



Modelo hiperheurístico y simulación para la optimización de la inyección de potencia desde micro generación en sistemas eléctricos de distribución de baja tensión

Hyperheuristic model and simulation for the optimization of power injection from micro generation in low voltage electrical distribution systems

Gustavo Alejandro Schweickardt*

(Recibido el 06-08-2018. Aprobado el 03-12-2018)

Estilo de citación de artículo:

G. A. Schweickardt, "Modelo hiperheurístico y simulación para la optimización de la inyección de potencia desde micro generación en Sistemas Eléctricos de Distribución de Baja Tensión", *Lámpsakos*, (21), pp. 13-25. (enero-junio, 2019). DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.3034>

Resumen.

El presente trabajo aborda los desarrollos requeridos para resolver el problema de optimizar la inyección de potencia proveniente de micro generadores en sistemas eléctricos de distribución de energía (SEDE) de baja tensión (BT), focalizándose en los paneles solares fotovoltaicos (MG FV). Para tal propósito, se toman como referencia los conceptos y desarrollos generales presentados en artículos previos del autor, y se detallan los mismos, orientándolos a dos hiperheurísticas Basadas en Razonamiento, con dominio en metaheurísticas variantes de PSO, Formas (X-FPSO) y Cardumen de Peces Artificiales (FAFS) multiobjetivo. Estas hiperheurísticas fueron referidas como HY CBR X-FPSO y HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, siendo la segunda la que mejora los resultados en comparación con la primera, resolviendo las dos limitaciones observadas en esta. Se describe también la paralelización del algoritmo hiperheurístico HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, en las dos variantes descriptas, empleando la plataforma MPI. Finalmente, se presenta una simulación sobre un SEDE con MG FV BT real, mediante ambos algoritmos hiperheurísticos, comparando los resultados.

Palabras clave: Hiperheurísticas; Metaheurísticas; Microgeneración distribuida; Computación paralela; Sistema de distribución de energía eléctrica; Micro generación; Simulación para la optimización; Baja tensión; Potencia; Paneles solares.

* Doctor en Ingeniería/Economía Energética. Investigador del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y Universidad Tecnológica Nacional. Director del grupo de investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Concepción del Uruguay-Argentina. Correo electrónico: gustavoschweickardt@conicet.gov.ar

Abstract.

This paper addresses the processes required to solve the problem of optimizing the injection of power from micro generators in electric power distribution system (SEDE) of low voltage (BT), focusing on photovoltaic solar panels (MG FV). For this purpose, the concepts and general developments presented in previous articles by the author are taken as a reference, and they are detailed, leading to two hyper-heuristics based on reasoning, with mastery in variant meta-heuristics of PSO, Forms (X-FPSO) and Fast Artificial Fish Swarm (FAFS) multi-objective. These hyper-heuristics were referred to as HY CBR X-FPSO and HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, the latter being the one that improves the results compared to the first one, solving the two limitations observed at this point. The parallelization of the hyper-heuristic algorithm HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI is also described, in the two afore-mentioned variants, using the MPI platform. Finally, a simulation is presented on a SEDE with real MG FV BT, through both hyper-heuristic algorithms, comparing the results.

Keywords: Hyper-heuristics; Meta-heuristics; Distributed micro-generation; Parallel computing; Electric power distribution system; Micro-generation; Simulation for optimization; Low voltage; Power; Solar panels.

1. INTRODUCCIÓN

Siguiendo los desarrollos generales presentados en [1], y sustentados adicionalmente en [2], [3], [4] y [5], el presente trabajo aborda los detalles correspondientes a la solución del problema de optimización (PO) de la inyección de potencia proveniente de microgeneradores distribuidos (MG) en un sistema de eléctrico de distribución de energía (SEDE) de baja tensión (BT), focalizándose en la instalación de paneles solares fotovoltaicos. Se procura buscar el Vector Óptimo de Inyecciones de Potencia (VOInyP) proveniente de tales MG, sujeto a diversas restricciones y cumpliendo otros objetivos complementarios. El número de componentes de este vector será, entonces, el número de MG inyectando cierta potencia a la red del SEDE BT. Este problema será indicado de aquí en adelante mediante sus acrónimos (VOInyP MG FV SEDE BT). Como se ha dicho en [1], este (PO), por pertenecer a los campos de conocimiento de la economía computacional, la teoría económica de regulación, y al de los sistemas eléctricos de distribución, se incluye en la clase de problemas indicada por el autor mediante el acrónimo CP ECRRED. Esta es la CP donde operan ambos modelos hiperheurísticos descritos en [1]: el HY CBR X-FPSO, que se aplicará sobre el PO bajo análisis para tener una base de resultados, y el HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, el cual mejora, comparativamente, los mismos, resolviendo los inconvenientes observados en el primero, tal como se verá en las simulaciones realizadas.

El presente trabajo está organizado de la siguiente manera:

En la sección 2 se plantea el modelo general para resolver el Problema VOInyP MG FV SEDE BT. Luego se describen los conjuntos difusos/borrosos solidarios a cada Objetivo-R restricción, O-R, según el principio de optimalidad en la toma de decisiones en contextos borrosos [2], [3] y [4]. A partir de cada función de pertenencia/membresía de cada uno de estos conjuntos, μ_{O+R} , siendo O+R un Objetivo-R restricción genérico en el conjunto {O+R}, es obtenida la Función de Aptitud, μ_{Dc} , en el conjunto borroso de decisión, CBorrDc. Para ello es definido el operador más apropiado a aplicar sobre las μ_{O+R} . De este modo, al operar cada una de

las Formas (X-PSO + AFS) sobre CBorrDc, quedan establecidas sus extensiones multiobjetivo, (X-FPSO + FAFS), confiriéndoles, adicionalmente, la capacidad de tratar con incertidumbres de valor en las variables involucradas (de carácter no estocástico), como las que se presentan en los PO multiobjetivo pertenecientes a la CP ECRRED.

