

MODELO PARA EL ESTUDIO DE LA PARIDAD DE RED EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN CON MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA

GUSTAVO SCHWEICKARDT¹ - ANDRÉS AGOSTI¹ - RODOLFO RODRIGO²

¹CONICET/Universidad Tecnológica Nacional-FRCU, Entre Ríos, Argentina.

²Dept.Electromecánica-Facultad De Ingeniería UNSJ, San Juan, Argentina.

gustavoschweickardt@conicet.gov.ar-agostia@frcu.utn.edu.ar-rodrigo@unsj.edu.ar

Fecha recepción: junio 2020 Fecha aprobación: octubre 2020

RESUMEN

El paradigma de abastecimiento eléctrico denominado MicroGeneración Distribuida (MGD), aplicado a los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) en Baja Tensión (BT), mediante la incorporación del nuevo agente denominado usuario prosumidor o microgenerador, presenta algunos inconvenientes. A los aspectos técnicos observados, relativos al funcionamiento del SDEE BT dentro de parámetros de tolerancia establecidos regulatoriamente que, de no ser resueltos, pueden atentar contra este nuevo paradigma, se incorpora un nuevo concepto de características económicas denominado Paridad de Red (*Grid Parity*). En este trabajo se presenta, continuando con líneas de investigación abordadas por los autores, un nuevo Modelo HiperHeurístico para resolver el Problema de Optimización del Vector de Inyecciones desde MicroGeneración Distribuida Solar Fotovoltaica (PO VIny MGD FV) en los SDEE BT, considerando la Paridad de Red. El Modelo propuesto es aplicado sobre un SDEE BT real para la discusión de sus resultados.

PALABRAS CLAVE HiperHeurísticas - Sistemas de Distribución Eléctrica – MicroGeneración Distribuida – Energía Solar Fotovoltaica – Costo Nivelado de la Electricidad –Costo de Emisiones de CO₂ - Paridad de Red.

ABSTRACT

The electricity supply paradigm called Distributed MicroGeneration (DMG), applied to Low Voltage (LV) Electric Power Distribution Systems (EPDS) by connecting the new agent called prosumer or microgenerator user, present some drawbacks. In addition to the technical aspects observed, related to the operation of the EPDS LV within the tolerance parameters established by regulation, which, if not resolved, may threaten this new paradigm, a new economic concept called Grid Parity is incorporated. This work presents, continuing with lines of research addressed by the authors, a new HyperHeuristic Model to solve the Problem of Optimization of the Vector of Injections from Photovoltaic Solar Distributed MicroGeneration in EPDS LV (OP VIny FV DMG), considering the concept of Grid Parity. The Proposed model is applied on a real EPDS LV for the discussion of its results.

KEYWORDS: HyperHeuristics - Electric Power Distribution System – Distributed MicroGeneration - Photovoltaic Solar Energy - Levelized Cost of Electricity - Cost of CO2 Emissions - Grid Parity.

1. INTRODUCCIÓN

Como ha sido descrito en Schweickardt, Rodrigo y Agosti (2019), el nuevo paradigma de abastecimiento eléctrico, denominado Generación y MicroGeneración Distribuida (GD y MGD, respectivamente), constituye una realidad para fomentar la penetración de fuentes primarias de energía renovable en la Matriz Energética. Particularmente, la MGD supone la introducción de una nueva figura como agente del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) en Baja Tensión (BT): el usuario *prosumidor* o microgenerador. El mismo puede consumir energía desde la red BT (como los usuarios bajo el paradigma tradicional de Generación Centralizada, GC) o autoabastecerse (predominantemente, desde paneles solares fotovoltaicos - FV -), contando con la posibilidad de inyectar sus excedentes al SDEE BT a cambio de una contraprestación, ya sea en energía descontada en su facturación siguiente o monetaria. También se ha dicho que existen algunos aspectos que, de no tratar su solución de forma adecuada, pueden atentar contra la aplicación sustentable de este nuevo paradigma. En el trabajo citado, se tratan los aspectos técnicos que involucran el funcionamiento del SDEE BT dentro de los parámetros de tolerancia, específicos de su operación, y los establecidos regulatoriamente. Este problema, para los SDEE BT, no está tratado con profundidad en el estado del arte. Sí en en los SDEE de Media Tensión (MT), como se aborda en Wang, Meskin, Zhao y Grinberg (2018) empleando el concepto de Flujo Óptimo de Potencia. Un enfoque más limitado para un SDEE BT, determinístico y desde la Programación Matemática Clásica, empleando el concepto de Despacho Óptimo para determinar el Nivel de Penetración de la GD FV, puede consultarse en Dall'Anese, Dhople, Giannakis (2014).

Adicionalmente a las limitaciones en las variables técnicas específicas y de control regulatorio, ya tratadas en Schweickardt et al. (2019), se incorpora un concepto de características económicas denominado Paridad de Red (*Grid Parity*). Tal concepto, implica una condición en la que el usuario microgenerador podría vender sus excedentes de producción de energía a la red, a un precio mayor o igual que el de compra Dufo-Lopez y Bernal-Agustín, (2015) porque su costo de producción es igual o menor al de la red.

La contraprestación que recibe el microgenerador por la inyección de sus excedentes de energía, en diferentes países que han adoptado el Paradigma MGD, según Dufo-Lopez y Bernal-Agustín (2015) no siempre permite lograr la condición de Paridad de Red sin la intervención regulatoria. Por caso más utilizado, a través de un instrumento denominado *Feed-In-Tariffs*, que implica una prima o subsidio para incentivar una mayor penetración de energías renovables en el SDEE BT (casi exclusivamente, mediante la instalación de Paneles Solares Fotovoltaicos).

El presente trabajo aborda, continuando la línea de investigación planteada y desarrollada en Schweickardt et al. (2019), un nuevo Modelo de Optimización (HiperHeurístico, Basado en Razonamiento, con Función de Selección de Retropropagación Múltiple y Procesamiento Paralelo), que incorpora como objetivo adicional la Paridad de red *sin subsidios*. Se busca una solución para el problema de Optimizar la Inyección/autoconsumo de Potencia desde Microgeneradores Distribuidos en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) de Baja Tensión (BT), focalizándose en los Paneles Solares Fotovoltaicos (MGD FV), *tal que se satisfaga, en el mayor grado posible, la condición de Paridad de red no subsidiada*. Para ello, se recurre al cálculo del Beneficio Ambiental que se obtiene por evitar emisiones de CO₂ (o gases de Efecto Invernadero expresados en su equivalente de CO₂), sustituyendo la energía tomada en el/los punto/s de abastecimiento del SDEE BT (predominantemente fósil), por producción desde MGD FV.

El problema por resolver será referido como PO VIny MGD FV PRSS, pues la primera parte sigue los acrónimos empleados en Schweickardt (2019a) y en Schweickardt et al. (2019), a los cuales se incorpora el acrónimo PRSS, correspondiente al objetivo de procurar, en el mayor grado posible, la Paridad de Red Sin Subsidios.

