



## ***Gestión de una Micro-Red Basada en un Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas***

**Ariel S. Loyarte<sup>1(\*)</sup>, Luis A. Clementi<sup>1,2</sup>, Jorge R. Vega<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Grupo de Control y Seguridad Eléctrica (CySE), UTN, FRSF Lavaise 610, 3000 Santa Fe, Santa Fe, Argentina,  
Tel: +54-342-4601579, (\*)aloyarte@frsf.utn.edu.ar

<sup>2</sup>Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC), UNL-CONICET, Ruta Nac. 168, Paraje El Pozo, Santa Fe, Argentina. Te. +54-342-4511370

**Resumen** – Este trabajo investiga la gestión óptima de una micro-red con topología mallada y generación distribuida provista por motores diesel, una celda de combustible, y parques de generación eólica y solar fotovoltaica. Se propone un funcional que cuantifica el estado de operación de la micro-red. Dicho funcional se define sobre la base de indicadores ponderados que incluyen aspectos económicos, ambientales y de calidad de servicio. Se utiliza un método de optimización por enjambre de partículas a fin de determinar la asignación de tensiones y potencias de generación para obtener, ante cualquier configuración del estado de carga, el estado óptimo de operación de la red.

**Palabras claves** – micro-redes, optimización por enjambre de partículas, generación distribuida.

**Abstract** – This paper investigates the optimal management of a micro-grid with mesh topology and distributed generation provided by diesel engines, a fuel cell, and wind and solar photovoltaic farms. A functional that quantifies the operating state of the micro-grid is proposed. Such functional is defined on the basis of three weighted indicators that include economic, environmental, and quality-of-service aspects. A particle swarm optimization method is used to assign voltages and generation powers that ensure an optimal state of operation of the micro-grid, regardless of its state of charge.

**Keywords** – microgrids, particle swarm optimization, distributed generation.



## INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente las redes de transmisión de energía eléctrica se conforman a partir de redes de gran extensión, generalmente de alcance nacional y elevados niveles de tensión. El paradigma de las micro-redes, por el contrario, refiere a la concepción de redes que cubren regiones reducidas como una localidad o un parque industrial, pudiendo operar aisladas o interconectadas, según conveniencia (Chowdhury et al., 2009). La finalidad radica en favorecer el accionar de un esquema de control de generación y mejorar las condiciones de competitividad de energías alternativas (fundamentalmente renovables).

En este contexto, un controlador global actúa estableciendo a cada generador las consignas de potencia y tensión, con el objetivo de mantener la micro-red (MR) operando permanentemente en su estado óptimo (Mohamed, 2007), en función de un criterio que usualmente contempla los costos de generación y el impacto de los contaminantes liberados al ambiente.

La complejidad de la estructura de comunicación requerida para implementar un sistema de control de generación se reduce con la extensión de la red. O desde otro punto de vista, en el caso de micro-redes es factible considerar sistemas de control de generación que contemplen la optimización de otras variables, más allá de los indicadores económicos. Al mismo tiempo, para líneas de extensión reducida, es posible operar la MR a un mismo nivel de tensión (baja o media tensión), evitando la necesidad de incluir Estaciones Transformadoras intermedias.

Regiones más amplias pueden ser cubiertas mediante un sistema de MR's interconectadas. La interconexión permite el desarrollo de un mercado de intercambio mediante la importación/exportación de energía.

En términos generales, un sistema de control de generación presenta como objetivo la búsqueda de la operación en estado óptimo de la MR. El estado de operación suele definirse a partir del costo de generación global de la misma. En este caso, el problema se reduce a la obtención del llamado *Despacho Económico de Generación* (Grainger y Stevenson, 1996).

Otros autores combinan el factor económico con el aspecto ambiental (Abido, 2003), cuantificado a partir de las emisiones contaminantes liberadas por los procesos de generación (Morgantown, 2001); o a partir del costo equivalente invertido para mitigar tales emisiones y limitarlas a valores aceptables (Mohamed, 2008). De esta manera, cuando el problema de optimización implica operar sobre un funcional que excede las implicancias de los costos de generación, o cuando se consideran otras restricciones específicas, además de los límites de potencia de operación, el planteo y resolución recibe el nombre de *Flujo Óptimo de Potencias* (FOP).

Aunque el FOP puede resolverse mediante métodos numéricos evolutivos, han demostrado ser más eficientes los métodos de descenso de tipo gradiente, resultando entonces estos últimos ser ampliamente más difundidos (Frank et al., 2012).

En el presente trabajo se propone una topología de red de estudio mallada, trifásica en 13,2 kV, que contempla regiones de consumos residenciales e industriales (diferenciadas por curvas de carga horarias características) y una zona más amplia, destinada a parques de generación renovable.

