

Optimización del uso de baterías en Microrredes Eléctricas

Carlos A. Bonetti¹, Gabriel D. Puccini¹, Jorge Vega^{2,3}

¹ Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rafaela.
carlosbonetti3@gmail.com

² Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe.

³ Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química, INTEC (CONICET-UNL).

Resumen. En este trabajo se estudia la gestión óptima del uso de baterías en una microrred eléctrica que incorpora fuentes de generación distribuida solares y eólicas. Se analiza el comportamiento de la microrred durante las 24 horas del día a lo largo de un mes, con las variaciones climáticas reales registradas durante el mes de febrero en la ciudad de Santa Fe, Argentina. El objetivo de la optimización consiste en determinar un cronograma horario óptimo de carga y descarga que minimice las pérdidas totales de la red. Como caso de estudio se analiza una versión modificada de la red de 15 nodos de la IEEE y se emplea el recocido simulado como algoritmo heurístico de optimización.

Palabras clave. *Microrredes, gestión de baterías, mínimas pérdidas, generación distribuida, recocido simulado.*

1 Introducción

La energía eléctrica cobra cada vez mayor importancia en el desarrollo sustentable de una sociedad. Ya sea por cuestiones económicas o por aspectos medioambientales, la eficiencia energética se encuentra en el foco de estudio buscando permanentemente crear nuevas formas de operar las redes eléctricas desde la generación hasta la distribución y el consumo.

La generación centralizada de las redes tradicionales requiere distribuir la electricidad por grandes distancias, lo que implica elevadas pérdidas de transmisión. Con la aparición de nuevas fuentes de generación surgen las microrredes eléctricas, que permiten minimizar las indeseadas pérdidas de potencia. En estas pequeñas redes, las fuentes de generación pueden ser eólica, solar, diesel, entre otras [1], [2], y están dispersas en distintos puntos de la red, actuando como inyecciones de potencia [3], [4]. A este tipo de generación se la denomina *generación distribuida* [5], [6], [7], [8].

En las microrredes los consumidores finales suelen ser quienes gestionan estas generaciones distribuidas, por lo que tienen una participación activa tanto en el consumo como en la generación. Debido a esto, pueden adaptar su comportamiento energético según su propio beneficio. A esta conducta se la conoce como *respuesta de la demanda* [9]. Conociendo dichas conductas, la microrred se puede gestionar activando ciertos mecanismos [10] que condicionan a los consumidores en sus decisiones mediante un incentivo, que no tiene que ser necesariamente económico, de modo de modificar el consumo energético para lograr el mayor beneficio posible de toda la red.

En este trabajo se analiza el impacto de la gestión de baterías en el funcionamiento general de la red [11]. Se estudia una microrred con generación distribuida proveniente de generadores solares y eólicos, buscando minimizar las pérdidas de energía a través de la gestión óptima de baterías. Esta microrred posee una distribución radial y consta de 15 nodos, un nodo corresponde a la subestación generadora y los restantes 14 corresponden a nodos de consumo con una potencia máxima total demandada de 115,11 kW. La potencia solar instalada en los nodos de consumo asciende a 5,1 kW y la potencia eólica instalada es de 4,4 kW. La microrred está sujeta a las condiciones climáticas de la provincia de Santa Fe según datos históricos para el año 2015. Se considera el comportamiento de la misma para las 24 horas del día en los diferentes días del mes de febrero, con las variaciones en irradiancia solar y velocidad de viento que se presentan. Se efectúa un análisis mensual de todos estos escenarios y un análisis por cada día para entender cómo se comporta la microrred. Se aplica la herramienta computacional desarrollada para determinar un cronograma óptimo en el uso de baterías considerando como objetivo la minimización de las pérdidas de potencia. Así, este planteo se formula como un problema de optimización de un solo objetivo. Debido a la naturaleza combinatoria del problema, la búsqueda de soluciones se realiza mediante el uso de la técnica de optimización heurística denominado recocido simulado [12].

