

## **ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UN COMPLEJO INDUSTRIAL APROVECHANDO CALORES RESIDUALES Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA**

**Emmanuel Sangoi, Jorge R. Vega, Luis A. Clementi**

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional. Lavaisse 610, Santa Fe, CP S3004EWB, Argentina. Tel. (54) (342) 4601579. E mail [esangoi@frsf.utn.edu.ar](mailto:esangoi@frsf.utn.edu.ar)

**RESUMEN:** En este trabajo se propone un modelo simplificado para el sistema energético de un complejo industrial petroquímico autoabastecido mediante cogeneración. El modelo se parametriza con datos disponibles en el complejo y se usa para evaluar el impacto de la incorporación de fuentes alternativas en su matriz energética. En este sentido, se analizan tres alternativas de configuración para el sistema energético actual del predio. Se propone aprovechar calores residuales con generadores eléctricos basados en ciclos Rankine orgánicos y energía solar con generadores fotovoltaicos. Luego se consideran distintas alternativas de penetración de estos recursos en base a factores ambientales de la zona y se comparan los resultados con el desempeño de la configuración actual. Se concluye que, al considerar otros recursos disponibles en el predio, es posible mejorar la eficiencia del sistema, diversificar su matriz energética y reducir el impacto ambiental.

**Palabras clave:** Sistemas Energéticos. Cogeneración. Ciclo Rankine Orgánico. Generador Fotovoltaico

### **INTRODUCCIÓN**

Cumplir con las exigencias de eficiencia energética y reducción de emisiones contaminantes usando las fuentes energéticas convencionales basadas en combustibles fósiles resulta dificultoso para el sector industrial. En los últimos años, muchas industrias han comenzado a invertir en fuentes de energía renovables, medios de almacenamiento energético y sistemas de gestión para energía distribuida con el fin de alcanzar estos objetivos (Misaghian et al., 2018). En la actualidad, es conveniente analizar la posibilidad implementar redes eléctricas inteligentes y microrredes (MRs) que permitan integrar recursos energéticos distribuidos (DRs – Distributed Resources) en sistemas que trabajen en armonía con las demandas y a la vez brinden confiabilidad y seguridad en el suministro. En ese contexto, las MRs industriales constituyen una de las mejores alternativas técnicas (Brem et al., 2020). Su empleo permite aumentar la confiabilidad del suministro, incorporar fuentes de energías renovables y DRs en distintos sectores de la planta, almacenar energía en momentos de baja demanda, aumentar la eficiencia energética global, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y en muchos casos obtener beneficios económicos. En Brem et al. (2020) se hace un resumen sobre las publicaciones científicas relacionadas a MRs eléctricas industriales.

Los recursos energéticos disponibles en el sector industrial constituyen un espectro relativamente amplio, e incluyen fuentes convencionales y no convencionales, renovables y no renovables. En este trabajo se considera particularmente la producción de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de i) energía solar y ii) energía térmica residual en los procesos. En relación a i), vale decir que la energía solar fotovoltaica (FV) es una de las fuentes renovables más prometedoras para el mercado energético futuro y es a la que más se apuesta actualmente (Sampaio & González, 2017). En relación a ii), actualmente existen varias formas de recuperar calores de baja temperatura, pero la más viable en

términos de potencia es utilizando ciclos termodinámicos especiales. En este sentido, los ciclos Rankine orgánicos (ORC – organic Rankine cycles) son una de las tecnologías más usadas actualmente para el aprovechamiento de calores con limitada capacidad térmica y con temperaturas bajas o medias (Eyidogan et al., 2016). Los ORCs funcionan de forma similar a un ciclo Rankine de vapor clásico. Sus principales ventajas están dadas por el empleo de un fluido de trabajo orgánico, lo cual los hace aptos técnica y económicamente en aplicaciones con fuentes térmicas de baja temperatura. Estos ciclos pueden emplearse con fuentes térmicas de diversa naturaleza, poseen rendimientos relativamente altos, son sencillos, poseen bajo mantenimiento y costo operativo, pueden controlarse de forma automática y son ideales para aplicaciones en generación distribuida y cogeneración. En el sector industrial poseen importantes ventajas porque permiten aprovechar calores residuales que normalmente se liberan al medio.

El concepto de MR en sí no es exclusivo de la energía eléctrica; también existen MR térmicas (Callejo Hernández, 2019). En el sector industrial, por ejemplo, el consumo de energía eléctrica suele ser semejante al consumo de energía térmica. En algunos casos, resulta común emplear sistemas de cogeneración (CHP - Combined Heat and Power), los cuales vinculan ambas redes. Esto resulta usual en la industria petroquímica, por ejemplo. Los CHP permiten obtener de forma conjunta energías eléctrica y térmica con eficiencias que pueden alcanzar valores considerablemente elevados. En perspectiva, la cogeneración es solo uno de los posibles casos de “multi-generación” que existen para producir energía; también existen sistemas de trigeneración (incluyen sistemas de frío) y de tetrageneración (incluyen sistemas de hidrógeno) (Dincer & Acar, 2017). En los últimos tiempos, se comenzó a prestar especial atención a los sistemas que combinan distintos vectores energéticos. Estos avances en los sistemas energéticos dieron lugar al estudio de los conocidos Sistemas Energéticos Inteligentes (SES - Smart Energy Systems) (Lund et al., 2017). Este concepto es relativamente nuevo. Un SES surge con la premisa de abarcar a todos los “subsistemas” energéticos antes mencionados con el fin de explotar la sinergia entre ellos y obtener mejores resultados globales.

En este trabajo se considera como caso de estudio al sistema energético del complejo petroquímico integrado Puerto General San Martín (en adelante, PGSM). Este complejo se ubica al sur de la provincia de Santa Fe y alberga varias plantas industriales del sector petroquímico. Los consumos térmicos y eléctricos del complejo son abastecidos con una usina termoeléctrica propia, que funciona a base de combustibles fósiles. El sistema se asemeja a una MR industrial en su concepto amplio, ya que abarca a una red eléctrica y a una red térmica autoabastecidas de forma aislada. No obstante, el sistema no constituye una MR en el sentido estricto, dado que solo incluye a un conjunto de cargas pasivas autoabastecidas con generación termoeléctrica, la generación está basada exclusivamente en el consumo de combustible como recurso primario, no hay múltiples DRs a gestionar, no posee almacenamiento de energía ni automatismos o estrategias de control orientadas a gestionar la relación entre generación y demanda. En este trabajo, se dan los primeros pasos hacia una propuesta de MR industrial en el complejo PGSM. Para ello se propone una primera aproximación al modelo de su sistema energético y se evalúan algunas alternativas orientadas principalmente a diversificar su matriz energética, aumentar la eficiencia del sistema energético, reducir los consumos de combustible fósil y atenuar el impacto ambiental por la emisión de CO<sub>2</sub>.