Se considera un sistema de generación distribuida que incluye: dos (2) generadores diesel de potencias diferentes, una celda de combustible (Sosa et al., 2003), un parque de generación eólica y un parque de generación fotovoltaica.



La generación eólica y solar se ve afectada por las condiciones climatológicas del lugar de emplazamiento; para lo cual se consideran curvas horarias de las variables meteorológicas (temperatura, velocidad de viento y radiación solar) para la ciudad de Santa Fe (Argentina).

Para la MR se considera el modelo electrotécnico equivalente, el planteo de *Flujos de Potencia*, y su resolución mediante el método de Newton-Raphson (y variantes).

Para el cálculo de costos de generación y emisiones contaminantes (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>) se confecciona un modelo estático para cada generador.

El estado óptimo de la MR se define mediante la optimización de un funcional que contempla tres (3) indicadores criteriosamente ponderados (Romero, 1996): costo de generación global (económico), caudales de contaminantes liberados (ambiental), y la desviación media de las tensiones en los nodos de carga (calidad de servicio). Debido a la inclusión de este último, el funcional no puede expresarse en forma diferenciable, implicando la imposibilidad de utilización de algoritmos basados en gradientes. Se optó, en su defecto, por la aplicación de la metodología de optimización por enjambre de partículas (PSO) (AlRashidi y El-Hawary, 2009; Oñate Yumbra, 2008).

El problema de optimización se resuelve instante a instante, conforme varían el consumo y las condiciones climáticas. Bajo esta premisa se plantean dos casos de operación diferentes: modo isla (MR aislada) y modo interconectado (MR con posibilidad de importación de energía).

La finalidad última del algoritmo desarrollado radica en su aplicación en-línea por parte del controlador global; lo que implica mejorar la parametrización de la PSO para reducir los tiempos de procesamiento, que en estos momentos se extienden a varios minutos en una PC moderna.

## DESARROLLO

### Modelo matemático de la red:

Se considera una red eléctrica constituida por  $N$  nodos ( $j=1, \dots, N$ ). En cada nodo  $j$ , se inyecta una potencia generada,  $S_{g,j}$ , y se consume una potencia demandada,  $S_{d,j}$ . La tensión en el nodo es  $V_j$ . El  $j$ -ésimo nodo se encuentra conectado al  $k$ -ésimo nodo mediante una línea de transmisión de admitancia  $Y_{j,k}$ .

De acuerdo a la estructura mallada de la red y a las correspondientes admitancias de cada línea de transmisión, puede conformarse el siguiente modelo matemático de la red eléctrica [4]:

$$(\mathbf{p} + \mathbf{q} i) \times [\text{diag}(\mathbf{v}^*)]^{-1} = \mathbf{Y} \times \mathbf{v} \quad (1)$$

donde el primer miembro de la Ec. (1) es un vector  $N \times 1$  cuya  $j$ -ésima componente es el cociente  $S_j^* / V_j^* = (P_j + Q_j i) / V_j^*$ , siendo  $P_j$  y  $Q_j$  las potencias activas y reactivas netas inyectadas en el nodo (es decir, la diferencia entre las potencias generada y demandada en el nodo),  $i^2 = -1$ , y el símbolo “\*” indica complejo conjugado. Además,  $\mathbf{v}$  es el vector de  $N$  componentes de las tensiones  $V_j$  en los nodos; e  $\mathbf{Y}$  es la matriz compleja de  $N \times N$  de admitancias nodales (que depende de la estructura de la red y de las admitancias de las líneas de transmisión).

Los  $N_g$  nodos que presentan generación exhiben restricciones en sus potencias activa y reactiva:

$$P_{g,\min,j} \leq P_{g,j} \leq P_{g,\max,j}; \quad j = 1, \dots, N_g \quad (2a)$$

$$Q_{g,\min,j} \leq Q_{g,j} \leq Q_{g,\max,j}; \quad j = 1, \dots, N_g \quad (2b)$$

Adicionalmente, las potencias en los nodos deben cumplir la siguiente relación de equilibrio:

$$\sum_{j=1}^N (S_{g,j} - S_{d,j}) - S_L = 0 \quad (3)$$

donde  $S_L$  es la potencia (aparente) total de las pérdidas eléctricas disipadas en las líneas de la red.

El problema inverso conocido como *cálculo de flujos de potencia* consiste en hallar  $v$  de la Ec. (1), a partir de  $Y$  y de las potencias generadas ( $S_{g,j} = P_{g,j} + Q_{g,j} i$ ) y demandadas ( $S_{d,j} = P_{d,j} + Q_{d,j} i$ ) en cada nodo  $j$ .