De la misma forma que el PO VIny MGD FV fue caracterizado como un Problema de Optimización Combinatoria MultiObjetivo, de la Clase de Problemas indicada por el primer autor mediante el acrónimo CP ECRRED - por pertenecer a los campos de conocimiento de la Economía Computacional, la Teoría Económica de Regulación, y al de los Sistemas Eléctricos de Distribución-, también lo es el PO VIny MGD FV PRSS. La diferencia entre ambos estriba, como se verá, en que este último presenta una complejidad mucho mayor, pues el Espacio de Estados tiene una mayor Dimensión.

El trabajo está organizado como sigue: en la Sección 2, se presentan los conceptos vinculados a la definición operacional de la Paridad de Red (su cálculo). Esto implica definir el Costo de Producción de Energía Eléctrica (en este caso, Solar FV), referido en la literatura especializada como LCOE (sigla del nombre en inglés *Levelized Cost of Electricity* – Costo Nivelado de la Electricidad -), y de los Beneficios por la Energía Fósil Evitada debido a la inyección de excedentes/autoconsumo desde los microgeneradores.

En la Sección 3, se describe el Modelo General de Optimización. El mismo tiene dos Etapas. En la Etapas I, se analiza el SDEE BT considerado y se optimizan las inversiones en recambios de conductores, a los efectos de que el sistema opere sin vulnerar las restricciones operativas y regulatorias, maximizando el VIny FV y minimizando el costo adicional que impacta en el Costo Propio de Distribución, trasladado a la tarifa de compra de energía a la red para los usuarios consumidores (y a los cargos fijos y de conexión para los usuarios microgeneradores). De modo que implica resolver un Problema de Planificación, considerando el número de usuarios microgeneradores y usuarios consumidores (cautivos) en el escenario operativo más desfavorable para el SDEE BT. La Etapas II, en cambio, implica resolver un Problema de Operación en tiempo cuasireal para cierto estado del SDEE BT. Coincide, en

tal sentido, con el problema PO VIny MGD FV, excepto que se incorpora la determinación de valor del Beneficio Ambiental (Beneficio por Emisiones de gases en Equivalente de CO₂ evitadas) debido a la menor Energía Fósil demandada en el/los punto/s de abastecimiento del SDEE BT, en el estado considerado. Este Beneficio impactará propiciando la Paridad de Red buscada. Adicionalmente, y en forma breve, se presentan para mayor claridad, los desarrollos propuestos en Schweickardt et al. (2019), en relación al Modelo HiperHeurístico que resuelve el problema PO VIny MGD FV (ya que es, en esencia, el mismo que se propone para resolver el problema PO VIny MGD FV PRSS en esta Etapa, con algunos cambios relativos al Beneficio propendente a la Paridad de Red, que serán explicados).

En la Sección 4 se presenta una Simulación sobre un SDEE BT con MGD real, en el cual se resuelve el PO VIny MGD FV PRSS con el Modelo General de Optimización desarrollado.

Finalmente, en la Sección 5 se presentan las conclusiones más relevantes y en la Sección 6 la bibliografía consultada.

2. MÉTODOS DE CONTRAPRESTACIÓN POR LAS INYECCIONES DE EXCEDENTES DE ENERGÍA DESDE USUARIOS MICROGENERADORES. COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE) Y PARIDAD DE RED

2.1 Métodos de Contraprestación por la Inyección de Excedentes de Energía provenientes de Microgeneradores desde Fuentes Renovables

Respecto de la Microgeneración Solar Fotovoltaica (predominante) en los países más desarrollados en cuanto al Paradigma MGD, esta contraprestación suele referirse como Tipo o Esquema de Intercambio (entre los usuarios microgeneradores y las redes del SDEE BT) (Schweickardt, 2019b). Los principales Tipos de Intercambio, observados a Nivel global o Internacional, son los siguientes:

a.- Autoconsumo Puro: Se define como la generación de energía para el consumo propio, con el fin de reducir los costos que implica obtener la energía de otros proveedores. Por lo tanto, el sistema de generación se diseña para que la potencia obtenida sea del orden de la demandada, ya que, si la potencia resultase mayor, la energía excedente no sería compensada.

b.- Net Metering o Balance Neto: A diferencia del caso anterior, el excedente de energía generado por el microgenerador es volcado a la red. Esta energía es contabilizada en forma de crédito (en kWh) a favor del usuario, que podrá utilizar cuando lo considere necesario, o bien puede tener una compensación monetaria – dependiendo de cada país-.

Por tanto, la empresa distribuidora hace un Balance Neto entre la energía inyectada a la red y la energía consumida de la misma, para calcular el consumo total a facturar. Se requiere para ello contar con un medidor bidireccional que mida ambas energías (o con dos medidores para sendos casos – consumo e inyección de excedentes -).

Una característica de este tipo de modalidad de intercambio es que el precio de la energía consumida es igual al de la generada.

c.- *Net Billing* o Facturación Neta: En el caso de la política del *Net Billing*, el valor de la energía consumida por el microgenerador no necesariamente coincide con el valor (económico) de la energía generada. El beneficio, por ende, se recibe como una retribución monetaria por parte de la empresa distribuidora en función de la diferencia entre el valor de la energía consumida y el valor de la generada. En general, el precio de la energía inyectada a la red es menor o igual al de la consumida. Constituye una variante de la modalidad *Net Metering*. Cabe destacar, al respecto, que en algunos países denominan *Net Metering* al *Net Billing* (por caso, en algunos estudios sobre Uruguay, refieren a su sistema de intercambio como *Net Metering* cuando, en rigor, es *Net Billing*. Esto ocurre porque el precio al que se remunera la energía inyectada a la red es igual al de la consumida).

d.- *Feed-in Tariffs (FiT)*: Este tipo de intercambio consiste en una política energética que ofrece acuerdos de compra a largo plazo para la venta de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. La tarifa se mantiene fija en el plazo acordado, que suele ser entre diez y veinte años.

Supone una Prima o subsidio para incentivar la penetración de energía desde fuentes renovables bajo el Paradigma MGD, en particular. Por tal razón su aplicación es acotada en el tiempo, tendiéndose a sustituirla por alguna de las otras formas de intercambio.

Si bien existen otros Tipos de Intercambio, que pueden consultarse en la referencia citada en este acápite, el predominante es el *Net Metering* o Balance Neto y es el adoptado en Argentina.

