

Design, Installation, Commissioning and Evaluation of Photovoltaic Generation in Entre Ríos: a Case Study

R. M. Schierloh, J. L. Godoy y C. R. Cellino

Abstract— The new legal framework for Distributed Generation and Renewable Generation in Entre Ríos aims to promote electricity generation using renewable resources. The poultry industry, a key economic activity in the province, has high energy consumption and power demand in summer due to ventilation and air conditioning needs. This work details the sizing, techno-economic simulation, installation, commissioning, and grid connection of a 24 kWp solar park at a poultry farm in Entre Ríos. The HOMER Pro® software and the user's billing data were used for the sizing and simulation. The system was connected on February 1, 2023, and by February 1, 2024, it had generated 35658 kWh, of which 9843 kWh were consumed by the farm, and the surplus was injected into the grid. The installation reduced energy costs by 31% (USD 3738) compared to the hypothetical case of the same farm without photovoltaic generation. A second hypothetical scenario with ideal energy management shows that it is possible to reduce the bill by up to 64% (USD 7676), highlighting the benefits of self-consumption.

Index Terms—photovoltaic generation, techno-economic assessment, installation and commissioning, poultry farm.

I. INTRODUCCIÓN

La Ley Nacional 27191 (“Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”), sancionada y promulgada en el año 2015, establece obligaciones de consumo de energía renovable para grandes usuarios, además de la creación de un fondo especial para el desarrollo de estos proyectos (FODER) [1]. Las obligaciones para los períodos anteriores al año 2024 establecían que, para fines del 2017, los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista y las grandes demandas de las distribuidoras -con potencias superiores a 300 kW-, debían incorporar mínimamente el 8% de energía renovable respecto a su consumo total. Para los años 2019, 2021 y 2023 dicho valor debía superar el 12%, 16% y 18%, respectivamente. En cuanto a las obligaciones vigentes, para finales del año 2025 asciende al 20%. Si bien las metas de la ley no se han cumplido

estrictamente desde su entrada en vigor, el programa sirvió para marcar un rumbo a nivel nacional.

Por otro lado, la Ley Nacional 27424 (“Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica”) declara de interés nacional la GD, estableciendo beneficios fiscales (particularmente, un crédito fiscal) para proyectos de GD, creando un fondo de financiamiento para su implementación (FODIS) y un fondo para el desarrollo de tecnología nacional asociada (FANSIGED) [2]. Además, la ley define al modelo de balance neto como método de facturación, en el que el saldo a pagar por el usuario-generador es la diferencia monetaria entre el costo de la energía consumida de la red y el beneficio obtenido por la energía inyectada a la misma. En caso de que el saldo sea favorable al usuario, se estipula la configuración de un crédito para los próximos períodos.

En Entre Ríos, la entrada en vigencia de la Ley Provincial 10933 (“Utilización de Fuentes Renovables de Energía para la Generación de Energía Eléctrica Destinada al Mercado Eléctrico”), reglamentada en el año 2023 a través del Decreto 324/2023 del MPIyS (Ministerio de Planeamiento, Infraestructura y Servicios), está impulsando actualmente el desarrollo de proyectos de GD basados en energía renovable. Esta ley de fomento, sancionada en el 2021, adhiere a las Ley Nacional 27424 antes mencionada por lo que los beneficios económicos y tributarios previstos en la misma se aplican ahora a los proyectos provinciales. Además, se crea un fondo de inversión (FES) financiado en parte por el FODER y el FODIS, y se establece como meta alcanzar el 30% de energía renovable a nivel provincial en el año 2030 [3]. Esta ley y su reglamentación finalmente allanan el camino para el desarrollo de proyectos de GD y GR en la provincia.

Los niveles de radiación solar en Entre Ríos son propicios para la instalación de generación fotovoltaica. A lo largo de su extensión, la provincia posee valores de irradiancia global horizontal que oscilan entre 2.34 y 6.8 kWh/m² para los meses de junio y diciembre, respectivamente, con una media anual de

This work was supported in part by the Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Paraná under Grant PID 8177.

R. M. Schierloh is with Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Paraná and SOLEN Soluciones de Energía, Paraná, Argentina (e-mail: rodrigoschierloh@frp.utn.edu.ar).

J. L. Godoy is with Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Paraná and INTEC - CONICET, Santa Fe, Argentina (e-mail: jlgodoy@santafe-conicet.gov.ar). C. R. Cellino is with SOLEN Soluciones de Energía (email: consultas@solen.com.ar).

4.64 kWh/m². Estos valores son comparables con los obtenidos en la ciudad de Barcelona [4].

En este marco, este capítulo expone las etapas llevadas a cabo para instalar 24 kW_p de generación fotovoltaica en una granja avícola ubicada en la localidad de Valle María, Entre Ríos. Se presenta el estudio del caso utilizando información suministrada por el usuario, así como el análisis tecno-económico desarrollado con el software HOMER Pro®, además de la instalación y puesta en marcha de la micro-generación (término utilizado en Entre Ríos para referirse a GD de baja potencia). La conexión a la red de distribución de ENERSA fue realizada el 1° de febrero de 2023, siendo una de las primeras en la provincia con este nivel de potencia.