El problema exige que una barra de generación sea la encargada de controlar tensión en módulo y fase (barra de compensación), mientras que los restantes nodos con generación permitan controlar la potencia activa inyectada y el módulo de la tensión (barras P-V) (Grainger y Stevenson, 1996). En las barras que sólo poseen carga, las potencias activa y reactiva demandadas constituyen datos del problema (barras P-Q).

La MR estudiada (propuesta), posee  $N = 12$  nodos (con  $N_g = 5$  nodos de generación), y se la representa en la Figura 1. En ella se distingue una zona superior destinada exclusivamente a la instalación de centros de generación. Allí se ubican 2 generadores diesel (DG 1: 850 kW, DG 2: 800 kW), un parque de 40 aerogeneradores (WT: 2 kW cada uno), y un parque de 500 paneles fotovoltaicos (PV: 100 W-pico por panel).

La zona central se destaca por consumos residenciales (RL), mientras que en la zona inferior los consumos son de tipo industrial (IL). Se incluye también allí generación a partir de una celda de combustible (FC) de 300 kW nominales.

La red se modela a partir del equivalente electrotécnico de las líneas, considerando líneas trifásicas que operan en 13,2 kV, con conductores ACSR 35/6 (según IRAM 2187), en disposición coplanar horizontal, con conductores contiguos distanciados 0,70 m.

Los consumos resultan de curvas de carga horaria típicas, escaladas de las propuestas por Jardini et al. (2002). Para cargas RL e IL se han considerado factores de potencia de 0,75 y 0,85 inductivos, respectivamente, constantes a lo largo del día (Figura 2).

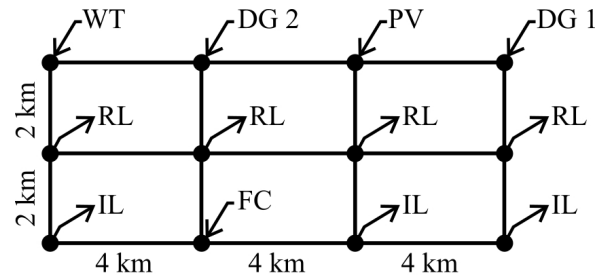


Fig. 1: Esquema de la red propuesta.

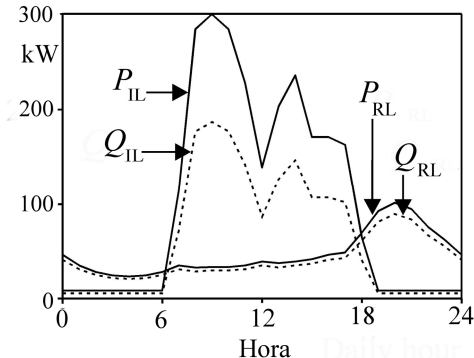


Fig. 2: Curvas de carga horaria.

**Costos de generación:**

La definición de indicadores que permitan cuantificar el estado de operación de la MR exige la obtención de modelos que vinculen la potencia activa generada por cada fuente, con el consumo de combustible asociado y, a partir de este último, con el costo de generación. Por ejemplo, en el caso particular de las fuentes renovables (WT y PV), la vinculación se establece entre la potencia activa generada y las variables climatológicas adecuadas.

Para generadores diesel (DG 1 y DG 2) se considera que el consumo de combustible (caudal volumétrico,  $Q_{DG}$ ) varía en forma de un polinomio de segundo grado con la potencia activa generada  $P_{DG}$  (Mohamed, 2008).

$$Q_{DG} = a \cdot P_{DG}^2 + b \cdot P_{DG} + c \tag{4}$$

Los coeficientes de la Ec. 4 se obtienen a partir de las especificaciones brindadas por el fabricante del grupo de generación.

Para el DG 1 se considera un generador accionado por un motor CUMMINS



KTA50G3; mientras que para el DG 2 el motor de accionamiento es el CATERPILLAR CAT C32.

El costo operativo asociado a un generador diesel,  $C_{DG}$ , se obtiene luego de considerar el costo  $C_{diesel}$  del combustible correspondiente.

$$C_{DG} = Q_{DG} \cdot C_{diesel} \quad (5)$$

Para el caso de la celda de combustible (FC), se considera hidrógeno como combustible reactivo, y un sistema de obtención de hidrógeno a partir de reformado de gas natural, mediante vapor de agua.

