

AVANCES EN PLATAFORMA DE MONITOREO PARA TELEGESTIÓN CON INDICADOR PR EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA DE LA COOPERATIVA ELÉCTRICA DE ARMSTRONG

Castello Marcelo¹, Arraña Ignacio¹, Marino Edgardo¹, Salerno Juan¹, Oliva Maximiliano¹

¹Observatorio de Energía y Sustentabilidad - Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rosario

C.P. 2000 - Rosario

Tel. 0341 448-0102 - e-mail: cemarino63@gmail.com

RESUMEN: El presente artículo muestra los avances en la plataforma de telegestión desarrollada en código abierto, destinada al cálculo del Performance Ratio (PR) de una central fotovoltaica. El desarrollo de la plataforma constituye una de las etapas propuestas dentro del proyecto titulado “Desarrollo de un Sistema de Gestión de Planta Fotovoltaica de Baja Escala. Telediagnóstico y Telegestión. Implementación en la Cooperativa de Armstrong - Código ENTCBRO0008447TC”, el cual tiene como objetivo dotar de herramientas de gestión remota a las cooperativas eléctricas que han tomado el rol de generadoras de energía a partir de centrales fotovoltaicas. Se persigue con el mismo contribuir al fortalecimiento de las cooperativas eléctricas y propiciar un marco académico para la formación de futuros ingenieros en el ámbito de la operación de centrales de energías renovables y gestión inteligente de redes eléctricas. En el trabajo se presenta lo que se ha logrado en cada capa, quedando pendiente el cálculo del indicador PR -cuyo algoritmo ya se ha desarrollado- a partir de datos reales.

Palabras Claves: Generación distribuida, Cooperativas eléctricas, Telegestión, Performance ratio, Fotovoltaica.

INTRODUCCIÓN

La creciente necesidad de reconvertir la matriz energética de la Argentina - basada mayoritariamente en la generación mediante fuentes térmicas-, a la vista, entre otras consecuencias, de los signos de calentamiento global, advertidos por reconocidos científicos e investigadores de todo el mundo, impulsa al cooperativismo a hacer un aporte en la promoción de energías obtenidas de fuentes renovables (Gallo, 2010).

En este contexto de transición energética, diversas cooperativas eléctricas argentinas, que en las últimas décadas se dedicaron a la distribución de electricidad actuando como intermediarios entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los consumidores finales, se han convertido también en generadores de energía eléctrica renovable, particularmente fotovoltaica.

La Federación Argentina de Cooperativas de Electricidad y Otros Servicios Públicos Ltda. (FACE) desde el año 2007 lleva adelante el proyecto Generación Eléctrica de Cooperativas Integradas (GECI). El objetivo es desarrollar centrales de generación de energía eléctrica que posibiliten el abastecimiento de los importantes incrementos de demanda de energía eléctrica que experimentan las cooperativas asociadas, utilizando preferentemente recursos energéticos regionales, renovables y no contaminantes (Carrizo et al, 2014).

En este marco, en la provincia de Santa Fe, la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong (CELAR) es una de las primeras que ha tomado este nuevo rol. Entre el año 2015 y 2018, el Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER) financiado parcialmente por

la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, a través del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC), subsidio el 80% de la inversión para instalar una central fotovoltaica de 275 kWp y 250 kW que en septiembre de 2017 se conectó en paralelo a la red para inyectar energía. En el proyecto PRIER, además de la CELAR, los actores involucrados fueron el Observatorio de Energía y Sustentabilidad (OES) de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario (UTN-FRRO) y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI).

En septiembre de 2023, seis años después de la puesta en operación de la central fotovoltaica, los ahorros económicos que se produjeron en la CELAR por la compra de energía evitada en el MEM, se reinvertieron y se amplió la potencia instalada a 309,1 kWp y 275 kW. En la figura 1 se puede ver la planta ampliada.



Figura 1: Imagen aérea de la central fotovoltaica de Armstrong. A la derecha se observa la Central instalada originalmente, a la izquierda la segunda etapa, luego de la reinversión.

El nuevo rol de las cooperativas como generadoras de energía, incluye necesariamente la adopción de nuevos modelos de desarrollo más democráticos e inclusivos, y se entiende que la tecnología de telegestión propuesta es útil y necesaria, para asegurar la operación eficiente de los sistemas de generación.