2 Métodos

La red de 15 nodos que se analiza en el presente trabajo tiene una estructura radial (Figura 1). Estos sistemas de distribución se asemejan a la estructura de un árbol, donde cada componente tiene una única línea o rama para el flujo de potencia que comienza en el nodo raíz denominado subestación (o fuente de energía). Así, cada nodo está asociado unívocamente a una línea a través de la cual recibe potencia y se verifica que el número de nodos (N_n) es igual al número de líneas (N_l) más uno, es decir $N_n = N_l + 1$.

En este trabajo se usa un algoritmo simple, y computacionalmente eficiente, para calcular las corrientes en cada rama [13]. Este procedimiento iterativo se beneficia de la estructura radial de la red, y comienza fijando los voltajes nodales a 1.0 p.u. y las corrientes en cada rama iguales a cero. Luego se calculan las corrientes para todas las líneas comenzando desde de línea más alejada de la subestación. Posteriormente se

actualizan los voltajes usando las corrientes calculadas previamente y comenzando desde la subestación. Por último, si el valor absoluto de la diferencia del voltaje actualizado y el voltaje calculado en la iteración anterior para cualquier nodo es mayor que un valor de error prefijado, se recalculan las corrientes y los voltajes siguiendo el procedimiento descrito. De otro modo, el algoritmo se considera que ha convergido. Por último, se calculan las potencias activas y reactivas en cada rama.

A partir de la solución del problema del flujo de potencia, se evalúa la función objetivo f , que para este problema de minimización es la suma de las pérdidas de todas las líneas n durante las 24 horas del día, es decir,

$$f = \sum_{h=1}^{24} \sum_{l=1}^n I_{hl}^2 R_l \quad (1)$$

donde h denota la hora de día, l denota la línea de la red, I_{hl} denota la corriente por la línea l a la hora h , y R_l denota la resistencia de la línea l . Se considera que cada nodo tiene una demanda neta que resulta de la potencia consumida en cada hora, la potencia generada (en caso de tener fuentes de generación propia) y la energía almacenada o entregada por su batería.

Así, el objetivo planteado en este trabajo consiste en minimizar las pérdidas diarias de la red. Note que esto es equivalente a reducir la energía demandada a la subestación, puesto que la demanda de los nodos más las pérdidas de la red es igual a la energía que debe entregar la subestación.

2.1 Generación distribuida

Las fuentes de generación distribuidas consideradas en este trabajo son de naturaleza solar y eólica. Para calcular la potencia que aporta el generador solar k en la hora h (GS_{kh}), se relaciona el valor de irradiancia de cada hora h (IS_h) con la potencia instalada en el generador k (PI_k), y las condiciones estándares de irradiancia 1.000 W/m^2 (IE) de acuerdo a la ecuación

$$GS_{kh} = \frac{IS_h PI_k}{IE} \quad (2)$$

Para determinar la generación eólica se tiene en cuenta la velocidad del viento en cada hora y se calcula el porcentaje de funcionamiento del generador respecto de su capacidad nominal. Conociendo la energía solar y eólica generada en cada hora, se puede determinar la demanda neta o el excedente de energía que se podrá inyectar a la red.

2.2 Incorporación de baterías

La incorporación de baterías en los puntos de consumo posibilita almacenar energía en un determinado momento y entregar esa cantidad de energía en otro momento. La energía que se almacena puede provenir de la red eléctrica o de la generación propia en el mismo punto de consumo, en el caso de que cuente con alguna fuente de generación.

Con el objeto de comprender el comportamiento de las baterías, en el presente trabajo se simulan las cargas y las descargas totales durante las 24 horas del día. Esto significa que no se permiten las cargas parciales. Aunque las condiciones iniciales de las baterías pueden ser completamente cargadas o completamente descargadas, el modelo exige que luego de 24 horas, las baterías se encuentren en el mismo nivel de carga que al inicio del día. Es decir, pueden hacer una carga completa y luego una descarga completa o viceversa, de modo que no se impone un nivel de carga inicial. Esto le aporta mayor flexibilidad al modelo, puesto que no se determina a priori si la mejor manera de comenzar el día es con las baterías completamente cargadas o completamente descargadas. Por otro lado, el requerimiento de finalizar el día con el mismo nivel de carga del comienzo del día se fundamenta en que no se busca reducir las pérdidas a expensas de utilizar toda la energía almacenada al iniciar el día (y finalizar el día con las baterías descargadas), sino que se busca un equilibrio sostenible para un período superior a un día.