En la sección 3 se proporcionan detalles del método de entrenamiento de las RNAR \equiv FS para los dos algoritmos hiperheurísticos en cuestión, ya que es diferente respecto al utilizado en aplicaciones anteriores. Los detalles de la primera variante (MPI V1), que determina el número óptimo de núcleos, son presentados por [1]. Particularmente, para la segunda variante, MPI V2, se intenta cumplir, en la mayor medida posible, con los 5 Principios IC, de modo que el número de núcleos estará predefinido en 5, y se asigna a cada núcleo una variante de las 4 que componen el dominio de la HY CBR (X-FPSO + FAFS). Esto modifica el tipo de números (ahora enteros, no binarios) y su codificación en la salida de la RNAR \equiv FS, utilizada en la HY CBR X-FPSO, pero no su estructura. De manera que es enfatizada tal modificación, y se identifica el método de entrenamiento supervisado para ambas RNAR.

En la sección 4 se presentan las simulaciones realizadas para resolver el PO VOInyP MG FV SEDE BT. Para ello se considera, como SEDE BT y sin pérdida de generalidad, la red correspondiente a una salida de un Transformador MT/BT real, que ya fue adoptada como estudio de caso por el autor en [2], [3], [4] y [5], para resolver uno de los PO pertenecientes a la CP ECRRED: el balance de cargas monofásicas en Redes de SEDE BT. La diferencia respecto del PO abordado en el presente trabajo estriba en que un cierto número de cargas de la red pasan a ser MG FV, modificando por completo el PO a resolver.

Se presentan, entonces, tres simulaciones sobre esta nueva configuración de cargas + MG para la red propuesta: a) solución del VOInyP mediante la HY CBR F-PSO; b) solución del VOInyP mediante la HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1; y c) solución del VOInyP mediante la HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V2.

Luego se comparan y discuten los resultados de cada una.

Finalmente, en la sección 5, se presentan las conclusiones más relevantes del trabajo.

Modelo general para resolver el problema voinymp mg fv sede Bt

Formulación clásica

El modelo de optimización general planteado en términos clásicos es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 &FO \rightarrow \\
 &Max = VP_{Iny} = \begin{bmatrix} PFV_{Iny1} \\ PFV_{Iny2} \\ \dots \\ PFV_{InyMGD} \end{bmatrix} \\
 &Min |I_h| \\
 &Min [Perd_{PT}]
 \end{aligned} \quad (1)$$

Sujeto a:

- 1) $\forall i \in [1 \dots MGD], PFV_{Inyi} \leq PFV_{InyMax}^i$
- 2) $\forall n \in [1 \dots nN_{[R,S,T]}], U_{LimMin} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{LimMax}$
- 3) $U_{CTLimMin} \leq |US_{[R,S,T]}| \leq U_{CTLimMax}$
- 4) $\forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r[R,S,T]}| \leq I_{LimMax}$

Siendo: MGD, el número de MG FV distribuidos en el SEDE BT considerado; PFV_{Inyi} , con i en $[1 \dots MGD]$, la potencia de inyección FV del MG i -ésimo;

$|I_h|$, el módulo de la componente homopolar en el SEDE BT considerado, originada por el desbalance de cargas en cada fase del sistema (las cargas son monofásicas, al igual que las inyecciones, puesto que este es el caso peor);

$Perd_{PT}$ son las pérdidas totales de potencia activa;

$U_{LimMin} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{LimMax}$ es una restricción técnica-regulatoria, que implica que el módulo de la tensión en cada Fase $[R,S,T]$, de cada nodo n del SEDE BT, $|U_{n[R,S,T]}|$, se mantenga superior/igual a U_{LimMin} e inferior/igual U_{LimMax} ;

$U_{CTLimMin} \leq |US_{[R,S,T]}| \leq U_{CTLimMax}$ es una restricción técnica que refiere lo mismo, pero a la salida (secundario) del Transformador de Distribución MT/BT que se considera, tal como se plantea en las Simulaciones;

$\forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r[R,S,T]}| \leq I_{LimMax}$ es una Restricción Técnica que establece que la corriente en cada rama r , y en cada Fase $[R,S,T]$ no supere el Límite Térmico Máximo I_{LimMax} , según el conductor empleado.

El Vector VP_{Iny} tiene como componentes las *variables de control* del PO: las PFV_{Inyi} con i en $[1 \dots MGD]$. El resto de las variables ($|I_h|$, $Perd_{PT}$, $|U_{n[R,S,T]}|$, $|US_{[R,S,T]}|$, $|I_{r[R,S,T]}|$) son *variables de estado*.

Esto implica que, independientemente del Método de Optimización, el Espacio de Búsqueda tendrá MGD dimensiones, sobre valores continuos, acotados en el intervalo $[0, PFV_{InyMax}^i]$, según la Restricción 1).

El límite PFV_{InyMax}^i , como se verá al abordar las Simulaciones, depende, en general, de cada usuario MG FV ^{i} . Esto es así porque es establecido según la Potencia Máxima del Panel Fotovoltaico del MG FV ^{i} . Si esta superara la Potencia Contratada por el mismo

DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.3034>

a la empresa que explota el Servicio de Distribución, cuando *no inyecta excedentes de energía* a la red, (comportándose como un usuario *consumidor*), el límite PFV_{InyMax}^i vendrá dado, regulatoriamente, por su Potencia Contratada.

Por tal razón, en los marcos regulatorios aplicados a un SEDE BT con MG FV (u otra fuente de energía primaria renovable, en general), se habla de usuario *prosumidor*: Puede ser *productor* (MG) o *consumidor* de energía eléctrica.

Una situación donde el *prosumidor* es forzosamente *consumidor* ocurre en horarios nocturnos, por caso, considerando que los sistemas MG FV conectados a redes (es decir, que no operan en forma aislada), no están dotados de medios para acumular energía (banco de baterías, por ejemplo).

