

Evaluación económica de microrredes eléctricas con generación renovable



José Luis Godoy, Rodrigo Manuel Schierloh y Jorge Vega
UTN (Regional Paraná)
jlgodoy@santafe-conicet.gov.ar
www.santafe-conicet.gov.ar
www.frp.utn.edu.ar

Argentina debe incrementar la incorporación de energía renovable a su matriz energética y simultáneamente generar estrategias eficientes para su gestión. En tal sentido, las microrredes eléctricas permiten enfrentar los desafíos técnicos asociados a la gestión de energía orientada a compensar la baja predictibilidad de la generación debido a la elevada variabilidad de las fuentes renovables. Este trabajo analiza la viabilidad económica de instalar dos microrredes (con aporte de energía renovable), de interés para la región Litoral-Centro de Argentina. El primer caso analizado consiste en alimentar un aserradero aislado. El segundo caso es una propuesta de interés para que un gran usuario (más de trescientos kilowatts –300 kW– de potencia instalada) cumpla de manera rentable su obligación de autogenerar energía renovable utilizando una turbina hidrocínética de río para abastecer un sector de alumbrado público. Se utiliza *Homer Pro* para dimensionar en forma óptima los componentes de la microrred y para simular su desempeño eléctrico y económico a lo largo de su vida útil. Los resultados son prometedores para la región considerando los recursos disponibles en el Litoral argentino.

Palabras clave: Gestión de energía, redes eléctricas inteligentes, optimización, *Homer Pro*.

Introducción

Una microrred eléctrica es un grupo de cargas interconectadas y de recursos de energía distribuidos dentro de límites eléctricos definidos, que actúa como una entidad controlable con respecto a

una red de distribución de energía eléctrica. Este sistema de potencia eléctrica está intencionalmente planeado para incluir recursos distribuidos (generadores de energía eléctrica y/o calor, sistemas de almacenamiento de energía, etc.), que en forma temporaria pueden estar (o no) vinculados al resto del sistema interconectado [1]. Las microrredes se conciben especialmente para tener una alta penetración de fuentes de energía renovable (eólica, fotovoltaica, hidrocínética, biomasa, etc); y se las ubica cerca de los centros de consumo para suministrar buena calidad de energía eléctrica con bajas pérdidas de transmisión [2]. Las microrredes pueden contribuir a mejorar el funcionamiento global de una red de distribución, reducir las pérdidas técnicas y los tiempos de interrupción, mejorar la confiabilidad de la red y optimizar la integración de recursos energéticos distribuidos, apuntando al paradigma de las redes eléctricas inteligentes.

La generación renovable distribuida es un desafío clave para Argentina. Recientemente, se ha impulsado con políticas de Estado para mitigar deficiencias energéticas [3,4,5]. En particular, las microrredes permiten el uso eficiente de las energías renovables, asegurando suministros confiables y permitiendo integrar óptimamente los recursos energéticos distribuidos. La Ley 27.191 establece que para diciembre de 2019 los usuarios con potencias superiores a trescientos kilowatts (300 kW) (grandes usuarios) deberán consumir un mínimo de doce por ciento (12%) de energías renovables (veinte por ciento –20%– en 2025) [3,6]. Para ello, podrán comprar energía en el mercado mayorista (CAMME-

SA), autogenerarla, o adquirirla de un tercero. Según datos de la Asociación de Grandes usuarios de Energía Eléctrica de Argentina (AGUEERA), hay más de 7.500 grandes usuarios en el país: unos 6.900 (92 por ciento) tiene una potencia media inferior al megawatt (1 MW); quinientos entre uno y cinco megawatts (1-5 MW); y el resto de los usuarios (la minoría) entre cinco y cincuenta (5-50 MW) [7]. En particular, la ciudad de Santa Fe, con sus zonas alejadas posee aproximadamente trescientos grandes usuarios. Para satisfacer la demanda fijada por Ley se requerirán en total novecientos megawatts (900 MW) de potencia renovable. Por lo tanto, los grandes usuarios necesitarán autogenerar en el rango treinta a quinientos kilowatts (30-500 kW) cada uno. Esta generación renovable de “mediana escala” presenta nuevos desafíos tecnológicos a resolver en la región que dependen de los tipos de generadores a instalar, seleccionados en base a la disponibilidad de recursos y al costo de la potencia instalada kilowatt-hora generado.

La optimización operativa de una microrred es un aspecto de importancia relevante. La topología de una microrred puede modificarse para minimizar las pérdidas, mejorar variables eléctricas, aumentar la confiabilidad operativa, etc. En general, el problema de optimización consiste en hallar una topología de red y una distribución de potencias adecuada, que permita satisfacer la demanda con buena calidad de energía, pérdidas mínimas y baja emisión de contaminantes. En general, se trata de problemas no-lineales, con restricciones operativas, y con mínimos locales que pueden conducir a soluciones no-óptimas. Por ejemplo, mediante un algoritmo adaptable, se halló una estrategia operativa óptima, con minimización de costos y reducción de emisiones contaminantes, en una microrred compuesta por diversos generadores y elementos de almacenaje [8].