## **METODOLOGÍA**

### *El sistema energético de PGSM y alternativas de mejora consideradas*

El complejo PGSM produce la mayor parte de la energía que consume mediante una usina termoeléctrica ubicada dentro de sus instalaciones. En la Figura 1 se muestra un esquema simplificado del sistema energético que abastece al complejo. La energía se produce con turbinas de gas (TGs) y con calderas de recuperación (CRs). El principal recurso energético del complejo es gas natural (GN). Partiendo de este recurso, la energía producida en la usina se distribuye a los distintos procesos mediante complejas redes de energía eléctrica y redes de vapor que operan con distintos niveles de tensión y presión, respectivamente. La usina cuenta con 2 antiguas TGs (en adelante, TG1 y TG2), cada

una acoplada a una CR (en adelante, CR1 y CR2). Cada conjunto TG-CR conforma una unidad “turbo-caldera” (TC) y se emplea para la cogeneración de energía eléctrica y térmica. Si bien la potencia nominal de cada TG es de 7 MW, su máximo aporte se limita a ~5,5 MW por razones operativas relacionadas a las condiciones ambientales y a la antigüedad de los equipos. Adicionalmente, la usina cuenta con una microturbina auxiliar (en adelante,  $\mu$ TG) de 1,4 MW destinada a cubrir los picos de demanda que no pueden ser cubiertos por las TGs, principalmente en meses con elevadas temperaturas ambientales. Tanto las TGs como la  $\mu$ TG se alimentan exclusivamente con GN tomado de la red principal. Las TGs suelen operar con eficiencias bajas (~17 %), y su producción está condicionada por cuestiones ambientales. Por otro lado, el complejo cuenta con una conexión en 33 kV a la red eléctrica principal de la distribuidora (en adelante, EPE), que se emplea para alimentar algunas pocas cargas específicas. La potencia tomada de la red principal representa un porcentaje bajo de la demanda total, en el orden del ~5 % (Stella & Mocellini, 2019).

Cada CR tiene una capacidad nominal de 136 ton/h de vapor a una presión de 4,13 MPa (600 psi) y una temperatura de 390 °C. No obstante, suelen trabajar con niveles de producción en el orden de los 90~100 ton/h de vapor por generador. El vapor se produce con el calor aportado por los gases de escape recuperados de la correspondiente TG acoplada y por la combustión adicional de combustible en el quemador que aprovecha el exceso de aire en los gases de escape de las TGs. Para ello, los gases ingresan a la caldera con una temperatura de 420~440 °C y salen a 220 °C. Su temperatura no se reduce más para evitar la condensación ácida. El agua ingresa a la caldera con una temperatura de ~100 °C, previo paso por dispositivos desaireadores para eliminar el oxígeno y los gases disueltos mediante el uso de vapor a baja presión. En su operación normal, los quemadores de las CRs se alimentan con un “gas combustible mezcla”, constituido por GN y una mezcla adicional de elementos combustibles residuales provenientes de las plantas del complejo, los cuales poseen un poder calorífico menor al del GN. Si bien la proporción entre GN y combustibles residuales es variable de acuerdo a la producción y disponibilidad de combustibles, cerca del 25 % del calor requerido en las CR es aportado por los combustibles residuales. El resto se cubre con GN tomado de la red y el calor aportado por los gases de escape de las TGs. Adicionalmente, la demanda de vapor en media y baja presión de algunas de las plantas se cubre independientemente con calderas que consumen GN. Los consumos de GN de estos equipos no superan al ~11 % del consumo total del predio (Stella & Mocellini, 2019).

Dadas sus características, el complejo industrial posee energía térmica residual en distintos sectores, la cual puede aprovecharse en algunas de sus plantas. A su vez, posee también espacio suficiente para la implementación de parques solares dentro del predio. En Sangoi (2021) por ejemplo, se mostró que usando parte de la energía liberada al medio en los condensadores de la planta productora de estireno ubicada dentro del predio (en adelante, planta EEE) es posible obtener ~200 kW de potencia eléctrica neta mediante dos generadores basados en ORC. Por otro lado, el empleo de un ORC en alguna de las TGs de la usina mostró que podrían generarse 1.400~1.500 kW adicionales según la característica de los gases de escape de la TG y las condiciones ambientales del escenario considerado.

Para el sistema energético de la Figura 1 se analizaron tres configuraciones alternativas a la actual, que se caracterizan por la presencia de distintos recursos energéticos. Las alternativas propuestas se analizan con las siguientes configuraciones del sistema energético, las cuales también se representan esquemáticamente en la Figura 1.

- Configuración A: estado actual del sistema (caso base).
- Configuración B: al sistema actual se le agrega: i) un generador ORC funcionando en ciclo combinado con la TG1 (los gases de escape de la TG1 no se utilizan en la caldera CR1, sino que pasan a ser aprovechados para producir energía eléctrica), ii) dos generadores basados en ORC en la planta EEE, y iii) un Generador FV (GFV) de 1 MW.

- Configuración C: al sistema actual se le agrega: i) dos generadores basados en ORC en la planta EEE, y ii) un GFV de 1 MW.
- Configuración D: igual a la configuración C, pero con un GFV de 1 MW y otro de 5 MW.