II. CASO DE ESTUDIO Y SIMULACIÓN TECNO-ECONÓMICA

A. Análisis tecno-económico usando HOMER Pro®

HOMER Pro® es una herramienta informática de simulación y dimensionamiento dedicado a MRs. Cuenta con un optimizador que busca la mejor combinación de los componentes de una MR, obteniendo un dimensionamiento óptimo en base al costo actual neto (Net Present Cost, NPC) del proyecto [132]. Su funcionamiento se basa en la simulación de la MR con todos sus componentes a lo largo de la vida útil de un proyecto y bajo una gestión de energía determinada.

Este software permite realizar un análisis tecno-económico profundo, estimando la producción de cada generador y la energía desaprovechada en la MR. Para esto, se basa en los recursos del lugar, las características de las cargas a abastecer, las restricciones operativas que se deseen incorporar y en parámetros económicos como tasa de descuento e inflación. La Fig. 1 muestra un diagrama conceptual del funcionamiento del software.

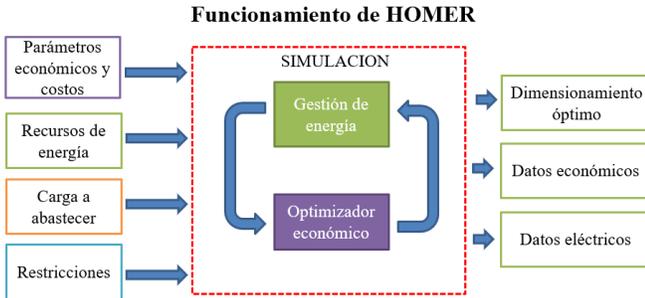


Fig. 1. Diagrama del funcionamiento de HOMER Pro®.

HOMER Pro® posee cinco estrategias de gestión de energía: ciclos de carga, seguimiento de carga, despacho combinado, orden de generador y link a MATLAB, permitiendo al usuario implementar su propia estrategia de gestión.

El NPC representa la suma de todos los costos incurridos durante la vida útil del proyecto menos los beneficios obtenidos, traídos a valor presente (valores descontados). Su valor se determina según (1) [5]:

$$NPC = \sum_{k=1}^N \left(\sum_{j=1}^M C_{jk} - B_k \right) a_k, \text{ con } a_k = \frac{1}{(1+i)^k} \quad (1)$$

donde M es la cantidad de componentes de la MR (generadores, dispositivos de almacenamiento y convertidores), N es la vida útil del proyecto (expresada en años), C_{jk} es el costo total del componente j durante en el año k y B_k es el beneficio obtenido en dicho período. Cada costo C_{jk} incluye costo de capital, costo de recambio, costos de operación y mantenimiento, gasto en combustibles, penalidad por emisiones y costo de compra de energía a la red. El beneficio B_k incluye el valor remanente de los equipos al final de la vida útil del proyecto (*salvage*) y la venta de energía a la red. El factor de descuento a_k en (1) depende de la tasa de descuento real i dada por [6]:

$$i = \frac{i_n \cdot f}{1+f} \quad (2)$$

donde i_n es la tasa de descuento nominal y f es la tasa de inflación. La tasa de descuento es un factor financiero que se utiliza para convertir el dinero del futuro en dinero actual o presente y representa la tasa de rentabilidad mínima que se debe exigir a una inversión. En el cálculo de la rentabilidad de los proyectos de inversión, se suele definir la tasa de descuento como aquella que corresponde al coste de los recursos financieros utilizados para ejecutar dicha inversión. Estos recursos financieros pueden ser: i) propios: con aportaciones del inversor (capital), ii) ajenos: con aportaciones de acreedores (deuda, préstamos bancarios, etc.) [7].

HOMER Pro® realiza el dimensionamiento óptimo de los componentes a través de la minimización del NPC teniendo en cuenta restricciones operativas como penetración mínima de energía renovable, máxima capacidad anual de corte (%), cantidad anual de energía comprada y vendida a la red, entre otras. Por otro lado, también permite incluir penalidades por emisiones de gases de efecto invernadero y/o por exceso de consumo de la red. La formulación general del problema de optimización se describe en (3):

$$\min_{x_1, x_2, \dots, x_M} NPC(x_1, x_2, \dots, x_M) = \min \sum_{k=1}^N \left(\sum_{j=1}^M x_j [c_{jk} - b_{jk}] \right) a_k \quad (3)$$

s. a.

$$x_1, x_2, \dots, x_M \in X$$

donde x_i es la potencia del componente i , y c_{jk} y b_{jk} son el costo y el beneficio por unidad de potencia del componente j en el año k , respectivamente.

El NPC es igual en valor que el valor actual neto (VAN), pero de signo contrario. De este modo, su minimización implica la maximización del VAN.