Siendo  $PCI_{H_2}$  y  $PCI_{GN}$  los poderes caloríficos inferiores del hidrógeno y el gas natural, respectivamente;  $C_{GN}$  el costo por unidad de energía obtenida del gas natural; y  $\eta$  el rendimiento de la caldera utilizada en el proceso de reformado, los costos operativos de gas natural ( $C_{op,GN}$ ) y de vapor ( $C_{op,v}$ ) pueden obtenerse según:

$$C_{op,GN} = \frac{C_{GN} \cdot PCI_{GN}}{\xi \cdot PCI_{H_2}} \quad (6)$$

$$C_{op,v} = \frac{C_{GN}}{\eta} \quad (7)$$

donde  $\xi$  es la relación entre el caudal másico obtenido de hidrógeno y el caudal másico de gas natural en la entrada del reformador. Si bien dicho parámetro puede ser variante, se considera la aproximación a un valor constante típico de 0,23 (Sosa et al., 2003).

Para la caldera se considera un rendimiento  $\eta=0,80$ , mientras que  $C_{GN}$  puede obtenerse a partir del costo de venta del gas natural  $C_{GN,venta}$  (costo por unidad de masa).

$$C_{GN} \left( \frac{US\$}{kWh} \right) = \frac{3600 \cdot C_{GN,venta} \left( \frac{US\$}{kg} \right)}{PCI_{GN} \left( \frac{kJ}{kg} \right)} \quad (8)$$

Finalmente, el costo de generación asociado a la FC ( $C_{FC}$ ) se obtiene de

considerar el costo correspondiente al gas natural procesado para la obtención de hidrógeno ( $C_{op,GN}$ ), el costo de gas natural empleado para ejecutar el reformado del hidrocarburo ( $C_{op,v}$ ), y la potencia generada ( $P_{FC}$ ), es decir:

$$C_{FC} = (C_{op,GN} + C_{op,v}) \cdot P_{FC} \quad (9)$$

Las fuentes WT y PV no poseen costos operativos asociados, dado que su aprovechamiento energético depende exclusivamente de condiciones ambientales. De esta manera, el costo global  $C_{global}$  de generación de la MR propuesta resulta:

$$C_{global} = C_{DG1} + C_{DG2} + C_{FC} \quad (10)$$

donde se ha discriminado el costo correspondiente a cada uno de los generadores diesel (DG 1 y DG 2):  $C_{DG1}$  y  $C_{DG2}$ , respectivamente.

### Generación renovable:

Para el caso de generación eólica (WT), siendo  $N_{WT}$  la cantidad de aerogeneradores disponibles,  $v$  la velocidad del viento,  $\rho$  la densidad del aire,  $A$  el área del rotor y  $C_p$  el coeficiente de potencia, la potencia activa  $P_{WT}$  desarrollada, resulta:

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \cdot N_{WT} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (11)$$

La Ec. 11 es válida siempre que  $v$  supere una velocidad de viento mínima necesaria para lograr el movimiento del rotor.

En las simulaciones se considera un parque de 40 aerogeneradores ANHUI HAMMER DYNAMO H3.8-2000W, de 2 kW nominales, 3,8 m de diámetro rotórico,  $C_p = 0,45$  y 3,0 m/s de velocidad de viento para arranque.

En el caso de generación solar fotovoltaica (PV), la potencia  $P_{PV}$  generada resulta de la Ec. 12, en función de la cantidad



de paneles  $N_{PV}$ , la irradiancia  $G$ , temperatura  $T$ , potencia pico  $P_{pico}$  del panel y coeficiente de temperatura-potencia  $k_p$ . El parámetro  $G_{std} = 1000 \text{ w/m}^2$  representa la *irradiancia standard*, mientras que  $T_r$  (normalmente  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) es la temperatura de referencia utilizada por el fabricante al especificar las características de sus productos.

$$P_{PV} = N_{PV} \cdot P_{pico} \cdot \frac{G}{G_{std}} \cdot [1 + k_p \cdot (T - T_r)] \quad (12)$$

En la simulaciones se consideró un parque de 500 paneles fotovoltaicos SOLARTECH F-SERIES SPM100P-TS-F, de 100 W-pico, con  $k_p = -0,46 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ .

**Emisión de contaminantes:**

De acuerdo a Mohamed (2008), puede establecerse el caudal de cada tipo de contaminante ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  y  $\text{CO}_2$ ) liberado por cada fuente de generación, en función de las potencias activas desarrolladas. La Tabla 1 resume esta información para la generación diesel y por medio de celdas de combustible.

Tabla 1: Emisión de contaminantes

	$\text{NO}_x$ (lb/MWh)	$\text{SO}_2$ (lb/MWh)	$\text{CO}_2$ (lb/MWh)
DG	21,8	0,454	1,432
FC	0,03	0,006	1,078

El caudal másico total de contaminante liberado resulta, por tanto:

$$Q_c \text{ (lb/h)} = \frac{21,8 + 0,454 + 1,432}{1000} \cdot (P_{DG1} + P_{DG2}) \text{ (kW)} + \frac{0,03 + 0,006 + 1,078}{1000} \cdot P_{FC} \text{ (kW)} \quad (13)$$

donde  $P_{DG1}$ ,  $P_{DG2}$  y  $P_{FC}$  son las potencias activas generadas por DG 1, DG 2 y FC, respectivamente.