Se considerará que las baterías pueden tener diferentes capacidades de almacenamiento. Además, se supondrá que todas requieren 4 horas para descargarse y 4 horas para cargarse. La energía que las baterías aportan o demandan a cada nodo se suma a la demanda propia del nodo y a su generación de acuerdo a la ecuación

$$CN_h = S_h + E_h - D_h \pm B_h \quad (3)$$

donde CN_h denota el consumo neto del nodo en la hora h , S_h denota la energía solar generada por el nodo en la hora h , E_h denota la energía eólica generada por el nodo en la hora h , D_h denota la energía demandada por el nodo en la hora h , y B_h denota la energía que libera (+) o almacena (-) la batería en la hora h . De este modo, si CN_h es negativo, se demanda una cantidad de energía CN_h a la red; pero si CN_h resulta ser positivo, esa cantidad de energía se inyecta a la red.

2.3 El algoritmo de recocido simulado

La gestión óptima de las baterías se formula como un problema de optimización de un objetivo. La naturaleza combinatoria del problema exige el uso de algún algoritmo de optimización heurístico que provea una aproximación al óptimo global. En el presente trabajo se implementa el algoritmo de recocido simulado [12]. Este algoritmo está basado en una generalización de la estrategia del progreso iterativo, la cual comienza con una solución inicial y luego busca, dentro de su entorno, otra solución de menor costo. La generalización introducida por recocido simulado implica aceptar, con una

probabilidad distinta de cero, una solución de mayor costo para poder salir de mínimos locales, aunque esto no garantiza llegar al mínimo global. El parámetro que permite controlar la aceptación de soluciones de mayor costo se llama temperatura.

En este esquema, el recocido simulado comienza a una temperatura inicial T_0 , con una solución factible U_{cur} y se evalúa la función objetivo. Luego se genera una nueva solución U_{new} perturbando la solución inicial. Si la nueva solución tiene un costo menor, la solución U_{new} es aceptada como la solución actual. Pero si tiene un costo superior, la nueva solución tiene una probabilidad no nula de ser aceptada de acuerdo a la probabilidad P definida como

$$P = \exp\left[-\frac{f(U_{new}) - f(U_{cur})}{T_i}\right] \quad (4)$$

donde el parámetro temperatura T_i controla la probabilidad de aceptación de soluciones de mayor costo. Luego de un número fijo de iteraciones, la temperatura es gradualmente disminuida por un factor constante $\alpha=0.9$. La temperatura inicial debe ser suficientemente alta para asegurar un gran número de aceptaciones en la etapa inicial y permitir explorar el espacio solución.

El método de perturbación modifica aleatoriamente los horarios de carga y descarga de cada batería de a una batería a la vez. De este modo, el algoritmo busca entre las distintas configuraciones de carga y descarga aquellas que proveen menores pérdidas.

3 Resultados

La metodología propuesta se aplica a una red de 15 nodos de la IEEE [14] que tiene una topología radial como se observa en la figura 1.

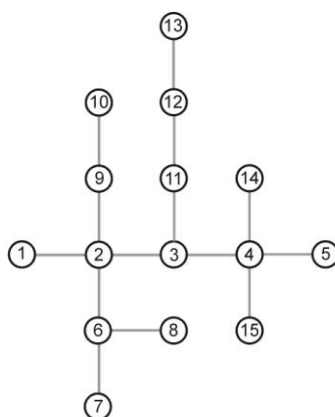


Fig. 1. Diagrama topológico de la red estudiada. Cada nodo tiene una demanda y una generación indicadas en tabla 1.