Otro parámetro económico importante es el costo nivelado de energía (*levelized cost of energy*, LCOE), definido como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema [8]. Se calcula a través del NPC, según (4) [5], [8]:

$$LCOE = \frac{CRF \cdot NPC}{E_{ab}}, \text{ con } CRF = \frac{i(1+i)}{(1+i)^N - 1} \quad (4)$$

donde CRF es el factor de recuperación del capital y E_{ab} es la energía total abastecida a la carga.

B. Caso de estudio

En el año 2022, momento en que se analizó el proyecto, la Ley provincial 10933 ya había sido promulgada (en el año 2021), pero no reglamentada (a inicios del 2023) por lo que aún no estaba vigente. Los procedimientos técnicos para instalar micro-generación se regían por la Resolución 168/20 del EPRE (Ente Provincial Regulador de la Electricidad) y la “Especificación Técnica para la instalación de acometidas en suministros con micro-generación fotovoltaica” de ENERSA. En estas normativas se declara el balance neto como método de facturación y se establecen los siguientes requisitos:

- Potencia instalada de la micro-generación menor o igual a la contratada a la distribuidora.
- El medidor bidireccional de facturación de energía y el medidor de generación deben estar en el pilar de la acometida.
- Conexión entre la micro-generación y la red de distribución luego del medidor bidireccional y antes de la carga del usuario.
- Puesta a tierra de la micro-generación independiente respecto a la puesta a tierra de la distribuidora.
- Circuito de alterna y continua con protecciones de sobretensión, sobre-corriente y descargas a tierra.
- Aislación de la micro-generación y la red de distribución durante operación anormal y reconexión automática al restablecerse los parámetros normales (ver apartado 5.5.2).

La granja se encuentra en Valle María, una localidad ubicada 30 km al sur de la ciudad de Paraná. Su localización se muestra en la Fig. 2, siendo sus coordenadas geográficas (-31.994290, -60.624035).



Fig. 2. Ubicación de los galpones.

Se compone por un total de cuatro galpones (ver Fig. 2) cuyas estructuras se encuentran en buen estado para soportar la instalación de paneles fotovoltaicos, además de que los techos tienen orientación Norte y una inclinación aproximada de 20°. Estos galpones se ubican a más de 100 metros de la acometida eléctrica.

La granja tiene una potencia instalada de 55 kW, de los cuales 35 kW corresponden al sistema de ventilación de los galpones. Se conecta a la red de ENERSA (principal distribuidora de energía de la provincia) a través de una conexión rural T1, por lo que la facturación de energía es bimestral. La información suministrada por el usuario, expuesta en la Tabla I, indica que el consumo tiene carácter estacional, requiriendo más energía durante el verano debido a la necesidad de ventilación en los galpones. Por otro lado, el consumo de energía cae durante los meses templados y es mínimo durante el invierno, debido a la utilización de gas envasado para calefacción.

TABLA I
 CONSUMO DE ENERGÍA BIMESTRAL DE LA GRANJA.

Bimestre	1	2	3	4	5	6	Annual
Consumo kWh	10411	10179	4384	2744	3151	4022	34891

Las granjas avícolas tienen ciclos de funcionamiento dados por el tiempo de cría de las aves, que rondan los 42 días, y el tiempo de descanso de los galpones (período de desinfección), que varía entre 10 y 14 días [9]. Estos ciclos, de duración aproximada de dos meses, impactan sobre la demanda de las granjas, produciendo variaciones periódicas en el consumo.

Configuración del proyecto:

- Vida útil del proyecto

La vida útil del proyecto se supone igual a 25 años, en concordancia con la vida útil de los paneles que representan la mayor inversión del proyecto. La vida útil del inversor se estima en 15 años.

- Radiación solar

Los datos promedios de irradiancia horizontal global (GHI), utilizados para modelar la generación de los paneles fotovoltaicos, se obtienen de la base de datos de la NASA, incluida en el software, y a través de la ubicación geográfica del proyecto. El software genera el perfil anual de irradiancia a partir de valores promedios. Para maximizar la generación de los paneles en la granja, la orientación debe ser norte y con inclinación de 32° [10].



Fig. 3. Valores promedios diarios mensuales de GHI e índice de nubosidad en Valle María.

- Demanda de las cargas

El perfil anual de demanda se genera a partir de la información de consumo de la Tabla I y de la reconciliación con perfiles promedios de meses de calor y frío de una granja de la zona. Los perfiles generados se muestran en la Fig. 4. Perfil diario promedio de demanda para cada mes obtenido con HOMER Pro®, donde se observa un cambio en el consumo de mes a mes, debido al tiempo de cría de las aves y el tiempo de descanso del galpón mencionado anteriormente.