Un gestor de red es un dispositivo de control que provee la inteligencia para gestionar la interacción entre los diversos componentes de una microrred. En microrredes complejas, el algoritmo de

gestión (o despacho) de energía, la detección de fallas y los sistemas de protecciones se implementan dentro de este dispositivo. Por otro lado, la generación renovable no es fácilmente predecible debido a la variabilidad meteorológica (días nublados, reducción de velocidad de viento, etc.); lo cual representa uno de los principales desafíos a resolver para obtener una generación confiable. A esto se le adiciona la inminente incorporación de vehículos eléctricos (grandes cargas dinámicas e intermitentes) complejizando aún más el eficiente funcionamiento de una microrred [9]. Por ello, la gestión de energía en una microrred representa un gran desafío de estrategias de control orientado a obtener un sistema de abastecimiento energético sustentable, eficiente y seguro.

Homer Pro es un software para diseñar microrredes en diversos sectores que permite dimensionar una microrred dada y simular su desempeño eléctrico y económico a lo largo de su vida útil. En este trabajo se analiza el funcionamiento del simulador-optimizador de *Homer Pro* y su integración con MATLAB para comprender las prestaciones y potencialidades de la herramienta. El objetivo principal es proponer soluciones a dos casos de estudio regionales. El primero es una pequeña microrred aislada, donde se introduce al planeamiento, dimensionamiento y evaluación de la gestión de microrredes con generación renovable utilizando *Homer Pro*. El segundo caso es una propuesta para que un gran usuario cumpla en forma rentable con su obligación actual en la región.

Simulación de una microrred en *Homer Pro*

El software simula el funcionamiento de una microrred con todos sus componentes, para un gestor de energía seleccionado, a lo largo de la vida útil del proyecto. El software también cuenta con un optimizador económico que busca la mejor combinación y dimensiones de los distintos componentes que conforman la microrred, resultando el dimensionamiento óptimo en base al costo actual neto del proyecto (NPC, por sus siglas en inglés) de toda

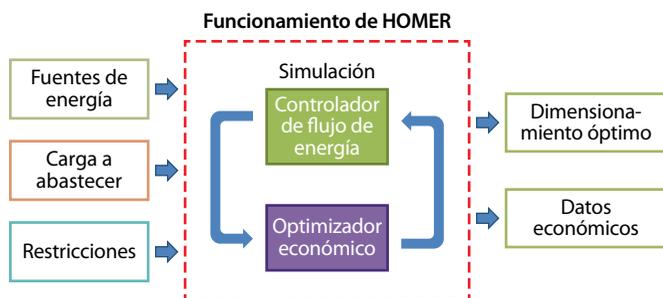


Figura 1. Diagrama del funcionamiento de Homer Pro

su vida útil [10]. Esta herramienta permite, además, realizar un análisis económico y energético profundo de las cantidades de energía generada, consumida y derrochada por cada componente del sistema a fin de facilitar el diseño (o mejora) de la microrred estudiada.

Los principales parámetros económicos a ingresar son la tasa de inflación y la tasa de descuento nominal, que se utilizan para calcular el costo total del proyecto referido al presente (NPC). Se deben ingresar también costos de cada componente de la microrred, costos de recambio, gastos de operación y mantenimiento, precio de combustible, etc. Para las restricciones operativas, se destacan los siguientes parámetros: porcentaje mínimo de renovable, máxima capacidad anual de corte (porcentaje), cantidad anual de energía comprada y vendida a la red; las penalidades por emisiones de gases de efecto invernadero y por exceso de consumo de energía de la red. La figura 1 muestra un diagrama conceptual del funcionamiento.

Homer Pro posee cinco estrategias de control descritas a continuación.

- » *Cycle Charging* (CC). Si la carga principal requiere ser alimentada, el generador funciona a máxima potencia de salida. El exceso de energía fluye a las cargas de menor prioridad, en orden descendente: alimentación de cargas diferibles, carga

de dispositivos de almacenamiento y alimentación de electrolizadores.

- » *Load Following* (LF). El generador produce solo la energía necesaria para alimentar la carga principal. Objetivos de menor prioridad como carga de almacenadores de energía o alimentación de cargas diferibles, son abastecidos con energía renovable. El generador puede aumentar su producción para vender a red, si esto resultara rentable.
- » *Combined Dispatch* (CD). A cada instante, el controlador evalúa la aplicación de la estrategia LF o CC conforme cuál sea más rentable.
- » *Generator Order* (GO). Esta estrategia respeta el orden de prioridades definidos en la tabla de orden de generador.
- » *MATLAB Link* (ML). Este control llama a rutinas de MATLAB, donde el usuario puede implementar su propio algoritmo de gestión de energía.

Caso de estudio: microrred aislada

En la zona rural próxima a la ciudad de Paraná (Entre Ríos) se ubica un pequeño aserradero emplazado en medio de montes, donde se deforesta y luego procesan troncos y leña para su posterior comercialización. Se necesita abastecer con energía eléctrica una pequeña casilla y algunas máquinas-herramientas. Sin embargo, el aserradero se ubica a más de cinco kilómetros (5 km) del tendido eléctrico por lo cual se propone utilizar una microrred con generación renovable funcionando de manera aislada a la red de distribución (*off-grid*) para generar la energía necesaria.