Nodo	Demanda máxima [kW]	Gen. Eólica [kW]	Gen. Solar [kW]	Capacidad batería [KWh]
1	-	-	-	-
2	4,14	0,3	0,3	1
3	6,57	-	0,3	1
4	13,14	0,3	-	2
5	4,14	-	-	1
6	13,14	1,2	1,2	1
7	13,14	-	-	2
8	6,57	2	-	1
9	6,57	-	0,3	2
10	4,14	-	-	1,2
11	13,14	-	2,5	1
12	6,57	0,3	-	0,8
13	4,14	-	-	1
14	6,57	0,3	-	1,6
15	13,14	-	0,5	2

Tabla 1. Potencia demandada máxima, capacidad nominal de generadores solares, capacidad nominal de generadores eólicos y capacidad de almacenamiento de cada nodo.

Para simular las condiciones de una microrred local, a las magnitudes de las cargas se les aplicó un factor de escala de modo que cada nodo represente un hogar promedio argentino, y se emplearon datos de la compañía administradora del mercado eléctrico CAMMESA¹ para determinar el perfil de consumo promedio por hora de los consumidores.

Las fuentes de generación solares y eólicas escogidas para este modelo están distribuidas aleatoriamente en algunos nodos de consumo. Todos los nodos cuentan con baterías, las cuales poseen diferentes capacidades (Tabla 1). El nodo 1 corresponde a la subestación. Todos los restantes nodos demandan energía y también tienen capacidad de almacenar energía. Los nodos 2 y 6 tienen generación solar y eólica. Los nodos 3, 9, 11 y 15 cuentan con generación solar. Los nodos 4, 8, 12 y 14 generan energía eólica. Y los nodos 5, 7, 10 y 13 no cuentan con ninguna fuente de generación propia.

Con este modelo se realizaron simulaciones bajo diferentes condiciones climáticas. Para esto se emplearon datos climatológicos reales correspondientes al mes de febrero del año 2015² de la ciudad de Santa Fe, Argentina.

¹ Página web de CAMMESA.

² Centro de Informaciones Meteorológicas (CIM), FICH, UNL.

3.1 Análisis mensual

En la figura 2 se muestran los resultados de la simulación para todos los días del mes de febrero. En color azul se indican las pérdidas diarias de la red sin el uso de baterías, y en color verde se indican las pérdidas con el uso y gestión óptima de baterías. Se observa que el beneficio de utilizar baterías varía de un día a otro dependiendo de las condiciones climáticas, pero siempre se observa una mejora. En el día 14 se observa la mayor reducción: las pérdidas con gestión óptima de baterías disminuyen un 22,2% respecto a la red funcionando sin baterías. La mínima reducción de las pérdidas se presenta en el día 4 y es de 0,5%. Para todo el mes de febrero la mejora promedio es del 7,5%. Comparando estos resultados con la figura 3, los días con menores pérdidas se corresponden con los de mayor generación solar y eólica. En esos días circula menos electricidad por la red ya que parte de la demanda se puede abastecer directamente por su generación propia.

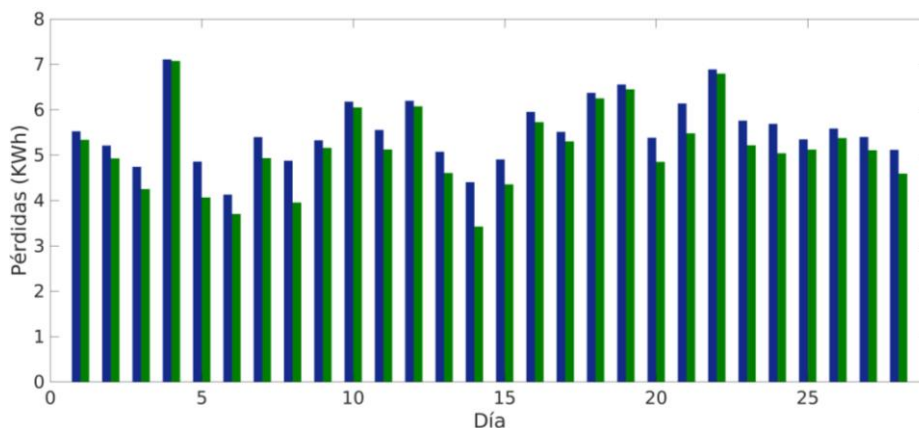


Fig. 2. Pérdidas totales para los días del mes de febrero con la gestión óptima de las baterías (verde) y sin considerar el uso de baterías (azul).

