generación

Los costos de generación están compuestos principalmente por los costos fijos y costos variables.

Los costos fijos no dependen de la producción y están constituidos, por: sueldos, amortización de capital, intereses sobre los préstamos, seguros sobre los equipos e impuestos de los bienes inmuebles y de las utilidades. Los costos variables dependen de la producción, es decir, son los gastos incurridos para satisfacer una determinada demanda.

Estos costos se pueden desagregar en costos de combustible, los cuales generalmente representan más de la mitad del costo total, y los otros costos corresponden a los gastos de operación y mantenimiento, los cuales dependen del nivel de generación y representan aproximadamente un 5 % de la estructura de costo variable total. Actualmente también se tienen en cuenta prioritariamente los costos ambientales asociados a la producción de energía eléctrica de las unidades generadoras.

Microrredes eléctricas

Una microrred (MR) no es más que una red eléctrica integrada, que utiliza fuentes de energía distribuida (en su mayoría renovables) y, en ocasiones, dispositivos de almacenamiento de energía para suministrar la demanda en forma local. Normalmente, la MR opera conectada al sistema eléctrico de la empresa suministradora, pero con la capacidad de autoabastecerse y operar de forma aislada cuando sea necesario, para aumentar la confiabilidad de suministro a la carga local. La interconexión de varias microrredes constituye una *SmartGrid*, siendo ello una estrategia en varios países para enfrentar los retos del desarrollo sostenible.

Las microrredes pueden componerse de unidades de generación con combustibles fósiles (diesel, fuel, gas natural, etc.), integradas con unidades renovables como turbinas eólicas, paneles solares fotovoltaicos, hidrogeneradores, etc. No cabe duda que la principal diferencia entre el concepto de un sistema eléctrico tradicional y uno en base a microrredes abarca el cambio de un sistema de generación centralizado a uno distribuido. Para garantizar una óptima asignación de unidades de generación en una MR, es necesario modelar el sistema con los diferentes tipos de unidades generadoras que lo componen.

Modelos de las unidades generadoras

Modelo de turbina eólica

Para modelar el aerogenerador, varios factores importantes deben ser conocidos como son la disponibilidad del viento y la curva de potencia de la turbina eólica. Un modelo usado para calcular la salida potencia generada por el generador de turbina eólica en función de la velocidad del viento, se presenta en la ecuación (1), [3].

$$\begin{cases} P_{WT} = 0, & V < V_{ci} \\ P_{WT} = a \cdot V^2 + b \cdot V + c & V_{ci} \leq V < V_r \\ P_{WT,r} = 130, & V_r \leq V < V_{co} \end{cases} \quad (1)$$

Donde:

P_{WT} : Potencia de salida (kW).

V : Velocidad del viento (m/s).

V_{ci} : Velocidad de corte de entrada (m/s).

V_r : Velocidad nominal (m/s).

V_{co} : Velocidad de corte de salida (m/s).

a, b, c : Constantes de tipo de aerogenerador, ofrecidos por el fabricante.

Modelo de panel fotovoltaico

Los generadores fotovoltaicos son sistemas que convierten la luz solar directamente en electricidad. Las características de los paneles en funcionamiento dependen de condiciones que difieren de la condición estándar (1 000 W/m², 25 °C de temperatura de la celda), el efecto de la irradiación solar y la temperatura ambiente en la superficie de la celda. La influencia de la intensidad solar se modela considerando el módulo de la potencia de salida proporcional a la irradiancia. Los módulos se tratan en la condición de prueba estándar (STC). El módulo de la potencia de salida se puede calcular utilizando la ecuación (2), [3].

$$P_{PV} = P_{STC} \frac{G_{ING}}{G_{STC}} [1 + k(T_C - T_r)] \quad (2)$$

Donde:

P_{PV} : Potencia de salida del módulo en la irradiancia G_{ING} (W).

P_{STC} : Potencia máxima del módulo en la condición de prueba estándar (W).

G_{ING} : Irradiancia incidente (W/m²).

G_{STC} : Irradiancia a prueba estándar (1 000 W/m²).

k : Coeficiente de temperatura de la potencia.

T_C : Temperatura de la celda (°C).