La carga a abastecer posee un perfil diario de tipo comercial y principalmente diurno (ver figura 2), dado que se trabaja durante el día (acorde a la presencia de luz solar) y de manera prácticamente constante; a su vez el perfil de carga fluctúa levemente conforme a la época del año, como se aprecia en el perfil estacional. Los parámetros de la carga son: 1) energía consumida promedio: treinta kilowatt-hora por día (30 kWh/d); 2) potencia pro-

medio: 1,25 kilowatts; 3) potencia pico: cinco kilowatts (5 kW).

Para alimentar el perfil de carga requerido se dispone de paneles fotovoltaicos, banco de baterías de plomo-ácido y generador diésel [11]. La elección de generación fotovoltaica se debe a la abundancia del recurso en la región y al perfil de consumo (o de carga) prácticamente diurno. Las características del inversor requerido para alimentar las cargas serán determinadas por el software. Por otro lado, el controlador/gestor de la microrred manipulará los flujos de potencia conforme a una estrategia codificada en MATLAB.

Los componentes de la microrred son: 1) paneles fotovoltaicos genéricos con capacidad total a determinar; 2) inversor genérico con potencia a determinar; 3) generador *Shimura* con potencia a determinar; 4) baterías *Trojan SAGM 12 135* (doce volts -12 V-, capacidad máxima: 140 Ah). La topología de la microrred se muestra en la figura 3.

Estrategia de gestión de energía

Se propone una estrategia de control sencilla de tipo *on-off*, la cual se describe en la figura 4. Este algoritmo de gestión tiene por objetivo utilizar la máxima cantidad de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos y solo utilizar la energía proveniente de las baterías y/o del generador diésel cuando la generación renovable no sea suficiente (cubriendo el déficit de carga). Además, las baterías solo se cargan por medio de energía solar, impidiendo que se abastezcan del generador diésel. La lógica de gestión se ejecuta cíclicamente en cada paso de simulación. La cantidad de pasos depende del paso de simulación seleccionado (configurable desde uno, diez, quince minutos hasta horas), el cual es de una hora para este caso estudiado. Esta lógica de gestión se basa en las siguientes variables: carga AC (potencia requerida por la carga); paneles fotovoltaicos disponibles (potencia instantánea disponible proveniente de los paneles fotovoltaicos); bat (potencia instantánea disponible en dispositivo de almacenamiento).

