

## Sistemas de microgeneración que integran paneles fotovoltaicos con generadores de electricidad y calor combinados (CHP) y almacenamiento en batería

### Micro-cogeneration systems combining solar PV, combined heat and power plant (CHP) and battery storage

Gonnet, Adrián; Anton, Marcelo; Mainetti, Carlos; Guillermo, Eduardo; Borja, Fernando; Bournod, Luciano

#### Adrián Gonnet

gonnet@frbb.utn.edu.ar

Facultad Regional Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

#### Marcelo Anton

Facultad Regional Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

#### Carlos Mainetti

Facultad Regional Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

#### Eduardo Guillermo

Facultad Regional Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

#### Fernando Borja

Facultad Regional Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

#### Luciano Bournod

Facultad Regional Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

#### Ingenio Tecnológico

Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

ISSN-e: 2618-4931

Periodicidad: Frecuencia continua

vol. 3, 2021

ingenio@frlp.utn.edu.ar

Recepción: 01 Abril 2021

Aprobación: 08 Abril 2021

URL: <http://portal.amelica.org/amei/journal/266/2662024004/>



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-  
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.

**Resumen:** El desarrollo de microrredes utilizando sistemas híbridos que incluyen microgeneración resulta una interesante alternativa para mejorar la eficiencia en el abastecimiento de electricidad y confort térmico a los edificios. Además, con estos sistemas se incrementa la utilización de fuentes de energías renovables con la consecuente reducción en la emisión de los gases de efecto invernadero. Este trabajo de investigación examina la eficiencia y el costo de sistemas híbridos conectados a la red eléctrica; los cuales se componen de equipos que integran electricidad y calor (CHP) basados en celdas de combustible, paneles fotovoltaicos y almacenamiento en baterías. La carga es el consumo de electricidad y calor del edificio de la Facultad Regional Bahía Blanca. El artículo presenta resultados de simulaciones para diferentes estados y condiciones de funcionamiento de los sistemas y se determina la configuración óptima para producir un 90 % del consumo de electricidad, con un costo total para los usuarios similar al abastecimiento tradicional de electricidad. Con la utilización del equipo CHP, se reduce un 35% la compra de electricidad a la red y se produce por cogeneración el 37 % del calor total requerido por el edificio.

**Palabras clave:** Generación distribuida, CHP, microgeneración, celdas de combustible.

**Abstract:** The development of micro-grids using hybrid systems that include micro-cogeneration, is an interesting alternative to improve the efficiency in the supply of electricity and heat Thermal comfort to buildings. In addition, with these systems, the use of renewable energy sources is increased with the consequent reduction of greenhouse gases. This research examines the efficiency, and cost of hybrid systems connected to the electricity grid, comprising fuel cell combined heat and power (CHP), solar PV and battery storage. The energy demand is the electricity and heat of Facultad Regional Bahía Blanca building. This paper presents simulation results for different configurations and operations conditions of the systems, which allow determining the optimal configuration, producing 90% of electricity consumption, with a total cost for users, similar to the traditional electricity supply. With the use of CHP equipment,

the purchase of electricity from the grid is reduced by 35% and 37% of the total heat required by the building is produced by cogeneration.

**Keywords:** Distributed generation, CHP, micro-cogeneration, fuel cells.

## INTRODUCCIÓN

Muchos países están implementando programas sobre eficiencia energética con el objetivo de alcanzar el autoabastecimiento de energía primaria, incrementar la generación a partir de energías renovables y mitigar la emisión de gases de efecto invernadero. El desarrollo de sistemas que integran paneles solares con equipos CHP y baterías, denominados sistemas híbridos, resulta ser un camino muy interesante para lograr estas metas en el sector residencial y comercial.

Diversos tipos de instalaciones de energía distribuida se implementan utilizando paneles fotovoltaicos para abastecer de electricidad a un edificio. La integración de un equipo CHP a dichas instalaciones, incrementa la capacidad de generación de energía en aquellos horarios del día y durante las diferentes épocas del año, donde los paneles no pueden producirla. De esta manera se reduce considerablemente la cantidad de paneles y la capacidad necesaria de almacenamiento en baterías cuando se desea alcanzar el autoabastecimiento de electricidad. Además, con la utilización de un equipo CHP, se abastece de calor al edificio con muy alta eficiencia por cogeneración.