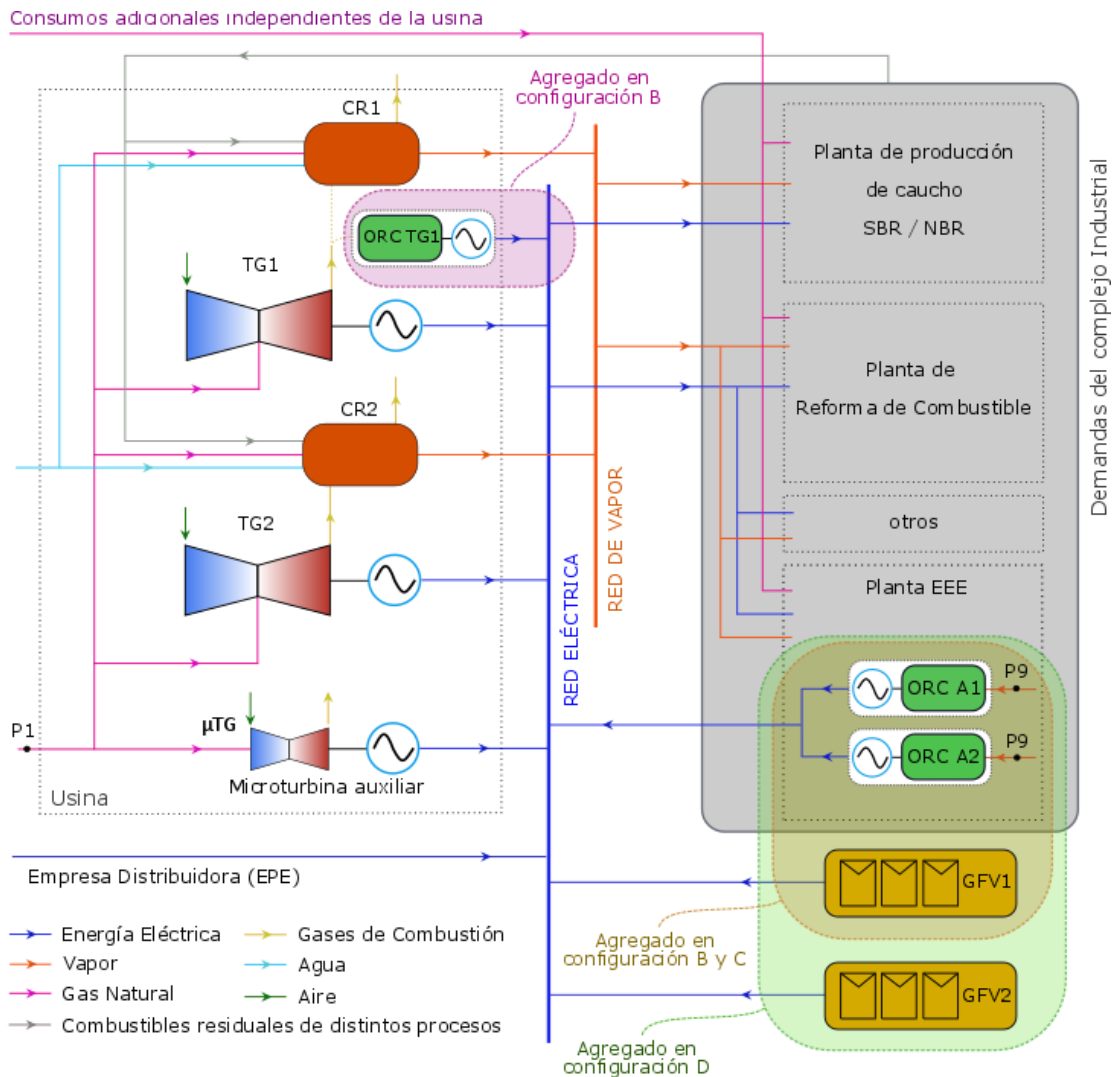


Figura 1: Esquema simplificado del sistema energético que abastece al complejo industrial PGSM. Generadores agregados con las propuestas detalladas para las configuraciones B, C y D.

#### Modelo para la operación del sistema energético con distintas configuraciones

Para modelar al sistema en su conjunto, primero se modelaron individualmente los componentes más importantes del sistema: las TGs, las CRs, los generadores ORC y los GFV. Los modelos planteados en este trabajo son válidos para el estado estacionario (o pseudo-estacionario) y, en el caso de los sistemas térmicos, se asumen como despreciables a las caídas de presión y a las pérdidas de temperatura en cañerías y elementos auxiliares. También se desprecian las caídas de presión en los intercambiadores de calor y en las cámaras de combustión de los equipos. Por otro lado, en los modelos de la TG, la CR y el ORC, resulta necesario conocer variables termodinámicas de distintos fluidos (agua, gases de escape, fluidos orgánicos, aire, etc.) bajo distintas condiciones operativas. Estas variables se calcularon mediante sus correspondientes ecuaciones de estado, para lo cual se empleó la librería Coolprop (Bell et al., 2013). Para la TG y la CR se emplearon modelos termodinámicos disponibles en la bibliografía y basados en ecuaciones clásicas de termodinámica (Moran & Shapiro, 2006). En el caso de la CR, el vapor se genera con el calor de los gases calientes proveniente de la TG más el calor aportado por el combustible quemado. El oxígeno requerido por la combustión es

aportado por el exceso de aire de los gases de escape de la TG. Dada las particularidades del sistema bajo estudio, en el trabajo se discrimina la alimentación de combustible entre GN y combustibles residuales (RES). Luego, el comportamiento del conjunto TC se emula combinando variables resultantes de ambos modelos entre sí. Por otro lado, el modelo y los parámetros de diseño para los generadores basados en ORC (tanto para la planta EEE como para el ciclo combinado con la TG1) se detallan en Sangoi (2021). En el caso de la generación solar, el perfil de potencia que podrían producir los GFVs se determinó en base al modelo propuesto por Osterwald (Fuentes et al., 2007). Este resulta uno de los más usados para estimar la potencia máxima de un sistema de celdas FV y se caracteriza por su sencillez y buenos resultados.

Por otro lado, el sistema energético de la Figura 1 se modeló con ecuaciones que consideran balances de potencia y energía en la red eléctrica y en la red térmica. Para cualquiera de las configuraciones del sistema, la energía eléctrica ( $E_e^{tot}$ ) y térmica ( $E_{ter}^{tot}$ ) demandadas a lo largo de un día se determinan con las ecuaciones (1) y (2), respectivamente. En todos los casos, el día se discretizó en 24 periodos de 1 hora (instante  $i$ ).

$$E_e^{tot} = \sum_{i=1}^{24} P_{e,i}^{DEM} \quad (1)$$

$$E_{ter}^{tot} = \sum_{i=1}^{24} G_{v,i}^{DEM} (h_{2v,i} - h_{1v,i}) \quad (2)$$

Donde:

$P_{e,i}^{DEM}$ : potencia eléctrica demandada por las cargas del complejo industrial (W)

$G_{v,i}^{DEM}$ : flujo másico de vapor demandado por las cargas del complejo industrial (kg/min)

$h_{1v,i}$ : entalpía específica del agua en la entrada de la CR (J/kg)

$h_{2v,i}$ : entalpía específica del agua en la salida de la CR (J/kg)

La demanda diaria de energía eléctrica se cubre con los aportes de la TG1, la TG2, la red EPE, los generadores basados en ORC de la planta EEE y en la TG1, los GFVs y el generador auxiliar. Según la configuración considerada, algunos de estos aportes pueden ser nulos. Luego, el balance de potencias en la red eléctrica está dado por la ecuación (3). El consumo de GN en el punto P1 de la Figura 1 ( $Q_{GN,i}^{tot}$ ) se calcula con la ecuación (4).