De modo que, conforme se explicará en la propuesta de solución para este PO, localizado un cierto VP_{Iny} en el Espacio de Búsqueda, en cada instancia, se corre una Herramienta *software* para el Análisis de Funcionamiento en Régimen Permanente, denominada Flujo de Potencia Trifásico [6] y [7], la cual, según los datos proporcionados sobre el SEDE MG FV BT, calcula: $(|I_h|, Perd_{PT}, |U_{n[R,S,T]}|, |US_{[R,S,T]}|, |Ir_{[R,S,T]}|)$, tomando en consideración todos los límites establecidos, e intenta maximizar cada componente de VP_{Iny} , a la vez que intenta minimizar $|I_h|$ y $Perd_{PT}$, cumpliendo las restricciones sobre $|U_{n[R,S,T]}|, |US_{[R,S,T]}|$ y $|Ir_{[R,S,T]}|$, iterando hasta lograr la mejor solución.

Desde aquí puede observarse la complejidad inherente a este PO, la cual hace colapsar a los Métodos Clásicos de Optimización No Lineal en la búsqueda de una solución óptima.

Construcción de los conjuntos difusos {O+R}

Forma genérica de los conjuntos borrosos solidarios a cada objetivo-restricción

En la Fig.1 se presenta el constructo general para los Conjuntos Borrosos $CBorr_{O+R}$ solidarios a cada Objetivo-Restricción.

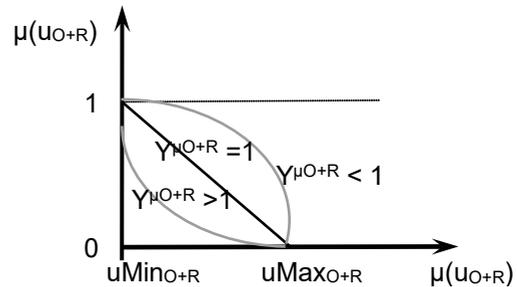


Fig. 1: Estructura general de los $CBorr_{(O+R)}$

En esta figura se aprecia que la función de membresía para cada conjunto $CBorr_{(O+R)}$ es, en principio, *lineal* (recta más oscura).

La variable genérica u_{O+R} es aquella asignada a cada uno de los objetivos + restricciones del conjunto {O+R}. Se observa que tal variable presenta una aptitud $\mu(u_{O+R})$, que es *máxima* en $u_{Min_{O+R}}$ y *mínima* en $u_{Max_{O+R}}$. De forma tal que la construcción de cada conjunto $CBorr_{(O+R)}$ supone un cuidadoso análisis.

Esto implica que, conforme sea la variable u_{O+R} solidaria al Objetivo-Restricción (O+R)-ésimo, la definición del conjunto $CBorr_{(O+R)}$ será diferente.

Por ello, cada construcción es tratada de manera individual en los epígrafes siguientes, según el modelo general (1).

Adicionalmente, en la Fig. 1 se observan dos *funciones no lineales*. Las mismas provienen de considerar la importancia o peso que cada $CBorr_{(O+R)}$ tiene en la composición del conjunto borroso de decisión, $CBorr_{Dc}$, tal como es explicado en las referencias [2] a [5]. Al referirse a la importancia de cada $CBorr_{(O+R)}$, se intenta

captar la prioridad que se le confiere al cumplimiento de cada O+R en el Modelo (1), en la toma de decisiones multiobjetivo.

Conforme estas referencias, tal importancia queda formalmente establecida mediante la afectación de cada función de membresía, $\mu(u_{0+R})$, según su *peso exponencial* [8]. El mismo puede ser obtenido, al menos, mediante dos métodos:

1ro) Método auto-valor/auto-vector a partir de la Matriz de Importancia entre pares de O+R [9].

2do) Aplicación de Programas Lineales Acoplados sobre los valores consignados como entradas en la Matriz de Importancia entre pares de O+R, propuesto por el autor y descrito en detalle en [10] y [11].

El segundo proporciona resultados más precisos que los generados por el primero, particularmente cuando el número de O+R es elevado (por caso, ≥ 9). Además, puede ser empleado cuando las importancias (números en cierto intervalo predefinido por el tomador de decisiones) entre pares de O+R, presentan incertidumbres de valor, también captadas mediante su representación como Números Borrosos. Pero es mucho más complejo de implementar que el primer Método.

Por tanto, para el PO a resolver, y sin por ello pérdida de generalidad, se optó por aplicar el primero. Los detalles se proporcionan de forma completa en la referencia [8]. Aquí solo se mencionan sus resultados al aplicarlo en la sección 4.

Si $Y^{\mu_{0+R}} = 1$, $\mu(u_{0+R})$ es lineal, la importancia del Objetivo-R restricción no se afecta. Si $Y^{\mu_{0+R}} < 1$, $\mu(u_{0+R})$ resulta afectada, y la importancia del O+R es *menor* que la de cualquier otro con una $\mu(u_{0+R})$ lineal. Y si $Y^{\mu_{0+R}} > 1$, $\mu(u_{0+R})$ resulta afectada, y la importancia del O+R es *mayor* que la de cualquier otro que tenga asociada una $\mu(u_{0+R})$ lineal.

Conjunto borroso solidario al vector VP_{Iny}

Para esta formulación es definida la variable uVP_{Iny} del siguiente modo:

$$uVP_{Iny} = \left[1 - \frac{\left(\sum_{i=1}^{MGD} PFV_{Iny}^i \right)}{\left(\sum_{i=1}^{MGD} PFV_{InyMax}^i \right)} \right] \quad (2)$$

De manera que si todos los MG FV^i inyectasen su Potencia Máxima, uVP_{Iny} es igual al valor $uVP_{InyMin} = 0$, y debería resultar $\mu(uVP_{InyMin}) = 1$. En cambio, para el límite superior, si todos los MG FV^i inyectasen su Potencia Mínima (igual a 0), $uVP_{InyMin} = 1$, debería obtenerse $\mu(uVP_{InyMin}) = 0$.