Estos sistemas híbridos pueden implementarse formando microrredes, tanto en edificios nuevos como así también en los ya existentes. Es posible que funcionen conectados a la red pública de electricidad, con la alternativa de vender el exceso de generación eléctrica o de forma autónoma, es decir, desconectados de la misma y donde es necesario asegurarse el abastecimiento total de energía para el edificio.

Algunos estudios han analizado los rangos de producción de electricidad, la eficiencia y el impacto ambiental para distintas configuraciones de estos sistemas que incluyen a paneles solares fotovoltaicos, equipos CHP y almacenamiento en baterías. En (Balcombe *et al.*, 2015a) se analiza el impacto ambiental utilizando un equipo CHP basado en un motor Stirling. En (Balcombe *et al.*, 2015b) se estudia el grado de autoabastecimiento energético, considerando el consumo de 30 viviendas. En (Kneiske y Braun, 2017) se evalúan diferentes técnicas de control para determinar el grado de autoabastecimiento, las emisiones de CO<sub>2</sub> y el costo. También, en (Ghenai y Bettayeb, 2019) se analiza un sistema que emplea un CHP basado en celdas de combustible para abastecer a un edificio universitario y se concluye que se requiere comprar a la red el 26% del consumo total del edificio, los paneles aportan un 42 % y el equipo CHP el 32% restante.

La Figura 1 muestra el esquema de un sistema híbrido para abastecer a un edificio residencial conectado a la red pública, con la posibilidad de exportar el exceso de electricidad generado (enfield, 2020). En el mismo se observa la integración de los paneles solares con el equipo CHP, el cual produce electricidad y calor por cogeneración a partir de la utilización de gas natural como combustible. Esto le confiere una eficiencia en su operación del orden del 85% al 90%, cuando se tiene en cuenta el calor y la electricidad producidos (Kuwaba, 2013). En particular, los equipos CHP basados en celdas de combustibles logran una eficiencia global aún mayor que otros equipos que utilizan una tecnología diferente para su funcionamiento.

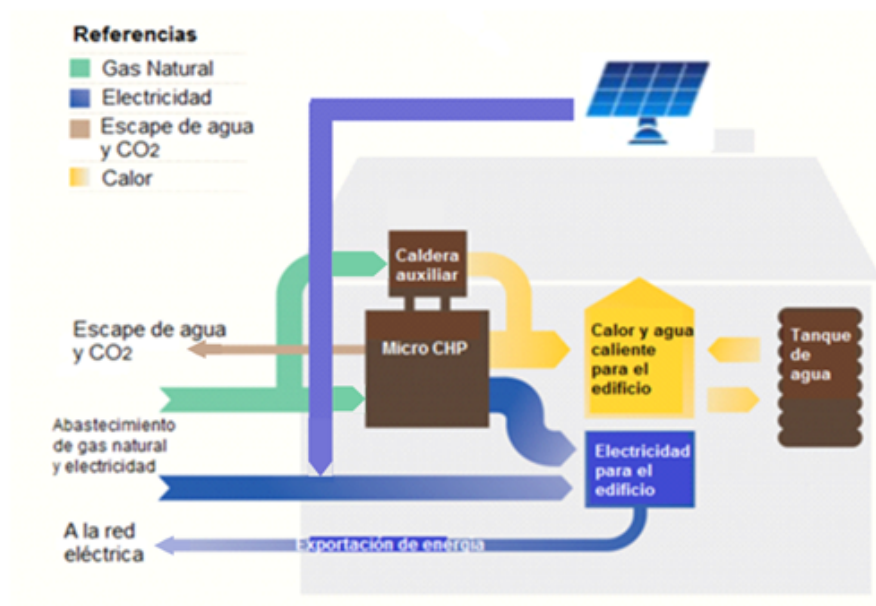


FIGURA 1

Esquema de la conexión de un sistema híbrido a un edificio

Se indican los sentidos de desplazamiento de la energía fotovoltaica, la energía de la red, el gas natural y los escapes de agua y CO<sub>2</sub>.

Fuente: (enefield, 2020).

La Figura 2 muestra un diagrama con los componentes principales de un equipo CHP (Yamada y Nishizaki, 2009). Más detalles referidos a la composición y operación de un equipo CHP pueden obtenerse de los trabajos (Gonnet *et al.*, 2018a; Gonnet *et al.* 2018b; Gonnet *et al.*, 2019).