$$P_{e,i}^{DEM} = P_{e,i}^{TG1} + P_{e,i}^{TG2} + P_{e,i}^{EPE} + P_{e,i}^{ORCA1} + P_{e,i}^{ORCA2} + P_{e,i}^{ORCTG1} + P_{e,i}^{FV} + P_{e,i}^{\mu TG} \quad (3)$$

$$Q_{GN,i}^{tot} = Q_{cbTG,i}^{TG1} + Q_{cbTG,i}^{TG2} + Q_{cbTG,i}^{\mu TG} + Q_{cbGN,i}^{CR1} + Q_{cbGN,i}^{CR2} \quad (4)$$

Donde:

$P_{e,i}^{EPE}$ : potencia eléctrica demandada a la red eléctrica de la empresa distribuidora (W)

$P_{e,i}^{TG1}$  y  $P_{e,i}^{TG2}$ : potencia eléctrica generada por la TG1 y TG2 de la usina, respectivamente (W)

$P_{e,i}^{ORCA1}$  y  $P_{e,i}^{ORCA2}$ : potencia eléctrica generada por los ORCs de la planta EEE (W)

$P_{e,i}^{ORCTG1}$ : potencia eléctrica generada por el ORC funcionando en ciclo combinado con la TG1 (W)

$P_{e,i}^{FV}$ : potencia eléctrica producida por el GFV (W)

$P_{e,i}^{\mu TG}$ : potencia eléctrica aportada por la  $\mu TG$  (W)

$Q_{cbTG,i}^{TG1}$ ,  $Q_{cbTG,i}^{TG2}$  y  $Q_{cbTG,i}^{\mu TG}$ : flujos volumétricos de combustible requeridos en las TGs, en la  $\mu TG$  auxiliar, respectivamente (Nm<sup>3</sup>/min)

$Q_{cbGN,i}^{CR1}$  y  $Q_{cbGN,i}^{CR2}$ : flujos volumétricos de combustible requeridos en la CR1 y CR2 (Nm<sup>3</sup>/min)

La energía aportada por el GN destinado a producción eléctrica ( $E_{GN,i}^{elec}$ ) y térmica ( $E_{GN,i}^{term}$ ) se

determinan con las ecuaciones (5) y (6), respectivamente. La energía aportada por los combustibles residuales usados en las calderas ( $E_{RES,i}^{term}$ ) se determina con la ecuación (7).

$$E_{GN,i}^{elec} = (Q_{cbTG,i}^{TG1} + Q_{cbTG,i}^{TG2} + Q_{cbTG,i}^{\mu TG}) PCI_{GN} \quad (5)$$

$$E_{GN,i}^{term} = (Q_{cbGN,i}^{CR1} + Q_{cbGN,i}^{CR2}) PCI_{GN} \quad (6)$$

$$E_{RES,i}^{term} = (Q_{cbRES,i}^{CR1} + Q_{cbRES,i}^{CR2}) PCI_{RES} \quad (7)$$

Donde:

$Q_{cbRES,i}^{CR1}$  y  $Q_{cbRES,i}^{CR2}$ : flujos volumétricos del combustible residual usado en las calderas ( $Nm^3/min$ )  
 $PCI_{GN}$  y  $PCI_{RES}$ : Poder calorífico inferior del GN y del combustible residual, respectivamente ( $J/Nm^3$ )

A los fines de evaluar los resultados, se consideran los siguientes indicadores:

**i) Eficiencia energética en la usina:** definida como la relación entre la energía eléctrica y/o térmica producida en la usina y la energía disponible en el combustible consumido. Con las ecuaciones (8)-(10) se determina la eficiencia instantánea (en un período de 1 hora) para la producción de electricidad ( $\eta_{e,U,i}$ ), vapor ( $\eta_{t,U,i}$ ), y ambos ( $\eta_{g,U,i}$ ), respectivamente.

$$\eta_{e,U,i} = \frac{P_{e,i}^{TG1} + P_{e,i}^{TG2} + P_{e,i}^{\mu TG}}{E_{GN,i}^{elec}} \quad (8)$$

$$\eta_{t,U,i} = \frac{G_{v,i}^{DEM} (h_{2v,i} - h_{1v,i})}{E_{GN,i}^{term} + E_{RES,i}^{term} + (G_{g,i}^{CR1} + G_{g,i}^{CR2}) (h_{4g} - h_{5g})} \quad (9)$$

$$\eta_{g,U,i} = \frac{P_{e,i}^{TG1} + P_{e,i}^{TG2} + P_{e,i}^{\mu TG} + G_{v,i}^{DEM} (h_{2v,i} - h_{1v,i})}{E_{GN,i}^{elec} + E_{GN,i}^{term} + E_{RES,i}^{term}} \quad (10)$$

Donde:

$G_{g,t}^{CR1}$  y  $G_{g,t}^{CR2}$ : flujos máscicos de los gases calientes aprovechados en las CR1 y CR2 ( $kg/min$ )  
 $h_{4g}$  y  $h_{5g}$ : entalpía de los gases calientes a la entrada y salida de las CR, respectivamente ( $J/kg$ )

Estos indicadores son exclusivos para la usina termoeléctrica del complejo (por eso no consideran directamente a los aportes energéticos del GFV, de los generadores basados en ORC o de la red eléctrica externa). El aporte de estas fuentes se incluye implícitamente con la reducción del consumo de GN de las TGs necesario para producir energía eléctrica. El indicador de la ecuación (10) refiere exclusivamente al consumo de combustible total en la usina (por eso no considera al aporte energético de los gases calientes recuperados en las calderas).

**ii) Consumo específico de GN:** relaciona el consumo de GN en la usina con la demanda de energía eléctrica y/o térmica abastecida en el complejo industrial. El consumo de GN por cada kg de vapor abastecido ( $CE_{V_i}$ ) se define con la ecuación (11) mientras que el consumo de GN por cada kWh de electricidad abastecido en el complejo ( $CE_{e_i}$ ) se define con la ecuación (12).

$$CE_{V_i} = \frac{Q_{cbGNC,i}^{CR1} + Q_{cbGNC,i}^{CR2}}{G_{v,i}^{DEM}} \quad (11)$$

$$CE_{e_i} = \frac{Q_{cbTG,t}^{TG1} + Q_{cbTG,t}^{TG2} + Q_{cbTG,t}^{\mu TG}}{P_{e,i}^{DEM}} \quad (12)$$

**iii) Emisiones contaminantes:** refiere a la masa de CO<sub>2</sub> emitida al medioambiente por el uso de combustible en la usina. Las emisiones totales ( $e_{CO_2,i}$ ) incluyen tanto al uso de GN como al uso de combustibles residuales y se calculan con la ecuación (13).

$$e_{CO_2,i} = (Q_{cbTG,i}^{TG1} + Q_{cbTG,i}^{TG2} + Q_{cbTG,i}^{\mu TG} + Q_{cbGNC,i}^{CR1} + Q_{cbGNC,i}^{CR2}) ce_{GN} + (Q_{cbRES,i}^{CR1} + Q_{cbRES,i}^{CR2}) ce_{RES} \quad (13)$$

Donde

$ce_{GN}$  y  $ce_{RES}$ : coeficientes de emisión de CO<sub>2</sub> para la combustión del GN y de la mezcla de combustibles residuales, respectivamente (kg/Nm<sup>3</sup>)

Estos coeficientes se definen como la masa de CO<sub>2</sub> liberada al medio por la combustión completa de 1 Nm<sup>3</sup> del combustible. Para las simulaciones se adoptó  $ce_{GN}=1,936$  kg/Nm<sup>3</sup> (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2015) y  $ce_{RES}$  con valores variables según la composición de los combustibles residuales empleados.