Chemes y Garrido (2024) destacan estos nuevos modelos de generación distribuida con energías renovables (GDER) que tiene por objeto compartir la energía producida, ya sea con fines privados, para uso comunitario o solidario y de este modo categorizan energías con fines colaborativos o comunitarios. “La generación de energía se comparte, se reparte, se dona, se gestiona o se co-gestiona”.

En este contexto tecnológico y cultural, el indicador Performance Ratio (PR), definido por la norma IEC 61724 (2021), se presenta como una herramienta clave para evaluar y optimizar el desempeño de las plantas fotovoltaicas, especialmente como en este caso, de la de Armstrong. Determinar el PR de una instalación fotovoltaica es importante para la evaluación de proyectos porque ayuda a comprender qué ubicaciones proporcionarán las plantas más productivas, o bien, permite determinar si las condiciones en las que opera una planta existente son satisfactorias o requieren de acciones correctivas para aumentar su rendimiento (González et al, 2019).

Resulta claro que el manejo de estas herramientas debe contar con profesionales entrenados para su cabal aprovechamiento. Paralelamente y dentro de su marco de desarrollo académico, el OES propone avanzar en la especialización de los egresados de la Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica en la FRRO, con la implementación de un bloque de tres asignaturas electivas específicas de la temática: “Fuentes Renovables de Energía”, “Movilidad Eléctrica” y “Redes Inteligentes”, un *trayecto académico* que estará a cargo de docentes investigadores que participan del proyecto de referencia de este trabajo y de otros relativos a la temática. La orientación y los contenidos de estas asignaturas serán nutridos por las experiencias adquiridas en el trabajo en los proyectos llevados adelante en Armstrong. La propuesta se implementará y formalizará en el presente año para comenzar a funcionar, una vez aprobada, en el próximo ciclo académico. De este modo, las instalaciones de la Cooperativa donde se desarrolla el trabajo, base de las experiencias surgidas en el proyecto, son fuente y a la vez destino, aula de campo y

laboratorio remoto para la formación de especificidades dentro de la Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica.

METODOLOGÍA

El siguiente trabajo se desprende de la necesidad de dar respuesta a las hipótesis planteadas por el OES en el año 2022 con el proyecto “Desarrollo de un Sistema de Gestión de Planta Fotovoltaica de Baja Escala. Telemetración y Telegestión. Implementación en la Cooperativa de Armstrong” que se mencionan a continuación:

¿Es posible desarrollar herramientas no propietarias y de bajo costo que nos permitan a partir de mediciones en tiempo real, el telecontrol, la teleoperación y la mejora del rendimiento de plantas solares de potencias inferiores a 1 MW?

¿Es posible que estas herramientas puedan relacionarse y aplicarse en plantas que operan con sistemas comerciales multimarca?

La necesidad fue planteada a partir de observaciones propias que surgieron de la concreción, instalación y evaluación del proyecto PRIER (2015-2018) y de la necesidad de contar con herramientas de análisis, tratamiento y operación de la central fotovoltaica de Armstrong.

Para tal fin se desarrolló una plataforma de medición, recolección y tratamiento de datos de diseño propio, ajustando su funcionamiento y prestaciones a las necesidades de gestión de cualquier central fotovoltaica. El hecho de que la plataforma se haya desarrollado en código abierto permitirá que la herramienta de gestión pueda ser apropiada por cualquier otra cooperativa eléctrica del país. El modelo conceptual de la plataforma está basado en el modelo convencional de IoT (Internet of Things) con sus tres capas: Percepción – Transporte – Persistencia y Visualización. Actualmente el sistema se está poniendo a punto y fue dotado con funciones para obtener, transmitir, analizar, calcular, graficar y tomar decisiones de forma eficiente, confiable y remota.

En otras palabras, se desarrolló un sistema completo que permitirá con los futuros avances y el cumplimiento de las etapas propuestas, tomar decisiones técnicas que complementen la plataforma, logrando finalmente gestionar y operar una central de generación de energía solar de baja escala.

