

GESTIÓN DE ENERGÍA HÍBRIDA PARA MICRORRED AISLADA UTILIZANDO EL ALGORITMO DE GRADIENTE PROYECTADO DE ROSEN

HYBRID ENERGY MANAGEMENT FOR ISLANDING MICROGRID USING ROSEN'S GRADIENT PROJECTION

ALONSO DE JESÚS CHICA LEAL
CÉSAR LEONARDO TRUJILLO RODRÍGUEZ
FRANCISCO SALTAMARÍA PIEDRAHITA

Resumen

Este artículo presenta la gestión de la generación híbrida de energía para una microrred aislada de estudio, utilizando el algoritmo de gradiente proyectado de Rosen. La generación híbrida se compone de generación convencional (generador Diésel) y no convencional de energía (generador solar fotovoltaico y generador eólico), así como también de un sistema de almacenamiento de energía tipo banco de baterías. Se muestran los resultados de simulación de la gestión de energía de la microrred bajo dos escenarios de prueba desarrollada en MATLAB® y finalmente se presentan las conclusiones.

Palabras clave: Despacho económico, Microrred aislada, Gradiente Proyectado de Rosen.

Abstract

This paper presents the management of energy generation for islanding microgrid using the Rosen's gradient projection. The generation is composed by conventional generation (diesel generator) and non-conventional energy (solar photovoltaic generator and wind generator), as well as a battery bank power storage system. The simulation results of the energy management of the microgrid under two scenarios developed in MATLAB®. Finally, the conclusions are presented.

Key words: Economic dispatch, islanding microgrid, Rosen's Gradient Projection.

Introducción

La microrredes (MRs) eléctricas pueden definirse como redes de baja tensión, con sus respectivas cargas, sistemas de fuentes de energía y unidades de almacenamiento energéticos conectados a ésta y controlados para suministrar energía de manera fiable y eficiente a las cargas locales [1]. En lugares remotos, las microrredes eléctricas son soluciones fiables si sus recursos son coordinados para proporcionar electricidad [2]. Estas microrredes se componen de sistemas de almacenamiento de energía (ESS), generalmente de una generación híbrida a partir de fuentes de energía renovables (FER) y de unidades de generación convencional, tal como el generador Diesel. Las unidades de generación convencional tienen un alto costo de operación debido a los materiales de construcción y también a la logística necesaria para transportarlos. Adicionalmente, los ESSs son dispositivos costosos que requieren ser operados en un rango de trabajo seguro con el fin de garantizar una larga vida útil. Por estas razones, se requiere una gestión óptima de los recursos de generación distribuida (DER) para la operación en MRs aisladas.

La generación fiable de energía para lugares remotos no interconectables (RNI) se consigue mediante generación híbrida de potencia, generalmente utilizando FER tales como solar fotovoltaica y eólica, generación convencional Diesel y ESS. Las soluciones instaladas para la electrificación rural en varios países, que involucran los generadores Diesel, representan una garantía de fiabilidad del sistema de potencia para media y baja tensión, pero los costos de generación, costos asociados al transporte y los altos y volátiles precios del combustible de los generadores Diesel ha llevado a soluciones híbridas de potencia o en su defecto soluciones que cambian un sólo generador Diesel a múltiples generadores Diesel para abastecer las cargas

locales [3]. Sin embargo, al participar las FER, éstas presentan incertidumbres en el recurso energético (Radiación solar y Viento) y por lo tanto intermitencias en la generación fotovoltaica y eólica. Los ESS entran a jugar un papel importante en proporcionar estabilidad para las FER [4] – [6], mejorando a la vez la fiabilidad de la generación con FER para las MR-RNI. Los sistemas de generación híbrida han sido estudiados por varios autores [7] – [9]. Los casos de estudio se han presentado sobre escenarios locales remotos, bajo condiciones de demanda variable y reparto de potencias, por parte de los generadores, que minimicen el costo de generación y mantengan el equilibrio entre generación y carga.

El reparto de potencias para suministrar energía a la carga en una MR-RNI se calcula como una función de despacho económico, usualmente trabajada para generadores a nivel de gran escala de potencia [10], en donde se plantea una función de costo a minimizar sujeta a restricciones de capacidad de los generadores y de balance de energía entre la generación y la demanda de carga.