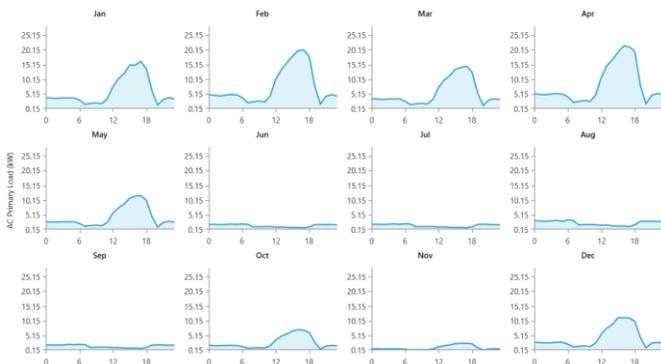


Fig. 4. Perfil diario promedio de demanda para cada mes obtenido con HOMER Pro®.

- Parámetros económicos

Los parámetros económicos utilizados para el análisis del proyecto corresponden a julio de 2022, momento en el que se llevó a cabo la evaluación. Como moneda se utilizó el dólar estadounidense y se supuso una inflación anual del 5%. El dólar oficial del Banco Nación en julio de 2022 tenía un valor de \$138. Este cambio es el adoptado por los proveedores en la comercialización de los equipos, por lo que se utilizó para dolarizar el precio de tarifas y costos.

Dado que el proyecto se financia únicamente con fondos propios, la tasa de descuento nominal (i_n) puede considerarse igual al costo de oportunidad (k_c), que normalmente se estima según el modelo CAPM (*capital asset price model*) [7]. Sin embargo, el usuario definió una rentabilidad mínima del 10%, por lo que se consideró $i_n=10\%$.

- Tarifa de energía de ENERSA

Teniendo en cuenta el consumo de energía de la granja, se recomienda el cambio de conexión T1 (demandas pequeñas) a T2 (demandas medianas) para disminuir el costo de facturación. La potencia contratada a la distribuidora, se determina luego a través de simulación.

El cuadro tarifario aplicado se expone en la Tabla II. Se muestran las tarifas aplicadas para el consumo de energía de un usuario T2 y para la inyección a red. La facturación de energía para usuarios T2 es mensual. Su costo total está integrado por un costo de potencia y un costo de energía. El costo de potencia se determina a través de la potencia contratada y la tarifa por kW-mes, mientras que el costo de energía se calcula mediante el consumo total mensual y la tarifa de energía. Además, se adiciona a la factura un costo por transgresión de potencia. Este costo se calcula aplicándole la mitad de la tarifa por potencia a la diferencia entre la potencia registrada y la contratada.

TABLA II

CUADRO TARIFARIO DE ENERSA PARA DEMANDAS MEDIANAS (T2), VIGENTE DESDE EL 1° DE JUNIO AL 31 DE JULIO DE 2022.

Usuario	Tarifa de potencia		Tarifa de energía	
	872.57 \$/kW-mes	6.38 USD/kW- mes	10.3057 \$/kWh	0.074 USD/kWh
Consumidor				
Generador	-	-	4.9208 \$/kWh	0.035 USD/kWh

En julio de 2022, el costo de conexión para inyección a red era de \$102980.5, equivalente a USD746.

- Costo de componentes y mano de obra

HOMER Pro® utiliza los costos por unidad de potencia de paneles fotovoltaicos y del inversor para utilizar el optimizador. Promediando el costo por unidad de potencia de paneles fotovoltaicos e inversores comercializados por la empresa LV Energy en julio de 2022, se adopta 659 USD/kW para paneles fotovoltaicos y 127 USD/kW para inversores.

Según las normativas descriptas, el medidor de la generación debe estar en el pilar de la acometida. Para evitar el elevado costo del cableado subterráneo necesario si los paneles se instalasen en el techo de los galpones, se propone ubicar los paneles sobre tierra y en cercanías al pilar, reutilizando materiales disponibles en la granja para realizar las estructuras.

Costos adicionales como cables, dispositivos de protección y mano de obra se incluyen estimando un 30% adicional sobre el costo por kW de generación fotovoltaica instalada.

- Gestión de la energía

Este caso de estudio representa una MR sencilla con conexión a red, siendo el inversor el único encargado de gestionar la energía en el nivel primario y secundario de la jerarquía de control (ver Fig. 1). A diferencia de los inversores que funcionan aislados, los inversores con conexión a red funcionan como fuentes de corriente. Es decir, la tensión en el puente H se mantiene constante inyectando más o menos corriente a la red o a la carga. En el caso de los inversores solares, esta corriente inyectada depende de la radiación solar existente y consecuentemente de la potencia de generación disponible.

Dado que la conexión del inversor con la red se da agua abajo del medidor bidireccional y antes de la carga, se considera que la potencia inyectada por el inversor es primero consumida por la carga y el excedente, en caso que hubiese, se inyecta a red. Por contrario, si la generación no es suficiente para abastecer la carga, el déficit se consume de la red. Esta lógica fue implementada en HOMER Pro®.