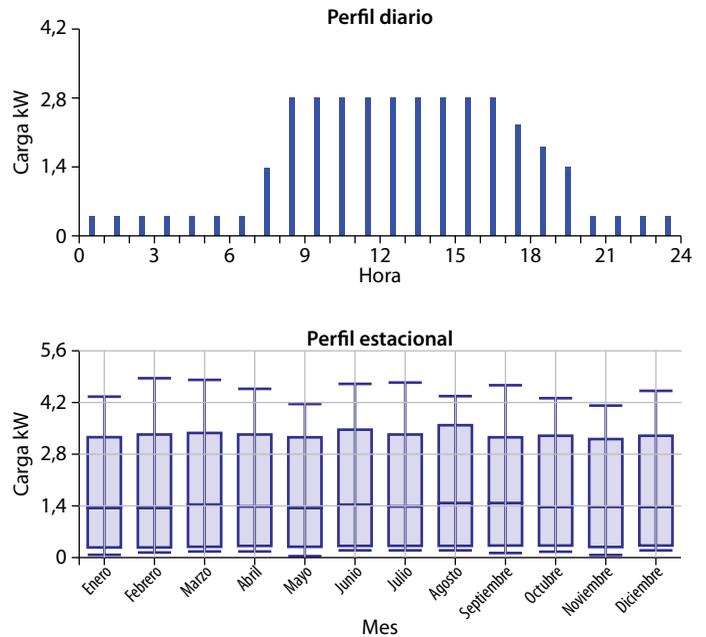


Figura 2. Perfil de carga diario (promedio anual) y estacional

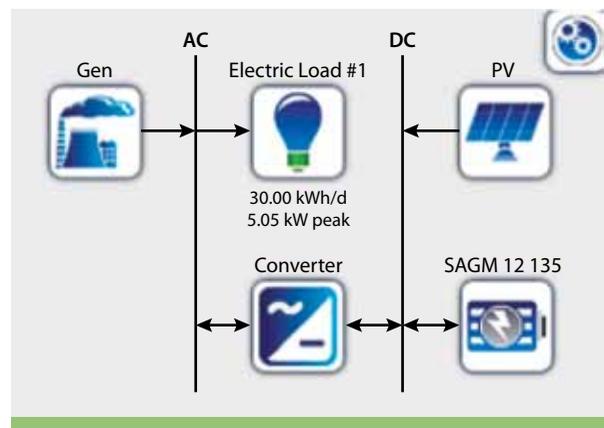


Figura 3. Diagrama esquemático del sistema (o microrred) diseñado

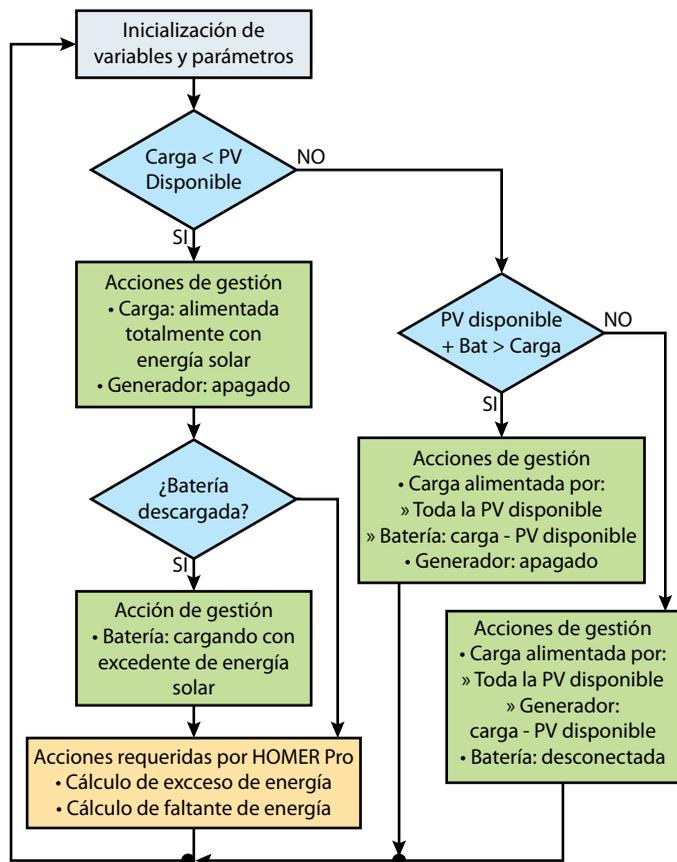


Figura 4. Estrategia de despacho de energía implementada en el caso 1

Simulación

Se utilizó la opción ML para implementar la estrategia propuesta. Se codificaron en MATLAB la inicialización, los cálculos y la finalización de cada instancia de la simulación.

El orden de ejecución de las rutinas es el siguiente (y se repite cíclicamente en cada paso de simulación):

- » *MatlabStartSimulation.m*. Realiza las funciones de detección de errores, como la falta de un componente.

- » *MatlabDispatch.m*. Implementa el algoritmo de gestión de energía descrito en el diagrama en bloques.
- » *MatlabEndSimulation.m*. Analiza si surgen errores durante la simulación.

Para implementar el controlador propuesto se utilizan las estructuras de datos definidas por el software *Homer Pro* que permiten acceder a sus datos primarios durante la ejecución de la simulación. Se dispone de cinco tipos de estructura de parámetros y variables:

- » *myErr* y *myErrs*. Variables utilizadas para generar advertencias y abortar la simulación ante eventualidades.
- » *Simulation_parameters*. Variables de solo lectura que contienen parámetros definidos. Los parámetros más importantes son las restricciones del sistema consideradas para el diseño del controlador, es decir: máximo desabastecimiento por año en la carga, porcentaje mínimo de renovable a la carga, emisiones de gases efecto invernadero, rendimiento del generador, etc.
- » *Simulation_state*. Esta estructura posee varias variables a las que se puede acceder y modificar en cada paso de la simulación. Para la gestión implementada se trabajó sobre las potencias disponibles en las fuentes de generación (ej. PV, gen, inv.), la energía requerida en los buses de CA y CC, y la transferencia desde dichas fuentes a la carga según su requerimiento. Además de abastecer la carga, se debe direccionar la energía sobrante a través de los buses para que no sea desperdiciada y no produzca fallas en la simulación.
- » *Custom_variables*. Variables definidas por el usuario para ser utilizadas dentro de las rutinas y para exportar datos (no son utilizadas por *Homer* en sus cálculos).

Evaluación de desempeño

Homer Pro permite dimensionar los componentes que integran una microrred optimizando crite-

Dimensionamiento óptimo de los componentes					
Paneles fotovoltaicos	Generador	Baterías	Inversor		
12 kW	5,1 kW	12	5 kW		
Generación eléctrica anual					
Generación total	Paneles fotovoltaicos	Generador	Exceso	Baterías	
19.557 kWh	18.271 kWh	1.287 kWh	6.468 kWh	3.349 kWh	
Evaluación económica del proyecto					
COE	NPC	CO	CI	E.R.	Corte
0,345 US\$/kWh	32.880 US\$	1.536 US\$	19.524 US\$	88,2%	0 kWh/año

Tabla 1. Resultados de simulación de la estrategia propuesta

rios económicos para una estrategia de gestión/despacho dada. En la simulación se utiliza el dólar como moneda y los parámetros económicos son los siguientes: tasa de inflación de 2,1 por ciento y tasa de descuento del doce por ciento (12%).

La topología óptima (sugerida por el software) utilizando la estrategia de gestión propuesta se describe en la tabla 1. La carga (con pico máximo de cinco kilowatts –5 kW–) requiere doce kilowatts (12 kW) de paneles solares, un generador diésel con potencia nominal similar al pico de carga y doce baterías. La potencia del generador también debe satisfacer el consumo/demanda en condiciones extremas, como días completamente nublados y con baterías descargadas. Todas estas condiciones son simuladas por el software.