T_r : Temperatura de referencia (°C).

Modelo del grupo electrógeno

Los generadores accionados con motores de combustión interna alimentados con combustible (siendo más común diésel y fuel oil) son el tipo de tecnología más comúnmente empleada para el control de la frecuencia en una microrred, teniendo en consideración la independencia de su potencia de generación de las condiciones del medio.

En un generador de este tipo el consumo específico de combustible (expresado en gramos por kWh generados) se incrementa cuando su cargabilidad disminuye. Los modelos actuales logran consumos específicos de alrededor de 200 g/kWh a partir del 80 % de cargabilidad. El consumo específico de combustible de un generador de combustible se puede expresar a partir de un modelo cuadrático de ajuste de curvas, según la ecuación (3).

$$k_{eg} = d + e \cdot p(\%) + f \cdot p(\%)^2 \quad (3)$$

Siendo:

k_{eg} : Consumo específico de combustible (g/kWh generados en cada hora de carga).

$p(\%)$: Cargabilidad del generador (%).

d, e, f : Constantes de tipo de grupo electrógeno, obtenidas por el fabricante.

A partir de la ecuación (3), se puede determinar el gasto monetario empleado en la generación, conociendo el punto de operación (potencia de entrega) de la máquina, así como el costo del combustible, expresado en pesos por gramos.

Modelos de asignación de unidades de generación

- En los últimos años se han desarrollado varios modelos para la asignación de unidades generadoras, con vistas a servir una determinada demanda de potencia, bajo restricciones. Una muestra de estos son:
- Modelo de despacho económico en microrredes con el uso de un algoritmo cuántico caótico [4].
- Modelo de sistemas y gestión óptima en línea de microrredes utilizando búsqueda directa adaptable de malla [5].
- Modelo de optimización multi objetivo usando una malla adaptable de búsqueda directa [5].
- Modelo de gestión de microrred con algoritmo de optimización de respuesta rápida para envío de energía activa [6].
- Modelo de diseño del sistema de alto nivel y compromiso de la unidad para una microrred [7].
- Gestión óptima de la potencia eléctrica en una microrred conectada, basada en el algoritmo genético para optimización multiobjetivo MOGA [8].
- Despacho económico en microrredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales [9].

La asignación de unidades de generación constituye un problema de optimización de carácter discreto, sujeto a restricciones operacionales. Como regularidad encontrada en la bibliografía científica sobre el tema, la función a optimizar representa los costos totales de operación de las unidades dentro de los cuales se consideran los costos por concepto de combustibles, mantenimiento y reparaciones, así como los costos de las emisiones contaminantes. Como restricciones del problema se tienen en cuenta los límites de generación de cada unidad (capacidad mínima y máxima) y el balance de potencia en cuanto a que la energía generada debe satisfacer la demanda real. Las técnicas preferidas para resolver este problema están basadas en la inteligencia artificial.

Sin embargo, ninguno de los modelos encontrados en la bibliografía se ajusta a las características de la red eléctrica aislada de Cayo Coco - Cayo Guillermo y por otra parte, permite su funcionalidad a partir de un software basado en un algoritmo de altas prestaciones. Anteriormente la asignación de unidades de generación en dicha red se gestionaba únicamente a partir de la experiencia de los operadores del despacho de carga, sin ningún modelo que asegurara el mínimo de costo en la operación.

Los algoritmos genéticos en la solución de problemas de optimización

Los algoritmos genéticos (AG) son parte de la computación evolutiva. Es un área creciente de la inteligencia artificial que está basada en la evolución natural biológica y pueden adaptarse a la resolución de múltiples problemas. Están basados en la teoría de la evolución de Darwin y son apropiados para resolver problemas de optimización, donde el dominio de la solución pueda resultar demasiado extenso y/o discreto. Surgen como método para la solución de complejos problemas de búsqueda y optimización, producto del análisis de los sistemas adaptativos en la naturaleza, y como resultado de abstraer la esencia de su funcionamiento. El término algoritmo genético se usa por el hecho de que estos simulan los procesos de la evolución darwiniana a través del uso de operadores genéticos (selección, mutación, cruzamiento, etc.) que operan sobre una población de individuos (soluciones) que “evolucionan” de una generación a otra.