Se utilizaron los parámetros y configuraciones mencionadas para ejecutar la simulación. Los resultados indican que la topología óptima, conforme el criterio (3), se compone de 23 kW_p de generación fotovoltaica y un inversor de 18.1 kW nominales.

En base a estos resultados preliminares, se selecciona el inversor y los paneles fotovoltaicos a utilizar, además de la configuración del arreglo de paneles:

- Inversor fotovoltaico on-grid

El inversor seleccionado es el GW20KT-DT de la marca GoodWe. Es un inversor trifásico de 20 kW de potencia nominal que incorpora dos MPPTs, con dos entradas cada uno de hasta 1100 V en CC (4 entradas en total). Tiene un costo aproximado de USD 2600.

- Paneles

La instalación fotovoltaica se compone por un total de 72 paneles policristalinos de la marca LV Energy, modelo LVE72PSe, con una potencia nominal de 330 W cada uno (23.76 kW totales). Los paneles certifican normas IEC61215 y IEC61730-1/2. El costo por panel ronda los USD 217. Teniendo en cuenta la cantidad de entradas y la tensión admitida por el inversor seleccionado, el arreglo de paneles se compone por 4 *strings* (uno por entrada del inversor) de 18 paneles conectados en serie. De esta manera la corriente máxima de cada *string* ronda los 9.3 A (corriente de cortocircuito de un panel) y su

tensión máxima es aproximadamente 822 V (45.7 V por panel en circuito abierto). La corriente y la tensión mencionadas se obtienen bajo condiciones estándares (STC), es decir, 1000 W/m², temperatura de la celda igual a 25 °C y masa de aire AM 1.5. La simulación final incorpora los costos del modelo del inversor y de los paneles seleccionados. Los resultados se exponen en la Tabla III. La topología 1 incluye generación fotovoltaica y conexión con la distribuidora de energía, mientras que la topología 2 considera solo abastecimiento mediante la distribuidora. Se observa que la topología 1 requiere de una inversión inicial de USD23639, teniendo menor NPC y LCOE, siendo este último 41% menor. Además, el retorno de la inversión es de 3.9%, la tasa interna de retorno 6.1% y la amortización en 11 años (vida útil del proyecto supuesto en 25 años).

TABLA III
 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE HOMER PRO®.

Topología				Costos				PV		Red	
Nº	Red	PV kW	Inv. kW	LCOE USD	NPC USD	Costo de operación USD/año	Capital inicial USD	Frac. Ren. %	Generación kWh/año	Energía comprada kWh	Energía vendida kWh
1	Si	23.8	20	0.0570	45044	1483	23639	62.8	36274	20348	20725
2	Si	-	-	0.0982	48262	3325	0	0	0	34031	0

La producción de la instalación fotovoltaica ronda los 36274 kWh anuales, de los cuales 20725 se venden a red, 13683 se consumen en la carga y 1866 se disipan en pérdidas. Como resultado, el 37% de la generación fotovoltaica es consumido en la carga. La fracción renovable, que indica la participación de la generación fotovoltaica sobre el consumo de la granja y la venta a la red, es del 62.8%.

La Fig. 5 muestra la potencia promedio generada por los paneles fotovoltaicos y la potencia promedio absorbida por la red en cada mes. La demanda a red durante los meses de invierno es muy baja, siendo preponderante la generación fotovoltaica y consecuentemente inyectando más energía de la que se compra.

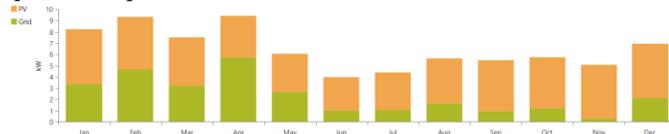


Fig. 5. Generación promedio mensual.

C. Instalación y puesta en marcha

El procedimiento realizado para conectar la instalación en paralelo con la red de distribución de ENERSA fue el siguiente:

- Solicitud de cambio de conexión T1 a T2.
- Solicitud de factibilidad para conectar 24 kWp de generación fotovoltaica a la red de distribución en el punto de conexión de la granja.
- Solicitud de conexión de un pequeño usuario generador a la red.
- Presentación del plano unifilar de la instalación.
- Presentación de memoria técnica y datos técnicos del inversor y los paneles fotovoltaicos.

- Presentación de cumplimiento de requisitos técnicos.
- Finalmente, el 1º de febrero de 2023 la instalación se conectó a la red de ENERSA y se obtuvo el Acta de Habilitación emitido por la distribuidora.

Una vez aprobada la factibilidad de conexión por parte de la distribuidora, se gestionó la compra directa de los equipos en LV Energy (fabricante nacional de paneles fotovoltaicos e importador de tecnología asociada).

Los circuitos de continua y de alterna del inversor deben contar con dispositivos de protección, según los requisitos expuestos anteriormente. Se dispusieron dos tableros, uno para cada circuito del inversor. Adicionalmente, se ubica un segundo tablero de alterna para la micro-generación ubicado en el pilar, de modo de poder desenergizar el conductor que une el inversor con la red, desde ambos extremos. La Tabla IV expone las protecciones seleccionadas.