Este se presenta como un trabajo descriptivo y correlacional, para terminar como explicativo y aplicado. La metodología se basa en la aplicación de una plataforma y las interfaces asociadas, e incluye el desarrollo de:

- El Hardware específico para la captura de datos de potencia eléctrica generada, irradiancia solar recibida, temperatura ambiente y de módulos fotovoltaicos; y
- El Software que procesa los datos anteriores y realiza cálculos para generar, graficar curvas en tiempo real y mostrar el indicador de desempeño Performance Ratio (PR) según la norma IEC 61724-1 (2021).

Descripción conceptual de la plataforma

Como se mencionó anteriormente, la plataforma fue desarrollada desde la perspectiva conceptual del modelo de tres capas de IoT.

La capa de percepción es la responsable de la captura de los datos en el sitio donde se producen. Ya sean provenientes de un sensor de temperatura, de uno de radiación, o bien, del inversor o medidor de energía, esta capa es la que lee estos datos. Para lograrlo se emplean distintas tecnologías que van desde la implementación de microcontroladores con desarrollo de hardware y firmware dedicados, hasta scripts en lenguajes Python o Javascript que leen los datos producidos por los equipos mencionados.

Mediante un algoritmo de muestreo, se construye un registro resultante del procesamiento del dato muestreado. Este procesamiento incluye el cálculo de los valores máximo, mínimo, desvío estándar y promedio. El algoritmo usado se basa en el cumplimiento de los tiempos indicados en la tabla 1 “Sampling and recording interval requirements”, donde se optó por los tiempos consignados en la clase A de medición “Class A High accuracy” de la norma IEC 61724-1:2021.

De esta manera es posible leer y procesar los datos sin importar la fuente que los produce, ya sea provenientes de equipos comerciales o equipamiento desarrollado por el OES.

La capa de transporte es la encargada de llevar el dato proveniente de la capa de percepción hacia el destino de almacenamiento, una base de datos. Para lograrlo, esta capa utiliza distintas tecnologías a saber: LoRaWAN, WiFi o Ethernet, su elección dependerá del lugar de emplazamiento y de la implementación en campo según el entorno y contexto (Castello, 2021). En general se vienen empleando varias de estas tecnologías para llevar el dato desde su generación hasta el destino final. En este trabajo se emplea Ethernet para el transporte dado que la planta posee esta red para la gestión de los inversores y medidores de energía. Se utilizó el protocolo MQTT (<https://mqtt.org/>) para el transporte de los datos provenientes de los sensores de campo. La justificación de esta elección radica en que este protocolo fue concebido para telemetría, es ampliamente utilizado en aplicaciones para IoT y es capaz de implementar capa de seguridad. La implementación de la seguridad en el transporte del dato es un requerimiento muy importante y fue planteado en la etapa de planificación. Para que el protocolo MQTT pueda incorporar la capa de seguridad, fue necesario crear los certificados TLS, tanto del lado servidor como del lado cliente. Para generar estos certificados se utilizaron las herramientas nativas del sistema operativo GNU/Linux, que es donde reside el servidor.

En la capa de persistencia de datos y visualización, la arquitectura utilizada consta de un servidor centralizado donde se aloja la herramienta de visualización con sus paneles y base de datos para el almacenamiento de las telemetrías y otros datos requeridos para la configuración del sistema. La herramienta utilizada es Thingsboard CE (<https://thingsboard.io>). Esta herramienta está basada en software libre y la versión utilizada Community Edition (CE) es libre de licenciamientos y/o abonos mensuales para su utilización. Posee una dashboard altamente configurable mediante widgets e integra una base de datos PostgreSQL (<https://www.postgresql.org/>) también basada en software libre. Los widgets pueden mostrar valores numéricos en relojes (gauges) o gráficos en series temporales. Las variables se pueden montar en el mismo gráfico para hacer correlación entre las mismas y el usuario puede configurar el entorno de tiempo a visualizar. Esta herramienta también gestiona el envío de notificaciones de alarmas a la red Telegram.

En la Figura 2 se aprecia el diagrama en bloques de la arquitectura descrita, donde en la capa de percepción (campo) se encuentran los equipos comerciales o desarrollados por el OES. La capa de transporte, constituida por la infraestructura de red de la planta con su conexión a Internet. Por último la capa de persistencia y visualización compuesta por un servidor con sistema operativo Debian GNU/Linux que implementa la herramienta Thingsboard CE.