2.2 Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE)

Para cualquier fuente de generación, el Costo Nivelado de la Electricidad, LCOE, se define como el costo teórico de generar energía eléctrica, expresado en [\$/kWh] Dufo-Lopez y Bernal-Agustín (2015). Se calcula como el cociente del valor actual de la totalidad de los Costos de Inversión más Operación y Mantenimiento, que deben sufragarse para instalar un central, mini o microcentral de generación, anualmente, $C_{[j]}$ (j es el año),

para cierta Tasa de Descuento, td , y la Energía Anual (actualizada a la misma Tasa de Descuento), $E_{[j]}$, que la instalación puede generar a lo largo de su

Vida Útil, n_{vu} . I_0 es la inversión inicial requerida. Es decir:

$$LCOE = \left[I_0 + \sum_{j=1}^{n_{vu}} \left(\frac{C_{[j]}}{(1+td)^j} \right) \right] / \left[\sum_{i=1}^{n_{vu}} \left(\frac{E_{[i]}}{(1+td)^i} \right) \right] \text{ [$/kWh]} \quad (1)$$

Sobre este concepto se volverá en la subsección 3.1.4.

2.3 Concepto de Paridad de Red

Si, por caso, para una instalación de MicroGeneración FV de un usuario prosumidor en un SDEE BT, el LCOE resultase, *menor o igual al costo de compra de la energía a la red*, se estaría en la condición denominada

Paridad de Red. Bajo esta condición existirían incentivos suficientes para que penetrara MicroGeneración FV, ya que el microgenerador podría o bien vender sus excedentes de producción de energía a un precio mayor o igual que el de compra, o autoabastecerse. De modo que, bajo Paridad de Red, desde los instrumentos regulatorios *no se requerirían subsidios para incentivar este tipo de instalaciones.*

Sin embargo, como se menciona en Dufo-Lopez y Bernal-Agustín, (2015), la Paridad de Red *no siempre es posible de lograr sin la intervención regulatoria*, puesto que el LCOE puede resultar mayor (o mucho mayor, dependiendo del país y región) que el costo de compra de energía a la red. Por ello se requiere de una compensación (subsidio), tal que la venta de excedentes de autoconsumo pueda ser valorizada a un costo mayor al de compra de energía a la red. De modo que esta condición, a excepción de que existan subsidios para los microgeneradores, no puede lograrse bajo un Tipo de Intercambio como el Balance Neto.

3. MODELO GENERAL DE OPTIMIZACIÓN (MoGD) PARA RESOLVER EL PROBLEMA PO VINY MGD FV PRSS EN UN SDEE BT

3.1 Etapa I del MoGD (MoGD EI): Planificación

3.1.1 Descripción General

La Etapa I, se corresponde con un Problema de Planificación del SDEE BT considerado (existente). Lo que se pretende, es que el sistema sea capaz de operar sin vulnerar ninguna restricción técnica específica ni regulatoria en dos escenarios: a) Sin MGD, en el que todos los usuarios son consumidores de energía desde la red (por caso, el horario pico nocturno) y b) Con MGD, en el cual existe un Nivel de Penetración de MGD FV Máximo, dado por el número de microgeneradores inyectando la máxima potencia posible a la red (por caso, el horario valle diurno, con máximo aprovechamiento solar).

En tal caso, se conocen las potencias máximas contratadas/instaladas por los usuarios *prosumidores* (en general) y, sobre el SDEE BT Base (en el que no se tienen solicitudes de ampliación de potencia y/o nuevas conexiones –de consumo o MGD-), son considerados los cambios pertinentes en la sección de los conductores (alimentadores primarios y de orden inferior), así como el Balance de Fases, de modo que el SDEE BT resultante opere bajo las restricciones mencionadas en ambos escenarios.

Se tiene, entonces, un objetivo adicional respecto de la Formulación Clásica del Problema PO VIny MGD FV presentado en Schweickardt et al. (2019): Minimizar el Costo Propio de Distribución (CPD), que aumentará por el cambio de los alimentadores. Si el SDEE BT resultante opera sin vulnerar las restricciones mencionadas en ambos escenarios, entonces podrá operar sin violar las mismas en cualquier estado de consumo/microgeneración. En efecto: el menor perfil de tensiones y las mayores pérdidas se presentarán en el escenario Sin MGD, mientras que los mayores desbalances de intensidades y mayor perfil de tensiones se presentarán en el escenario Con

MGD. El escenario que defina el mayor valor de intensidades circulantes por cada fase dependerá del Nivel de Penetración de MGD. Pero será uno de los dos planteados.

3.1.2 Formulación Clásica del MoGD EI

El Modelo de Optimización para la Etapa I, planteado en términos Clásicos, se formula como en Schweickardt et al. (2019), con el agregado del objetivo que Minimiza el CPD. No obstante tratar con dos escenarios (Con y Sin MGD) la optimización es *una sola*.

Esto responde a la siguiente razón: Si se aplicase un Modelo de Optimización para el escenario Sin MGD, conocidas las cargas máximas del SDEE BT, con el objetivo de Minimizar el CPD incrementado debido al cambio de alimentadores, y luego otro Modelo de Optimización, sobre el SDEE BT obtenido, para el escenario Con MGD, *nada garantizaría* que el Nivel de Penetración MGD *resulte el máximo posible*, ni que el incremento en el CPD, respecto del SDEE BT Base, *resulte el mínimo posible*. Lo mismo vale para el orden inverso de aplicación de los Modelos de Optimización separados (primero el del escenario Con MGD y luego el correspondiente al escenario Sin MGD). La principal justificación para esta aseveración, es que las restricciones posibles de vulnerar son diferentes, como se explicó, en cada escenario -excepto la indicada como 4), ecuación (2), que depende de la carga/microgeneración proyectada para el SDEE BT-. Adicionalmente, considerando que la topología de los SDEE BT es radial, es esperable que en el escenario Sin MGD la sección de los alimentadores vaya en disminución hacia los nodos terminales, "aguas abajo", condición que no necesariamente se dará en el escenario Con MGD, modificando el CPD, puesto que pueden invertirse los Flujos de Potencia - "aguas arriba"-. De modo que la Formulación Clásica para la Optimización Conjunta de ambos escenarios resulta:

FO →

$$\text{Max} = VP_{\text{Iny}} = \left[PFV_{\text{Iny1}} \cdots PFV_{\text{InynMGD}} \right] \quad (\text{Con MGD})$$

$$\text{Min} |I_h|$$

$$\text{Min} [Perd_{PT}] \quad (2)$$

$$\text{Min} [CPD]$$

Sujeto a:

$$1) \quad \forall i \in [1 \dots nMGD], PFV_{\text{Inyi}} \leq PFV_{\text{InyMax}}^i$$

$$2) \quad \forall n \in [1 \dots nN_{[R,S,T]}], U_{\text{LimMin}} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{\text{LimMax}}$$

$$3) \quad U_{CTLimMin} \leq |US_{[R,S,T]}| \leq U_{CTLimMax}$$

$$4) \quad \forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r_{[R,S,T]}}| \leq I_{LimMax}$$