TABLA IV
 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CADA TABLERO.

Dispositivo de protección	Tableros del inversor				Tablero del pilar	
	DC		AC		AC	
	Cant.	Caract.	Cant.	Caract.	Cant.	Caract.
Desc. gaseoso	4	20 kVA y 1000 V, tipo II, bipolares.	4	20 kVA y 275 Vac, unipolares.	-	-
Térmica / ITM	2 (una por MPPT)	20 A y 1000 V, de 4 polos	1	Tetrapolar de 40 A	1	Tetrapolar de 40 A
ID	-	-	1	Tetrapolar de 300 mA y 63 A	1	Tetrapolar de 300 mA y 63 A.

La Fig. 6 muestra el diagrama unifilar de la micro-generación con las protecciones mencionadas anteriormente. La puesta a tierra se realiza a través de una jabalina individual, independiente de la puesta a tierra de la instalación de la granja.

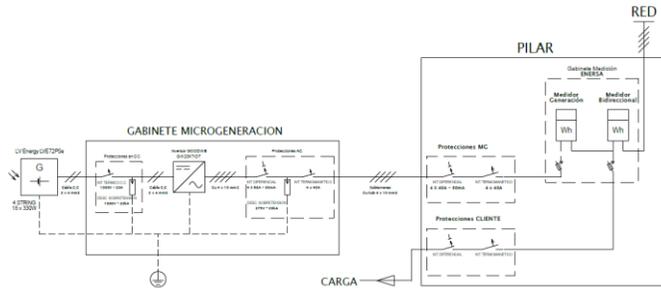


Fig. 6. Diagrama unifilar de la micro-generación.

La distribuidora de energía emite el Acta de Habilitación luego de realizar una serie de ensayos de seguridad sobre desconexión y reconexión automática, según la Resolución 168/20 del EPRE. En base a la resolución, el inversor se configuró con los siguientes parámetros, utilizando la App SolarGo:

- Protección anti-isla: 0.2 s de tiempo de desconexión frente a ausencia de tensión en la red.
- Reconexión automática: tiempo de reconexión del inversor en 3.5 minutos, luego de reestablecidos los valores de tensión y frecuencia de la red.
- Protección de tensión: desconexión para tensión mayor a 242 V y tensión menor a 202 V. Tiempo de desconexión: 0.2 s.
- Protección de frecuencia: desconexión para frecuencia mayor a 51 Hz y frecuencia menor a 49 V. Tiempo de desconexión: 0.2 s.

La estructura se diseña para que los paneles fotovoltaicos tengan una inclinación aproximada de 32°, con orientación norte. Los paneles de cada string se disponen sobre dos perfiles C galvanizados (de 10x5 cm y 1.5 mm de espesor), como se ve en la Fig. 10. Estos perfiles se montan sobre pilotines de hormigón (en la parte frontal de la estructura), y sobre caños petrolero de 10 cm de diámetro (en la parte posterior de la estructura). Tanto los pilotines como los caños se entierran 60 cm y se cubre con hormigón. Los paneles se sujetan a los perfiles C a través de perfiles omega de aluminio y bulones.



Fig. 7. Disposición de los cuatro strings de paneles.



Fig. 8. Gabinete del inversor y de los tableros de protección.



Fig. 9. Tablero de protección de CC (izquierda) y AC (derecha)..



Fig. 10. Estructura de soporte de los paneles y gabinete del inversor.

III. RESULTADOS

La Tabla V resumen los datos obtenidos de la micro-generación para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2023 hasta el 1° de febrero de 2024.

El mayor consumo tuvo lugar en enero de 2024, coincidente con la mayor generación fotovoltaica, ya que el 78% de la generación renovable fue absorbida por las cargas de la granja. Sin embargo, enero fue el mes donde la energía renovable tuvo menor preponderancia en el consumo de la carga, con 17%. Durante febrero de 2023, la granja no funcionó a plena capacidad por mantenimiento de los galpones por lo que su consumo fue bajo. En los meses con bajo consumo, el porcentaje de renovable en la carga es mayor.

TABLA V
 DATOS DEL FUNCIONAMIENTO DE LA MICRO-GENERACIÓN (PERÍODO DE 1/02/2023-01/11/2023)

Instalación	Variable	Mes												
		Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Total
Granja	Consumo total (kWh)	1088	7364	3115	1394	1944	545	1676	1109	1951	5956	1870	15226	43238
	Consumo de red (kWh)	697	5659	2322	895	1470	361	1147	785	1376	4781	1292	12610	33395
	Consumo de PV (kWh)	391	1705	793	499	474	184	529	324	575	1175	578	2616	9843
	Renovable en carga (%)	36	23	25	36	24	34	32	29	29	20	31	17	22
	Demanda pico sin micro-generación (kW)	40	42	41	11	40	10	41	42	41	48	48	49	37
Micro-generación	Demanda pico con micro-generación (kW)	23	42	41	11	33	4	34	38	41	48	40	45	33
	Generación total (kWh)	3316	3512	3140	2595	1958	2026	3134	2982	3452	3101	3084	3358	35658
	Inyección a red (kWh)	2925	1807	2347	2096	1484	1842	2605	2658	2877	1926	2506	742	25815
	Renovable a carga (%)	12	49	25	19	24	9	17	11	17	38	19	78	27