Para una MR-RNI se debe tener en cuenta que la demanda de carga requiere del cálculo de minimización para un periodo de 24 horas y que se pueden presentar varios escenarios de generación híbrida tales como: 1) las FER no pueden entregar energía las 24 horas, 2) entre las FER pueden entregar siempre energía pero no la capacidad total de demanda de carga, 3) los costos más representativos son los costos del combustible y de generación del generador Diesel sobre los costos de los generadores no convencionales, 4) los costos de operación de los sistemas de generación híbridos de potencia son generalmente no lineales [11], por los costos del generador Diesel [12].

El problema de gestión óptima de recursos de energía en una MR puede ser resuelto a partir del modelamiento matemático del problema, es decir,

de la naturaleza lineal o no lineal, tanto de la función de costo como de las restricciones.

En la revisión de la literatura se encuentra una extensa variedad de métodos para el cálculo del despacho económico óptimo, desde los métodos con base en el cálculo del gradiente, por ejemplo en [13], donde utilizan un algoritmo de optimización de gradiente reducido, o métodos de lazo cerrado por medio de control predictivo basado en modelo (MPC) [2], o utilizando métodos heurísticos como en [14] en donde se presenta el proceso de cálculo del despacho económico en MRs aisladas utilizando algoritmos evolutivos como optimización con enjambre de partículas (PSO), entre otros métodos de optimización. En este trabajo se presenta el cálculo de la generación óptima para la optimización cuadrática con restricciones utilizando la técnica de gradiente proyectado de Rosen.

Este artículo trata el caso de participación de unidades de generación agrupados en una MR aislada de estudio, optimizando la generación de energía activa del DER en una MR-RNI con el fin de minimizar el costo de operación, al tiempo que se garantiza el equilibrio entre la generación y la demanda. En la sección de métodos, se establecen los parámetros y las entradas de la MR aislada teniendo en cuenta la generación convencional, RES, ESS y la carga para la microrred aislada de estudio, se presenta el modelo de optimización y la descripción del algoritmo de gradiente proyectado de Rosen. En la sección de resultados, se muestran el comportamiento de la gestión frente a dos escenarios de la generación y operación de energía, así como también se muestra el diagrama de flujo de la ejecución del algoritmo de Rosen obtenido en esta investigación y en la última sección se presentan las conclusiones del trabajo realizado.

Métodos

Las etapas que son llevadas a cabo para la obtención de los resultados de la gestión de la generación y operación de energía para una microrred de estudio, son las siguientes: 1) se obtiene el diseño conceptual de la microrred aislada de estudio, se declaran los esquemas de generación a utilizar, el perfil de carga, así como también se definen los escenarios de prueba de la gestión, 2) se plantean las funciones de costo de operación teniendo en cuenta el esquema de generación obtenido en la etapa 1, 3) se plantea el modelo de optimización para el despacho económico de una microrred bajo la descripción de la función objetivo de minimizar el costo, teniendo en cuenta las restricciones, 4) se describe el método de gradiente proyectado de Rosen, 5) se implementa el algoritmo en MATLAB para los escenarios de generación y operación de energía seleccionados y por último se realiza la discusión de los resultados y las conclusiones. A continuación, se desarrollan cada una de las etapas:

Según la etapa 1, la MR-RNI se compone de un conjunto de cargas AC y de un sistema de generación híbrido de potencia, que a su vez se compone de un sistema de generación solar fotovoltaica (PV), un sistema de generación eólico (GE), un generador Diesel (GD) y un ESS. Los generadores siguen el esquema que se presenta en la figura 1. Las variables de control son las potencias de los generadores y del sistema de almacenamiento, las cuales se convierten en las variables de entrada del sistema de optimización. Las salidas del sistema de optimización son el reparto de cargas para los generadores y los costos de generación.

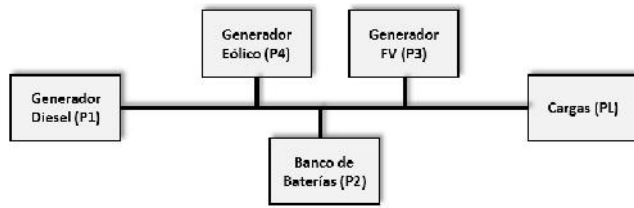


Figura 1. Generadores de la microrred aislada de estudio.