Estos algoritmos son un ejemplo de método que explota la búsqueda aleatoria “guiada” que ha ganado popularidad en los últimos años debido a la posibilidad de aplicarlos en una gran gama de campos. En el caso de la Ingeniería Eléctrica, los algoritmos evolutivos se han utilizado con éxito en la solución de múltiples problemas de optimización relacionados entre otros, con la explotación de las redes, tales como: la reconfiguración del bloque de carga en una red de distribución eléctrica [10], la planeación de redes de distribución [11], así como la reconfiguración de sistemas con generación distribuida [12]. En los últimos años han surgido procedimientos de optimización tales como los algoritmos de colonia de hormigas, basados en técnicas evolutivas de adaptación, los cuales también han logrado aplicación en la solución de problemáticas de reconfiguración de redes eléctricas [13, 14].

Modelo matemático de asignación de unidades de generación utilizando AG

Codificación genética de las variables de decisión.

Como variables de decisión serán consideradas las potencias horarias a generar (asignar) por cada unidad en un día (24 horas) para satisfacer la demanda de potencia de la carga prevista. Por lo tanto dichos valores pueden representarse mediante números reales positivos.

La codificación de las variables de decisión x_{ij} se realiza a partir de un cromosoma, cuya cadena de genes representa la potencia a despachar por cada unidad i en el horario j (de la 1 a las 24 horas del día). Por lo tanto, la longitud del cromosoma ($nvars$) se expresa según la ecuación (4).

$$nvars = n \cdot m \quad (4)$$

Donde:

n : número de unidades de generación de la microrred.

m : cantidad de estados de carga.

De esta forma las variables de decisión quedarán representadas por la ecuación (5).

$$[x_o] = [x_{11} \ x_{12} \ \dots x_{1m} \ x_{21} \ x_{22} \ \dots x_{2m} \ x_{n1} \ x_{n1} \ \dots x_{nm}] \quad (5)$$

Siendo:

$[x_o]$: Vector columna de longitud $nvars$ cuyos elementos representan la potencia generada por las unidades de generación i en el horario j .

Establecimiento de la función a optimizar o función de adaptación.

Como función de adaptación será considerado el costo total de generación de la microrred representado por la ecuación (6).

$$Co = Kg + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [keo(i) \cdot x(i, j)] + [kee(i) \cdot Me(i) \cdot x(i, j)] \quad (6)$$

Siendo expresado el costo del combustible por la ecuación (7).

$$Kg = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left[\left(d + e \cdot \frac{x(i, j) \cdot 100}{Pmáx(i)} + f \cdot \left(\frac{x(i, j) \cdot 100}{Pmáx(i)} \right)^2 \right) \cdot x(i, j) \cdot G \right] \quad (7)$$

Donde:

$Pmáx(i)$: Capacidad máxima de generación de las unidades i .

G : Costo del combustible de generación (pesos/g).

kg : Costo del combustible (pesos) empleado en la generación.

$keo(i)$: Costo específico de explotación (pesos/kW) de las unidades i .

$Me(i)$: Nivel de las emisiones de gases contaminantes (kg/kW) de las unidades i .

$kee(i)$: Costo específico de las emisiones (pesos/kg) de las unidades i .

Limitación del espacio de búsqueda

Los valores de potencia x_{ij} a despachar por cada unidad deben cumplir las restricciones siguientes:

- Balance de potencia: La potencia generada igual a la potencia de carga, según la ecuación (8).

$$\left[\sum_{i=1}^n x_{i1} \sum_{i=1}^n x_{i2} \dots \sum_{i=1}^n x_{im} \right] = [P_1 P_2 \dots P_m] \quad (8)$$

Donde:

$\sum_{i=1}^n x_{ij}$: Suma de la capacidad de potencia a generar (kW) del total de las unidades i en el horario j .

P_j : Potencia de demanda de carga (kW) en el horario j .

- Límites de capacidad de generación, según la ecuación (9).

$$\begin{bmatrix} P_1^{\min} \\ P_2^{\min} \\ P_n^{\min} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2m} \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_1^{\max} \\ P_2^{\max} \\ P_n^{\max} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Donde:

P_i^{\min} : Potencia mínima de generación (kW) de la unidad i .