Siendo: nMGD, el Número de MG FV distribuidos en el SDEE BT considerado; CPD, el Costo Propio de Distribución; PFV_{Inyi} , con i en $[1 \dots nMGD]$, la Potencia de Inyección FV del MG i -ésimo; $|I_h|$, el módulo de la Componente Homopolar en el SDEE 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 de Potencia Activa; $\forall n \in [1 \dots nN_{[R,S,T]}], U_{LimMin} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{LimMax}$ 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 del Transformador de Distribución MT/BT que se considera; y $\forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r_{[R,S,T]}}| \leq I_{LimMax}$ es una Restricción Técnica tal 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_{Inyi} , tiene como componentes las *variables de control* del PO: las PFV_{Inyi} con i en $[1 \dots nMGD]$. Adicionalmente, y a diferencia del Modelo presentado en Schweickardt et al. (2019), se tienen otras variables de control, solidarias a la Minimización del CPD: a) los conductores (sección) empleados para definir los alimentadores del SDEE BT y b) las fases de conexión de todos los usuarios, pues el sistema base exhibe, en general, desbalances inadmisibles. Estas variables de control adicionales complejizan notablemente el problema. 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 el Espacio de Búsqueda tendrá, por un lado, nMGD dimensiones, sobre valores continuos, {nMGD}, acotados en el intervalo $[0, PFV_{InyMax}^i]$, según la Restricción 1). Por el otro, si existen nA alimentadores (Primarios y de orden inferior) y nC secciones de conductores, existirán nA x nC dimensiones más. Y, considerando el Balance de Fases, se tendrán 3^{nU}

combinaciones por cada variante de conductores y cada vector de inyecciones, siendo nU el número de usuarios. De manera que la Dimensión del Espacio de Búsqueda, resultará: $\text{Dim EB} = \{n\text{MGD}\} \cap [(nA \times nC) \times 3^{nU}]$.

De modo que se trata de un Problema de Optimización Combinatorio y MultiObjetivo, más complejo que los abordados en esta línea de investigación. Su solución requiere extenderlo al Dominio Difuso.

3.1.3 Extensión del MoGD El al Dominio Difuso

La extensión de (2) al Dominio Difuso, sigue la misma estructura empleada en Schweickardt et al. (2019) para resolver el PO VIny MGD FV, mediante la misma construcción para los Conjuntos Borrosos $\text{CBorr}_{(O+R)}$ solidarios a cada Objetivo-R restricción de (2).

La diferencia es que se incorpora un nuevo CBorr solidario al Objetivo de minimización del CPD. Por cuestiones de espacio en el escrito, se formulará este último CBorr solidario al CPD, dejando para el lector la consulta sobre los detalles de desarrollo para el resto de los CBorr , en la referencia citada al comienzo de este epígrafe.

Entonces la construcción del CBorr solidario al CPD, sigue los siguientes pasos:

Se conoce el CPD, expresado en $\$/kW$, correspondiente al SDEE BT Base (como se dijo, sin MGD y/o nuevas solicitudes de conexión para consumo/microgeneración). Este CPD será el *límite mínimo*, CPD_{Min} . El *límite máximo*, CPD_{Max} , se corresponde con la situación donde el CPD_{Min} se incrementa debido al reemplazo de todos los conductores en los alimentadores primario y de orden inferior, por conductores de la mayor sección, según el tipo de red del SDEE BT. Por caso, para el sistema considerado en la simulación presentada en la Sección 4, se tiene una red aérea compuesta por conductores preensamblados, de modo que se definirá el CPD_{Max} mediante conductores de este tipo cuya sección es 120 mm^2 (sección máxima según catálogo), adicionando a CPD_{Min} el costo de reemplazo, CPD_I , ($\$/kW_I$, siendo kW_I la Potencia Máxima Transitada por las desde del SDEE BT -la Salida de Transformador MT/BT, en la simulación presentada-).

En términos de la variable del CBorr CPD, $u\text{CPD}$, se tendrá:

$$\text{CPD}_{\text{Min}} \equiv u\text{CPD}_{\text{Min}} \quad (3)$$

$$\text{CPD}_{\text{Max}} \equiv u\text{CPD}_{\text{Max}} \quad (4)$$

$$\text{Con } \text{CPD}_{\text{Max}} = \text{CPD}_{\text{Min}} + \text{CPD}_I \quad (5)$$

Luego, la Función de Membresía del CBorr CPD, μ_C , resultará:

$$\text{Si } \text{CPD} < \text{CPD}_{\text{Min}} \rightarrow \mu_C(u\text{CPD}) = 1 \quad (6)$$

$$\text{Si } \text{CPD}_{\text{Min}} \leq \text{CPD} \leq u\text{CPD}_{\text{Max}} \rightarrow$$

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

$$\text{Si } \text{CPD} > \text{CPD}_{\text{Max}} \rightarrow \mu C(u\text{CPD}) = 0 \quad (8)$$

YCPD, es el ponderador exponencial que *contrae* (YCPD > 1) -mayor importancia en la *confluencia* de los CBorr_(O+R)- o *dilata* (YCPD < 1) -menor importancia- el CBorr CPD, como se explica en Schweickardt et al. (2019), y se obtiene desde la Matriz de Preferencias entre Criterios (CBorr_(O+R)).

Como consideraciones relativas al cálculo del CPD en un SDEE real, según la Autoridad Regulatoria Argentina, en particular, y de los países de Latinoamérica, en general, se mencionan las siguientes:

a) El CPD es calculado y presentado por la empresa que explota el SDEE a la Autoridad Regulatoria correspondiente, al comienzo del Periodo de Control Tarifario (quinquenal, en Argentina). Se basa en el Valor a Nuevo de Reemplazo (VNR), el cual supone como estimador el Costo Medio [\$/kW] de valorizar a nuevo las instalaciones del SDEE, desde una Planificación de Mediano/Corto Plazo (5-7 años).

b) Se trata de un costo anual y, por tal razón, suele referírsele como Anualidad del Valor a Nuevo de Reemplazo. Su cálculo supone la determinación del Costo de Reposición a Nuevo de cada componente de las instalaciones, la vida útil de los mismos, y la tasa de descuento a aplicar, para luego multiplicarlo por el Factor de Recuperación de Capital correspondiente. La suma de todos estos costos anualizados es dividida por la Máxima Potencia a abastecer por el SDEE, obteniéndose un CPD expresado en [\$/kW-año]. Pero se entiende que el CPD en [\$/kW] es una anualidad.

c) Este CPD, se traslada a cada usuario del mismo modo, siguiendo el método más simple para el cálculo de *costo de acceso a las redes* denominado Costo Estampilla. Considera sólo el uso *intensivo* que cada usuario hace de las redes (kW demandados), y no el *extensivo* (km de red).

d) En rigor, la empresa debería vender el insumo *red*: esto es la *potencia* o *capacidad* [kW] puesta a disposición de cada usuario. El insumo *energía*, tiene un costo de compra en el/los punto/s de abastecimiento, al cual se le adiciona las pérdidas medias totales. Por ello se lo refiere como *pass through cost*, pues "pasa a través del sistema hasta llegar al usuario final". Lo correcto (pero antieconómico) es que el usuario disponga de un medidor de potencia que mida los kW que demanda cada usuario, y valorice su costo según el CPD, y un medidor de energía, que mida los kWh consumidos, valorizándolos al *pass through cost* (más el de las pérdidas referidas).