En la figura 3 se muestra la generación solar, la generación eólica y el consumo neto de toda la red para cada día del mes. Este consumo neto representa la energía que efectivamente se demanda a la subestación. Note que se ha supuesto la misma demanda para todos los días del mes. Debido a esto la suma de la generación solar (amarillo) y eólica (celeste) más la energía consumida desde la red (naranja) es la misma para cada día, y alcanza un valor de 115 KWh. También se observa que las generaciones solar y eólica presentan una variabilidad que depende de las condiciones climáticas del día. Por ejemplo, el día 14 las fuentes de generación aportan más de la mitad de la energía que requiere la red, y otros, como el día 4, este aporte apenas ronda el 10%. En esta figura no se consideran las baterías porque a lo largo del día se cargan y descargan terminando en el mismo nivel de carga, por lo que la energía que almacenan diariamente es la misma que la que entregan.

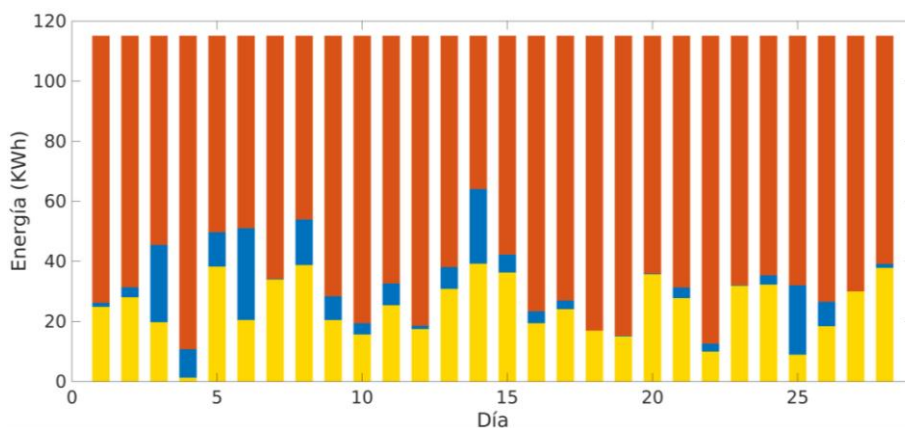


Fig. 3. Generación solar (amarillo), generación eólica (celestes), y consumo neto (naranja) para cada día del mes de febrero.

3.2 Pérdidas diarias

Para analizar el comportamiento horario de los diferentes factores que interactúan en el sistema de potencia de la red, se escoge el día 5 como día representativo. En la figura 4 se muestran los niveles de potencia de la red con y sin baterías.