P_i^{\max} : Potencia máxima de generación (kW) de la unidad i .

- En todo momento, se mantiene una capacidad de reserva rodante en ambos tipos de generación (fuel oil y diésel).
- Se destina al menos un grupo líder de generación diésel para el control de la frecuencia y la estabilidad del sistema.
- Otras restricciones añadidas por el usuario, relacionadas con la indisponibilidad de determinadas fuentes, regulación de la frecuencia del sistema, etc.

Programación del procedimiento de solución:

Con ayuda del MATLAB versión 2014^a, se programó el modelo de compensación, utilizando las estructuras de programación de Global Optimization Toolbox: Genetic Algorithm and Direct Search.

Los parámetros del algoritmo fueron ajustados mediante corridas sucesivas de prueba y error, evaluando la convergencia, el número de evaluaciones de la función de adaptación y el tiempo de ejecución.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caso de estudio

En la cayería norte de la provincia de Ciego de Ávila de la República de Cuba se encuentra situado el polo turístico de Cayo Coco – Cayo Guillermo, con acceso a través de un pedraplén desde el municipio Morón. Este cayo es uno de los destinos turísticos de mayor demanda en el país, formado por varias instalaciones pertenecientes a diversas cadenas hoteleras, con categorías de 3 a 5 estrellas. El sistema eléctrico es de tipo aislado con 4 subestaciones de 34.5 kV a 13.8 kV, con una generación distribuida compuesta por dos unidades de grupo electrógeno de fuel oil de tecnologías Man y Bazan (ubicados en Cayo Guillermo) y baterías de grupos electrógenos diésel MTU-4000 (17 motores ubicados en Cayo Coco y 5 motores en Cayo Guillermo).

A manera de ejemplo en la figura 1, se muestra la curva de demanda de un día característico.

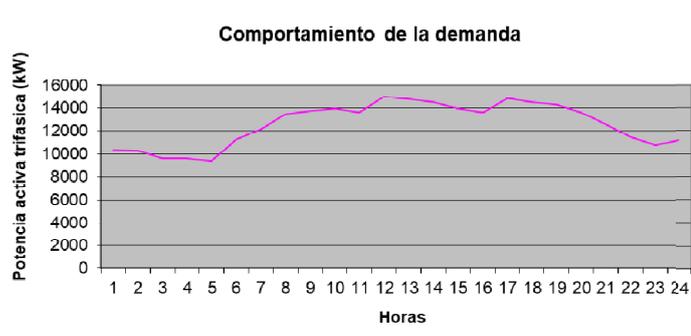


Fig. 1. Perfil de demanda de un día característico.

Se han considerado en el estudio todas las unidades generadores existentes. Además se añaden un parque eólico de dos unidades de aerogeneradores y un parque solar fotovoltaico. En la tabla 1, se presentan los datos asociados al funcionamiento de dichas unidades.

Tabla 1. Datos de las unidades generadoras actuales

Unidades	P _{máx} (kW)	Keo(\$/kW)	Me (kg/kW)	kee (\$/kg)
Fuel oil (1-2)	3480	0,05	0,9	0,05
Diesel Cayo Coco (3-19)	1888	0,06	0,8	0,04
Diesel Cayo Guillermo (20-24)	1888	0,06	0,8	0,04

Una vez ajustados los parámetros del algoritmo se procedió a realizar las corridas finales del modelo para la comprobación de la solución. Como resultado, en la figura 2, se presentan las potencias de generación por tipos de unidades para satisfacer la demanda de potencia presentada en la figura 1.

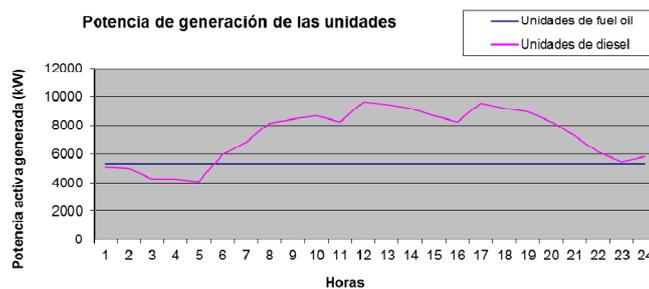


Fig. 2. Potencia de generación de las unidades.