En la práctica, para un SDEE BT se dispone un único medidor de energía, excepto en casos como lo es el GUME (Gran Usuario Menor), categoría establecida por la Autoridad Regulatoria en Argentina, el cual puede comprar energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, o pactarla con un generador. Pero para los segmentos de consumo de interés en este trabajo (Residencial, fundamentalmente), el CPD es recuperado mediante un costo

que incluye un cargo fijo y un cargo variable (dependiente de la energía consumida), valorizado en \$/kWh.

e) El CPD_{Min} que interviene en las ecuaciones anteriores, responde al cálculo de lo explicado, simplificado, en estas consideraciones generales. Es claro que se tendrá un CPD en MT y uno mayor en BT. Y este último permitirá obtener su equivalente en [\$/kWh] para cada usuario, conforme la estructura tarifaria, aprobada regulatoriamente, definida por la empresa distribuidora que explota el SDEE.

El resto de los $CBorr(O+R)$, se formula como es presentado en los desarrollos propuestos en Schweickardt et al. (2019):

$CBorr$ $uVP_{Iny} \rightarrow \mu1$:

$$\mu1(uVP_{Iny}) = (uVP_{Iny})^{YVP_{Iny}} \quad (9)$$

$CBorr$ $(u|I_h) \rightarrow \mu2$:

$$\mu2(u|I_h) = \left[\frac{u|I_h|_{Max} - u|I_h|}{u|I_h|_{Max} - u|I_h|_{Min}} \right]^{Y|I_h|} \quad (10)$$

$CBorr$ $uPerd_{pT} \rightarrow \mu3$:

$$\mu3(uPerd_{pT}) = \left[\frac{Perd_{pTMax} - Perd_p}{Perd_{pTMax} - Perd_{pTMin}} \right]^{YPerd_{pT}} \quad (11)$$

$CBorr$ $u|U_{n[R,S,T]} \rightarrow \mu4$:

$$\mu4(u|U_{n[R,S,T]}) = \left[\frac{U_{LimMax} - |U_{n[R,S,T]}|}{U_{LimMax} - U_{LimMin}} \right]^{Y|U_{nN[R,S,T]}|} \quad (12)$$

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

$$\mu4(u|U_{nN[R,S,T]}) = \sqrt[nN]{\prod_{n=1}^{nN} \mu(u|U_{n[R,S,T]})} \quad (13)$$

$CBorr$ $u|US_{[R,S,T]} \rightarrow \mu5$: Este Conjunto Borroso, en su construcción, es totalmente análogo al anterior según la ecuación (12).

\underline{CBorr} $u|_{r_{[R,S,T]}} \rightarrow \mu_6$: Este Conjunto Borroso, en su construcción, es totalmente análogo a $\mu(u|_{U_{n[R,S,T]}})$, pero según ambas ecuaciones, (12) y (13).

Si bien este problema es de Planificación, y no de Operación en tiempo cuasireal, se emplea el mismo Modelo HiperHeurístico propuesto en Schweickardt et al. (2019), referido como HY CBR (X-FPSO + FAFS) MRP, pues el número de Subestaciones MT/BT (y su número de salidas) en un SDEE BT, puede resultar muy grande, y ya se dijo que el EB es mucho mayor respecto de otros PO en esta línea.

3.1.4 Cálculo del Beneficio por Penetración de MG FV

Resuelta esta optimización, se pasa al cálculo del Beneficio (\$/kWh), resultante de las emisiones de gases en equivalente de CO2 (GE CO2) evitadas a partir de la sustitución de la energía en el punto de abastecimiento del SDEE BT, por el Máximo Nivel de Penetración MGD FV obtenido en el escenario Con MGD. Para su cálculo, se procura la determinación del Costo Evitado de las emisiones en GE CO2. Los pasos, y desarrollos, son los siguientes:

Es conocida la Energía Primaria que se transforma en Energía Eléctrica en las Centrales de Generación, y que se inyecta al SDEE en sus diferentes puntos de abastecimiento desde el Sistema Interconectado Nacional (si bien se refiere a la Argentina, esta aseveración tiene validez general). Tal Energía Primaria, predominantemente fósil (Carbón, Gas, etc.), conforme el tipo de tecnología empleada para su transformación en Energía Eléctrica tiene asociado un Factor Emisión de GE CO2, FE, calculado y publicado, en Argentina, por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), en cooperación con el Ministerio de Energía de la Nación y las diferentes Secretarías de Energía de cada provincia. FE se expresa en [tonCO2/MWh] o [kgCO2/kWh], por año.

Como se dijo al describir el CPD, el MoGD EI, se simula al comienzo del Periodo de Control regulatorio, de modo que se adopta el FE promedio correspondiente al mismo, para calcular (siempre anualmente):

$$\text{kgCO}_2 = \text{FE} \times E_{\text{SDEE}} \quad (14)$$

Que se corresponde con los kgCO2 emitidos por la Generación Eléctrica desde Fuentes Primarias Fósiles, debido los kWh, E_{SDEE} , demandados en el/los punto/s de compra para su posterior abastecimiento.

Conforme la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de Argentina, el cálculo del FE se realiza como un Margen Combinado, MC, que consiste en un promedio ponderado de dos

factores denominados Margen de Construcción, MCo, y Margen Operativo, MOp, de la planta de generación térmica (a partir de fuentes primarias de Energía Fósil). La ecuación del MC = FE es la siguiente:

$$FE = MC = w_{MCo} \times MCo \times w_{MOp} \times MOp \quad (15)$$

El Margen de Construcción estima la componente del FE de las nuevas plantas de generación térmica construidas, en lugar de plantas basadas en Fuentes Primarias Renovables. El Margen Operativo estima la componente del FE de las plantas en operación con anterioridad a los compromisos del país (Argentina, en este caso), de cumplir los tratados internacionales (o directamente incumplirlos) a efecto de disminuir las emisiones de GE CO₂. Los coeficientes de ponderación w_{MCo} y w_{MOp} se adoptan igual a 0.5.

Las instalaciones de microgeneración en el SDEE BT, evitarían los kgCO₂ emitidos relacionados con la energía efectivamente generada por las plantas térmicas, pues ya están construidas. De modo que, considerando la componente MOp del FE, se propone la siguiente ecuación para valorizar cada [kWh], [\$/kWh], de los excedentes de energía inyectados por los microgeneradores a la red (o autoproducidos):

$$C_{kgCO2_{EFE}} \text{ MGD } [$/kWh] = \frac{MOp \times CPD_{BT_{MoGD_{EI}}} \times E_{SDEE BT \text{ Con } GD}}{FE \times E_{SDEE BT}} \quad (16)$$

Es importante destacar que $E_{SDEE BT}$ es la energía efectivamente tomada desde los puntos de abastecimiento del SDEE BT, en el estado que se considere para su cálculo, si no existiesen instalaciones MGD (consumo puro), y se obtendría de las Curvas Típicas de Carga, por segmento de consumo (por caso, Residencial). Mientras que $E_{SDEE BT \text{ Con } GD}$, es la energía producida (inyectada + autoconsumo) por la MGD en el mismo estado.