**Operación óptima de la MR:**

Se ha optado por definir el estado de operación de la MR de acuerdo a la valoración de tres (3) indicadores: costo global de generación ( $C_{global}$ , económico), caudal de contaminantes liberados ( $Q_C$ , ambiental), y desviación media (en valor absoluto) de las tensiones en los nodos de carga ( $DesvV$ , indicador de calidad de servicio).

Las expresiones que cuantifican  $C_{global}$  y  $Q_C$  se corresponden con las Ecs. [10, 13]. Mientras que para determinar  $DesvV$  es necesario previamente resolver el problema de flujos de potencia de la Ec. 1. En este caso, las desviaciones de tensión se calculan respecto del valor nominal.

La Ec. 14 define el funcional  $f$ , que determina el estado de operación de la MR. En ella se contemplan  $C_{global,nor}$ ,  $Q_{C,nor}$  y  $DesvV_{nor}$  como indicadores normalizados (escala entre 0 y 1) de  $C_{global}$ ,  $Q_C$  y  $DesvV$ , respectivamente. Los factores  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$  ponderan el peso de cada indicador.

$$f = k_1 \cdot C_{global,nor} + k_2 \cdot Q_{C,nor} + k_3 \cdot DesvV_{nor} \quad (14)$$

La normalización ( $ind_{nor}$ ) de un indicador ( $ind$ ) puede realizarse teniendo en consideración su posible *mejor valor* y su posible *peor valor*. El mejor (peor) valor de cada indicador, resulta en el valor mínimo (máximo) obtenido tras optimizar cada uno de ellos, independientemente de los otros.

$$ind_{nor} = \frac{\text{mejor valor} - ind}{\text{mejor valor} - \text{peor valor}} \quad (15)$$

De esta forma, cuando el indicador alcanza su valor óptimo, toma el valor cero (0). Mientras que en su peor condición, su valor normalizado será igual a la unidad (1).

En consecuencia, el estado óptimo de operación de la MR será aquel que logre minimizar  $f$ . El problema de optimización puede expresarse en la forma de las Ecs. [16, 17].



$$\min_{\mathbf{p}_g, \mathbf{v}_g} f(\mathbf{p}, \mathbf{q}, \mathbf{v}) \quad (16)$$

$$p_{g,\min,j} \leq p_{g,j} \leq p_{g,\max,j} ; \quad j=1, \dots, N_g \quad (17a)$$

$$q_{g,\min,j} \leq q_{g,j} \leq q_{g,\max,j} ; \quad j=1, \dots, N_g \quad (17b)$$

$$V_{\min,j} \leq V_j \leq V_{\max,j} ; \quad j=1, \dots, N \quad (17c)$$

$$\sum_{j=1}^N (p_{g,j} - p_{d,j}) - p_L = 0 \quad (17d)$$

$$\sum_{j=1}^N (q_{g,j} - q_{d,j}) - q_L = 0 \quad (17e)$$

donde  $\mathbf{p}$ ,  $\mathbf{q}$  y  $\mathbf{v}$  son los vectores  $N \times 1$  que presentan como elementos, respectivamente, a las potencias activas netas (diferencia entre generación y demanda) inyectadas en los  $N$  nodos de la MR, las potencias reactivas netas inyectadas y las tensiones  $V_j$  en cada nodo. Las variables manipulables son el vector  $\mathbf{p}_g$  de potencias activas generadas, y el vector  $\mathbf{v}_g$  de tensiones generadas (módulos).

Las Ecs. [17a, 17b] representan, de manera simplificada, los límites de la curva de capacidad de cada generador. Para DG 1, DG 2 y FC, se consideró una potencia activa máxima ( $p_{g,\max}$ ) igual a la nominal de cada instalación; mientras que por motivos técnicos, normalmente asociados a eficiencia (Játiva, 2013), se considera a  $p_{g,\min}$  igual al 1% de la misma.

Para formas renovables (WT y PV),  $p_{g,\max}$  equivale a la capacidad de cada parque de generación; mientras que  $p_{g,\min}$  es nula. En este caso se destaca que las potencias generadas resultan del aprovechamiento de las condiciones climatológicas del momento (Ecs. [11, 12]). Por este motivo, las potencias obtenidas mediante estos medios no se corresponden con variables manipulables y, por lo tanto, no integran el vector  $\mathbf{p}_g$ . Por otra parte, debido a que normalmente la generación WT y PV es insuficiente para abastecer el consumo de la MR, las potencias activas desarrolladas por estas formas se inyectan complemente a la red.