Entonces el conjunto $CBorr_{uVP_{Iny}}$ lineal queda establecido a partir de la Función de Pertenencia/Membresía dada por:

$$\mu(uVP_{Iny}) = uVP_{Iny} \quad (3)$$

Y al introducir su peso exponencial, $Y^{VP_{Iny}}$ se obtiene el $CBorr_{uVP_{Iny}}$, a partir de su Función de Membresía:

$$\mu(uVP_{Iny}) = (uVP_{Iny})^{Y^{VP_{Iny}}} \quad (4)$$

Conjunto borroso solidario a $|I_h|$

Todos los SEDE BT operan con cierto grado de desbalance en sus cargas, de modo que el Sistema Trifásico de Intensidades será simétrico (fasores desplazados 120°), pero desbalanceado. En tal condición, conforme el Teorema de Componentes Simétricas de Fortescue [3] y [6], se tendrá una cierta $|I_h|$ circulando por el neutro.

Para construir el CBorr $|I_h|$, se considerará un *límite mínimo* de $|I_h|$, $u|I_h|_{Min}$, dado por el valor de la misma en la mejor condición de balance de cargas que pueda presentar el SEDE BT, determinada, por caso, resolviendo un PO MonoObjetivo que minimiza $|I_h|$ [5].

El *límite máximo* vendrá impuesto externamente como:

$$u|I_h|_{Max} = [1 + (\%|I_h|_{Min}/100)] \cdot |I_h|_{Min} \quad (5)$$

De modo que, determinado su peso exponencial Y $|I_h|$, y siendo $u|I_h| = |I_h|$, la Función de Membresía vendrá dada por la expresión condicional:

$$\text{Si } |I_h| < |I_h|_{Min} \rightarrow \mu = 1 \quad (6)$$

$$\text{Si } |I_h|_{Min} \leq |I_h| \leq |I_h|_{Max} \rightarrow$$

$$\mu = \left[\frac{u|I_h|_{Max} - u|I_h|}{u|I_h|_{Max} - u|I_h|_{Min}} \right]^{Y|I_h|} \quad (7)$$

$$\text{Si } |I_h| > |I_h|_{Max} \rightarrow \mu = 0 \quad (8)$$

Conjunto borroso solidario a las $Perd_{PT}$

Para la construcción del CBorr $Perd_{PT}$, se sigue la misma lógica propuesta en la construcción de CBorr $|I_h|$. De forma que se determina un *límite mínimo* y un *límite máximo* (del mismo modo que se determinaron para $|I_h|$): $Perd_{PTMin} \equiv uPerd_{PTMin}$ y

$$uPerd_{PTMax} \equiv Perd_{PTMin} = [1 + (\%Perd_{PTMin}/100)] \cdot Perd_{PTMin} \quad (9)$$

De esta manera, calculado su peso exponencial Y $Perd_{PT}$, y siendo $uPerd_{PT} = Perd_{PT}$, la Función de Membresía vendrá dada por la expresión condicional:

$$\text{Si } Perd_{PT} < Perd_{PTMin} \rightarrow \mu(uPerd_{PT}) = 1 \quad (10)$$

$$\text{Si } Perd_{PTMin} \leq Perd_{PT} \leq Perd_{PTMax} \rightarrow$$

$$\mu(uPerd_{PT}) = \left[\frac{Perd_{PTMax} - Perd_{PT}}{Perd_{PTMax} - Perd_{PTMin}} \right]^{YPerd_{PT}} \quad (11)$$

$$\text{Si } Perd_{PT} > Perd_{PTMax} \rightarrow \mu(uPerd_{PT}) = 0 \quad (12)$$

Conjunto borroso solidario a las $U_{n[R,S,T]}$

En este caso, la construcción del CBorr $U_{n[R,S,T]}$ requiere de la construcción de un Índice que resultara en

la variable $u|U_{n[R,S,T]}|$. Esto es así porque la restricción 2) del Modelo 1) impone que en todo nodo n del SEDE BT considerado, con nN nodos, se satisfagan los límites impuestos regulatoriamente.

De modo que se utilizará una propuesta similar a la presentada por el autor (en coautoría) en las referencias, por caso, [2] y [3], para resolver el PO del Balance de Cargas Monofásicas en una red SEDE BT sin MG FV.

Se trabaja, como es habitual en los sistemas de potencia, en valores por unidad [6], [pu]. El valor 1 [pu] corresponde al módulo tensión nominal en cada fase [R, S, T]. Entonces se definen tantos Conjuntos Borrosos como nodos tenga el SEDE BT bajo estudio, donde

$u|U_{n[R,S,T]}| = |U_{n[R,S,T]}|$, con la Función de Membresía expresada condicionalmente por:

$$\text{Si } |U_{n[R,S,T]}| < U_{LimMin} \rightarrow \mu(u|U_{n[R,S,T]}|) = 0 \quad (13)$$

$$\text{Si } U_{LimMin} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{LimMax} \rightarrow$$

$$\mu(u|U_{n[R,S,T]}) = \left[\frac{U_{LimMax} - |U_{n[R,S,T]}|}{U_{LimMax} - U_{LimMin}} \right]^{Y|U_{n[R,S,T]}} \quad (14)$$

$$\text{Si } |U_{n[R,S,T]}| > U_{LimMax} \rightarrow \mu(u|U_{n[R,S,T]}) = 0 \quad (15)$$

Y para el conjunto de nodos del SEDE BT, con n en [1...nN], se tendrá la Función de Membresía dada por:

$$\mu(u|U_{nN[R,S,T]}) = \sqrt[nN]{\prod_{n=1}^{nN} \mu(u|U_{n[R,S,T]})} \quad (16)$$

El segundo miembro de (16) es un Índice estricto, pues basta con que el módulo de la tensión en un nodo n-ésimo esté fuera de los límites impuestos regu-

riamente para que $\mu(u|U_{nN[R,S,T]})$ sea 0, ya que el radicando es el producto de las Funciones de Membresía para cada nodo n-ésimo.