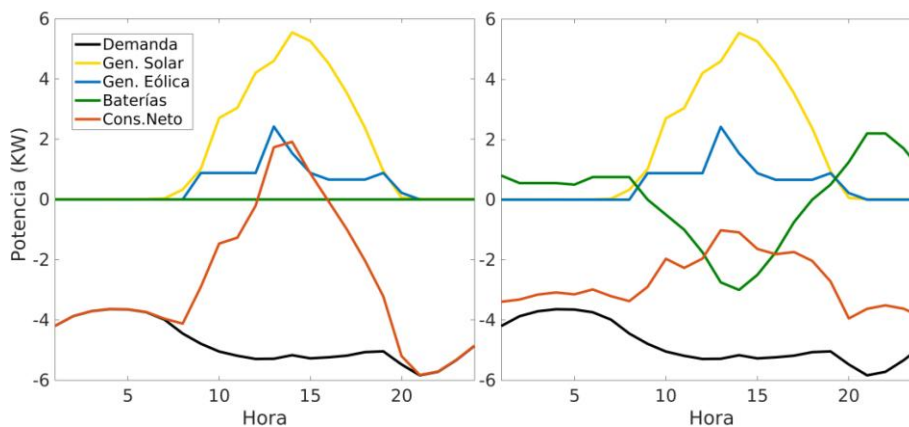


Fig. 4. Niveles de potencias de la red para el día 5 de febrero sin considerar el uso de baterías (izquierda) y considerando la implementación de baterías (derecha).

En color verde se indica la potencia aportada por las baterías B_h en cada hora. Se debe notar que esta potencia puede ser positiva o negativa dependiendo si la batería se está

cargando o descargando. En color negro se indica la demanda D_h de la red en cada hora, en celeste la potencia de la generación eólica E_h y en amarillo la potencia de la generación solar S_h . En anaranjado se muestra el consumo neto de los nodos CN_h , es decir, la potencia que efectivamente debe ser suministrada desde la red. Este valor es una suma de las potencias como se indica en la ecuación 3.

Se observa que cuando no hay intervención de las baterías, el consumo neto CN_h adopta valores positivos en las horas de generación pico. La estrategia que encuentra el algoritmo al gestionar las baterías es almacenar esta energía de las horas pico y entregarla en los momentos que no hay generación propia, logrando suavizar la curva de consumo neto CN_h que es la que determina las pérdidas de la red.

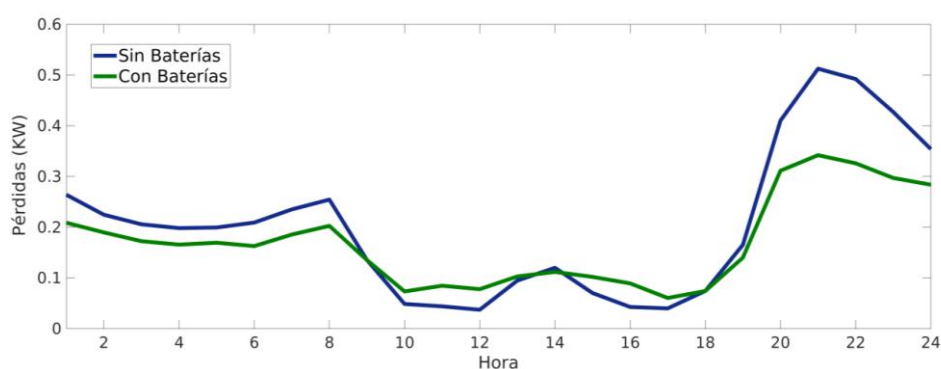


Fig. 5. Nivel de pérdidas sin baterías y con baterías para el día 5 de febrero.

En la figura 5 se puede observar el impacto de la gestión óptima de baterías en las pérdidas (verde) respecto a las pérdidas sin uso de baterías (azul). Hay horas (por ejemplo, la hora 12) en las que las pérdidas son mayores cuando se emplean las baterías que cuando no se las utilizan. Pero como se producen ahorros más significativos en otras horas (como por ejemplo, la hora 21), al final del día las pérdidas totales se reducen. Para el día que se ha considerado, las pérdidas totales sin uso de baterías son iguales a 4,86 MWh, mientras que con la gestión óptima de las baterías las pérdidas se reducen a 4,06 MWh, lo que representa una mejora del 16,3%.

4 Conclusiones

Para evaluar correctamente la conveniencia de incorporar baterías a una microrred eléctrica se debe tener en cuenta que la eficiencia en el uso de las mismas depende de las condiciones topológicas y físicas de la red y, principalmente, de las condiciones climáticas. Así, la mera incorporación de baterías no garantiza una mejora en el funcionamiento de la red, puesto que depende de la interacción de los diversos elementos que componen el sistema de potencia.