En cuanto a restricciones de potencia reactiva, para DG 1 y DG 2 se consideran límites de 500 kVAr, inductivos y capacitivos, para cada generador ( $q_{g,\min} = -500$  kVAr;  $q_{g,\max} = 500$  kVAr). Mientras que para los casos en que la instalación emplee inversores de corriente como circuitos electrónicos de adaptación (FC, WT y PV), las potencias reactivas límite se obtienen de considerar un factor de potencia mínimo de 0,97 (inductivo y capacitivo).

La Ec. 17c fija restricciones a las tensiones nodales. Se ha impuesto  $V_{j,\min} = 0,90$  y  $V_{j,\max} = 1,10$ , por unidad de la tensión nominal, como límites aceptables.

Las Ecs. [17d, 17e] representan restricciones de igualdad para el problema. Físicamente se corresponden con el equilibrio energético entre oferta y demanda. Las potencias activas y reactivas generadas en cada nodo son, respectivamente,  $p_{g,j}$  y  $q_{g,j}$ , mientras que  $p_{d,j}$  y  $q_{d,j}$  se refieren a las potencias demandadas. Por otro lado,  $p_L$  y  $q_L$  son las potencias activa y reactiva disipadas en la red.

### **Optimización por enjambre de partículas:**

En la Ec. 14, el indicador  $DesvV_{nor}$  impide que  $f$  sea expresada en forma explícita. Esto por cuanto se requiere resolver el problema del flujo de potencias para conocer las tensiones en los nodos de carga. Y siendo el objetivo minimizar  $f$ , el flujo de potencias debiera necesariamente resolverse para los valores  $\mathbf{p}_g$  y  $\mathbf{v}_g$  que logran tal optimización. En consecuencia, no son aplicables los métodos numéricos clásicos de descenso de tipo gradiente. En su lugar, se opta por la utilización de algoritmos evolutivos. Entre ellos, se ha escogido la *optimización por enjambre de partículas* (PSO).

En un algoritmo PSO, la búsqueda del óptimo de las Ecs. [16, 17] se implementa mediante un conjunto de partículas. Cada partícula representa una posible solución, mientras el enjambre se desplaza por el espacio de solución hasta alcanzar un estado



estable. La  $p$ -ésima partícula en el enjambre representa un punto en el dominio de trabajo, es decir,  $\mathbf{X}^p = [\mathbf{p}_g^p \ \mathbf{v}_g^p]$ . La mejor posición obtenida por la  $p$ -ésima partícula (la que minimiza  $f$ ) es  $\mathbf{P}^p$ , y la mejor posición histórica es  $\mathbf{G}_m$ . Además, la  $p$ -ésima partícula se mueve sobre el espacio de solución con una velocidad  $\mathbf{V}^p$ . El enjambre se inicializa en la primera iteración (aleatoriamente, aunque cumpliendo las restricciones de las Ecs. 17); y luego, en la iteración  $n$ , la posición y velocidad de cada partícula se actualizan según [18, 19]:

$$\mathbf{V}^p[n+1] = w[n] \mathbf{V}^p[n] + c_1 R_1[n] \{\mathbf{B}^p - \mathbf{X}^p[n]\} + c_2 R_2[n] \{\mathbf{G}_m - \mathbf{X}^p[n]\} \quad (18)$$

$$\mathbf{X}^p[n+1] = \mathbf{X}^p[n] + \mathbf{V}^p[n+1] \quad (19)$$

donde  $w[n]$  es la función de inercia;  $c_1$  y  $c_2$  son las aceleraciones cognitiva y social, respectivamente; y  $R_1[n]$  y  $R_2[n]$  son dos valores aleatorios escogidos en cada iteración a partir de una distribución uniformemente distribuida en el intervalo (0,1). El número total de iteraciones en la PSO se elige de modo de asegurar la convergencia del algoritmo, y se adopta a  $\mathbf{G}_m$  como la solución obtenida.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Generalidades:

Fueron planteados dos (2) modos de operación: i) MR aislada, y ii) MR interconectada (con posibilidad de importación de energía). En ambos casos se utilizó una PSO con 50 partículas y  $w = c_1 = c_2 = 0,5$ . Mientras que fueron considerados los factores de peso (Ec. 14)  $k_1 = 0,7$ ,  $k_2 = 0,2$  y  $k_3 = 0,1$ , escogidos discrecionalmente para las primeras pruebas. En rigor, tal ponderación puede obtenerse de un análisis de sensibilidades, a considerar en futuros estudios.