Fuente: Autores.

Los escenarios de prueba son dos, el primero considera a todos los generadores con el mismo peso para el costo de generación y el segundo escenario asigna un mayor peso para los costos de los generadores con FER.

En la etapa 2, se plantean las funciones de costo de operación de los generadores bajo el esquema de generación dado para la microrred aislada.

Los GD tienen una función de costo asociada a la potencia del generador. Esta función de costo de forma general se muestra en la ecuación (1), en donde i es la fuente de generación i , P_i es la salida de potencia eléctrica del generador i , F es el costo de operación de la fuente i . En la función de costo α, β y γ son los coeficientes de costo.

$$F_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (1)$$

La función de costos asociados al GD es:

$$F(P_1) = 1488 + 0.3P_1 + 0.000435P_1^2 \quad (2)$$

La función de costo de la generación PV se expresa en (3). En [15] con (4) se calcula la tasa de retorno de la inversión inicial, utilizando un factor de recuperación de capital en una serie uniforme para pagos anuales iguales.

$$F(P_3) = aI^P P_3 + G^E P_3 \quad (3)$$

$$\alpha = \frac{r}{[1-(1+r)^{-N}]} \quad (4)$$

donde, P_3 es la potencia de salida del generador PV, a es el coeficiente de anualización (retorno de la inversión), r es la tasa de interés (se asume de 0.09 para el caso base), N es la vida útil (se asumen 20 años), I^P es el costo de la inversión por unidad de potencia instalada [5000\$/kW] y GE son los costos de operación y mantenimiento por unidad de potencia generada [1.6cents\$/kW]. La función de costo del generador PV según (3) es:

$$F(P_3) = 545.016P_3 \quad (5)$$

Siguiendo el esquema de costos de la generación PV, en [15] el costo de la inversión por unidad de potencia instalada [$I^P=5000\$/kW$] y los costos de operación y mantenimiento por unidad de potencia generada es de [$G^E=1.6cents\$/kW$]. La función de costo obtenida de la potencia del viento es:

$$F(P_4) = 152.616P_4 \quad (6)$$

Un banco de baterías de 2kW es considerada como ESS. En [15] el costo de la inversión por unidad de almacenamiento instalada [$I^P=1000\$/kW$] y los costos de operación y mantenimiento por unidad de almacenamiento de energía es de [$G^E=1.6cents\$/kW$]. La función de costos de la ESS es:

$$F(P_2) = 119P_2 \quad (7)$$

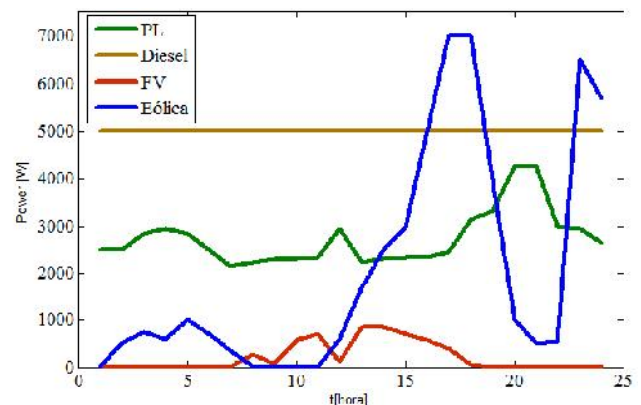


Figura 2. Potencia Diesel, FV, Eólica y carga en un día sin gestión óptima.

Fuente: Autores.

La etapa 3 de la investigación, consiste en plantear el modelo optimización del sistema de gestión de costos de operación de los generadores en la microrred. El despacho económico es un eficiente método para obtener el menor costo del sistema mientras los generadores entregan potencia a la carga por el despacho de fuentes de generación. Simultáneamente, las restricciones de las fuentes de generación deben cumplirse. La formulación clásica de despacho económico se muestra en la ecuación (8) [15]:

$$\begin{aligned} \min \quad & F = \sum_{i=1}^{NG} F_i P_i \quad (8) \\ \text{s. a} \quad & \sum_{i=1}^{NG} P_i = P_L \end{aligned}$$

Los límites de capacidad de generación son:

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max} \quad (9)$$

En la ecuación (9), P_i^{min} y P_i^{max} son la salida mínima y máxima de potencia de la fuente del generador i respectivamente; NG es el número de fuentes; P_i es el generador de fuente i ; P_L es la carga total del sistema; F_i es el costo total de producción de la fuente i .