El modelo del sistema se implementó con el software Matlab. Se evaluaron ventajas y desventajas de las distintas configuraciones mediante simulaciones del sistema durante un día tipo con plena carga. Dado el considerable efecto de las condiciones ambientales sobre las características operativas de las fuentes de generación, se evaluaron escenarios de invierno y verano. En cada caso, se consideró la variabilidad diaria en los consumos de potencia eléctrica, vapor, energía tomada de la red eléctrica principal, disponibilidad de calor residual en la planta EEE y cantidad y calidad de combustible residual disponible para quemar en las calderas. También se consideraron variaciones en la irradiancia solar y temperatura ambiente, según valores registrados en Santa Fe; tanto para invierno como verano se asumió un día soleado. Con el objetivo de obtener resultados genéricos para distintas condiciones operativas típicas del sistema, las variables antes mencionadas y detalladas en el modelo descrito se emularon con 20 perfiles diarios diferentes en cada escenario (discretizados cada 1 hora). Estos perfiles se modelaron con una distribución Gaussiana, tomando como base valores medios y desvíos estándar típicos de planta (Stella & Mocellini, 2019). Luego, para cada escenario diario/estacional, se hicieron 20 simulaciones. Para cada variable incógnita  $v$  y para cada hora  $i$  del día, se obtuvieron 20 valores distintos. Luego, a cada hora del día se obtuvo un valor promedio  $\mu_{v,i}$  y un desvío estándar  $\sigma_{v,i}$  de los 20 valores resultantes para la variable  $v$ .

## RESULTADOS

### *Abastecimiento de la demanda eléctrica*

Con los 20 perfiles definidos, la demanda eléctrica media total en el predio fue de 273,6 MWh/día en invierno y de 276,5 MWh/día en verano. En la Tabla 1 se muestra el cubrimiento de esa demanda en términos de energía diaria lograda bajo las distintas configuraciones propuestas. Para el caso base (conf. A), independientemente de la estación del año, se observa que cerca del 95 % de la energía es aportado por las TG1 y TG2, menos del 5 % se toma de la red eléctrica externa, y el resto lo aporta la  $\mu$ TG auxiliar. La configuración B permitiría cubrir el 22 % (en invierno) y el 27,1 % (en verano) de la energía eléctrica demandada por el complejo, aprovechando los calores residuales en la TG1. Para esta configuración, se obtiene la ventaja adicional de prescindir de la generación auxiliar durante los momentos de mayor demanda. Para las configuraciones B, C y D, el aprovechamiento de calores residuales en la planta EEE permitiría cubrir entre el 1,48 y 1,84 % de la demanda total, según la estación del año. En invierno, la energía generada por el ORC es un 18,8 % mayor que en verano debido a las condiciones ambientales más favorables. En las configuraciones B o C, un parque solar de 1 MW cubriría el 2,07 % de la energía demandada en invierno y el 2,32 % en verano. Con la configuración D, en cambio, un parque FV de 6 MW cubriría el 12,4 % de la demanda en invierno y el 13,9 % en verano. En términos de energía, en verano el GFV genera un 13,1 % más de energía que en invierno. La energía tomada de la red EPE abastece a un grupo de cargas específico, es independiente de la configuración considerada y tiene siempre el mismo valor para cada escenario (4,24 % en invierno y 4,78 % en

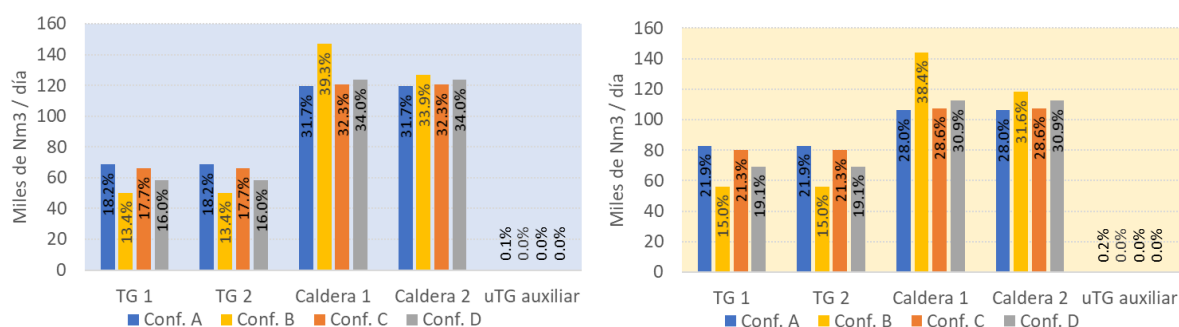
verano).

Demanda total	invierno: 273.620,8 [kWh/día]				verano: 276.484,8 [kWh/día]			
Configuración	A	B	C	D	A	B	C	D
TG1 y TG2	95,2 %	69,9 %	91,8 %	81,5 %	94,5 %	64,3 %	91,3 %	79,7 %
ORC en TG1	0,00 %	22,0 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	27,1 %	0,00 %	0,00 %
Generador FV	0,00 %	2,07 %	2,07 %	12,4 %	0,00 %	2,32 %	2,32 %	13,9 %
ORC en EEE	0,00 %	1,84 %	1,84 %	1,84 %	0,00 %	1,48 %	1,48 %	1,48 %
Red EPE	4,24 %	4,24 %	4,24 %	4,24 %	4,78 %	4,78 %	4,78 %	4,78 %
μTG	0,52 %	0,00 %	0,03 %	0,03 %	0,72 %	0,00 %	0,12 %	0,11 %

*Tabla 1: Estimaciones sobre el cubrimiento de la demanda eléctrica diaria del complejo PGSM. Aporte porcentual logrado con los recursos disponibles en las distintas configuraciones del sistema en escenarios de invierno y verano.*

### Consumo de GN en la usina

Casi el 100 % del GN empleado en la usina se destina a satisfacer los consumos de TG1, TG2 y las dos calderas. La Figura 2 muestra esos consumos para cada configuración considerada, y en todos los casos se observa que están destinados mayoritariamente a generar vapor (en el caso base, el 63,4 % en invierno y el 56 % en verano). El resto es empleado para producir energía eléctrica mediante las TGs y la μTG. Como las configuraciones B, C y D aportan energía a la red eléctrica del complejo, en ellas se observan reducciones en el consumo de GN en las TGs, pero al mismo tiempo se incrementan los consumos de GN destinados a la producción de vapor (Figura 2). Ello se debe a la disminución en el calor aportado a las calderas por parte de los gases de escape de TG1 y TG2 cuando estas entregan menos potencia. En la configuración B, la Figura 2 indica que la TG1 no destina gases de escape a la CR1, por lo cual sus consumos de GN aumentan de forma pronunciada, tanto en invierno como en verano.