En relación a la generación total y parcial de cada componente, la tabla 1 muestra una evaluación anual del desempeño de la gestión de energía simulada. La generación total de energía del sistema (19,5 megawatts-hora), es prácticamente provista por la generación solar (18,2 megawatts-hora). El porcentaje de energía renovable (que alimenta la carga) supera el 88 por ciento. Las baterías poseen una autonomía cercana a trece horas y su utilización anual es de 3,3 megawatts-hora, aproximadamente. La ineficiencia de la gestión se observa en el exceso de energía producida, la cual es desaprovechada, situación que no sucedería al estar conectado a red ya que este exceso podría ser inyectado y comercializado. Dicho exceso corresponde a la generación de energía en paneles fotovoltaicos y el generador diésel que no se utiliza, la cual

es más significativa en épocas de verano, cuando los paneles fotovoltaicos funcionan a potencia nominal, o incluso la superan. En cuanto al generador diésel, *Homer Pro* estima un funcionamiento de 981 horas anuales y un consumo de combustible cercano a 602 litros.

Desde el punto de vista económico, el proyecto requiere de un capital inicial de 19.524 dólares, con un costo actual neto de 32.880 dólares. Este valor representa el costo total del proyecto a lo largo de su vida útil (25 años) traído al presente utilizando la tasa de inflación y la tasa de descuento. El costo de operación anual es de 1.536 dólares y el costo de la energía es de 0,345 dólares por kilowatt-hora generado. La carga nunca tuvo un corte de suministro (ver tabla 1). Sin embargo, si se permitieran pequeños lapsos de desabastecimientos, se tornaría más rentable el proyecto, disminuyendo la capacidad requerida de paneles y baterías y aumentando la eficiencia del sistema debido a la disminución del exceso de energía.

La figura 5 muestra el funcionamiento de la gestión simulada para los primeros tres días del mes de enero y los primeros tres días del mes de julio. Se observan diferentes condiciones entre días consecutivos, estadísticamente coherentes con la época del año y los recursos de la zona (datos de radiación solar obtenidos de la base de datos de *Homer Pro*). En el primer día la generación solar fue prácticamente inexistente, y por lo tanto, para satisfacer la carga fue necesario utilizar las baterías y el generador. Se evidencia que una demanda pequeña de carga se alimenta solo con baterías. De lo contrario

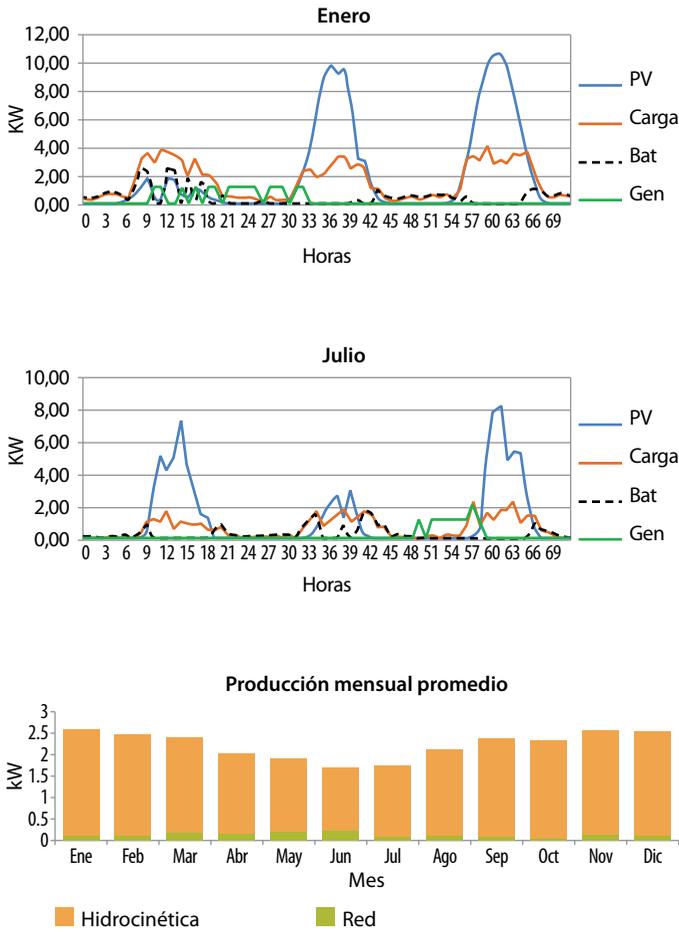


Figura 5. Perfil de despacho de potencias durante tres días consecutivos del mes de enero y de julio. Promedio mensual de la potencia eléctrica de paneles solares y del generador diésel.

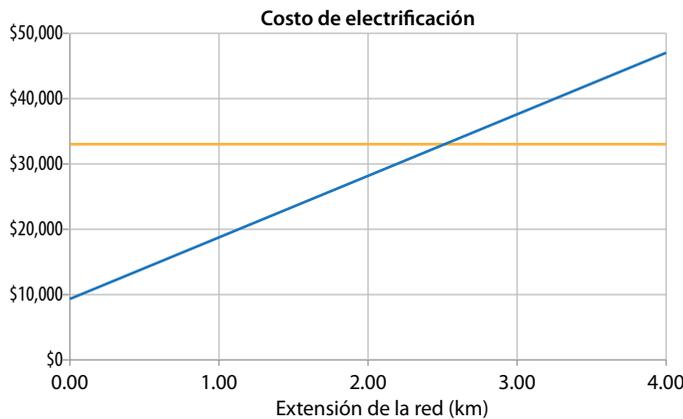


Figura 6. Costo total (NPC) en función de la extensión de red (en azul) versus costo de microrred aislada (en amarillo). Punto de equilibrio en 2,49 kilómetros

se enciende el generador y se desconectan las baterías. Por otro lado, en los días siguientes, los paneles solares producen en exceso, por lo cual no fue necesario encender el generador ni conectar las baterías. Sin embargo, se desaprovecha energía.