Para el caso de este trabajo, la microrred requiere de la gestión óptima para minimizar los costos de generación eléctrica, satisfaciendo las necesidades de las cargas, privilegiando a las fuentes de energía renovable (Solar y Viento) presentes cada hora. Como es usual, una microrred aislada cuenta con un sistema de almacenamiento con banco de baterías, el cual puede suplir de energía cuando no se tengan los recursos solar y viento disponibles. Dado que el estado de carga SOC (State of Charge) del banco de baterías cambia cuando se carga (con los generadores solar y eólico) y se descargan (se comporta como generador para las cargas), es necesario actualizar el valor de SOC cada hora, lo

cual se convierte en una restricción dinámica para el problema de gestión óptima.

Los generadores solar fotovoltaico y eólico tienen una capacidad dependiendo de los recursos de la irradiación y la temperatura para el generador fotovoltaico y de la velocidad y dirección del viento para el generador eólico. Por lo tanto, los recursos de generación dependen del sitio, población, ciudad, etc., donde se encuentre. En un día de 24 horas, la potencia de la generación firme (Generador Diesel) no cambia, por otro lado, la generación debido a fuentes de energía solar fotovoltaica y eólica cambia en el tiempo, por lo tanto se deben actualizar cada hora los valores de potencia mínima y máxima de cada generador para el cálculo de gestión óptima.

La función multiobjetivo considerada para gestión de la generación en la MR-NI, es modificada en la restricción de estado de carga de la batería de [8] y es la siguiente:

$$\min \quad F = \sum_{k=1}^{24} w_1 C_f F(P_1(k)) + w_2 F(P_2(k)) - w_3 F(P_3(k)) - w_4 F(P_4(k)) \quad (10)$$

Las restricciones son 11, las cuales son diseñadas para los límites de capacidad de cada generador, restricción debido a SOC y la restricción de balance de potencia de igualdad y se encuentran agrupadas en la ecuación (11).

$$\begin{aligned} P_1 &\leq P_{1max} \\ P_1 &\leq -P_{1min} \\ P_2 &\leq P_{2max} \\ P_2 &\leq -P_{2min} \\ P_3 &\leq P_{3max} \\ P_3 &\leq -P_{3min} \\ P_4 &\leq P_{4max} \\ P_4 &\leq -P_{4min} \end{aligned} \quad (11)$$

Restricción SOC:

$$\begin{aligned}
 & -\alpha_d P_2(\tau) + \alpha_c P_3(\tau) + \alpha_c P_4(\tau) \\
 & \leq SOC_{max} - SOC_0 + \sum_{\tau=1}^k P_2(\tau) \\
 & - \sum_{\tau=1}^k P_3(\tau) - \sum_{\tau=1}^k P_4(\tau) \\
 & \alpha_d P_2(\tau) - \alpha_c P_3(\tau) - \alpha_c P_4(\tau) \\
 & \leq SOC_0 - SOC_{min} - \sum_{\tau=1}^k P_2(\tau) \\
 & + \sum_{\tau=1}^k P_3(\tau) + \sum_{\tau=1}^k P_4(\tau)
 \end{aligned}$$

Restricción de igualdad:

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = P_{load}$$

En la etapa 4, se desarrolla la descripción del método de gradiente proyectado de Rosen, éste proyecta el negativo del gradiente en una dirección que mejora la minimización de la función objetivo mientras mantiene la factibilidad [16].

Definición: $P \in M_n(\mathbb{R})$ es llamada matrix de proyección si es simétrica e idempotente, es decir, $P = P^T$ y $P = P^2$.

Propiedades de la matrix de proyección P :

- 1) Si P es una matrix de proyección, P es semidefinida positiva.
- 2) P es una matrix de proyección si y solo si $I - P$ es una matrix de proyección.
- 3) Sea P una matrix de proyección y sea $Q = I - P$. Entonces $L = \{P_x: x \in \mathbb{R}^n\}$ y $L^T = \{Qx: x \in \mathbb{R}^n\}$ son subespacios ortogonales lineales. Además, cualquier punto $x \in \mathbb{R}^n$ puede ser representado únicamente como $p + q$, donde $p \in L$ y $q \in L^T$.