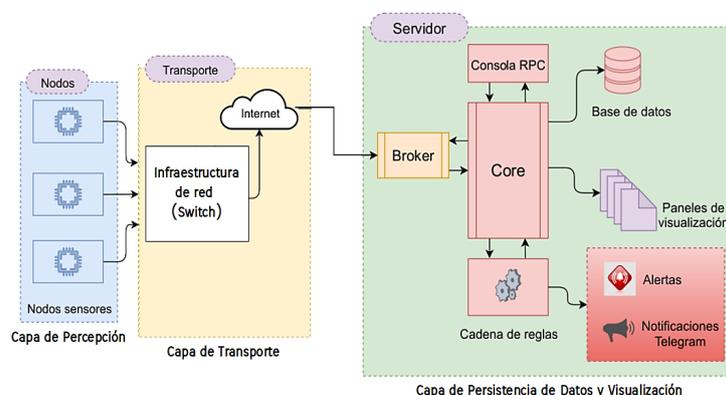


Figura 2: Diagrama de capas de la plataforma de medición

Indicador de desempeño: Performance Ratio (PR)

El PR es un indicador de calidad para plantas fotovoltaicas, captura el efecto general de las pérdidas del sistema fotovoltaico al convertir la radiación del sol en corriente alterna. Típicamente, las pérdidas son el resultado de factores tales como la degradación del módulo, la temperatura, la suciedad, las pérdidas del inversor, las pérdidas del transformador y el tiempo de inactividad del sistema y de la red. Cuanto más alto sea el PR, mayor será la eficiencia de energía de la planta (Asolmex y SolarPower Europe, 2018, p. 57).

Para el cálculo del PR la plataforma utiliza un script en Python basado en la expresión que se muestra en la Ec. (1) y que se ha obtenido de la norma IEC 61724-1 (2021).

$$PR_{25^{\circ}C} = (\sum_k P_{out,k} \times \tau_k) / (\sum_k \frac{(C_{k,25^{\circ}C} \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}}) \quad (1)$$

Donde:

$PR_{25^{\circ}C}$: performance ratio ajustado a 25 °C.

$P_{out,k}$: potencia de salida en corriente alterna, expresada en kW.

τ_k : duración del intervalo de registro, expresado en horas.

$C_{k,25^{\circ}C}$: coeficiente de variación de potencia con la temperatura, expresado en °C⁻¹.

P_0 : potencia fotovoltaica nominal, expresada en kW.

$G_{i,k}$: irradiancia en el plano de los paneles fotovoltaicos, expresado en W/m².

$G_{i,Rf}$: irradiancia de referencia, equivalente a 1000 W/m².

PRESENTACIÓN DE AVANCES Y RESULTADOS

Se presenta una primera etapa del desarrollo que examina la potencialidad de telegestionar una central fotovoltaica basándonos en la métrica del PR, a partir de la Ec. (1), tomando las lecturas de un piranómetro instalado en el plano de captación, un sensor de temperatura instalado en los módulos fotovoltaicos y de los datos de potencia eléctrica del medidor de energía de la central.

En la etapa de desarrollo actual la base de datos de la plataforma recibe señales en tiempo real de los sensores y dispositivos mencionados anteriormente, pero no todos están instalados en la central fotovoltaica de Armstrong. Esto es así ya que el sensor de radiación está montado al aire libre en el laboratorio del OES (ubicado en la ciudad de Rosario a 100 km de la central en estudio) a los fines de calibrarlo. Lo mismo ocurre con el sensor de temperatura que se instalará sobre los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, el medidor de energía eléctrica sí está instalado en la central fotovoltaica.

Además del necesario proceso de calibración de sensores, esta mecánica de trabajo se ha orientado a verificar el funcionamiento del software que calculará el PR en la plataforma. Una vez culminado este proceso y verificado el correcto funcionamiento de la plataforma, dichos sensores serán instalados en la central fotovoltaica y en las posiciones recomendadas por la norma IEC 61724-1 (2021).

Descripción y montaje de los sensores

A continuación, se listan las descripciones de los dispositivos y sensores mencionados anteriormente.