*Figura 2: Estimaciones del consumo de GN diario de las TGs y de las CR para cada configuración. Los porcentajes indicados en cada barra representan su proporción respecto al consumo de GN total para cada caso. Escenario de invierno (izq.) y de verano (der.).*

La demanda diaria total de GN en la usina es bastante similar en ambos escenarios estacionales. No obstante, la Figura 2 indica que en verano el consumo de GN en las TGs aumenta (de 18,2 % a 21,9 %), debido principalmente a la reducción en su rendimiento por las altas temperaturas del aire. Al mismo tiempo, el consumo de GN en las calderas se reduce (de 31,7 % a 28 %) debido al aumento en el flujo másico de los gases de escape causado por la reducción del rendimiento de las TGs. En consecuencia, las ventajas de las distintas alternativas deberán evaluarse en términos del balance total en el consumo de GN de la usina, considerando su empleo tanto para la red de vapor como para la red eléctrica.

En la Figura 3 se muestra el balance de energías primarias destinadas a la producción de vapor y electricidad en la usina del predio bajo la configuración base. Se observa que la mayor parte de la energía se destina a la producción de vapor. De toda la energía destinada a las calderas, entre el 35 % y 41 % corresponde a energía aportada por el GN, ~26,5 % corresponde a combustibles residuales y entre 9 % y 12 % es aportado por los gases de escape de las TGs según la estación del año. Para el caso



base, la demanda total diaria de GN en la usina es de  $\sim 376.530 \text{ Nm}^3/\text{día}$  para invierno y  $\sim 378.870 \text{ Nm}^3/\text{día}$  para verano, valores concordantes con los consumos reales del predio. Considerando estos resultados, en la Figura 4 se muestra la demanda total de GN para cada escenario y el ahorro diario obtenido con cada configuración analizada. Con la configuración B se lograría ahorrar entre el 0,6 % (invierno) y 1,0 % (verano) del GN total demandado en la usina. Con la configuración C se obtendrían ahorros entre 0,9 % y 1,0 %; y con la configuración D estarían entre 3,3 % y 4,0 %, respectivamente. Si bien son porcentajes bajos, representan volúmenes importantes de GN con una valoración económica significativa en el año, con mayores ahorros en el verano. El mayor aporte energético por parte de los gases de escape de las TGs en verano genera una reducción en la cantidad de GN requerido para la producción de vapor.

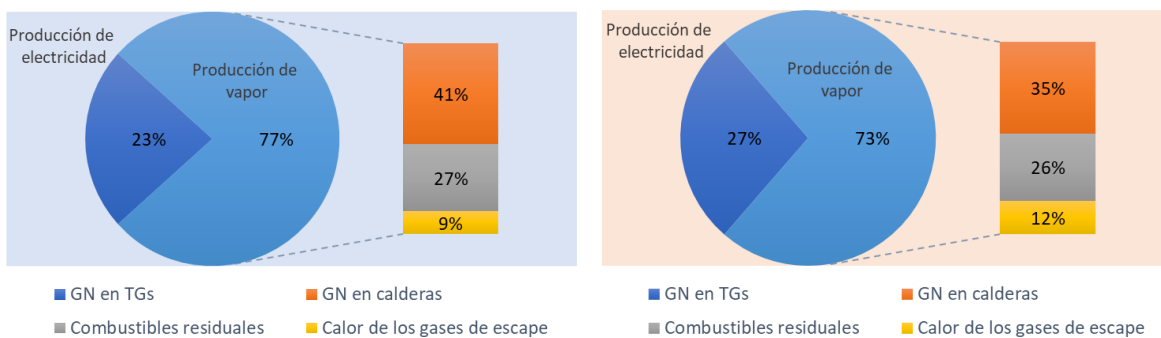


Figura 3: Balance de energías primarias en la usina de PSGM para la producción de vapor y electricidad. Simulaciones para la configuración A en escenario de invierno (izq.) y de verano (der.).

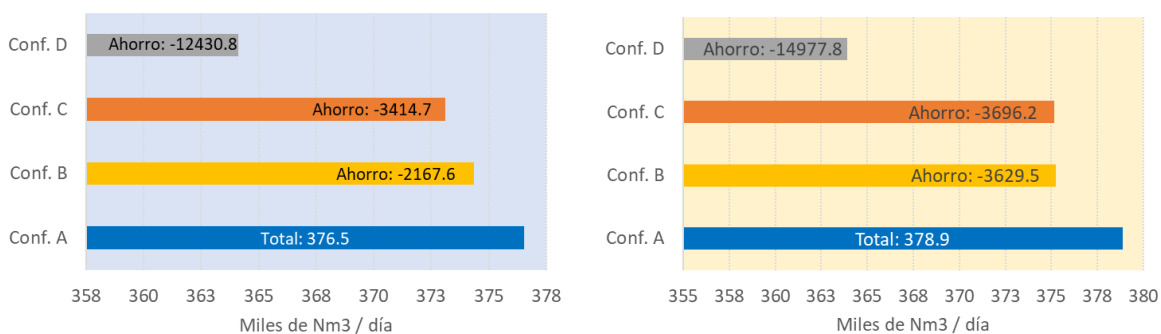


Figura 4: Consumo de GN en el complejo PGSM. Volumen de GN requerido para abastecer la totalidad de la demanda térmica y eléctrica del complejo y ahorro relativo obtenido bajo las distintas configuraciones del sistema energético. Escenario de invierno (izq.) y de verano (der.).