Considerando el siguiente problema no lineal con restricciones lineales en la ecuación (12).

$$\min Z = f(x) \quad (12)$$

$$\begin{aligned}
 s. a \quad & A(x) \leq (b) \\
 & Q(x) = (q)
 \end{aligned}$$

Donde

$$\begin{aligned}
 A & \in M_{n \times n}(\mathbb{R}) \\
 Q & \in M_{l \times n}(\mathbb{R}) \\
 b & \in M_{m \times 1}(\mathbb{R}) \\
 q & \in M_{l \times 1}(\mathbb{R})
 \end{aligned}$$

El algoritmo que sigue el método proyectado de Rosen se presenta en el siguiente pseudocódigo:

Algoritmo: Gradiente Proyectado de Rosen [16]

1. **Paso Inicialización.** Seleccione un punto x_1 que satisfaga $Ax_1 \leq b$ and $Qx_1 = q$. Suponga que A_T y b_T son descompuestos en (A_1^T, A_2^T) y (b_1^T, b_2^T) tal que $A_1 x_1 = b_1$ y $A_2 x_1 < b_2$. Deje $k = 1$ y vaya al paso principal.
2. **Paso Principal.**
 - 1) Deje $M^T = (A_1^T, Q^T)$. Si M es vacío, pare si $\nabla f(x_k) = 0$, si no, deje $d_k = -\nabla f(x_k)$, y proceda al Paso 2. De otra manera, deje $P = I - M^T (MM^T)^{-1} M$ y fije $d_k = -\nabla P f(x_k)$. Si $d_k \neq 0$, vaya al Paso 2. Si $d_k = 0$, calcule $w = -(MM^T)^{-1} M \nabla f(x_k)$ y $w^T = (u^T, v^T)$. Si $u \geq 0$, pare; x_k es un punto KKT, con w cediendo los multiplicadores de Lagrange asociados. Si $u \not\geq 0$, escoja un componente negativo de u y diga u_j . Actualice A_1 borrando la fila correspondiente a u_j y repita el Paso 1.
 - 2) Deje que λ_k sea una solución óptima para la siguiente búsqueda

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(x_k + \lambda d_k) \\
 s. a \quad & 0 \leq \lambda \leq \lambda_{max}
 \end{aligned}$$

Donde λ_{max} es dado por

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \left\{ \frac{\hat{b}_i}{\hat{d}_i} : \hat{d}_i > 0 \right\} \quad \text{si } \hat{d} \not\leq 0 \\
 & \infty \quad \text{si } \hat{d} \leq 0 \\
 & \hat{b} = b_2 - A_2 x_k \\
 & \hat{d} = A_2 x_k
 \end{aligned}$$

Deje que $x_{k+1} = x_k + \lambda_k d_k$, y suponga que A^T y b^T están descompuestos en (A_1^T, A_2^T) y (b_1^T, b_2^T) , tal que $A_1 x_{k+1} = b_1$ y $A_2 x_{k+1} > b_2$. Reemplace k por $k + 1$ y vaya al Paso 1.

Para la etapa 5, se considera la implementación del algoritmo en MATLAB interactuando con un archivo de excel, en donde se actualiza la información de la gestión en la microrred para los dos escenarios de generación y operación de energía y siguen el diagrama de flujo de la figura 3.

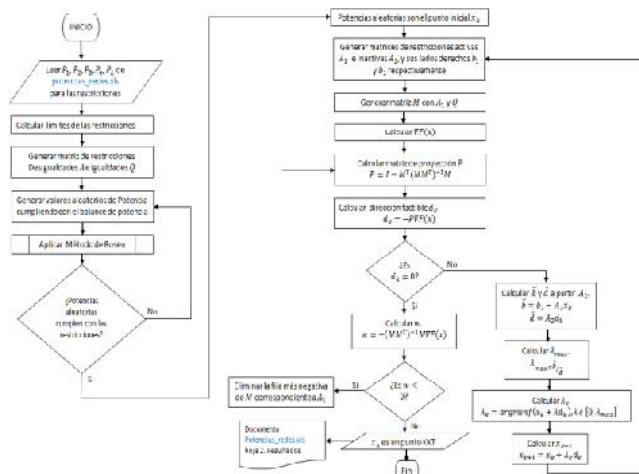


Figura 3. Implementación en Matlab.
Fuente: Autores.