En general, se concluye que el 22% de la energía total consumida por la granja fue abastecida por los paneles solares y que el 27% de la generación renovable producida fue absorbida por la carga, inferior al 37% estimado con HOMER Pro®. Esto puede atribuirse principalmente a la diferencia entre el perfil de demanda creado y el perfil real del período evaluado, de modo que la correlación entre generación y demanda fue menor a la esperada. En este sentido, los meses con mayor consumo de energía de la granja presentan mayor correlación (marzo y enero), siendo mayor la energía renovable a carga. La generación fotovoltaica representó el 82% del consumo de la granja para el período evaluado.

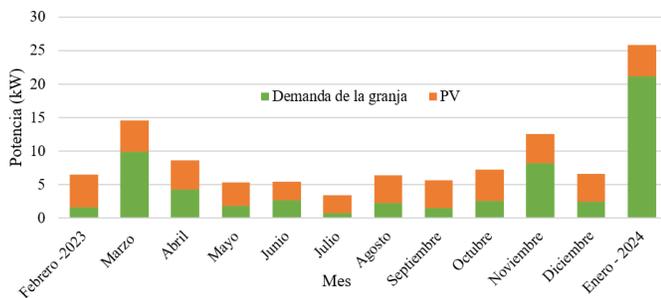


Fig. 11. Potencia promedio de la demanda consumo de la granja y de la generación fotovoltaica.

En la Fig. 11 se indica gráficamente los datos reales de demanda y generación promedio de la granja, para el período mencionado, comparable con la Fig. 5. Generación promedio mensual.

asociada a los promedios obtenidos mediante simulación. De la comparación de los gráficos, se observa correlación en la generación fotovoltaica, pero se evidencia la diferencia entre el perfil de demanda supuesto en la simulación y el real para el período evaluado. Se evidencia que la granja tuvo un consumo notablemente mayor al año anterior, particularmente durante el mes de enero de 2024. Se observa además el patrón oscilatorio bimestral de su consumo, dado por el tiempo de cría y descanso de los galpones.

La Tabla VI resume los costos de la factura de electricidad de la granja luego de incorporar micro-generación (T2 con PV),

pero además muestra los resultados de dos casos hipotéticos adicionales: 1) la granja conectada a la red sin micro-generación (caso 1: caso base, T2), y 2) la granja conectada a la red con micro-generación, pero además incluyendo una gestión de energía ideal (T2 con PV y gestión). Dicha gestión considera que toda la energía producida por los paneles es consumida por las cargas de la granja y que solo se inyecta a red en caso que la generación sea mayor a la demanda. Además, la gestión nunca permite que la potencia registrada sea mayor a la contratada, evitando costos adicionales por transgresión de potencia.

Estos casos se evalúan teniendo en cuenta los consumos y generaciones mensuales de la Tabla V, y la tarifa de ENERSA prevista para marzo de 2024. Los costos de facturación incluyen impuestos y percepciones, y se expresan en dólares estadounidenses, utilizando como cambio el precio de venta del Banco Nación en febrero de 2024 (\$853 equivalente a USD1).

TABLA VI
 FACTURA DE ENERGÍA PARA CONEXIÓN T2, T2 CON MICRO-GENERACIÓN Y T2 CON MICRO-GENERACIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA.

Caso	Facturación mensual (USD)												Tot.
	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	
1	645	1486	922	382	755	272	736	678	771	1534	867	2869	11916
2	180	1169	693	205	509	150	451	433	543	1140	537	2170	8178
3	82	699	200	147	201	122	123	101	121	571	137	1736	4240

Se observa que la incorporación de generación fotovoltaica brindó un ahorro anual de USD3738 respecto al caso base (T2). Se observa también que una gestión ideal de la energía podría brindar un ahorro de USD7676 respecto al caso base y de USD3938 respecto al mismo caso, pero sin gestión.

IV. CONCLUSIONES

Se presentó el desarrollo completo de un proyecto de 24 kW_p de generación fotovoltaica conectado a la red, exponiendo cada etapa, desde el dimensionamiento de los componentes hasta la puesta en marcha. El proyecto se llevó a cabo en una granja avícola de Entre Ríos, que representa un caso de interés regional

dada la gran importancia de esta industria en la provincia. Además, se analizó el desempeño de la generación para el período anual comprendido entre el 1° de febrero de 2023 al 1° de febrero del 2024.