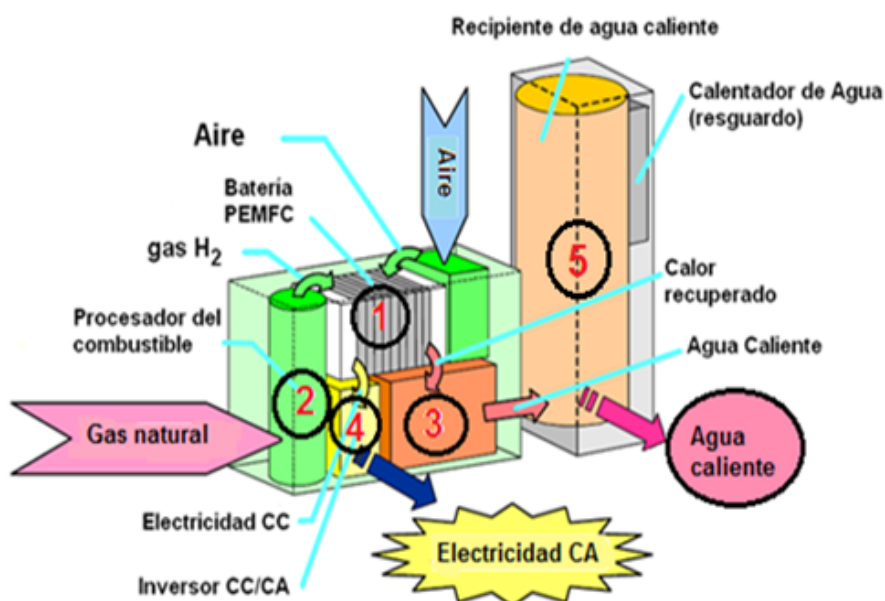


FIGURA 2

Componentes de un CHP basado en una celda de combustible tipo PEMFC (donde PEMFC es la sigla en idioma inglés de Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell)

1: Batería de celdas de combustible, 2: Procesador de combustible, 3: Recuperación del calor,  
4: Acondicionamiento de la tensión de salida, 5: Caldera y tanque de almacenamiento de agua.

Fuente: (Yamada y Nishizaki, 2009).

El diseño de los sistemas híbridos presenta dos desafíos: la combinación de las distintas fuentes de generación y el control de su funcionamiento. Se deben combinar adecuadamente las capacidades de las distintas fuentes de generación de acuerdo con las características de la carga y a la vez controlar su funcionamiento para obtener un mínimo aporte desde la red. Esto debe lograrse con un costo de capital y de operación amortizable en un período de tiempo razonable. En este trabajo, se proponen distintas configuraciones de un sistema para abastecer de electricidad y calor al edificio de Extensión Universitaria y Laboratorios de la Facultad Regional Bahía Blanca de la UTN. Se analizan: la producción de electricidad y calor, el costo y los beneficios que se obtienen con la utilización de un equipo CHP y paneles fotovoltaicos; comparando su funcionamiento con el abastecimiento tradicional desde la red eléctrica y una caldera. Es importante remarcar que en la actualidad el edificio se abastece de electricidad exclusivamente desde la red eléctrica y que gran parte de las actividades se desarrollan en horarios nocturnos.

## DESARROLLO

Para el análisis de las distintas configuraciones del sistema, se aplicaron técnicas de simulación y optimización con el programa HOMER Pro® (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable). Las simulaciones se realizaron utilizando el control de funcionamiento de seguimiento de la carga, para un período de 10 años.

La carga eléctrica anual para todo el edificio se estimó a partir de los datos de la facturación del año 2019, tanto para los consumos en los horarios pico, como fuera de pico. Para la demanda anual de calor se estimó la carga térmica para calefacción del área de aulas del edificio, dejando fuera de consideración el área de laboratorios.

Para el análisis se proponen tres configuraciones. La primera configuración representa el sistema híbrido, compuesto de paneles fotovoltaicos, equipo CHP, baterías y red (PV-CHP-B-R). La segunda configuración

se compone de paneles fotovoltaicos, baterías y red (PV-B-R). La tercera configuración adoptada presenta un equipo CHP con baterías y red (CHP-B-R). La capacidad fotovoltaica se compone de 90 paneles de 340 Wp cada uno. El equipo CHP utilizado, posee una capacidad de producción de 5 kW eléctricos y 5 kW térmicos. Todas las configuraciones incorporan una caldera de respaldo y 43 kWh de almacenamiento en baterías.