Los datos de GE y PV son datos obtenidos en [17] y los datos obtenidos de carga son obtenidos de [8] y se encuentran graficados en la figura 2. El GD es de 5KVA, el grupo de baterías es de Plomo-Ácido de capacidad 2KVA y se considera para este análisis un costo de combustible Diesel de US\$1. Los parámetros del banco de baterías se encuentra en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros del ESS.

Parametros ESS	%
Eficiencia Round trip	85
Eficiencia de carga	85
Eficiencia de descarga	100
Estado de carga máximo	95

Estado de carga mínimo 40

Según esta información se detallan las restricciones del problema de optimización de la siguiente manera: P_1 =Potencia Generador Diesel, su valor es constante de 5000W caso de estudio. P_2 =Potencia entregada por la batería. Este valor depende del estado de carga (SOC), de la potencia reservada de la batería, P_2 reservada ($SOC(BCmax)$) y de la capacidad máxima de la batería (2000W caso de estudio), P_3 =Potencia entregada por el generador fotovoltaico, los valores de cada hora, P_4 =Potencia entregada por el generador, los valores son tomados cada hora.

Las potencias máximas y mínimas hacen referencia a las capacidades límites de cada generador (los valores mínimos se tomaron con valor 0). Los valores máximos son tomados de forma dinámica, es decir se van actualizando.

Resultados

Los escenarios simulados siguen las siguientes consideraciones: para el primer escenario todos los generadores con un peso de $w_1 = w_2 = w_3 = w_4 = 0.25$, para todos los costos de potencia de los generadores, el segundo escenario cambia al dar mayor peso a las FER, así de ésta manera los pesos quedan asignados como $w_1 = 0.0625$; $w_2 = 0.0625$; $w_3 = 0.5$ y $w_4 = 0.625$.

Para el primer escenario se muestra en la figura 4 el reparto de cargas para todos los generadores. El GD tiene asignación de carga durante las 24 horas, pero el costo de operación disminuye cuando entran a operar los generadores GE y PV y cuando opera el ESS.

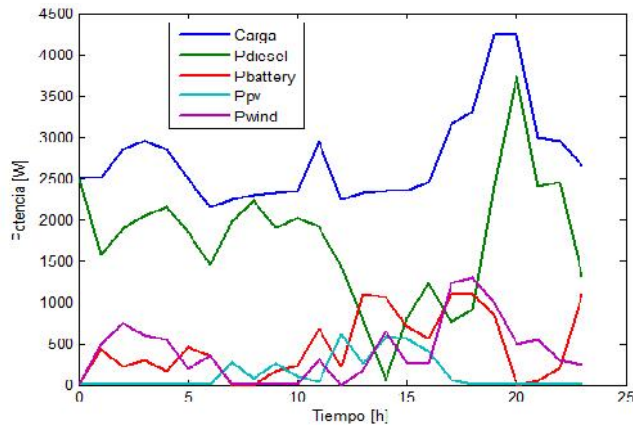


Figura 4. Gestión con todos los generadores incluidos y el mismo peso para todos.
Fuente: Autores.

Para el segundo escenario se privilegian las FER, disminuyendo los costos totales de generación.

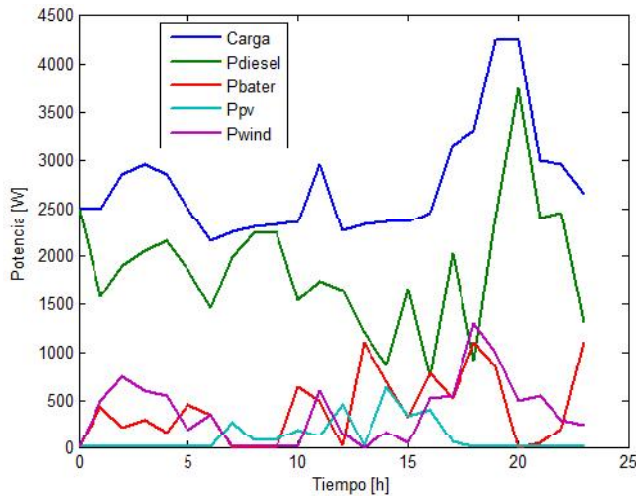


Figura 5. Gestión mayor peso solar eólica
Fuente: Autores.