Como se puede observar, las unidades de generación de fuel oil que son de mayor capacidad y menor costo de combustible se asignan en un régimen continuo (como generación base), en tanto las unidades de diésel de menos capacidad y mayor costo de combustible son asignadas para cubrir el resto de la demanda, en función de la cercanía a los nodos de mayor consumo, aplicando el concepto de generación distribuida. Se destina una capacidad total de generación de 4 MW como reserva rodante en ambos tipos de grupos (fuel oil y diésel) y control de frecuencia. Además se realizó una simulación del sistema con la presencia de fuentes no renovables de energía, añadiendo un parque eólico de dos unidades de aerogeneradores y un parque solar fotovoltaico. En la tabla 2, se presentan los datos asociados al funcionamiento de dichas unidades.

Tabla 2. Datos de las unidades renovables

Unidades	P _{máx} (kW)	Keo(\$/kW)	Me(kg/kW)	Kee(\$/kg)
Eólico 1	1300	0,03	0	0
Eólico 2	1300	0,03	0	0
Solar 1	2500	0,02	0	0

Estas unidades no consumen combustible ni tampoco tienen un impacto negativo hacia el medio ambiente. Su dificultad está relacionada con la incapacidad de regular su capacidad de generación, debido a su dependencia con las variables climatológicas. En la figura 3, se muestra el comportamiento de la velocidad del viento asumido para la determinación de la máxima potencia de entrega de las unidades aerogeneradoras.

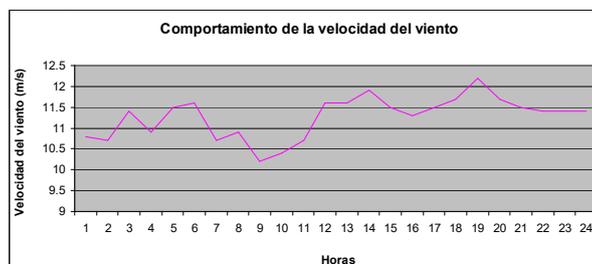


Fig. 3. Comportamiento de la velocidad del viento en un día característico.

Por su parte en la figura 4, se presenta la curva de entrega de potencia para un aerogenerador Ecotecnia 62 de 1,3 MW. Las constantes del modelo fueron obtenidas a través de un ajuste de curva polinomial según la ecuación (1).

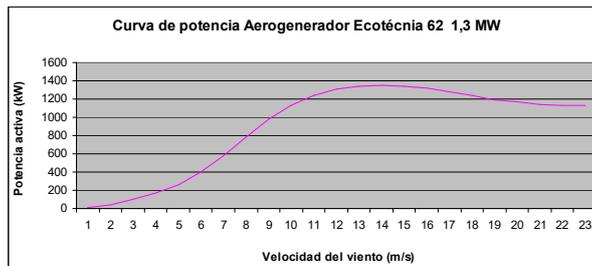


Fig. 4. Curva de potencia de entrega del aerogenerador Ecotecnia 62 de 1,3 MW.

En las figuras 5 y 6, se muestran el comportamiento de la irradiancia incidente y la temperatura en la superficie de la celda, respectivamente para la determinación de la máxima potencia de entrega del parque solar fotovoltaico. Las constantes del modelo fotovoltaico fueron consideradas teniendo en cuenta los módulos seleccionados según la ecuación (2).

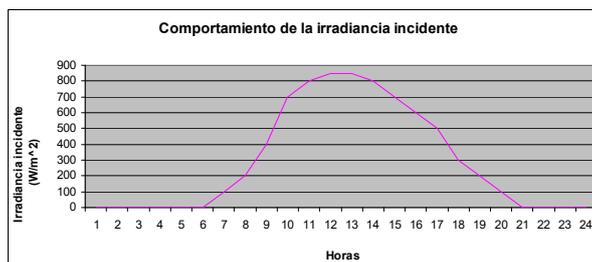


Fig. 5. Comportamiento de la irradiancia incidente en un día característico.