Conjunto borroso solidario a la $|US_{[R,S,T]}|$

El caso del CBorr $|US_{[R,S,T]}|$ es completamente análogo al de un nodo n del SEDE BT. De manera que su Función de Membresía tendrá la misma característica que (13)-(16), considerando $u(|US_{[R,S,T]}) = |US_{[R,S,T]}|$ y los límites en la Salida del Transformador de Distribución MT/BT, $U_{CTLimMin}$ y $U_{CTLimMax}$ que son fijados por el regulador de tensión:

$$\text{Si } |US_{[R,S,T]}| < U_{CTLimMin} \rightarrow \mu(u|US_{[R,S,T]}) = 0 \quad (17)$$

$$\text{Si } U_{CTLimMin} \leq |US_{[R,S,T]}| \leq U_{CTLimMax} \rightarrow \mu(u|US_{[R,S,T]}) = \left[\frac{|US_{[R,S,T]}| - U_{CTLimMin}}{U_{CTLimMax} - U_{CTLimMin}} \right] \quad (18)$$

$$\text{Si } |US_{[R,S,T]}| > U_{CTLimMax} \rightarrow \mu(u|US_{[R,S,T]}) = 0 \quad (19)$$

Conjunto borroso solidario a las $|I_{r[R,S,T]}|$

En este caso, el CBorr $|I_{r[R,S,T]}|$ requerirá de la construcción de un Índice cuya formulación tiene la misma estructura que (13-16). Esto es así porque se requiere que para cada rama r en [1...nR] del SEDE BT, la

$|I_{r[R,S,T]}| \leq I_{LimMax}$ dada por el conductor empleado. Como no se establece un *límite mínimo*, puede definirse de varias formas. La propuesta aquí es que tal límite esté dado por la expresión:

$$I_{LimMin} = [1 - (\%I_{LimMax} / 100)] \cdot I_{LimMax} \quad (20)$$

Entonces, adoptando $u|I_{r[R,S,T]}| = |I_{r[R,S,T]}|$, las Funciones de Membresía del r-ésimo Conjunto Borroso con r en [1... nR] serán:

$$\text{Si } |I_{r[R,S,T]}| < I_{LimMin} \rightarrow \mu(u|I_{r[R,S,T]}) = 1 \quad (21)$$

$$\text{Si } I_{LimMin} \leq |I_{r[R,S,T]}| \leq I_{LimMax} \rightarrow$$

$$\mu(u|I_{r[R,S,T]}) = \left[\frac{|I_{r[R,S,T]}| - I_{LimMax}}{I_{LimMax} - U_{LimMin}} \right]^{Y|I_{r[R,S,T]}} \quad (22)$$

$$\text{Si } |I_{r[R,S,T]}| > I_{LimMax} \rightarrow \mu(u|I_{r[R,S,T]}) = 0 \quad (23)$$

$$\mu(u|I_{nR[R,S,T]}) = \sqrt[nR]{\prod_{r=1}^{nR} \mu(u|I_{r[R,S,T]})} \quad (24)$$

Operador entre las μ_{0+r} para definir μ_{Dc}

El operador o *t-norma*, [2] a [5], entre las funciones de membresía de los 6 CBorr definidos en 1.2, es una variante aquí propuesta referida como producto de Einstein Exponencial, PE^{YPE}. Se formula como sigue:

DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.3034>

Llamando, por simplicidad, $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4, \mu_5$, y μ_6 a cada función de membresía con peso exponencial en el orden que se presentaron, el PE Clásico es:

$$(\mu_1, \mu_2)_{PE} = [(\mu_1 \mu_2) / (2 - (\mu_1 + \mu_2 - \mu_1 \cdot \mu_2))] \quad (25)$$

$$(\mu_1, \mu_2)_{PE}^{YPE} = [(\mu_1 \cdot \mu_2) / (2 - (\mu_1 + \mu_2 - \mu_1 \cdot \mu_2))]^{YPE} \quad (26)$$

Si se aplicase el PE Clásico (25), el resultado obtenido opera como una nueva μ que se vuelve a someter a (25) con μ_3 , y así continuando hasta someter a (25) la última μ con μ_6 . De este modo, el valor de μ_{Dc} va tendiendo asintóticamente a 0. Por ejemplo, como se observará en los resultados presentados en la sección 5, el valor de μ_{Dc} resultaría en 0.45, y no necesariamente está implicando un bajo valor de aptitud. Se obtiene un valor pequeño, debido a la propia estructura del PE Clásico.

Para salvar esta dificultad, se introduce un peso exponencial constante menor que 1, cuyo valor adecuado es función del número de CBorr, nCBorr: $YPE = 1/nCBorr$. Para este caso $YPE = 1/6 = 0.17$.

Por ello $(0.45)^{0.17}$ arroja el valor final de $\mu_{Dc} = 0.87$, que se observa en la Tabla 1 de la sección 4.

Implementación de las variantes MPI

Las implementaciones en ambas variantes del algoritmo HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI pueden ser consultadas en [11] y [12]. Particularmente, la segunda variante, en la cual se considera un número constante de núcleos e igual al número de Principios IC. La implementación *software* se realizó bajo Linux, utilizando C++ en su programación.

La modificación en el entrenamiento de la RNAR \equiv FS, introducida tanto en este Algoritmo, como en el HY CBR X-FPSO, difiere respecto de la empleada en las referencias [10], [11] y [12]. Utiliza un algoritmo híbrido: emplea el Gradiente Generalizado para las primeras iteraciones, y luego la Forma X-PSO GIST.