La figura 5 también muestra que el generador diésel funciona al mínimo permitido conforme a la estrategia propuesta a fin de mejorar el rendimiento. Durante horarios nocturnos, el bajo consumo que posee la carga es abastecido exclusivamente por las baterías, salvo que se hallen descargadas. En el mes de julio los picos de generación solar (o de producción eléctrica) disminuyeron a aproximadamente ocho kilowatts (8 kW) con respecto a los picos de más de diez kilowatts (10 kW) durante el mes de enero. La diferencia más significativa se presenta en sus promedios mensuales de producción eléctrica, debido a la reducción de las horas de sol. Se observa también que durante noviembre, diciembre y enero la generación solar es similar. Aunque en este último mes la radiación es significativamente mayor, el aumento de la temperatura de trabajo de los paneles fotovoltaicos provoca una disminución de su rendimiento [12]. La carga disminuyó en invierno ya que se la supuso mayor en épocas de verano. Es importante mencionar que la utilización de estos datos permitirá diseñar algorítmicas de control más eficientes.

El software también permite analizar si la implantación de generación es más rentable que la extensión de la red de distribución. Para un costo de compra de 0,1 dólares por kilowatt-hora, un costo de tendido de red de 8.000 dólares por kilómetro y un costo de mantenimiento de 160 dólares al año por kilómetro, se obtiene la comparación de costos de electrificación en la figura 6.

Conforme a la figura 6, para distancias mayores a 2,5 kilómetros es más rentable utilizar autogeneración aislada (aserradero ubicado a 5,2 kilómetros de la red), que extender el tendido eléctrico.

Dimensionamiento óptimo de los componentes					
Paneles fotovoltaicos	Generador	Baterías	Inversor		
10,4 kW	5,1 kW	12	3,91 kW		
Generación eléctrica anual					
Generación total	Paneles fotovoltaicos	Generador	Exceso	Baterías	
16.893 kWh	15.861 kWh	1.032 kWh	4.236 kWh	3.382 kWh	
Evaluación económica del proyecto					
COE	NPC	CO	CI	E.R.	Corte
0,307 US\$/kWh	29.179 US\$	1.330 US\$	17.615 US\$	90,6%	0 kWh/año