- Sensor de irradiancia para instalar en el plano de los paneles fotovoltaicos: Radiómetro Par fabricado por CNEA. Provisto por el grupo GERSolar (figura 3).
- Sensor de temperatura para módulo fotovoltaico: Modelo TC1047A, convertidor temperatura/tensión.

- Medidor de energía eléctrica: Marca Janitza. Modelo UMG 604-PRO (figura 4).

El sensor de irradiancia en el plano de los paneles se instalará en el plano de las cadenas fotovoltaicas respetando el ángulo de inclinación y azimut de los módulos fotovoltaicos.



Figura 3: Piranómetro utilizado para la medición de radiación en el plano de los paneles. Tipo Radiómetro PAR de CNEA.

Para el montaje del sensor de temperatura se tendrá en cuenta el impacto negativo que puede generar el uso de un pegamento no recomendado y que podría llegar a generar errores de medición en el largo plazo. En el presente caso se tiene pensado usar un sellador a base de caucho sintético con alto poder adhesivo y secado con consistencia de goma dura, pero que mantiene su flexibilidad. El material es resistente a la contracción y dilatación, a la intemperie, al envejecimiento y a los corrosivos. Respecto a la ubicación, se colocará en la celda central de uno de los módulos fotovoltaicos. El sensor estará alojado en el interior de una cápsula de aluminio de cara plana y rellena de material térmico/conductor.



Figura 4: Medidor de energía eléctrica Marca Janitza ya instalado en la central fotovoltaica.

El sistema recolecta los datos de los sensores y dispositivos a través de la red local de la planta de generación (“red de campo”).

Como la plataforma fue diseñada para trabajar con dispositivos multimarca, el sistema de telegestión permitirá ser replicado en cualquier central fotovoltaica que implemente dispositivos similares.

Descripción de la plataforma de visualización

En el planteamiento de este caso y para el uso de la red de campo, se implementó capa física ethernet y luego para dirigirlo hacia el servidor de persistencia y visualización, protocolo MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) que incluye capa de seguridad TLS (Transport Layer Security).

Llamando a cada punto de ingreso de datos de los sensores como “nodo” se definieron los requerimientos de hardware para estos nodos, que básicamente están conformados por un microcontrolador, un elemento sensor y la electrónica asociada para su funcionamiento.

En base a conceptualizaciones de software libre para el servidor de persistencia y visualización se implementa sistema operativo GNU/Linux distribución Debian.

La visualización se implementa con la dashboard Thingsboard versión Community Edition que es la versión libre de licenciamientos y contiene todas las funcionalidades necesarias para esta plataforma de monitoreo.

Paneles de visualización de la dashboard

A continuación, se muestran los paneles gráficos o widgets que integran la dashboard que permitirá monitorear la central fotovoltaica a un usuario autenticado. Dichos paneles muestran las curvas que se obtienen del procesamiento de los datos de los distintos sensores que van a integrar la capa física de la plataforma. Como se mencionó anteriormente, estas imágenes muestran datos de sensores ubicados en el laboratorio del OES y la propia central en Armstrong.

La figura 5 corresponde al widget de la irradiancia en el plano de los paneles. En el mismo se observa dicha variable para un período de selección de 6 días seguidos. Se vuelve a mencionar que actualmente este sensor está tomando mediciones de radiación en el laboratorio del OES de la Ciudad de Rosario, a los fines de calibración.