Simulaciones

Para realizar las simulaciones a efectos de resolver el PO VOInyP MG FV SEDE BT mediante los tres Algoritmos HiperHeurísticos, se considera la red BT cuyo Esquema Trifilar se presenta en la Fig. 2.

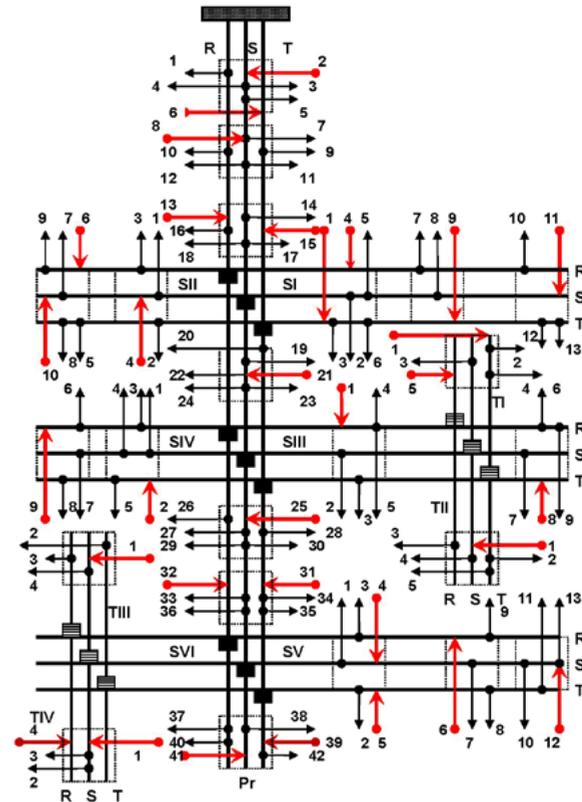


Fig. 2: Red BT adoptada como estudio de caso

Esta red, perteneciente al SEDE BT de la ciudad de Bariloche, Argentina, corresponde a una salida (de las seis) de un Transformador de Distribución MT/BT (13.2 kV / 0.38 kV) cuya Potencia Aparente es 315 kVA. Las flechas en color negro (*salientes* de cada nodo) indican usuarios *consumidores* de energía desde la red. Las flechas en color rojo (*entrantes* en cada nodo) indican usuarios *inyectores* de energía a la red (MG FV). El Sistema tiene, entonces, 115 usuarios *prosumidores*: 84 *consumidores* y 31 *productores/inyectores* (MG FV).

Existen un alimentador principal (Pr), cinco alimentadores secundarios (SI, SII, SIII, SIV y SV) y cuatro terciarios (TI, TII, TIII y TIV). Los números indican los *pro*

sumidores conectados a cada uno de ellos. En la Fig. 3 se presenta esquemáticamente la distribución cargas e inyecciones resultantes, componentes del VOInyP, ordenadas según estos números, para cada alimentador, así como las distancias, en km, respecto del nodo origen de cada uno. Las Cargas tienen un signo positivo, mientras que las Inyecciones son negativas, ambas expresadas en kW. El flujo de potencia para sistemas desbalanceados con MG FV empleado, se detalla en la referencia [7]. Siguiendo la misma, los MG FV pueden ser consideradas consumos negativos, con un Factor de Potencia $fP_{Iny} = 1$, debido al funcionamiento de un Generador FV. Para las Potencias de consumo, $fP_{Con} = 0.85$. Tratándose de una zona residencial, los usuarios consumidores tienen un Factor de Consumo Simultáneo $fConS = 0.6$, mientras que para los usuarios inyectoros, su Factor de Inyección Simultánea es $fInyS = 1$ (todos están inyectando P_{Iny} a la red). Debido a las bajas temperaturas de la ciudad, ubicada en la Patagonia, los consumos eléctricos son bajos, resultando el valor de potencia contratada (e instalada en los paneles solares FV) 2 kW. Se observa que las P_{Iny}^i , componentes del VOInyP, no logran su valor máximo, operando en verano, y en condiciones estándar [13], [14], [15] y [16], conforme el Mapa Solar del mes de enero, correspondiente a la potencia nominal de los Paneles FV. Además, esta no se ve disminuida por efecto de las altas temperaturas [14]. La limitación de las P_{Iny}^i estriba

en las Restricciones asociadas a $|U_{n[R,S,T]}|$ y $|US_{[R,S,T]}|$, pues se superarían los límites máximos. Respecto de la Aplicación de los algoritmos hiperheurísticos, el VOInyP cuyas componentes se observan en la Fig. 3 resultó ser el mismo en los 3 casos, al igual que las μ_i con i en [1...6]. Esto es así porque el sistema analizado es pequeño. La diferencia estriba en los tiempos de computación requeridos por cada algoritmo.

Los resultados, al respecto, se presentan en la Tabla 1.

Los datos de los conductores de esta red pueden consultarse en la referencia [3]. Se utilizaron como valores límites en la construcción de los CBorr, los siguientes: a) $|I_h|$: $|I_h|_{Min} = 1.5$ A y $|I_h|_{Max} = 27.5$ A; b)

$Perd_{PT}$: $Perd_{PTMin} = 1.9$ kW y $Perd_{PTMax} = 12.1$ kW; c)

$|U_{n[R,S,T]}|$: $U_{LimMin} = -5\%$ de 0,220 kV y $U_{LimMax} = +5\%$ de 0,220 kV (Monofásica); d) $|US_{[R,S,T]}|$: $U_{CTLimMin} = -5\%$ de 0,220 kV y $U_{CTLimMax} = +5\%$ de 0,220 kV (Monofásica);

e) $|I_{r[R,S,T]}|$: los $[I_{LimMin}, I_{LimMax}]$ surgen de los conductores [2] (el I_{LimMax} viene de catálogos de conductores aéreos preensamblados. I_{LimMin} se considera un 20% inferior I_{LimMax} , desde (20)).