Para el primer escenario se muestra la evolución del proceso de optimización por hora en la figura 6. En esta misma figura, se muestra los valores de inicialización de los costos asociados a los generadores los cuales dependen de las potencia en cada hora.

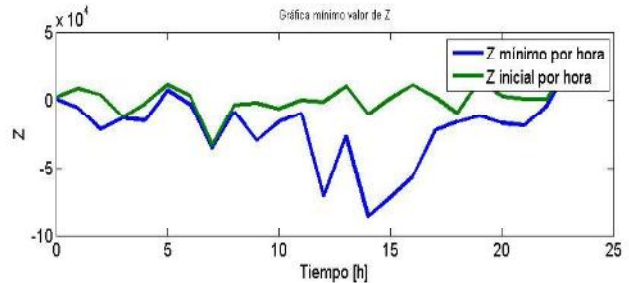


Figura 6. Valores iniciales y costos minimizados por hora, escenario 1.
Fuente: Autores.

Para el segundo escenario se muestra la evolución del proceso de optimización por hora en la figura 7. Se puede observar en esta figura que los valores de inicialización de los costos asociados a los generadores, en donde los generadores solar fotovoltaico y eólico tienen mayor peso y como en la figura 6, los costos dependen de las potencia en cada hora.

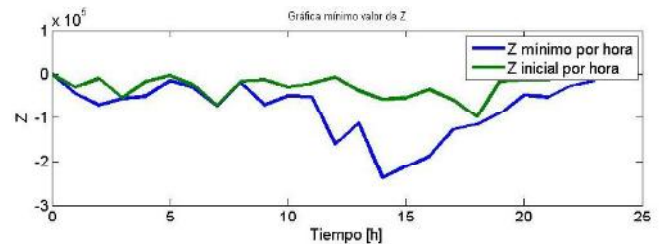


Figura 7. Valores iniciales y costos minimizados por hora, escenario 2.
Fuente: Autores.

Discusión

Los resultados obtenidos muestran la evolución de la gestión de potencia del esquema de generación para la microrred aislada de estudio. Estos resultados permiten observar que se puede minimizar el costo de operación de la generación Diesel con el generador fotovoltaico y el generador eólico, pero esto depende drásticamente de los recursos energéticos de la zona de estudio. En los resultados se aprecia, que cuando existe disponibilidad del recurso renovable disminuye la operación del generador Diesel y cuando no hay disponibilidad del recurso, el generador Diesel

sirve de respaldo. En las figuras 6 y 7, se muestran la evolución del proceso de minimización de costos, teniendo condiciones iniciales diferentes en cada una y si se observan las figuras 4 y 5, corresponde una drástica minimización de costos cuando entran a operar el generador fotovoltaico y eólico.

Conclusiones

Un modelo de gestión óptimo para generación híbrida PV+GE+ESS+GD es presentado utilizando como método de solución el método de gradiente proyectado de Rosen para una expresión cuadrática de la función de costo.

El modelo de optimización es desarrollado para mostrar el ahorro económico al utilizar generación híbrida, privilegiando a las fuentes de energía renovables cuando su recurso se encuentre disponible.

El algoritmo implementado permite realizar estudios de despacho económico teniendo en cuenta la restricción del estado de carga de la batería ante una predicción de carga y predicción de la generación eólica y solar. Lo cual se puede aplicar para el diseño de capacidades de generación y análisis de viabilidad técnica y económica de una MR en una zona RNI.

Referencias

[1] Ustun, T. S., Ozansoy, C., & Zayegh, A. "Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 4030–4041.

[2] Bordons, Carlos. García, Torres, Félix. Valverde, Luis. "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable", *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12, 2, pp. 117-132, 2015.

[3] G.G. Moshi, M. Pedico, C. Bovo, A. Berizzi, "Optimal generation scheduling of small diesel generators in a microgrid," *Energy Conference (ENERGYCON)*, 2014 IEEE International , vol., no., pp.867,873, 13-16 May 2014.