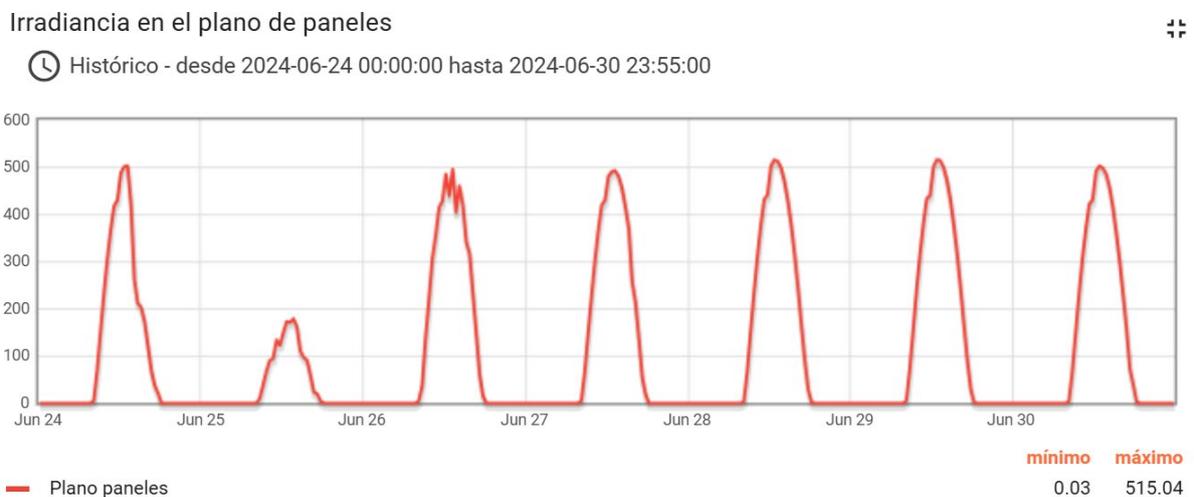


Figura 5: Irradiancia en el plano de los paneles fotovoltaicos.

La plataforma actualmente también recoge datos de un piranómetro instalado en el plano horizontal, que, a diferencia del sensor anterior, ya está instalado en la central. Si bien el dato no se utiliza para el cálculo de PR, forma parte de las variables meteorológicas típicas de una central fotovoltaica (figura 6).

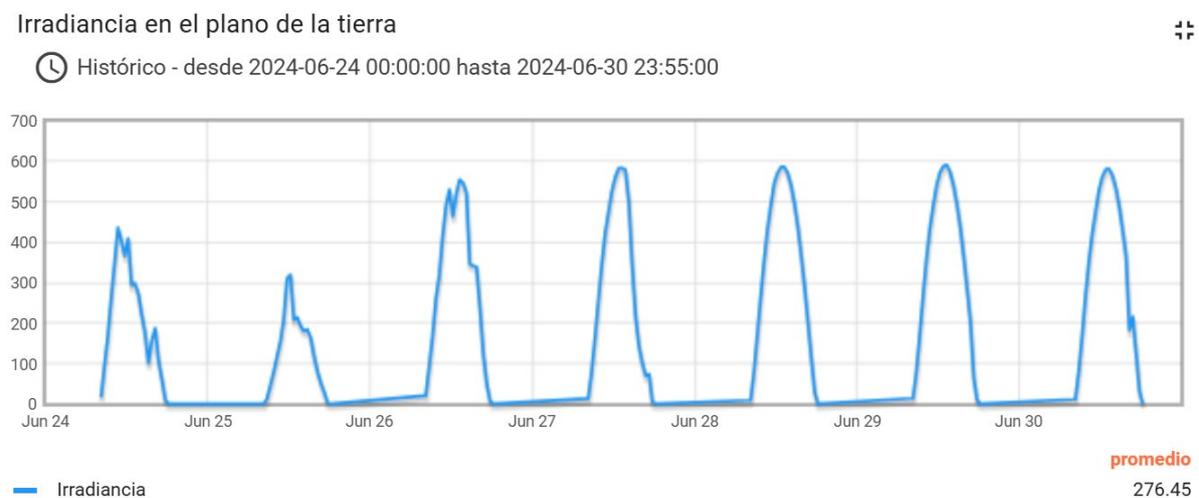


Figura 6: Irradiancia horizontal en la planta fotovoltaica.

La figura 7 muestra los datos recogidos del sensor de temperatura que será instalado en el dorso de los paneles fotovoltaicos de la central.