Pr
[kW] = [1.8, -1.15, 1.15, 1.95, 1.15, -1.15, 1.13, -1.14, 1.15, 1.15, 1.14, 1.15, -1.6, 1.12, -1.13, 1, 1.15, 1.15 1.15, 1.15, -1.15, 1.17, 1.16, 1.15, -1.13, 1.13, 1.12, 1.13, 1.15, 1.15, -1.15, -1.18, 1.16, 1.15, 1.15, 1.17, 1.15, 1.18, -1.36, 1.36, -1.36, 1.36]
[dist] = [0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.045, 0.045, 0.045, 0.045, 0.045, 0.045, 0.065, 0.065, 0.065, 0.065, 0.065, 0.065, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.16, 0.16, 0.16, 0.16, 0.16, 0.16, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.7, 0.7, 0.7, 0.7, 0.7, 0.7]
SI
[kW] = [-1, 1.15, 1, -1.15, 1.15, 1, 1.15, 1.17, -1.15, 1.15, -1.18, 1.13, 1.13]
[dist] = [0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.25, 0.25, 0.25, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3]
SII
[kW] = [1.15, -1.2, 1.13, 1.1, 1.1, -1.13, 1, 1.15, 1.5, -1.2]
[dist] = [0.15, 0.15, 0.15, 0.15, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3]
SIII
[kW] = [-1, 1.15, 1, 1.16, 1.16, 1.2, 1.2, -1.6, 1.15]
[dist] = [0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.35, 0.35, 0.35, 0.35]
SIV
[kW] = [1.15, -1.6, 1.12, 1.12, 1.15, 1.18, 1.12, 1, -1.5]
[dist] = [0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.2, 0.2, 0.2, 0.2]
SV
[kW] = [1, 1.15, 1, 1.2, -1.4, -1.3, -1.6, 1.12, 1.16, 1.15, 1.13, 1.13, -1.3]
[dist] = [0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.15, 0.15, 0.15, 0.15, 0.2, 0.2, 0.2, 0.2]
TI
[kW] = [-1, 1.15, 1, 1.13, -1]
[dist] = [0.15, 0.15, 0.15, 0.15, 0.15]
TII
[kW] = [-1.3, 1.12, 1, 1.12, 1.15]
[dist] = [0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095]
TIII
[kW] = [-1, 1.15, 1.13, 1.7]
[d] = [0.135, 0.135, 0.135, 0.135]
TIV
[kW] = [-1.5, 1.15, 1.1.8]
[dist] = [0.125, 0.125, 0.125, 0.125]

Fig. 3: Datos de Cargas, Distancias y VOInyP

Los pesos exponenciales obtenidos para cada función de membresía μ_1 , μ_2 , μ_3 , μ_4 , μ_5 , y μ_6 , según el Método auto-valor/auto-vector mencionado en 1.2.1, resultaron correspondientemente: $\gamma\mu_1 = 1.51$, $\gamma\mu_2 =$

DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.3034>

1.54, $Y_{\mu 3} = 0.30$, $Y_{\mu 4} = 1.20$, $Y_{\mu 5} = 1.10$, $Y_{\mu 5} = 0.35$. Se observa que se le confiere la *mayor* importancia a $|I_h|$, seguido del VPI_{ny} , y la *menor* importancia a las $Perd_{PT}$, seguidas de $|I_{r_{[R,S,T]}}|$, como es razonable para la Topología de la Red y el número de MG FV.

Tabla 1. Resultados de las funciones de membresía para cada O+R y CBORR D, al aplicar el operador producto de Einstein exponencial, y tiempos de computación empleados por cada algoritmo hiperheurístico

	$\mu 1$	$\mu 2$	$\mu 3$	$\mu 4$	$\mu 5$	$\mu 6$	μD	TC
HY CBR X-FPSO	0.95	0.9	0.95	0.92	0.85	0.82	0.87	20 min
HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1	0.95	0.9	0.95	0.92	0.85	0.82	0.87	8 min
HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V2	0.95	0.9	0.95	0.92	0.85	0.82	0.87	3 min

2. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se han presentado los detalles de implementación de tres algoritmos hiperheurísticos, descritos para resolver el Problema de Optimización de la inyección de potencia proveniente de microgeneradores distribuidos en sistemas eléctricos de distribución de energía de baja tensión, focalizándose en los paneles solares fotovoltaicos. Estos algoritmos han sido designados como HY CBR X-FPSO, HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1 y HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V2. Los desarrollos presentados y su aplicación continúan una línea de investigación abordada por autor (en coautoría), de más de una década, intentando generar un novedoso campo para la contribución por parte de terceros, puesto que sin duda y en muchos aspectos observados a lo largo del manuscrito, se advierten líneas de investigación futura.

Como conclusiones específicas y más relevantes del trabajo, se destacan las siguientes:

- 1) Si bien estos modelos hiperheurísticos están orientados para resolver Problemas de Optimización multiobjetivo pertenecientes a la Clase CP ECRRED, explotando los aspectos que tales problemas tienen en común, relativos a la caracterización de sus Espacios de Soluciones, pueden ser extendidos a otras Clases.
- 2) Respecto del PO resuelto, referido como $VOInyP$ MG FV SEDE BT, tiene una gran importancia en la actualidad, habida cuenta de la penetración de las fuentes primarias de energía renovable para generación eléctrica, como tecnología de mitigación del efecto invernadero, diversificando la Matriz Energética correspondiente al abastecimiento eléctrico. Particularmente en el paradigma de generación (Microgeneración) distribuida basada en energía solar FV.
- 3) La determinación del $VOInyP$ MG FV SEDE BT supone un problema de despacho técnico económico de los MG FV, representado por el modelo general dado en (1). Su complejidad y el requerimiento de que sea resuelto en tiempo cuasi-real, hacen que los métodos de optimización no lineal clásicos colapsen.
- 4) Se observa, más allá de la particularidad de haber obtenido los mismos resultados en los tres Algoritmos hiperheurísticos (por ser pequeña la red), estos dependen de las importancias que consigne el tomador de decisiones a cada objetivo-restricción en (1). Si las importancias, $Y^{\mu O+R}$, cambian, los resultados serán diferentes. Además, siempre existirá un valor μE , fijado externamente por el tomador de decisiones, tal que si $\mu D < \mu E$, la solución más satisfactoria *no es aceptable*. En tal situación se requerirán cambios en la red y/o redefiniciones en algunos CBorr.