La expresión (16) refiere un Costo por kgCO₂ *energizado*, llevado a la unidad [\$/kWh], al igual que el CPD, cuya unidad natural es [\$/kW]. Corresponde al Costo por cada kgCO₂ *que podría ser evitado* en la medida que aumente el Nivel de Penetración de GD en el SDEE BT, $C_{kgCO2_{EFE}}$. EFE significa Energía Fósil (proveniente de Fuentes Primarias Fósiles, en rigor) Evitada.

Esta transformación tiene su fundamento en los siguientes puntos:

a) Al tratarse de un Costo Evitable resulta un Beneficio, mayor en la medida que mayor resulte el Nivel de Penetración de GD (sin emisión de GE CO₂) en el SDEE BT, para cierto estado de operación. El máximo resultaría del escenario Con GD para esta Etapa del MoGD General, adicionando la MGD por autoabastecimiento. La misma puede obtenerse como diferencia entre la que arroja la Curva Típica de Carga arriba referida, y la que resulte de

las potencias contratadas por cada microgenerador. Esto es así porque los microgeneradores pueden estar inyectando excedentes y cubriendo su consumo, en el estado que se corresponde con tal curva. Los hábitos de consumo para los clientes cautivos, por segmento, no se modifican. Y de hacerlo, es siempre en razón de un aumento en la Potencia Contratada, la cual deben informar a la distribuidora. Luego ésta recalcula tales Curvas Típicas de Carga por segmento de consumo. De forma tal que cualquier disminución en la Energía efectivamente transitada por el SDEE BT en el estado considerado, es imputable a la MGD considerando las horas-sol que abarca dicho estado.

b) Expresar este Costo Evitable (Beneficio) en [\$/kWh] (*energizado*), permite unidades homogéneas para descontarlo del LCOE en las instalaciones de microgeneración. De modo que se tendría un incentivo, con sustento metodológico, que propenda a la Paridad de Red Sin Subsidios. Para ello, la expresión (1) se modifica, $LCOE_M$, del siguiente modo:

$$LCOE_M = LCOE - C_{kgCO2_{EFE}} MGD \text{ [$/kWh]} \quad (17)$$

c) Por último, pueden observarse en la formulación de (16), dos casos límites que dan razonabilidad a su estructura de cálculo: el primero corresponde a un SDEE BT que no incorpora MGD. En tal situación, $E_{SDEE BT \text{ Con GD}} = 0$ y resulta $C_{kgCO2_{EFE}} MGD_{Min}$ también 0 (no existen Beneficios). El segundo es cuando $E_{SDEE BT \text{ Con GD}} = E_{SDEE BT}$. En tal caso, el Máximo Beneficio estará dado por la expresión:

$$C_{kgCO2_{EFE}} MGD_{Max} \text{ [$/kWh]} = \frac{MOp \times CPD_{BT_{MoGDEI}}}{FE} \quad (18)$$

Esta situación sólo podría presentarse excepcionalmente en las horas de máxima irradiación solar, pues las microinstalaciones FV no generan en horario nocturno. De manera que el Beneficio por [kWh] MGD, siempre resultará:

$$B_{kgCO2_{EFE}} MGD_{Min} \leq B_{kgCO2_{EFE}} MGD < B_{kgCO2_{EFE}} MGD_{Max} \quad (19)$$

3.2 Etapa II del MoGD (MoGD EII): Operación en Tiempo Cuasireal

Esta Etapa II del MoGD es exactamente igual que la propuesta en Schweickardt et al. (2019). Es decir que se está resolviendo el Problema de Optimización PO VIny MGD FV (operación en tiempo cuasireal, tcr, cuya solución es requerida en $tcr < 3$ min), para diferentes estados del SDEE BT MG, definidos por el operador conforme la Curva de Carga del Segmento de consumo analizado (Residencial, para la Simulación presentada en la Sección 4). Se resuelve, entonces, también mediante el Modelo HiperHeurístico HY CBR (X-FPSO + FAFS) MRP descrito en tal referencia.

Determinado V_{Iny} MGD FV, para cualquier estado del SDEE BT, se calcula cuál es la Energía Total, $\sum E_{[i]}$, desde las inyecciones, como excedente, por cada microgenerador i -ésimo en tal estado, $\sum V_{Iny_i}$. Luego se calcula $LCOE_{Mi}$ como se explica más abajo, que implica calcular primero el $LCOE_i$ según la ecuación (1). Entonces, si $CPD_{BT} \geq LCOE_{Mi}$ [\$/kWh], el microgenerador i -ésimo estará en una Condición de Paridad de Red Sin Subsidios (PRSS).

Con estas dos Etapas del MoGD queda resuelto el Problema de Optimización que propende a la PRSS, PO V_{Iny} MGD FV PRSS, la cual dependerá del estado de la red del SDEE BT considerado.

Para el cálculo del $LCOE_i$, se conoce la Inversión Inicial, IFV_0 [\$], la Vida Útil, nvu_{FV} [años], y el Costo de Operación y Mantenimiento anual, $CO\&M$, [\$/año] del Panel Fotovoltaico. También la Tasa de Descuento, td . Debe calcularse la Energía Máxima Anual generada, $E_{[i]FV_{Max}}$, [kWh/año], para luego aplicar (1). La expresión utilizada es la siguiente:

$$E_{[i]FV_{Max} \text{ Día}} = (G \times PR \times PM) / GCEM \text{ [kWh/día]} \quad (21)$$

Donde: G es el Valor medio Mensual de la Irradiación Diaria sobre el Plano del Generador en [kWh/m²-día]; PR es el Rendimiento de la Instalación o *Performance Ratio*; PM la Potencia Máxima que puede entregar el Panel FV en [kW] y $GCEM$ es la Irradiancia o Densidad de Potencia incidente en una superficie, valor que en condiciones estándar es = 1 [kW/m²] = Cte. De modo que siendo G un promedio para todo el año, la Energía Máxima Anual generada, resulta de multiplicar (21) por los 365 días del año:

$$E_{[i]FV_{Max}} = 365 \times E_{[i]FV_{Max} \text{ Día}} \text{ [kWh/año]} \quad (22)$$

Respecto del cálculo del Beneficio $B_{kgCO2_{EFE}}_{MGD}$ para obtener el valor del $LCOE_M$, depende del estado del SDEE BT, pues sobre el mismo se simula el MoGD EII, que arrojará como resultado los valores de $E_{SDEE_{BT}}$ y $E_{SDEE_{BT} \text{ ConGD}}$ que intervienen en la ecuación (16). En la Etapa EI, ese estado corresponde a la planificación estimada y presentada en el primer año del Periodo de Control Tarifario.