Temperatura de los paneles

Histórico - desde 2024-08-06 08:00:00 hasta 2024-08-07 17:00:00

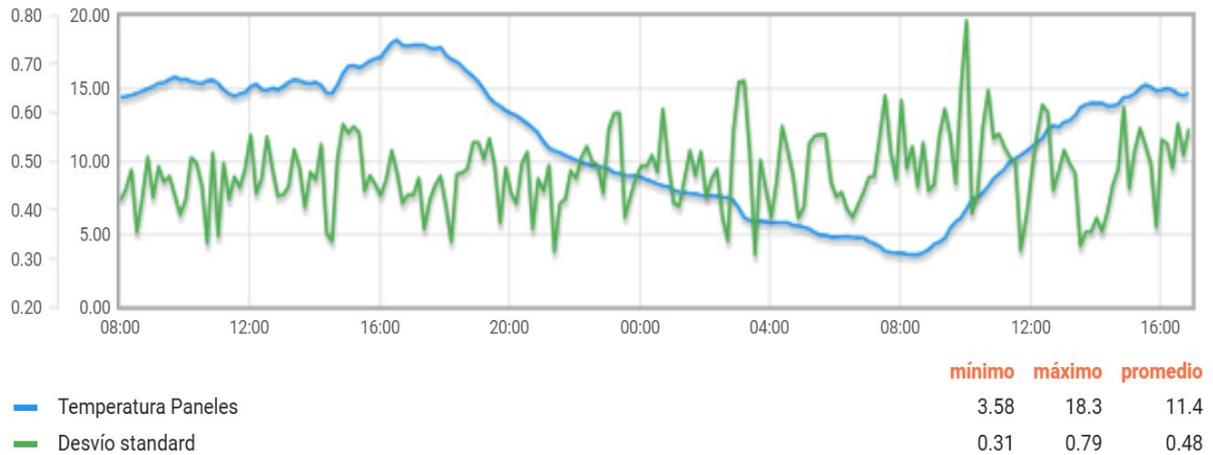


Figura 7: Widget de temperatura de los paneles fotovoltaicos y su desvío estándar.

En la figura 8 se observan los datos de potencia total y energía inyectada a red por la central, que se obtienen al interrogar el medidor de energía con la plataforma de telegestión. Los datos graficados se refieren a un día completo y parte del día siguiente.



Figura 8: Potencia y energía inyectada a la red.

La figura 9, muestra de la dashboard la curva de potencia eléctrica para una serie de 8 días seguidos y en correspondencia la energía generada acumulada. En la parte inferior central se observa la última telemetría que nos permite corroborar la condición online de los sensores conectados.

Energía y potencia



🕒 Histórico - desde 2024-07-31 00:00:00 hasta 2024-08-07 23:55:00

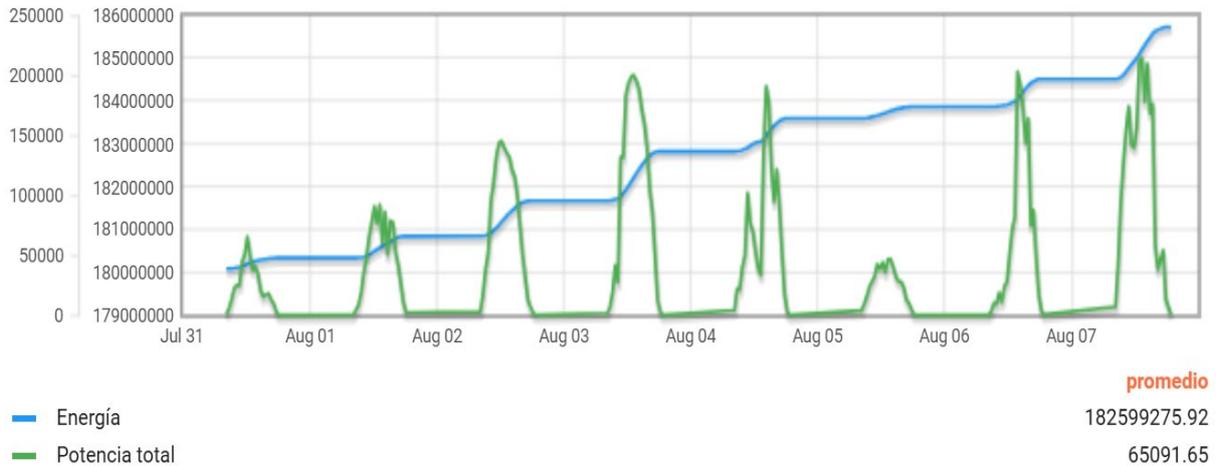


Figura 9: Visualización de potencia, energía acumulada y última telemetría.