5) Por último, y como era de esperarse, la implementación del algoritmo bajo computación paralela, MPI, es la que requiere menor Tiempo de Computación. Particularmente la MPI V2 es más apta para simulación en tiempo cuasi-real.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar su agradecimiento al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y a la Universidad Tecnológica Nacional de Argentina, donde desempeña sus labores como investigador científico, por el financiamiento recibido para abordar y dirigir dos proyectos finalizados, que permitieron obtener los desarrollos y resultados previos referidos en las publicaciones, así como los presentados en este trabajo. Ambos proyectos, acreditados por el Sistema de Información de Ciencia y Tecnología (SICyT) de Argentina, llevan por título: "Economía de Regulación en Redes Eléctricas: Aportes Metodológicos para la definición y evaluación de Sistemas de Distribución Económicamente Adaptados" (2010-2013) y "Modelo Soft-Computing aplicado a la Economía de Regulación de Redes con Generación Distribuida Basada en Energías Renovables" (2017-2018).

REFERENCIAS

- [1] G. Schweickardt, "Optimización de la inyección de potencia desde microgeneración distribuida en sistemas eléctricos de distribución de baja tensión. Desarrollos teóricos de un modelo hiperheurístico". *Lámpsakos*, no. 20, pp. 55-67, julio 2018. DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.3015>
- [2] G. Schweickardt. "Metaheurísticas multiobjetivo Cardumen de Peces Artificiales (FAFS) y Optimización Evolucionaria por Enjambre de Partículas con Topología Estocástica Global Individual (FEPSO GIST). Parte II: Aplicación". *Lámpsakos*, no. 13, pp. 13-23, enero 2015. DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.1371>
- [3] G. Schweickardt, y V. Miranda, "Metaheurística FEPSO Aplicada a Problemas de Optimización Combinatoria: Balance de Fases en Sistemas de Distribución Eléctrica". *Revista Ciencia Docencia y Tecnología*, no. 40, pp. 133-163, mayo 2010.
- [4] G. Schweickardt, J. M. Giménez Álvarez, & C. Casanova, "Metaheuristics approaches to solve combinatorial optimization problems in distribution power systems. An application to Phase Balancing in low voltage three-phase networks". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 76, pp. 1-10, febrero 2016.
- [5] G. A. Schweickardt, V. Miranda, & G. Wiman, "A Comparison of Metaheuristics Algorithms for Combinatorial Optimization Problems. Application to Phase Balancing in Electric Distribution Systems". *Latin American Applied Research*, vol. 41, pp. 113-120, April 2011.
- [6] J. Arrillaga, C. Arnold, and B. Harker, "Computer Modelling of Electrical Power Systems". John Wiley & Sons, 1991.
- [7] L. A. Gallego, J. M. López Lezama, y D. A. Mejía Giraldo, "Flujo de Potencia Trifásico con Generación Distribuida". *Scientia et Technica*, Año XV, no. 43, pp. 43-47, diciembre 2009.
- [8] R. Yager, "Multiple objective decision making using fuzzy sets". *Intl. J. Man-Machine Studies*, vol.9, no. 4, pp. 53-64, July 1977. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0020-7373\(77\)80008-4](https://doi.org/10.1016/S0020-7373(77)80008-4)
- [9] G. Schweickardt, and V. Miranda, "A Two-Stage Planning and Control Model Toward Economically Adapted Power Distribution Systems using Analytical Hierarchy Processes and Fuzzy Optimization", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 277-284. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.003>

DOI: <https://doi.org/10.21501/21454086.3034>

- [10] G. Schweickardt, C. Casanova, y J. M. Giménez, "Hiperheurística Basada en Razonamiento con Dominio en Metaheurísticas X-FPSO Multiobjetivo. Aplicación sobre una Optimización Dinámica Posibilística. Parte 1". *Revista EPIO Investigación Operativa*, no. 34, pp. 8-29, noviembre 2013.
- [11] G. Schweickardt, C. Casanova, y J. M. Giménez, "Hiperheurística Basada en Razonamiento con Dominio en Metaheurísticas X-FPSO Multiobjetivo. Aplicación sobre una Optimización Dinámica Posibilística. Parte 2". *Revista EPIO Investigación Operativa*, no. 35, pp. 128-148, mayo 2014.
- [12] G. Schweickardt, y C. Casanova, "Modelos hiperheurísticos basados en razonamiento con procesamiento paralelo y dominio en metaheurísticas X-PSO y AFS multiobjetivo". *Revista EPIO Investigación Operativa*, no. 37, pp. 7-26, mayo 2015.
- [13] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, "Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review". *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311-321, 2013.
- [14] A. Molki, "Temperature effect on photovoltaic cells". *Physics Education*, vol. 46, no. 5, pp. 517-523, 2011.
- [15] A. R. Amelia, Y. M. Irwan, W. Z. Leow, M Irwanto, I. Safwati, & M. Zhafarina. "Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance". *International Journal on Advanced Science Engineering Information Technology*, vol.6. no. 5, pp. 682-688. 2016.
- [16] H. Grossi Gallegos, "Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación". *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 5, pp. 33-42. 1998.