Para el costo del kWh de electricidad comprado a la red se adoptó un valor de U\$S 0,10 y para el costo del kWh vendido a la red se estableció un valor de 0,05 U\$S. El costo del metro cúbico de gas natural utilizado desde la red se estimó en un valor de U\$S 0,15 el m<sup>3</sup>.

La Figura 3 muestra el esquema de conexión del sistema híbrido. En dicho esquema se observa la carga eléctrica diaria promedio del edificio de 235,10 kWh, con una potencia pico de 32,26 kW y la carga térmica diaria promedio del edificio de 240 kWh, con una potencia pico de 40,13 kW. Se indican también: la capacidad del equipo CHP, la capacidad de las baterías, la instalación de una caldera de respaldo y del equipo convertidor/cargador.

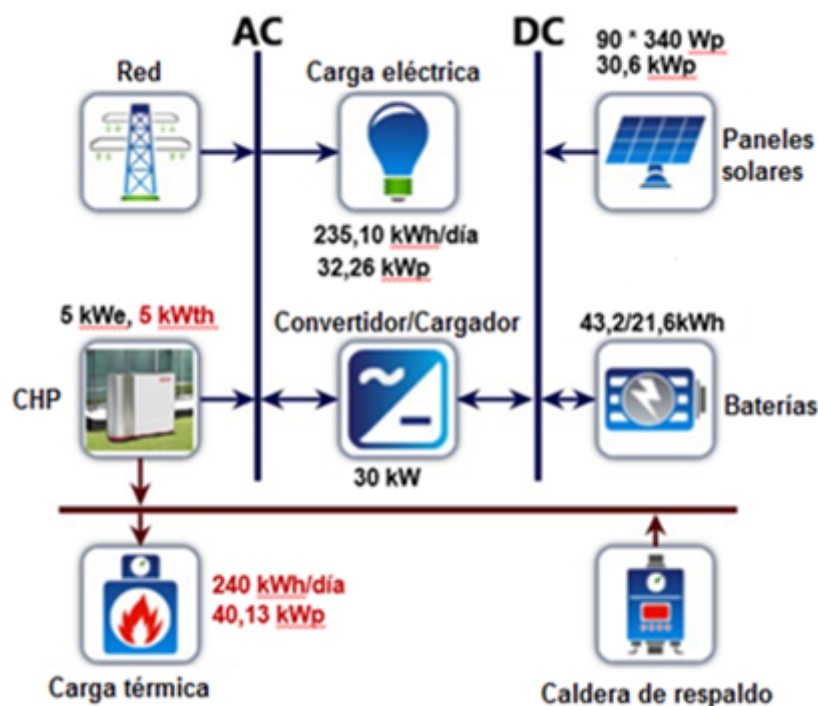


FIGURA 3  
Esquema del sistema híbrido con los valores de las cargas y las capacidades de generación

Fuente: programa HOMER Pro®

## RESULTADOS

La Tabla 1 resume la producción eléctrica en kWh/año” para todas las configuraciones propuestas. En la Figura 4 se muestra el flujo energético anual que resulta de la simulación para la configuración híbrida de paneles fotovoltaicos, CHP, baterías y conexión a la red; según los valores indicados en la Tabla 1. Se observa que en un año, el edificio requiere 85.810 kWh de energía eléctrica. Para llegar a este valor, los paneles solares generan 49.740 kWh, el equipo CHP abastece 26.575 kWh eléctricos y de la red pública se importan 37.358 kWh. Además se exportan a la red 25.376 kWh; los cuales se indican con signo negativo en la Tabla 1. También, el CHP genera 32.588 kWh de calor y la caldera auxiliar de respaldo debe aportar 59.348 kWh para abastecer la carga térmica anual del edificio.