En el presente trabajo se ha demostrado que el aprovechamiento del uso de las baterías depende críticamente de la generación propia. Las mejoras más notorias referidas a las pérdidas se obtienen cuando las condiciones climáticas permiten la generación solar o eólica en los nodos, pudiendo almacenar parte de la energía generada para abastecer el consumo en los momentos de baja (o nula) generación. También se ha demostrado que no se obtiene una reducción de las pérdidas por la incursión de baterías en los nodos que no poseen generadores. Almacenar energía en momentos de bajo consumo y entregarla a la red en momentos de alto consumo implica una doble circulación de corriente, lo que aumenta considerablemente las pérdidas de energía. Por último, una generación excesiva también conduce a un aumento de las pérdidas de la red. Si la generación supera al consumo, el excedente de energía genera pérdidas por el exceso de corriente que circula por la red.

En futuros trabajos se propone investigar la gestión óptima de baterías para distintos perfiles de demanda diaria. Estos perfiles pueden estar relacionados con diferentes consumos energéticos para las distintas condiciones climáticas. Además, se prevé incorporar un modelo más detallado de las baterías, donde se permitan cargas y descargas parciales con la posibilidad de hacer varios ciclos de carga y descarga. También se proyecta incorporar el análisis del presente trabajo a una optimización económica más integradora, donde se evalúen los costos de los diversos componentes de la red y de los usuarios dentro de un mercado eléctrico.

Referencias

1. Hafez, O., Bhattacharya, K.: Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. *Renewable Energy*. Vol. 45 (2012) 7-15.
2. Atwa, Y.M., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A., Seethapathy, R.: Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 25, No. 1 (2010) 360-370.
3. Hamedani Golshan, M.E., Arefifar, S.A.: Distributed generation, reactive sources and network-configuration planning for power and energy-loss reduction. *IEE Proc.-Gener. Tansm. Distrib.*, Vol. 153, No. 2 (2006) 127-136.
4. Arefifar, S.A., Abdel-Rady I. Mohamed, Y., El-Fouly, T.H.M.: Supply-Adequacy-Based Optimal Construction of Microgrids in Smart Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Vol. 3, No. 3 (2012) 1491-1502.
5. Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo F.: A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2 (2005) 750–757.
6. Vallem, M., Mitra, J.: Siting and Sizing of Distributed Generation for Optimal Microgrid Architecture. The Klipsch School of Electrical and Computer Engineering. New Mexico State University (2005) 611–616.
7. Mehleri, E.D., Sarimveis, H., Markatos, N.C., Papageorgiou, L.G.: Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to Greek residential sector. *Renewable Energy*. Vol. 51 (2013) 331-342.
8. Palacios García, E.J.: Modelado Estocástico e Integración de Recursos Energéticos Distribuidos en la Red Eléctrica Inteligente. Tesis Doctoral Universidad de Córdoba, España. (2018).

9. Cortés Guzmán, M. A., Mojica-Nava, E.: Mechanism Design for Demand Response Programs with financial and non-monetary (social) Incentives. Draft, IEEE Transactions on Smart Grid. (2017).
10. Lizondo, D., Jimenez, A., Araujo, P., Will, A., Rodriguez, S.: Smart Grid and Demand-Side Management Review. CONAISI (2017) 601-609.
11. Mohamed, F.A., Koivo, H.N.: Online Management of MicroGrid with Battery Storage Using Multiobjective Optimization. IEEE Powering (2007).
12. Kirkpatrick, S., Gelatt, J., Vecchi, M.P.: Optimization by simulated annealing. Science. Vol 220 (1983) 671-680.
13. Prasad, K., Sahoo, N. C., Chaturvedi, A., Ranjan, R.: A Simple approach for branch current computation in load flow analysis of radial distribution systems. International Journal of Electrical Engineering Education. Vol. 44-1 (2007) 49-63.
14. Das, D., Kothari, D.P., Kalam, A.: Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. Electrical Power & Energy Systems. Vol. 17, No. 5 (1995) 335-346.