Nótese que cada vez que se evalúa el funcional  $f$  en la ejecución de la PSO, es necesario resolver el problema del flujo de potencias (Ec. 1), para determinar posteriormente  $DesvV_{nor}$ . Para el caso, el nodo

vinculado a la generación DG 1 se dispone como nodo de compensación, para el cual se fija una tensión compleja de 1 p.u. a  $0^\circ$ . Se empleó el método de Newton-Rapshon (variante desacoplada rápida).

Cabe destacar que para determinar los indicadores normalizados, previamente es necesario hallar el *mejor* y *peor* valor de cada uno de ellos. Para lo cual se han resuelto sendos problemas de optimización, a partir de la aplicación de la misma PSO, con una configuración similar.

El problema se resolvió a intervalos de 1 hora, a lo largo del día. Para las condiciones ambientales se consideró, a modo de ejemplo, las variables meteorológicas para el día 01 de enero de 2013, en la ciudad de Santa Fe (Argentina). La información fue provista por el Centro de Información Meteorológica de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral (UNL). Las potencias activas obtenidas para tales condiciones mediante generación eólica ( $P_{WT}$ ) y solar ( $P_{PV}$ ) se muestran en la Figura 3.

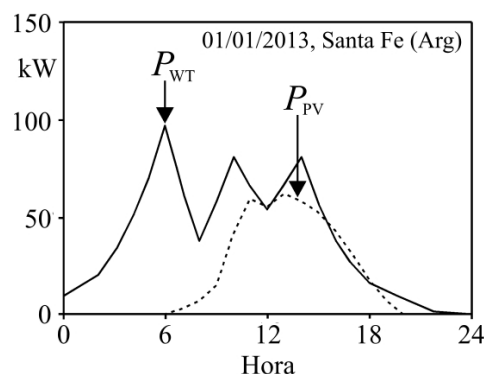


Fig. 3: Generación vía formas renovables.

### Modo isla:

Operando la MR en forma aislada, el algoritmo demostró ser efectivo para minimizar  $f$  en aproximadamente 50 iteraciones. La Figura 4 muestra la evolución de las potencias activas para generación DG y FC, como así también la variación de  $f$ , en función de las iteraciones ejecutadas, para las horas 12, 17 y 21. Los resultados más importantes se resumen en la Tabla 2.





Tabla 2: Asignación óptima de potencias

	Hora 12	Hora 17	Hora 21
$P_{DG1}$ (kW)	26,3 (5,5%)	32,0 (5,1%)	8,4 (2,2%)
$P_{DG2}$ (kW)	245,7 (51,5%)	337,6 (53,5%)	197,7 (50,7%)
$P_{FC}$ (kW)	205,2 (43,0%)	261,1 (41,4%)	183,7 (47,1%)

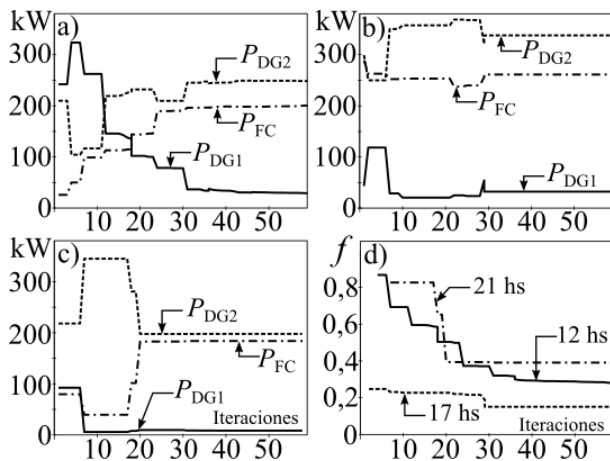


Fig. 4: Evolución de la PSO (modo isla). a) 12 hs; b) 17 hs; c) 21 hs.

**Modo interconectado:**

Se considera, en este caso, que la MR puede importar energía desde uno de sus nodos, vinculado a una red contigua. Por caso se ha escogido uno de los nodos extremos, de la zona de consumos industriales, para el cual se ha establecido un límite superior de 300 kW y límites de  $\pm 300$  kVAr de potencia reactiva.

Siendo  $C_{imp}$  el costo de importación,  $C_{DG}$  el costo de la generación DG y  $C_{FC}$  el costo para la FC (con  $C_{FC} < C_{DG}$ ), fueron analizados tres (3) casos diferentes: (A)  $C_{imp} > C_{DG}$ ; (B)  $C_{imp} \approx C_{FC}$ ; (C)  $C_{imp} < C_{FC}$ . Los resultados de la optimización para la hora 12, aunque por simplicidad sólo para el problema de costos, se resumen en la Tabla 3. Se incluye una comparación con la resolución del problema para la MR operando en modo isla.