4. SIMULACIÓN

El Esquema Trifilar de la red BT considerada, perteneciente al SDEE BT de la ciudad de Bariloche, Argentina, se presenta en la FIGURAS 1 y 2.

En la TABLA 1, se presentan los resultados de performance, comparando las HiperHeurísticas H1: HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1 y H2: HY CBR (X-FPSO + FAFS) MRP. Para cada CBorr, el valor de la Función de Membresía obtenido en la solución, μ_i , en el orden presentado en la Subsección 3.1.3; el valor de la Decisión Maximizante, μ_D ; y el Tiempo de Computación requerido por cada Modelo HiperHeurístico para Resolver el

MoGD en cada Etapa. En color azul, se indican los valores para la Etapa EI. La TABLA 2 presenta el Cálculo del Factor de Emisiones como se explica en la Subsección 3.1.4 (ecuación (15)). La TABLA 3 presenta los resultados para la Condición de Paridad de Red Sin Subsidios en dos escenarios: Es1 \equiv Con GD, y Es2: antes del atardecer (menor irradiación solar y mayor consumo). HY1 es un algoritmo cuya Función de Selección (Red Neuronal) es de Retro-Propagación Simple, mientras que HY2 es de Retro-Propagación Múltiple, Schweickardt et al. (2019). Desde allí sugen los menores tiempos de cómputo.

AHY	μC	$\mu 1$	$\mu 2$	$\mu 3$	$\mu 4$	$\mu 5$	$\mu 6$	μDI	μDII	TCEI	TCEII
HY1	0.92	0.97 0.95	0.83 0.90	0.91 0.95	0.92 0.92	0.83 0.85	0.81 0.82	0.85	0.87	23 min	8 min
HY2	0.92	0.97 0.95	0.83 0.90	0.91 0.95	0.92 0.92	0.83 0.85	0.81 0.82	0.85	0.87	9 min	57 seg

TABLA 1: Resultados de Performance para los Algoritmos HY1 y HY2 en las dos etapas del MoGD, EII y EII (Fuente: Elaboración Propia)

Emisiones CO2	
WMCo	0.500
WMOp	0.500
MCo [kgCO2/kWh]	0.412
MOp [kgCO2/kWh]	0.464
FE [kgCO2/kWh]	0.438

TABLA 2: Cálculo del Factor de Emisiones (Fuente: Elaboración Propia)

	E Con	E MGD	E Total	LCOE	BkgCO2	LCOEM	Paridad de Red
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[\$/kWh]	[\$/kWh]	[\$/kWh]	LCOEM \leq CCRed
Es1	96.67	55.66	152.33	6.568	0.735	5.833	SI
Es2	121.37	44.15	165.52	6.568	0.536	6.031	NO
				CPDB	CPDI	CCRed	
				[\$/kWh]	[\$/kWh]	[\$/kWh]	
				4.086	1.900	5.986	

TABLA 3: Determinación de la Paridad de Red Sin Subsidios para los Escenarios Es1 y Es2 (Fuente: Elaboración Propia)

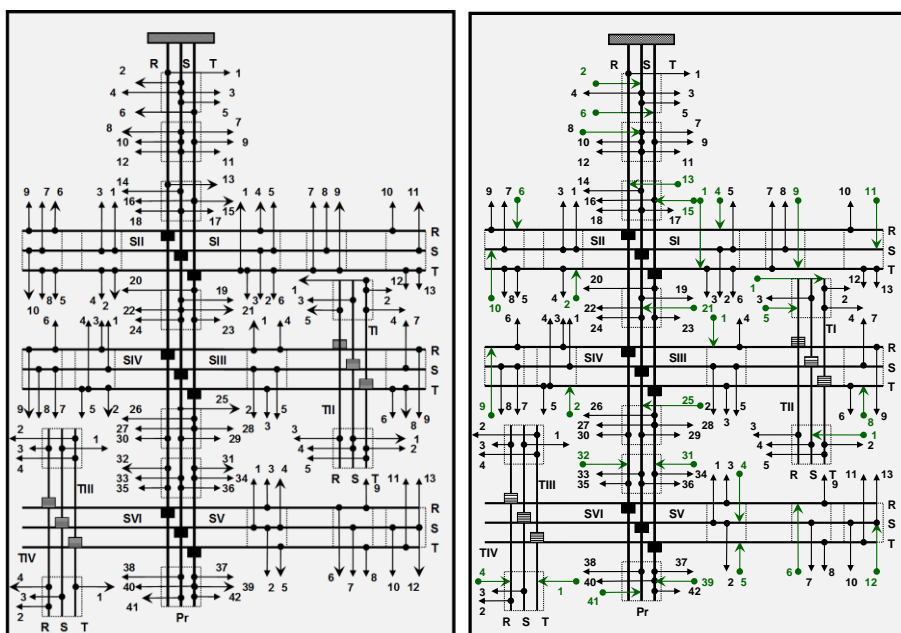


FIGURA 2: Red BT adoptada como Estudio de Caso. Para la Etapa I del MoGD: Izquierda, Escenario Sin GD; Derecha, Escenario Con GD (Fuente: Elaboración Propia)

Los datos se presentan en la FIGURA 1. Para el escenario Es1, se utiliza el Cuadro a) y para Es2, el Cuadro b). El Esquema Trifilar es el mismo, optimizado según MoGD EI. Sólo cambian las Cargas y las Inyecciones. El CPD_i energizado, resultado del MoGD EI, es 1.900 [\$/kWh]. Este costo se adiciona al CPD energizado correspondiente al Sector Residencial de la red considerada, CPDBT = 4.086 [\$/kWh] (dato del sistema a 2019), resultando un Costo de Compra de Energía a la Red, CCR_{ed} = 5.986 [\$/kWh]. Para el Cálculo del LCOE se emplea (1). Con $G = 4.666$ [kWh/m²-día], $PR = 0.8$ y $PM = 3$ [kW], de (22) resulta $E_{[ij]FV_{Max}} = 4087.416$ [kWh/año], la misma para los nMGD microgeneradores, pues todos tienen instalados paneles FV de 3 [kW]. Luego con una Inversión Inicial $I_0 = IFV_0 = 172000$ [\$] (valor de mercado a 2019), un Costo de Operación y Mantenimiento $CO\&M = C_{[j]} = 8600$ [\$/año], una tasa de descuento $td = 20\%$, y una vida útil del Panel FV $n_{vu} = 30$ años, resulta $LCOE = 6.568$ [\$/kWh]. El cálculo del $BkgCO_{2EFE\ MGD}$ ($BkgCO_2$ en la TABLA 3), se realiza mediante (16). E_{Con} , es la Energía Total de los Consumidores, $E_{MGD} \equiv E_{SDEEBT\ ConGD}$, la Energía Total Inyectada por los microgeneradores, y $E_{Total} \equiv E_{SDEEBT}$, la suma de ambas. El MoGD EI realiza un “despacho” MGD, y es aplicado *para la hora siguiente* (1 [h]), con lo cual las potencias activas P resultan, en valor, iguales a la energías

consumidas/inyectadas (FIGURA 1, Cuadros a) y b)). Mediante (17), se calcula el $LCOE_M$, observándose que la PRSS se presenta sólo en el escenario Es1. En ambos escenarios se considera que no hay autoconsumo.