[4] Ross, M.; Hidalgo, R.; Abbey, C.; Joós, G., "Energy storage system scheduling for an isolated microgrid," *Renewable Power Generation, IET*, vol.5, no.2, pp.117,123, March 2011.

[5] Carrasco, J., Franquelo, L., Bialasiewicz, J., et al.: 'Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey', *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 2006, 53, (4), pp. 1002–1016.

[6] Li, W., Joos, G.: 'Comparison of energy storage system technologies and configurations in a wind farm'. *IEEE Power Electronics Specialists Conf.*, 2007, pp. 1280–1285.

[7] M. Musseline, G. Notton, A. Louche, "Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management," *Solar Energy*, vol. 79, pp. 33-46, 2005.

[8] H.Tazvinga, B. Zhu, X. Xia, "Energy dispatch strategy for a photovoltaic-wind-diesel-battery hybrid power system," *Solar Energy*, vol. 108, , pp. 412–420, 2014.

[9] G. Bekelea, G. Boneya, "Design of a Photovoltaic-Wind Hybrid Power Generation System for Ethiopian Remote Area," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1760 – 1765, 2012.

[10] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.

[11] H. Tazvinga, X. Xiaohua, J. Zhang, "Minimum cost solution of photovoltaic-diesel-battery hybrid power systems for remote consumers". *Solar Energy*, vol. 96, pp. 292-299, 2013.

[12] I.S.C.C.21, "IEEE guide for optimizing the performance and life of leadacid batteries in remote hybrid power systems," 2008.

[13] Noel Augustine, Sindhu Suresh, Prajakta Mogh, Kashif Sheikh. "Economic Dispatch for a Microgrid Considering", Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), pp.1-7, 2012.

[14] Yiwei Ma, Ping Yang, Zhuoli Zhao, and Yuewu Wang, "Optimal Economic Operation of Islanded Microgrid by Using a Modified PSO Algorithm," Problems in Engineering, vol. 2015, Article ID 379250, 10 pages, 2015.

[15] Ramabhotla, Sundari. Bayne, Stephen, Giesselmann, Michael. "Economic Dispatch Optimization of Microgrid in Islanded Mode", Energy and Sustainability Conference (IESC), 2014 International, vol., no., pp.1,5, 23-24 Oct. 2014.

[16] M. Bazaraa, H. D. Sherali, C.M. Shetty, Nonlinear programming. Theory and Algorithms, Third Edition, John Wiley & Sons, Inc., 2006.

[17] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind. RIAI*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012

[18] Wenbo Shi; Xiaorong Xie; Chi-Cheng Chu; Gadh, R., "Distributed Optimal Energy Management in Microgrids," Smart Grid, IEEE Transactions on , vol.6, no.3, pp.1137,1146, May 2015.

INFORMACIÓN DE LOS AUTORES

Alonso de Jesús Chica Leal: Ingeniero Electrónico – Universidad Autónoma de Colombia – Colombia. Especialización en Diseño y Construcción de Soluciones Telemáticas – Universidad Autónoma de Colombia – Colombia. Especialización en Automática

e Informática Industrial – Universidad Autónoma de Colombia – Colombia. Maestría en Ingeniería Electrónica y de Computadores– Universidad de Los Andes – Colombia. Profesor Asistente – Universidad Central– Colombia – achical@ucentral.edu.co, achicaleal@gmail.com

César Leonardo Trujillo Rodríguez: Ingeniero Electrónico – Universidad Distrital Francisco José de Caldas – Colombia. Maestría en Ingeniería Eléctrica – Universidad Nacional de Colombia – Colombia. Doctorado en Ingeniería Electrónica – Universidad Politécnica de Valencia – España. Profesor Asociado – Universidad Distrital Francisco José de Caldas – Colombia – cltrujillo@udistrital.edu.co, celetro@gmail.com

Francisco Santamaría Piedrahita: Ingeniero Electricista – Universidad Nacional de Colombia – Colombia. Maestría en Ingeniería Eléctrica – Universidad Nacional de Colombia – Colombia. Doctorado en Ingeniería. Ingeniería Eléctrica – Universidad Nacional de Colombia – Colombia. Profesor Asociado – Universidad Distrital Francisco José de Caldas – Colombia – fsantamariap@udistrital.edu.co, fsantamariap@gmail.com