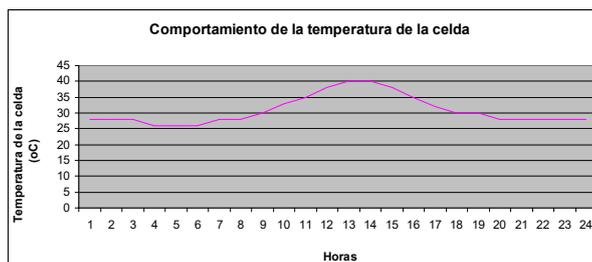


Fig. 6. Comportamiento de la temperatura de la celda en un día característico.

Como resultado de las corridas, en la figura 7, se presentan las potencias de generación por tipos de unidades para satisfacer la demanda de potencia presentada en la figura 1.

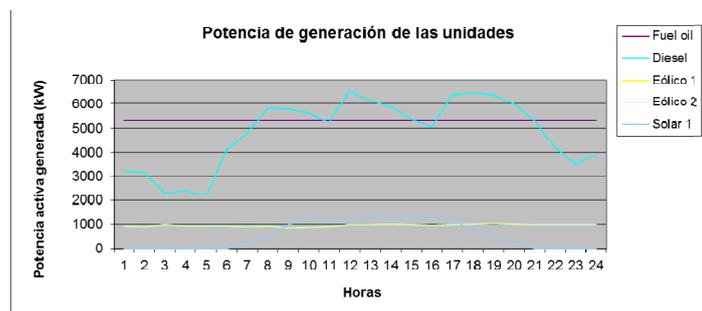


Fig. 7. Potencia de generación de las unidades.

Como se observa en este caso, se prioriza la asignación de las capacidades máximas de generación posible en las unidades renovables (aerogeneradores y solar fotovoltaica) en dependencia de la velocidad del viento y la irradiancia incidente, respectivamente. Esto se debe a que dichas unidades no consumen combustible en la generación, que constituye el mayor gasto en la microrred. Las unidades de fuel oil se mantienen a máxima capacidad como generación base y las unidades de diésel son asignadas de igual forma para cubrir el resto de la demanda, en función de la cercanía a los nodos de mayor consumo, aplicando el concepto de generación distribuida.

CONCLUSIONES

El modelo de asignación de unidades de generación propuesto ha demostrado ser una herramienta eficaz en el propósito planteado ya que las unidades distribuyen la generación horaria de forma tal que se logra un mínimo costo por concepto de operación. En condiciones normales, para satisfacer la demanda eléctrica real, se establecen dos niveles de generación: uno base con las capacidades máximas disponibles de tipo no renovable, constituido por las unidades de fuel oil regulables, así como las unidades renovables no regulables y dependientes de las condiciones climatológicas y otro nivel de generación pico para satisfacer el completamiento de la demanda de forma regulada con un concepto distribuido constituido por las unidades diésel. El modelo se puede implementar a través del diseño de una herramienta computacional posible de codificar empleando las herramientas computacionales del MATLAB versión 2014^a, utilizando las estructuras de programación de Global Optimization Toolbox: Genetic Algorithm and Direct Search.