Tabla 2. Evaluación por simulación de la estrategia LF

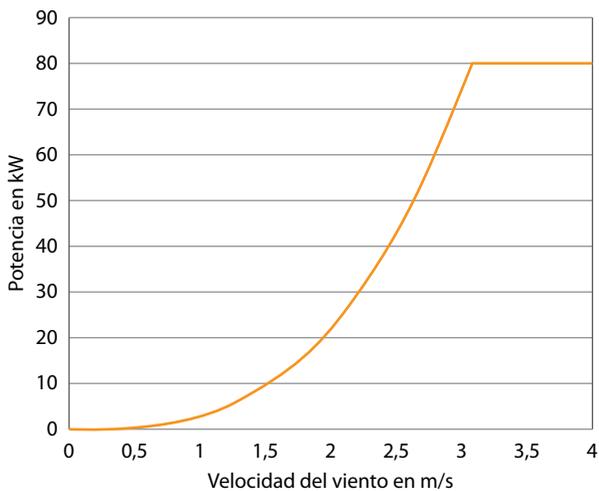


Figura 8. Curva característica (o de operación) de turbina hidrocíntrica

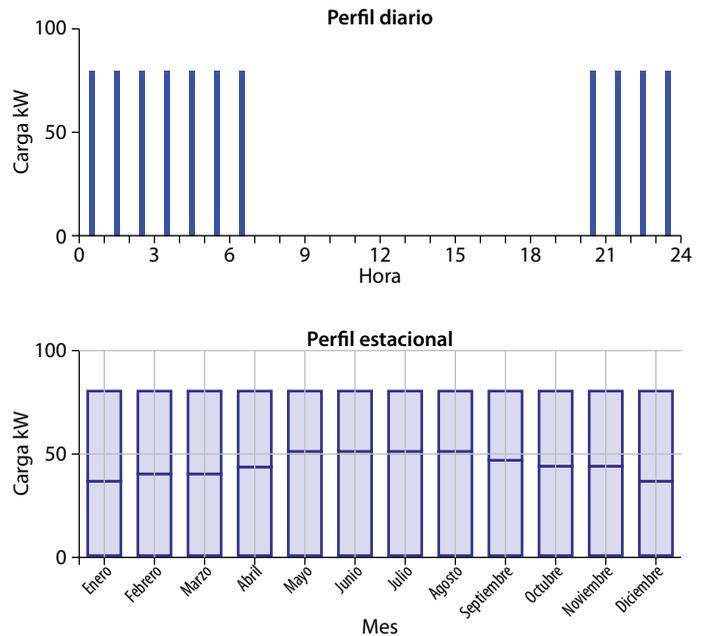


Figura 7. Perfil de carga diario y estacional

Evaluación de la estrategia LF

La simulación de la microrred estudiada utilizando un controlador LF produce los indicadores mostrados en la tabla 2. Comparando las tablas 1 y 2 resulta que las dos estrategias de gestión poseen desempeños similares (donde LF posee un leve mejor desempeño), debido a la similitud de sus algoritmos. La estrategia LF genera menos energía (aproximadamente diecisiete megawatts-hora -17 MWh-) debido a la menor capacidad de paneles fotovoltaicos, pero la aprovecha de manera más eficiente. Esta estrategia utiliza en su gestión más energía renovable para alimentar la carga y las baterías. Esta mejora en el desempeño de la gestión se observa de manera notoria en la disminución del

exceso de energía eléctrica y en la baja de todos los indicadores económicos.

Caso de estudio 2: microrred conectada (on-grid)

Para que un usuario grande cumpla con su obligación legal en forma rentable, debería comprar energía renovable a un precio inferior a los 0,09 dólares por kilowatt-hora (con un precio máximo permitido de 0,113), mediante un contrato de compra-venta de energía con un generador de electricidad o autogenerarla a un menor costo aún. El objetivo de este caso es proponer un proyecto de autogene-

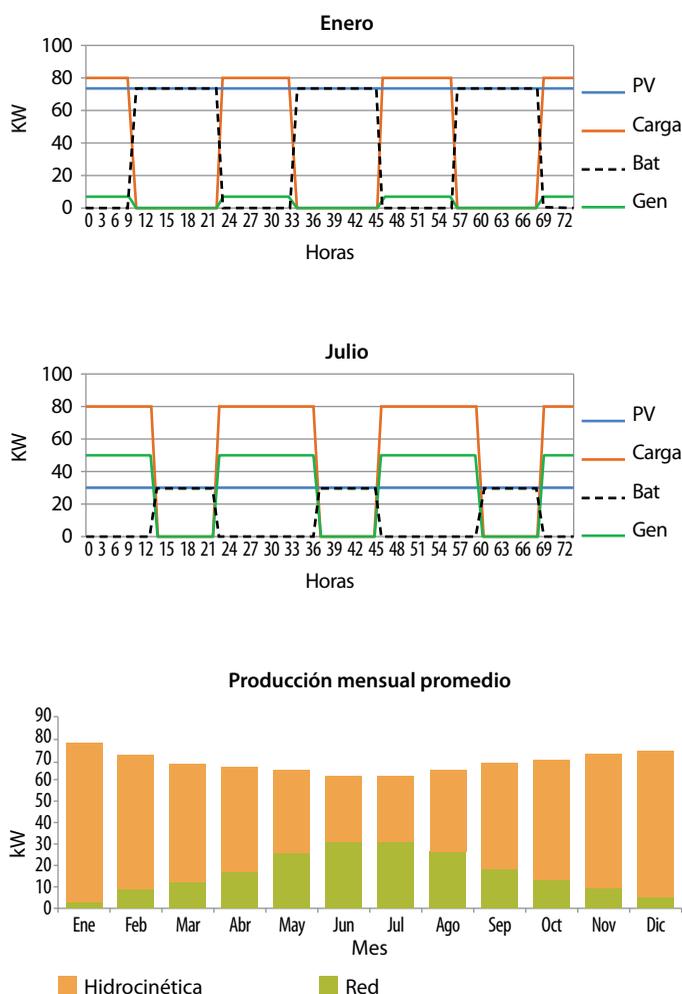


Figura 9. Perfil de despacho de potencias durante tres días consecutivos del mes de enero y de julio. Promedio mensual de la autogeneración hidrocinética, junto con la compra y venta de energía eléctrica

ración rentable (con bajos COE y NPC) a un usuario grande del departamento Santa Fe.

En particular, se propone utilizar generación hidrocinética para abastecer el alumbrado público del barrio Colastiné Norte (de la ciudad de Santa Fe), ubicado en las cercanías del río Colastiné. La carga a alimentar comprende un sector de alumbrado público de doscientas cuadras (con seccionamiento de red). Cada cuadra posee cuatro luminarias led de cien watts (100 W) y, por tanto, la potencia instalada

es de ochenta kilowatts (80 kW). La figura 7 muestra el perfil de carga diario y estacional. La turbina hidrocinética seleccionada (para ríos de llanura) posee una capacidad máxima de ochenta kilowatts (80 kW) con inversor incluido y su curva característica se muestra en la figura 8. El exceso de energía renovable se desea vender a la red de distribución a un precio de 0,09 dólares por kilowatt-hora y el precio de compra ronda 0,1 (igual al del alumbrado público). Cuando la demanda de la carga sea menor a la energía renovable disponible (o generada), se inyectará este excedente a la red al precio establecido en el contrato de compra-venta. Notar que el COE de alumbrado público es mayor al COE del contrato.