Tabla 3: Optimización de costos (hora 12)

	Modo isla	(A)	(B)	(C)
$P_{DG1}$ (kW)	169,2	169,2	29,0	44,1
$P_{DG2}$ (kW)	8,0	8,0	12,0	9,2
$P_{FC}$ (kW)	300,0	300,0	297,5	133,8
Import. (kW)	-	0,0	138,7	290,2
Costo total (US\$/h)	145,5	145,5	136,0	104,6

Se observa que para el caso (A) se reproducen los resultados de la MR aislada (costo de importación elevado); nótese que  $P_{DG2} = 8,0$  kW es la mínima potencia de operación del DG 2, mientras que  $P_{FC} = 300,0$  kW es la potencia máxima (nominal) de la FC.

En el caso (B), la relación de costos sugiere importar mayores cantidades frente a la generación DG, más costosa. En (C), la importación resulta en la forma más económica y, por lo tanto, se verifica su predominio frente a la generación local.

**CONCLUSIONES**

El algoritmo propuesto demostró ser viable para obtener soluciones eficientes para el problema de optimización planteado. Aunque tales soluciones pueden variar, de acuerdo a la ponderación escogida en la definición de la función objetivo.

A pesar de que no fue señalado, el algoritmo demostró ser repetitivo en las soluciones para puntos de partida diferentes. Sin embargo, en una PC estándar, los tiempos de cálculo se extienden a varios minutos, impidiendo su aplicación en optimización en línea.

A futuro se pretende mejorar la parametrización de la PSO y/o emplear alguna metodología alternativa, con la finalidad de mejorar los tiempos de procesamiento. Por otro lado, se trabaja actualmente para elaborar las políticas de interacción entre varias micro-redes en un sistema más complejo, capaz de cubrir una región de mayor tamaño. Para el caso, se trabaja modelando el sistema de



interacciones como un sistema de eventos discretos.

### AGRADECIMIENTOS

A la UTN, por el financiamiento a través del Proyecto ENUTIFE0002405TC; y al Centro de Información Meteorológica de la Facultad de Ing. y Ciencias Hídricas (UNL).

### REFERENCIAS

Abido M.A., "Optimal power flow using particle swarm optimization", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 24, 563-571, (2002).

Abido M.A., "Environmental/Economic Power Dispatch Using Multiobjective Evolutionary Algorithms", *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4), 1529 – 1537, (2003).

AlRashidi M.R. and El-Hawary M.E., "A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems", *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 13(4), 913-918, (2009).

Chowdhury S., Chowdhury S. and Crossley P., "Microgrids and Active Distribution Networks", First Edition, The Institution of Engineering and Technology, United Kingdom, 24-56, (2009).

Frank S., Steponavice I. and Rebennack S., "Optimal Power Flow: A Bibliographic Survey I", *Energy Systems*, 3(3), 221-258, (2012).

Grainger J. and Stevenson W., "Análisis de Sistemas de Potencia", Primera Edición, McGraw-Hill, México, 131-357, 498-555, (1996).

Jardini J.A., Tahan C., Gouvea M.R., Se Un Ahn and Figueiredo F.M., "Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(1), 375 – 380, (2002).

Játiva J., "Incorporación de Límites por Restricciones de Servicios Auxiliares en las Curvas de Capacidad de Generadores de Centrales Eléctricas", *Revista Politécnica*, 32(1), 33-42, (2013).

Mohamed F., "Microgrid Online Management and Balancing Using Multiobjective Optimization", *Power Tech 2007 IEEE, Lausanne - Switzerland*, 1-5 July 2007, 639 – 644, (2007).

Mohamed F., "Microgrid modeling and online management", Thesis (Ph. D.), Helsinki University of Technology, Helsinki (Finland), 143, (2008).

Morgantown W., "Emission Rates for New DG Technologies", *The Regulatory Assistance Project*, May 2001, (2001). <http://www.raponline.org/document/download/id/66>

Oñate Yumbra P., "Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado", Tesis (Dr. en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica), Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del I.P.N., Guadalajara (México), 99, (2008).

Romero C., "Análisis de las decisiones multicriterio", Primera Edición, Isefe, España, 13-43, (1996).

Sosa M.I., Silveira J.L. and Fushimi A., "Reformado a vapor de gas natural para la obtención de hidrógeno – Análisis exegético", *Proceedings of the 5<sup>th</sup> Latin-America Congress: Electricity Generation and Transmission*, São Pedro – Brazil, 16-20 November 2003, (2003).