Dada la importancia del GN en la matriz energética primaria del predio, los resultados obtenidos con cada configuración pueden analizarse en términos del consumo específico de GN por unidad de energía eléctrica y térmica abastecida (indicadores de las ecuaciones (11) y (12), respectivamente). La Figura 5 muestra el promedio de los resultados diarios obtenidos en invierno y verano. El análisis indica una demanda de GN considerablemente mayor para producir 1 kWh de electricidad que 1 kg de vapor vivo a la salida de las CRs. Puede verse también que las configuraciones B y D logran reducir apreciablemente el consumo de GN destinado a la generación de electricidad; en contrapartida, la configuración B implica mayores incrementos adicionales en el consumo de GN destinado a la producción de vapor.

Además del beneficio económico obtenido con la reducción en el consumo de GN, las alternativas B, C y D logran reducir la emisión de contaminantes. En la Figura 6 se muestran las emisiones diarias totales de CO<sub>2</sub> resultantes de la combustión de GN y combustibles residuales en la usina (ecuación (13)). También se muestran las reducciones logradas con las configuraciones B, C y D en relación a los valores del escenario base. En el estado actual, la producción de vapor y electricidad en la usina implica

la liberación al medio de ~1.233 toneladas de CO<sub>2</sub> diarias, de las cuales un ~60 % se debe a la combustión de GN y un ~40 % a la combustión de combustibles residuales en las calderas. Se hace notar que las reducciones en los contaminantes no son proporcionales a las reducciones en el consumo de GN, debido a la participación de los combustibles residuales en las calderas. Como resultado se observa que la configuración D tiene el mayor impacto positivo en cuanto a reducción de emisiones al medio, evitando 24 ton/día en invierno y 29 ton/día en verano.

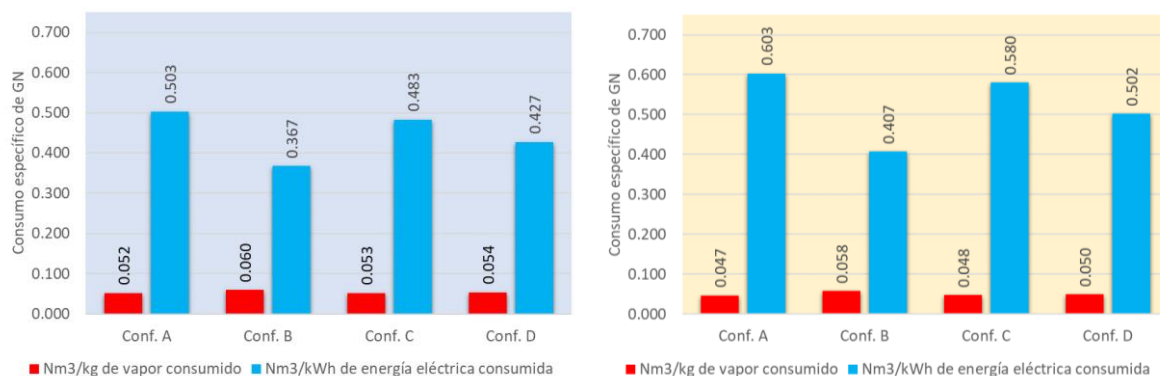


Figura 5: Consumo específico de GN para abastecimiento eléctrico y térmico en el complejo PGSM. Simulaciones para un escenario de invierno (izq.) y de verano (der.).

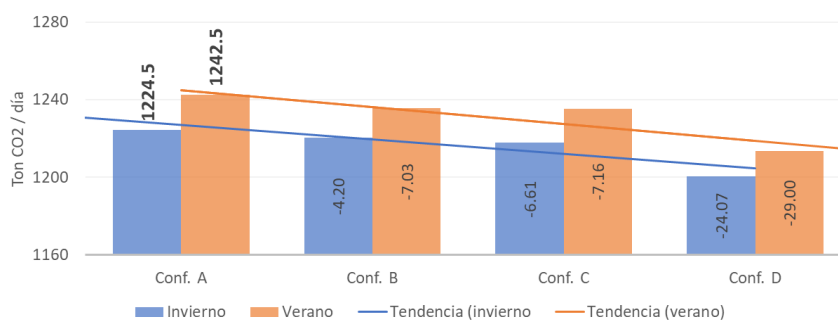


Figura 6: Estimación de las emisiones de contaminantes en la usina de PGSM. Emisiones de CO<sub>2</sub> diarias para el caso bases y reducciones porcentuales estimadas con las configuraciones B, C y D.

#### Eficiencia en el uso de combustibles en la usina

La Tabla 2 muestra el rendimiento del sistema energético en términos del consumo de combustibles en la usina para producir vapor y electricidad (indicadores de las ecuaciones (8) - (10)). En la Figura 7 se muestran las variaciones obtenidas en estos indicadores con las configuraciones B, C y D, en cada escenario, con respecto a la configuración A.

Escenario	Invierno				Verano				
	Configuración	A	B	C	D	A	B	C	D
$\eta_{g,U}$		0,711	0,700	0,713	0,720	0,700	0,688	0,702	0,711
$\eta_{e,U}$		0,191	0,191	0,191	0,192	0,159	0,159	0,158	0,160
$\eta_{t,U}$		0,783	0,782	0,783	0,783	0,783	0,783	0,783	0,783

Tabla 2: Rendimiento energético en el uso de combustibles en la usina de PGSM. Indicadores calculados con las ecuaciones (8), (9) y (10) para escenarios de invierno y verano.

En términos del consumo de combustibles en la usina, el esquema de cogeneración actual tiene un rendimiento global del 71,1 % en invierno y del 70,0 % en verano. El rendimiento en la producción de electricidad es bastante bajo (entre 15,9 % y 19,1 %, según la estación del año). El rendimiento en la producción de vapor es de 78,3 % tanto en invierno como en verano. La eficiencia en la producción de electricidad se reduce significativamente en verano, debido principalmente al bajo desempeño de las TGs en épocas de mucho calor. En cualquiera de los escenarios, las configuraciones C y D logran

mejoras en la eficiencia global del sistema; no así la configuración B. La configuración C lograría incrementar entre 0,36 % y 0,41 % la eficiencia global del sistema según la estación del año, mientras que la configuración D lograría incrementos entre 1,33 % y 1,70 %. En cambio, la configuración B reduce entre 1,47 % y 1,62 % la eficiencia global, debido a la considerable participación que tiene, en términos absolutos, el combustible demandado para la producción de vapor.