REFERENCIAS

- [1] Meira EM, Cyrino FL. "Forecasting mid-long term electric energy consumption through bagging ARIMA and exponential smoothing methods. Energy". On-line. 2018; vol. 144, p. 776-788. 2018. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.049. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217320820>
- [2] Laouafi A, MordjaouiM, HaddadS, *et al.* "Online electricity demand forecasting based on an effective forecast combination methodology". Electric Power Systems Research. On-line. 2017; vol. 148, p. 35-47. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/J.EPSR.2017.03.016. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617301165>
- [3] Faisal A. Mohamed, Heikki N. Koivo. "System modelling and online optimal management of MicroGrid using Mesh Adaptive Direct Search". Electrical Power and Energy Systems. 2010; vol. 32, p. 398-407. DOI: 10.1016/j.ijepes.2009.11.003. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061509001768>
- [4] Gwo-Ching Liao. "Solve environmental economic dispatch of Smart MicroGrid containing distributed generation system – Using chaotic quantum genetic algorithm". Electrical Power and Energy Systems. 2012; vol. 43, p. 779-787. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014206151200302X>
- [5] Faisal A. Mohamed, Heikki N. Koivo. "Multiobjective optimization using Mesh Adaptive Direct Search for power dispatch problem of microgrid". Electrical Power and Energy Systems 2012; vol. 42, p. 728-735. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061511002092>
- [6] Álvarez Eduardo, *et al.* "Microgrid management with a quick response optimization algorithm for active power dispatch". Electrical Power and Energy Systems. 2012; vol. 43, p. 465-473. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061512002773>
- [7] Hawkes AD, Leach MA. "Modelling high level system design and unit commitment for a microgrid". Applied Energy. 2009; vol. 86, p. 1253-1265. DOI: 10.1016/j.apenergy.2008.09.006. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261908002195>
- [8] Zuniga Cortés FA, *et al.* "Gestión óptima de la potencia eléctrica en una microrred conectada, basada en el algoritmo genético para optimización multiobjetivo MOGA". Revista UIS Ingenierías. 2016; vol. 15, n. 2, p. 17-33. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKFwjQ5MT30vL_AhW_TDABHd9TD88QFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fdialnet.unirioja.es%2Fdescarga%2Farticulo%2F6299715.pdf&usq=AOvVaw353qXRlxw-Qxb04VUKAA6P&copi=89978449
- [9] Arango Dario, Urrego Ricardo, Rivera Sergio. "Despacho económico en microrredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales". Revista Ingeniería y Ciencia. 2017; vol. 13, n. 25, p. 123-152. ISSN: 1794-9165. DOI: 10.17230/ingciencia.13.25.5. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5981989>
- [10] Aróstegui Morell Jorday, *et al.* "Reconfiguración de bloques de carga en la red de distribución del municipio Camagüey". Revista Ingeniería Energética. 2023; vol. 44, n. 1. ISSN: 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/721/891>
- [11] Crespo Sánchez Gustavo, *et al.* "Adaptación y reprogramación de las partes de un algoritmo, para la reconfiguración redes de distribución". Revista Ingeniería Energética. 2023; vol. 44, n. 1. ISSN: 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/739/873>
- [12] Šošić D, Stefanov P. "Reconfiguration of distribution system with distributed generation using an adaptive loop approach". Journal of Electrical Engineering. 2019; vol. 70, n. 5, p. 345-357. On-line. ISSN 1339-309X. Disponible en: <https://doi.org/10.2478/jee-2019-0066>
- [13] Li Z, Zhang Y, Aqeel Ashraf M. "Optimization design of reconfiguration algorithm for high voltage power distribution network based on ant colony algorithm". Open Physics. De Gruyter Open Access, 2018; vol. 16, n. 1, p. 1094-1106. ISSN: 2391-5471. Disponible en: <https://doi.org/10.1515/phys-2018-0130>

- [14] Arouna Oloulade A, *et al.* "New MultiObjective Approach for Optimal Network Reconfiguration in Electrical Distribution" Systems Using Modified Ant Colony Algorithm. American Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019; vol. 8, n. 5, p. 120-126 On-line. Science Publishing Group, ISSN: 2326-9200 Disponible en: <https://doi.org/10.11648/j.epps.20190805.13>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Davel Eduardo Borges Vasconcellos: <https://orcid.org/0009-0004-2388-1215>

Diseño de la investigación. Elaboración de la herramienta computacional. Análisis de los resultados. Redacción del borrador del artículo, revisión crítica de su contenido y aprobación final.

Eduardo Sierra Gil: <https://orcid.org/0000-0001-5216-2771>

Diseño de la investigación. Análisis de los resultados. Revisión crítica de su contenido y aprobación final.

Diosmani González Perdomo: <https://orcid.org/0009-0006-0694-1946>

Recolección de datos. Corrida de datos con la herramienta computacional. Análisis de los resultados. Revisión crítica de su contenido y aprobación final.

Israel Gondres Torné: <http://orcid.org/0000-0002-1267-1878>

Corrida de datos con la herramienta computacional. Análisis de los resultados. Revisión crítica de su contenido y aprobación final.