TABLA 1  
Rangos de producción de electricidad de las distintas configuraciones de sistema.

| Sistema     | Producción eléctrica (kWh/año)                 | Porcentaje (%)                          |
|-------------|--|---|
| PV -CHP-B-R | PV=49.740 + CHP=26.575 + Red=(37.358 - 25.376) | PV=43,8 + CHP= 23,4 + Red=(32,9 - 22,8) |
| PV -B-R     | PV=49.740 + Red=(55.590 - 17.033)              | PV=47,2 + Red=(52,8 - 16,6)             |
| CHP-B-R     | CHP=30.350 + Red=(61.516 - 6.056)              | CHP=33 + Red=(67 - 6,59)                |

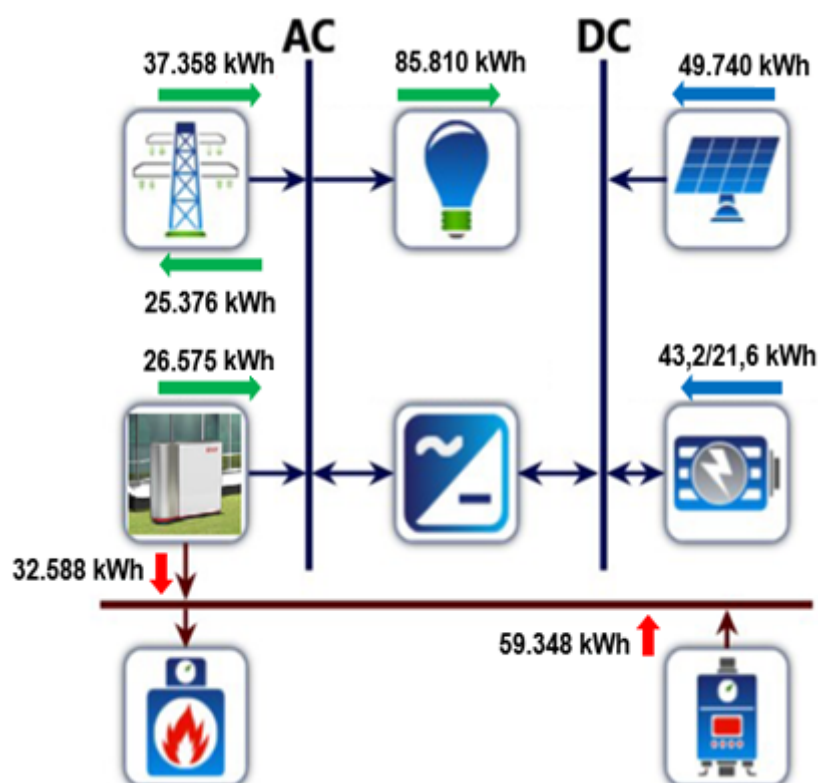


FIGURA 4  
Flujo de energía anual en el funcionamiento del sistema híbrido  
Fuente: programa HOMER Pro®

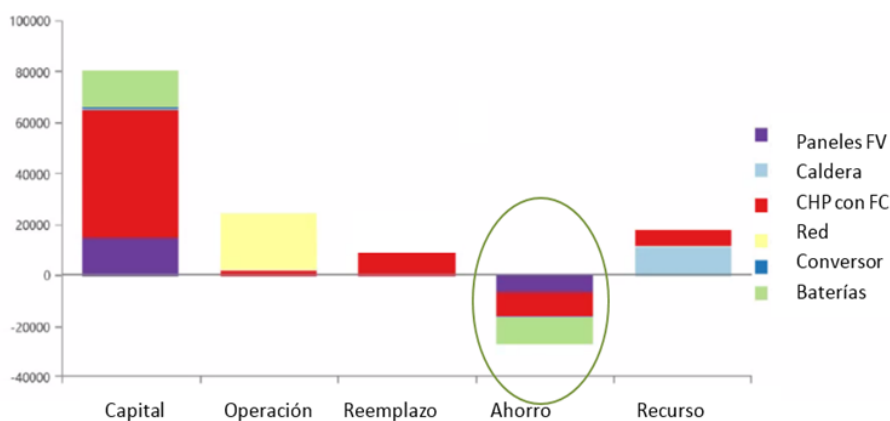
La Tabla 2 muestra los valores de los costos de capital, de operación y total expresados en dólares estadounidenses, para las tres configuraciones adoptadas; teniendo en cuenta un escenario de funcionamiento de 10 años. Además contiene el costo del abastecimiento tradicional con red y caldera (RED-CAL). El costo de capital de la caldera no fue tenido en cuenta para ninguna de las configuraciones, ya que resulta ser el mismo para todas.