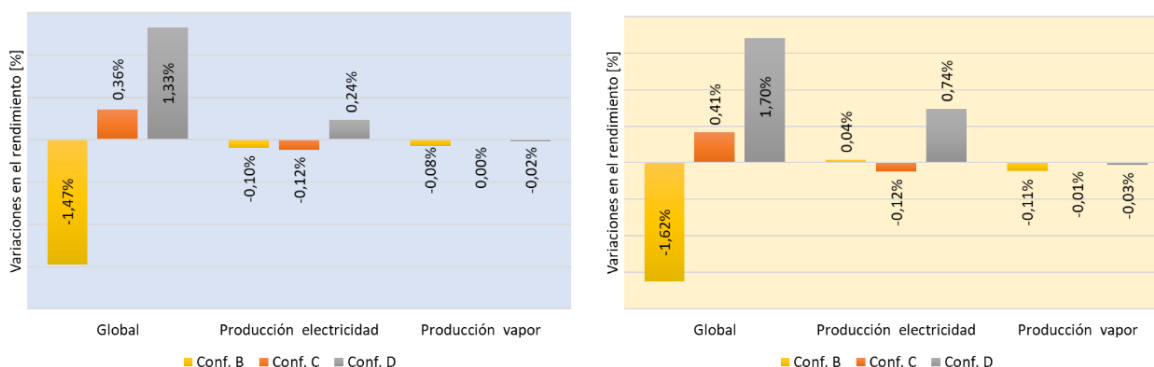


Figura 7: Modificaciones en el rendimiento energético de la usina de PGSM. Consideración de las configuraciones B, C y D. Escenario de invierno (izq.) y de verano (der.).

## CONCLUSIONES

El complejo PGSM se caracteriza por una demanda significativa de energía eléctrica y térmica, la cual se cubre mayoritariamente con un sistema de cogeneración que emplea combustibles fósiles como recurso energético primario. La baja variabilidad en la demanda de energía en sus distintas plantas, y la disponibilidad del GN en la zona y de combustibles residuales en los procesos de producción, favorece al esquema de cogeneración actual. Considerar otros recursos energéticos disponibles en el predio permitiría mejorar la eficiencia energética del sistema, diversificar su matriz energética y reducir el impacto ambiental. La energía utilizada en el complejo para producir vapor es mucho mayor que la destinada a generar energía eléctrica. En consecuencia, las alternativas de mejoras que se propongan no deben ignorar el esquema de cogeneración que se usa en el complejo ni el impacto de las condiciones ambientales sobre el mismo.

Las configuraciones C y D resultan más promisorias que la B, ya que logran mejoras en el rendimiento global del sistema (principalmente la D). Al margen de ello ambas logran mayores reducciones en el consumo de GN de la usina, reduciendo el impacto ambiental de la matriz energética del predio. La configuración C permitiría ahorrar entre 3.415 y 3.696 Nm<sup>3</sup>/día de GN en la usina, evitando la emisión de más de 6,6 tonCO<sub>2</sub>/día. La configuración D lograría ahorros comprendidos entre 12.430 y casi 15.000 Nm<sup>3</sup>/día de GN durante un día soleado y reduciría las emisiones en más de 24 tonCO<sub>2</sub>/día. Implementar alguna de estas propuestas en el predio no implica incluir a todas las fuentes de generación consideradas en cada configuración ni tampoco las potencias nominales propuestas. En cualquiera de los casos, será importante valorar económicamente las alternativas consideradas y su impacto sobre los costos de operación de la usina. Todas las alternativas planteadas implican reducciones considerables en el consumo de GN. El sistema energético del complejo es un caso de estudio interesante porque consiste en una especie de MR industrial que debe abastecer demandas térmicas y eléctricas de forma simultánea. A su vez, tiene un potencial considerable para migrar hacia un SES. Más allá de los resultados y las propuestas efectuadas, este trabajo permitió caracterizar y parametrizar al sistema energético del complejo, posibilitando continuar con trabajos en el área.

## AGRADECIMIENTOS

A CONICET y UTN por el apoyo económico brindado con proyectos: PIP 112-201501-00231 (CONICET) y PID ENUTIFE0005151TC (UTN). A personal de la empresa Pampa Energía S.A., Complejo Petroquímico

Puerto General San Martín, por las invaluable charlas técnicas: Ings. L. Stella y R. Mocellini.

## REFERENCIAS

- Bell, I. H., Quoilin, S., Wronski, J., & Lemort, V. (2013). CoolProp: An open-source reference-quality thermophysical property library. Abstract from ASME ORC 2nd International Seminar on ORC Power Systems, Rotterdam, Netherlands.
- Brem, A., Adrita, M. M., O'Sullivan, D. T. J., & Bruton, K. (2020). Industrial smart and micro grid systems. A systematic mapping study. *Journal of Cleaner Production*, 244, 118828.
- Callejo Hernández, L. (2019). *Microrredes Eléctricas*. Ibergarceta Publicaciones. 1st ed.
- Dincer, I., & Acar, C. (2017). Smart energy systems for a sustainable future. *Applied Energy*, 194, 225–235.
- Eyidogan, M., Canka Kilic, F., Kaya, D., Coban, V., & Cagman, S. (2016). Investigation of Organic Rankine Cycle (ORC) technologies in Turkey from the technical and economic point of view. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 885–895.
- Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D. L., & Castro, M. (2007). Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy*, 81(11), 1396–1408.
- Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, 137, 556–565.
- Misaghian, M. S., Saffari, M., Kia, M., Heidari, A., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2018). Tri-level optimization of industrial microgrids considering renewable energy sources, combined heat and power units, thermal and electrical storage systems. *Energy*, 161, 396–411.
- Moran, M. J., & Shapiro, H. N. (2006). *Fundamentals of engineering thermodynamics*. In *Managing Air Quality and Energy Systems* (5th ed.). John Wiley & Sons, Inc.
- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74(February), 590–601.
- Sangoi, E. (2021). *Procesos industriales SBR y NBR acoplados energéticamente: simulación dinámica, estimación de variables y nuevos aportes de potencia al sistema energético del complejo industrial*. ISBN 978-987-88-1104-8.
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2015). Tercera comunicación nacional ante la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. *SAyDS*, 282.
- Stella, L., Mocellini, R. *Charlas técnicas en reuniones de planta*. Puerto General San Martín, 2019.

**ABSTRACT:** In this work, a simplified model is proposed for the energy system of a petrochemical industrial complex that is self-supplied through cogeneration. The model parameters are determined on the basis of available data and are used to evaluate the impact on its energy matrix caused by the incorporation of alternative resources. In this sense, three alternative configurations for the current energy system are analyzed. It is proposed to take advantage of residual heat with electric generators that use organic Rankine cycles and solar energy with photovoltaic generators. Then, different penetration alternatives for these resources are considered based on environmental factors and the results are compared with the current system configuration. It is concluded that, by considering other resources available on the industrial complex, is possible to improve the efficiency of the system, diversify its energy matrix and reduce the environmental impact.

**KEYWORDS:** Energy Systems. Cogeneration. Organic Rankine Cycles. Photovoltaic Generators.