En el período evaluado, la generación fotovoltaica brindó una reducción anual de USD3738 en la factura eléctrica respecto a la misma conexión sin generación (caso base, conexión T2), equivalente a una reducción del 31% (utilizando el cuadro tarifario vigente en marzo de 2024). Durante el mismo período ha generado 35658 kWh, de los cuales 25815 kWh fueron inyectados a la red. Esto implica que el 73% de la generación fotovoltaica fue inyectada a red, o lo que es equivalente, el 27% de la generación fue consumida en la carga.

En este sentido, dada la relación costo de compra/precio de venta de energía (más impuestos gravados sobre el consumo), la minimización de energía inyectada a red y la restricción de demanda registrada menor o igual a la contratada puede brindar grandes beneficios. Por este motivo, se planteó un caso hipotético ideal donde toda la energía generada se consume en la granja y solo se vende a red si la generación supera a la carga, además de mantener la demanda siempre inferior a la potencia contratada. Este caso ofrece una disminución anual en la factura de USD3938 respecto a la micro-generación y USD7676 respecto al caso base, lo que demuestra la importancia de una correcta gestión. Esto quiere decir que la implementación de estrategias de gestión de la demanda puede aumentar los beneficios económicos, disminuir la inversión inicial y el tiempo de amortización. En este sentido, estrategias como conservación energética, corrimiento de carga o recorte de pico pueden ser aplicadas en bombas de agua, en ventilación y/o adicionando alguna forma de almacenamiento de energía.

Como conclusión final, el análisis del caso muestra la potencialidad del desarrollo de MRs en granjas avícolas por lo siguiente:

Importancia de la industria avícola en Entre Ríos.

- Incorporación de nuevas tecnologías en las granjas que permiten desarrollar estrategias de gestión de la demanda para aumentar el consumo de generación renovable.
- Correlación existente entre consumo y generación fotovoltaicas en las granjas, particularmente en períodos de alta temperatura y consumo.
- Contexto de sinceramiento de tarifas de energía y un nuevo marco legal provincial que busca fomentar la generación a partir de recursos renovables.

V. REFERENCES

[1] Honorable Congreso de la Nación Argentina, *Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública*. 2017. Accedido: 30 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/>

- [2] *Ley Provincial 10933 Utilización de Fuentes Renovables de Energía para la Generación de Energía Eléctrica Destinada al Mercado Eléctrico*. 2023.
- [3] Legislatura de la Provincia de Entre Ríos, *Utilización de Fuentes Renovables de Energía para la Generación de Energía Eléctrica Destinada al Mercado Eléctrico*. 2021.
- [4] G. Gareis *et al.*, “Generación de Energía Solar Fotovoltaica en Grandes Superficies Cubiertas de la Ciudad de Paraná, Entre Ríos”, presentado en ASADES, 2017.
- [5] J. L. Godoy, R. M. Schierloh, y J. Vega, “Economic Evaluation of Micro-Grids with Renewable Generation”, en *2018 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA)*, nov. 2018, pp. 1–6. doi: 10.23919/AADECA.2018.8577305.
- [6] I. Fisher, *The Rate of Interest*. Martino Publishing, 2009.
- [7] Josefina Pelaez, “Análisis de Valuación de un Parque de Energía Eólica en Argentina”, Universidad de San Andrés, Tesis final de Licenciatura en Administración de Empresas, may 2016.
- [8] C. Spagnoletta, “Review: Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Nuevo enfoque para el análisis de proyectos de energía”, Universidad Torcuato Di Tella, 2021.
- [9] “Manual de manejo de pollos de engorde”, Aviagen, 1118-AVNAA-041, 2018.
- [10] Secretaría de Energía de Argentina, “Guía del Recurso Solar”, ISBN 978-987-47110-0-7, 2019.

VI. BIOGRAFÍAS



Microrredes Inteligentes, generación renovable y software afines.

Rodrigo Manuel Schierloh es Doctor en Ingeniería por la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Fe (UTN FRSF). Se graduó de Ingeniero Electrónico en la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná (UTN FRP) en el año 2017, y es docente de Física II desde 2020, en la misma casa de estudios. Posee experiencia en el uso de software para dimensionamiento y simulación de microrredes. Las principales áreas de trabajo son la Electrónica de Potencia, la gestión de energía en



José Luis Godoy es Bioingeniero por la Universidad Nacional de Entre Ríos (UNER) y Doctor en Tecnología Química por la Universidad Nacional del Litoral (UNL). Actualmente es profesor de UTN FRP e investigador del CONICET. Sus áreas de investigación son identificación, monitoreo, control predictivo, inteligencia computacional, sistemas eléctricos con generación renovable, y sistemas biomédicos.



Cristian Rolando Cellino es Ingeniero Electrónico recibido en la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná (UTN FRP). Se desempeñó en Smart Meters y calidad de energía en distribuidoras eléctricas. Actualmente es gerente técnico de SOLEN Soluciones de Energía, empresa que desarrolla proyectos de energía renovable y eficiencia energética.