**TABLA 2**  
Valores del costo de capital de operación y total, para 10 años de funcionamiento.

| Sistema            | Capital U\$S  | Operación U\$S | Total U\$S     |
|--------------------|---------------|----------------|----------------|
| <b>PV -CHP-B-R</b> | <b>80.300</b> | <b>23.505</b>  | <b>103.653</b> |
| <b>PV-B-R</b>      | <b>30.300</b> | <b>40.472</b>  | <b>66.391</b>  |
| <b>CHP-B-R</b>     | <b>65.000</b> | <b>52.886</b>  | <b>126.805</b> |
| <b>RED-CAL</b>     | <b>0</b>      | <b>87.186</b>  | <b>87.186</b>  |

En la Figura 5 se muestra el flujo de caja para los componentes del sistema considerando los 10 años del proyecto. En dicho período se ha considerado el costo de reemplazo de la celda de combustible del equipo CHP, lo cual deja un remanente de vida útil del equipo al final del periodo adoptado. Lo mismo sucede con la vida útil remanente de los paneles fotovoltaicos y de las baterías. Además, en la columna recurso se presentan los gastos de combustible.



**FIGURA 5**  
Flujo de caja para los diez años de funcionamiento del sistema híbrido.  
Fuente: programa HOMER Pro®

La Tabla 3 muestra los valores de producción de electricidad y el consumo de gas natural, que se obtienen al comparar el abastecimiento de electricidad y calor de forma tradicional al edificio (RED-CAL), con respecto a la utilización del equipo CHP conectado a la red y una caldera auxiliar de respaldo (CHP-B-R).

TABLA 3  
Valores de producción de electricidad, producción de calor y consumo de gas natural.

| Sistema        | Producción (kWh/año)  | Consumo GN (m <sup>3</sup> )          |
|----------------|---|---------------------------------------|
| <b>RED-CAL</b> | <b>Electricidad: Red=85.810</b><br><b>Calor: Caldera=87.600</b>                                     | <b>10.400</b><br><b>(114.400 kWh)</b> |
| <b>CHP-B-R</b> | <b>Electricidad: CHP=30.350 + Red=(61.516 - 6.056)</b><br><b>Calor: CHP=32.588 + Caldera=59.348</b> | <b>13.400</b><br><b>(147.400 kWh)</b> |

## DISCUSIÓN

Los valores de producción de electricidad de la Tabla 1 muestran que el sistema compuesto por paneles solares y el equipo CHP resulta ser el más beneficioso en cuanto a producción de electricidad. El sistema alcanza una producción del 90 % del consumo, al considerar la porción que se exporta a la red durante un año de uso.

Las configuraciones que emplean solamente paneles solares o CHP, obtienen porcentajes de producción de electricidad del 50 % y 35% del total de la carga, respectivamente. Esto es lo esperado, debido a que en el sistema híbrido intervienen las capacidades de las distintas fuentes de generación.

La configuración que posee solamente equipo CHP logra el menor porcentaje de producción de electricidad, llegando a un valor cercano al 35% del total requerido y proporciona por cogeneración un 37% del calor total que consume la carga. El menor valor de producción de electricidad que se obtiene de la configuración con CHP solamente, se debe a la baja capacidad del equipo en relación al consumo del edificio.

En la Tabla 2 se observa que el menor costo total lo posee la configuración con paneles solares solamente, por supuesto a costa de una menor producción de electricidad que el sistema híbrido.

La configuración que presenta solo el equipo CHP resulta ser la más costosa, incluso más que el sistema híbrido; el cual también posee el mismo equipo CHP. Esto se justifica porque el sistema híbrido logra reducir los costos de operación, al importar menos energía eléctrica desde la red durante el período de tiempo considerado. El elevado costo de capital del equipo CHP es una de las barreras que todavía debe vencer esta tecnología. El valor del equipo CHP también provoca que el costo total para 10 años de funcionamiento de la configuración híbrida con 90 paneles y CHP, sea mayor que el costo total actual de abastecimiento desde la red eléctrica y una caldera; U\$S 103.653 contra U\$S 87.186.

De la Tabla 3 se concluye que un sistema basado en equipo CHP consume un 30 % más de gas natural que el abastecimiento tradicional basado en la red eléctrica y una caldera. Esto es lo esperado ya que el equipo CHP utiliza el gas natural para producir electricidad en forma local y aprovecha el calor por cogeneración.

Por otro lado, con el abastecimiento tradicional se requiere comprar toda la electricidad que consume el edificio a la red (85.180 kWh). En cambio con el equipo CHP esta cantidad se reduce considerablemente, ya que se deben importar 61.516 kWh y se exportan 6.056 kWh.