En las FIGURAS 1 y 2 (Esquemas Trifilares de la red considerada) las flechas en color negro (salientes de cada nodo) indican usuarios consumidores de energía desde la red. Las flechas en color verde/rojo (entrantes en cada nodo) indican usuarios microgeneradores, inyectores de energía a la red (MG FV). El color verde indica la fase de conexión base (FIGURA 2) que optimiza el MoGD EI. El rojo, el cambio de fase resultante. Se tienen 114 usuarios: 83 consumidores y 31 inyectores (MG FV). Se observa un alimentador principal (Pr), cinco alimentadores secundarios y cuatro terciarios (Pr, S's y T's). Los números indican los usuarios en c/u. En el cálculo, las Cargas tienen un signo positivo, mientras que las Inyecciones son negativas. Para las Potencias de consumo, se adopta un Factor de Potencia $fP_{Con} = 0.85$. Tratándose de una zona residencial, los usuarios consumidores tienen un Factor de Consumo Simultáneo $fConS = 0.6$, mientras que, para los usuarios inyectores, su Factor de Inyección Simultánea resulta $fInyS = 1$ (todos están inyectando P_{Iny} a la red, en las mismas franjas horarias, como se desprende de la observación de todos los SDEE BT en el Segmento Residencial). En la FIGURA 1, el Cuadro a) presenta todos los datos del SDEE BT considerado, y los resultados obtenidos desde el MoGD EI: [P] es el vector de potencias en [kW] maximizando inyecciones en el escenario Con GD (Es1 sobre el que se aplicó el ModGD EII), [d] son las distancias en [km] entre usuarios desde el nodo origen del alimentador, y [MoGD EI] la secuencia de las fases optimizada en ambos escenarios, para [P] en cada alimentador. El Cuadro 2, presenta el [P] del Esquema Trifilar sobre el que se aplicó el MoGD EII en el Es2. La FIGURA 1 presenta los Trifilares Base al aplicar el MoGD EI. Los valores optimizados del CPD, $|I_h|$ y $Perd_{PT}$, para cada escenario simulado, se presentan en la TABLA 4. El cambio de sección de los conductores se presenta en la TABLA 5.

	CPD [\$/kWh]	$ I_h $ [A]	PerdPT [kW]
EsI	5.986	1.751	6.473
EsII	5.986	1.534	7.128
Es Sin GD	5.986	1.125	8.942

TABLA 4: Resultados CPD, $|I_h|$ y PerdPT en los Escenarios Simulados (Fuente: Elaboración Propia)

	Pr	SI y SII	SIII y SIV	SV y SVI	TI y TII	TIII y TIV
Caso Base	3x95 [mm ²]	3x35 [mm ²]	3x35 [mm ²]	3x35 [mm ²]	3x35 [mm ²]	3x35 [mm ²]
Caso MoGD EI	3x120 [mm ²]	3x95 [mm ²]	3x50 [mm ²]	3x50 [mm ²]	3x50 [mm ²]	3x50 [mm ²]

TABLA 5: Cambio en la Sección de los conductores respecto del Caso Base al aplicar el MoGD EI (Fuente: Elaboración Propia)

5. CONCLUSIONES

Adicionalmente a las conclusiones parciales vertidas a lo largo del presente trabajo, se puntualizan los siguientes aspectos: a) El Algoritmo HiperHeurístico utilizado (HY CBR (X-FPSO + FAFS) MRP) para implementar el MoGD en sus dos Etapas, demostró una muy buena performance. Particularmente en la Etapa I, habida cuenta de su complejidad; b) El problema abordado, no tiene estudios publicados en SDEE BT con el enfoque aquí adoptado: o bien la MGD es subsidiada o el tipo de cambio [\$/USD] y/o el elevado costo de compra (excepcionalmente) de la energía a la red, permiten lograr la Paridad de Red Sin Subsidios, si el nivel de penetración MGD el elevado; c) Los dos escenarios considerados para la aplicación del Mod GD EII –“despacho” en tiempo *cuasireal*- son representativos a efectos de lo que el trabajo pretende mostrar: Es1 (escenario Con GD en el MoGD EI), corresponde al valle de consumo diurno, en horas del mediodía y mayor Irradiación Solar (G) -V_{lny} máximo conforme las restricciones definidas-. Es2, es un escenario más alejado del valle diurno, con mayor consumo y menor G -menor V_{lny}-. Tal como ocurre en otros países donde la MG FV es subsidiada, en Es1 puede presentarse Paridad de Red mientras que en otros escenarios no; d) El MoGD está pensado para que todos los microgeneradores, independientemente de la Inyección máxima que, por restricciones operativas reguladas, puedan aportar, se beneficien con el aumento global del nivel de penetración de la MGD FV en el SDEE BT; e) Por último, la propuesta del presente trabajo, está pendiente de presentación a la autoridad regulatoria de la Provincia de Entre Ríos, Argentina.

6. REFERENCIAS

- Dall'anese, E., Dhople, S., Giannakis, G. (2014). Optimal Dispatch of Photovoltaic Inverters in Residential Distribution Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5 (2), 487 - 497. doi: 10.1109/TSTE.2013.2292828.
- Dufo-Lopez, R., y Bernal-Agustín, J. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain". *Energy*, 84, 684-694. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>.
- Schweickardt, G. (2019a). Modelo Hiperheurístico y Simulación para la Optimización de la Inyección de Potencia desde Microgeneración en Sistemas Eléctricos de Distribución de Baja Tensión. *Lámpsakos*, 21,13-25.
- Schweickardt, G. (2019b). *Generación Distribuida basada en Fuentes Primarias de Energía Renovable: Análisis técnico, Económico y Regulatorio*. Editorial ENERSA. ISBN 978-987-47220-0-3.
- Schweickardt, G., Rodrigo, R., Y Agosti, A. (2019). Modelo Hiperheurístico Basado en Razonamiento con Función de Selección Multi-Retropropagación. *Revista EPIO*, 46, 5-24.
- Wang, T., Meskin, M., Zhao Y., Grinberg, I. (2018): Optimal Power Flow in Distribution Networks with High Penetration of Photovoltaic Units. *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Saskatoon, SK, pp.1-6. doi: 10.1109/EPEC.2017.8286231.