La velocidad promedio del río Colastiné es de 1,5 metros por segundo y se considera utilizar una escollera de piedra para incrementar la velocidad natural, lo que incrementa cúbicamente el rendimiento (ver figura 8). El costo de la obra civil (30.000 dólares) se incluye en el CI de 100.000 dólares. El NPC es 120.750 dólares durante una vida útil de veinte años, utilizando una inflación de 2,1 por ciento y una tasa nominal de descuento del ocho por ciento (8%).

La producción anual (439.647 kWh) es mayor al consumo (387.040 kWh), por lo que se vende el excedente. Sin embargo, en los meses de invierno se necesita comprar más energía debido a la reducción del caudal del río y al incremento de horas diarias de alumbrado. La figura 9 muestra la evolución temporal del despacho de potencias realizado por una estrategia CC durante tres días de enero y tres días de julio (paso de simulación de una hora). Esta estrategia abastece la carga primaria e inyecta el excedente a la red.

Se representa el comportamiento de la carga/consumo, la generación hidrocinética, y la potencia comprada y vendida. La principal diferencia entre estos dos meses es que en julio el caudal se reduce (por causa estacional) y se necesita comprar más energía a la red. La tabla 3 muestra el desempeño de la microrred, con un COE de 0,017 dólares

Generación eléctrica anual					
Generación total (H + C)	Generación hidrocinética	Energía vendida	Energía comprada	Potencia H. media	
590.780 kWh	439.647 kWh	203.740 kWh	4.236 kWh	50 kWh	
Evaluación económica del proyecto					
COE	NPC	CO	CI	E.R.	Corte
0,017 US\$/kWh	120.750 US\$	1.777 US\$	100.000 US\$	74,4%	0 kWh/año

Tabla 3. Evaluación por simulación de la estrategia CC

por kilowatt-hora, mucho menor que el COE de un contrato público-privado (0,09 US\$/kWh). Esta microrred permite a un gran usuario de cuatrocientos kilowatts (400 kW) cumplir su obligación legal con una rentabilidad del 529 por ciento respecto a un contrato público-privado.

Este caso, provee a los grandes usuarios la información tecnológica regional y novedosa que les facilitará planificar la autogeneración renovable más rentable que deben instalar para cumplir con sus obligaciones.

Conclusiones

Se analizaron económicamente dos proyectos de microrredes con generación renovable de interés regional. En el primer caso, la comparación de estrategias de gestión demostró la importancia de implementar algoritmos optimizantes de despacho de energía a fin de obtener microrredes más rentables. Los resultados del segundo caso mostraron que el proyecto propuesto es muy rentable para un gran usuario o para un vendedor de energía renovable. En general, el software *Homer Pro* facilita la toma de decisiones. Además, el vínculo del software con MATLAB flexibiliza el uso de la simulación y de la optimización incorporada en el primero, permitiendo acceder a más oportunidades y prestaciones. La utilización de esta herramienta para las necesidades energéticas actuales de nuestra región es interesante y prometedora. ■

Agradecimientos

Al Ing. Matías Lionel Devinar por su colaboración en aspectos económicos. A las Facultades Regionales Santa Fe y Paraná de la Universidad Tecnológica Nacional, por el financiamiento recibido.

Referencias

- [1] IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE Std. 1547.4-2011: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems (2011).
- [2] S. Chowdhury, S. Chowdhury, P. Crossley. "Microgrids and Active Distribution Networks", The Institution of Engineering and Technology, London, U.K. ISBN: 978-1-84919-014-5 (2009).
- [3] Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Ley 26190. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565>
Ley 27191. Modificación de Ley 26190. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>
Decreto 531/2016. Reglamentación de Ley 27191. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/255000-259999/259883/norma.htm>
- [4] Convocatoria del Ministerio para IP en REDES INTELIGENTES. <http://www.mincyt.gob.ar/convocatoria/presentacion-de-ideas-proyecto-ip-en-desarrollo-tecnologico-para-redes-inteligentes-en-la-distribucion-electrica-12892>
- [5] Convocatoria de la Provincia SF a Proyectos de Energías Renovables. [http://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/215367/\(subtema\)/202790](http://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/215367/(subtema)/202790).
- [6] Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA). <http://www.agueera.com.ar/index.php?IDM=44&mpal=3&alias=.X>
- [7] [7] Estadística de generación. http://www.actualizarmiweb.com/sites/agueera-com-ar/publico/files/generacion_2016.pdf
- [8] F. Mohamed, H. Koivo. *Elect. Power and Energy Syst.*, 32 (2010), 398-407.
- [9] M.S. Hossain, N.A. Madloul, N.A. Rahim, J. Selvaraj, A.K. Pandey, A.F. Khan. *Role of smart grid in renewable energy: An overview. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60 (2016) 1168-1184.
- [10] N.M. Swarnkar, R. Sharma, L. Gidwani. *An Application of Homer Pro in Optimization of Hybrid Energy System for Electrification of Technical Institute. In Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), International Conference on. IEEE (2016).*
- [11] K. Kusakana, H.J. Vermaak. *Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modeling. Renewable energy*, 67 (2014), 97-102.
- [12] E. Skoplaki, J.A. Palyvos. *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance. A review of efficiency/power correlations. Solar Energy*, 83 (2009), 614-624.