## CONCLUSIONES

Se concluye que la combinación de paneles fotovoltaicos con un equipo CHP resulta una muy buena alternativa para constituir un sistema de energía distribuida con alto porcentaje de generación eléctrica.

Para el edificio analizado, las capacidades implementadas en el sistema híbrido de 90 paneles de 340 Wp y un equipo CHP de 5kW, resulta adecuada para producir el 90 % del consumo eléctrico, utilizando energía



renovable, y generando electricidad y calor con elevada eficiencia. El costo total para los usuarios resulta similar a la forma tradicional de abastecimiento desde la red pública y caldera, considerando 10 años de utilización.

Sin la utilización del equipo CHP, se debería incrementar la instalación de paneles solares para llegar al mismo porcentaje de autoabastecimiento de energía, lo cual puede resultar un inconveniente cuando el espacio disponible es limitado. También con el empleo del equipo CHP se evita aumentar la capacidad de almacenamiento en baterías, que requeriría un sistema fotovoltaico para abastecer de energía durante el horario nocturno, sin utilizar la red pública.

El aumento de generación eléctrica al agregar el equipo CHP es considerable, a pesar de la baja potencia eléctrica nominal que presenta el equipo con relación a la instalación solar y el consumo del edificio. Además, el calor obtenido por cogeneración permite reducir la cantidad que debe aportar una caldera tradicional.

Finalmente, se obtienen las siguientes conclusiones por la utilización de un equipo CHP para abastecer de electricidad y calor al edificio:

- Con un equipo CHP el usuario necesita comprar un 30% más de gas natural, pero reduce la compra de electricidad en un 35%.
- Con la utilización del equipo CHP para producir electricidad, se obtiene por cogeneración el 37% del calor que requiere el edificio.
- Con la utilización de un equipo CHP para generar electricidad y calor por cogeneración se obtiene una eficiencia más elevada que el abastecimiento tradicional de electricidad desde una central eléctrica y una caldera; funcionando con el mismo combustible. Teniendo en cuenta que en la Argentina se emplea mayoritariamente el gas natural para la generación eléctrica y la calefacción de los edificios, la utilización masiva de estos sistemas provocaría un ahorro considerable de gas natural para el país.
- El costo de capital del equipo CHP en la actualidad, resulta muy elevado tomando el escenario de 10 años de operación. A pesar de ello, debido a la elevada eficiencia y el ahorro de energía primaria, algunos países implementan programas que incentivan su utilización.

## REFERENCIAS

- Balcombe, P., Rigby, D., & Azapagic, A. (2015a). Environmental impacts of microgeneration: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage. *Applied Energy*, 139, 245-259.
- Balcombe, P., Rigby, D., & Azapagic, A. (2015b). Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage. *Applied Energy*, 155, 393-408.
- ene.field. (2020). *Fuel cell x Combined Heat and Power*. Recuperado de: <http://enefield.eu/field-trials/introduction/>
- Ghenai, C., & Bettayeb, M. (2019). Grid-tied solar PV/fuel cell hybrid power system for University Building. *Energy Procedia*, 159, 96-103.
- Gonnet, A., Mainetti, C., Guillermo, E. (2018a). *Análisis sobre la utilización de un sistema de generación distribuida que integra electricidad y calor para aplicación residencial en la Argentina*. III Congreso Argentino de Energías Sustentables.
- Gonnet, A., Guillermo, E., Mainetti, C. (2018b). *Eficiencia y Costo de los sistemas de energía distribuida que integran electricidad y calor para uso residencial*. VII Seminario de Energías y su Uso eficiente.
- Gonnet, A., Guillermo, E., Mainetti, C. (2019). *Generación Distribuida a Escala Residencial con la Utilización de Sistemas Micro CHP, Desafíos y Oportunidades para su Aplicación en la Provincia de Buenos Aires*. Tercer congreso de investigación y transferencia tecnológica en ingeniería eléctrica CITTIE 2019. Octavo seminario nacional de energía Sene 2019.
- Kneiske, T. M., & Braun, M. (2017). Flexibility potentials of a combined use of heat storages and batteries in PV-CHP hybrid systems. *Energy Procedia*, 135, 482-495.

Kuwaba, K. (2013). *Development of SOFC for residential use by Aisin Seiki*. 9th FC Expo.

Yamada, Y., & Nishizaki, K. (2009). *Next generation model of the world's first residential PEMFC cogeneration system goes on sale*. 24th World Gas Conference. Buenos Aires, Argentina.