La figura 10 se observa un panel o terminal de comunicación y se refiere al widget de una terminal que se comunica con el dispositivo final. Este dispositivo es básicamente el microcontrolador con toda la electrónica desarrollada que permite leer los sensores de temperatura y los sensores de radiación. Como se ve en la figura, su nombre es radade775801. El número 7758 se corresponde con el convertor analógico digital utilizado (AD7758) y el 01, es la numeración empleada para diferenciarlo de futuros convertidores que puedan ser necesarios.

La terminal lleva el nombre RPC (Remote Procedure Call) y permite la conexión remota desde cualquier punto del planeta.

En el widget podemos escribir distintos comandos, en el caso de la figura se ejecutó un “read” y por ser el dispositivo de comunicación bidireccional, lee y devuelve datos de los sensores conectados, irradiancia (RadPan: 89.9347), temperatura de los paneles (TempPan: 8.929688) y temperatura ambiente (TempAmb: 8.660156).

El concepto de comando y por ser la terminal RPC, nos permite llegar a un procedimiento remoto que está en el microprocesador y conjuntamente con la electrónica asociada, ejecuta la orden y devuelve los datos instantáneos de los sensores.

En general los comandos se encuadran dentro de órdenes relacionadas con configuraciones, calibraciones o visualizaciones. Por ejemplo, se pueden cambiar nombres de los dispositivos o equipos (configuración), se pueden corregir offset de los sensores (calibración) o ver cantidad de eventos como ser reinicios (visualización). Este widget es particularmente utilizado por los usuarios administradores.

```
Welcome to ThingsBoard RPC debug terminal.

Current target device for RPC commands: radade775801

Please type 'help' to see usage.

radade775801> read
{"RadPan":89.93147,"TempPan":8.929688,"TempAmb":8.660156}

radade775801> █
```

Figura 10: Terminal de llamado a Procedimiento Remoto (RPC).

Ejemplo: Caso de aplicación presentado

Como puede verse en la figura 11, los datos de campo obtenidos de los sistemas embebidos o del equipamiento de la planta se refieren a irradiancia, temperatura ambiente, temperatura de módulo fotovoltaico y potencia inyectada. Estos datos son dirigidos al servidor utilizando las tecnologías de comunicación descritas, donde se produce el almacenamiento en la base de datos. Un programa desarrollado en lenguaje Python accede a esta base de datos y aplica el algoritmo de cálculo de PR. Este programa devuelve el valor calculado y lo almacena en la misma base de datos. De esta manera el valor de PR queda disponible para su utilización, ya sea para realizar una serie temporal o mostrar el último dato calculado junto con su marca de tiempo. Cabe destacar que tanto los datos capturados como los calculados están disponibles en la base de datos para su exportación para futuros análisis, correlaciones con otras variables o procesamiento.

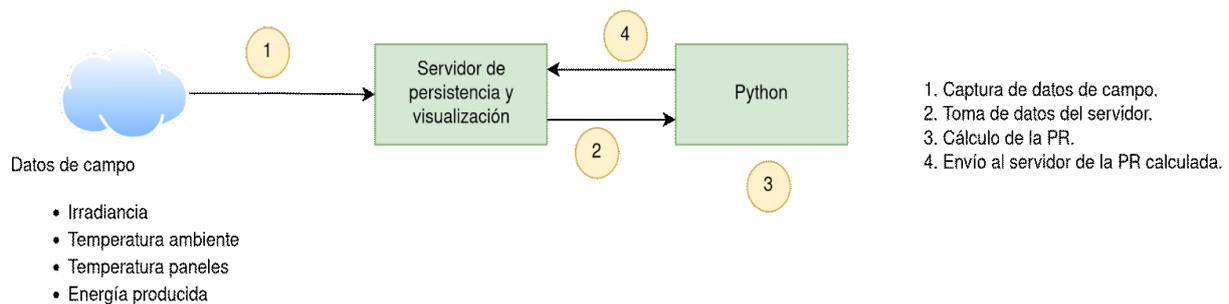


Figura 11: Diagrama para el cálculo de PR.

Mensajería de alertas

Una vez que la plataforma entre en funcionamiento se fijará el valor de PR esperado para la central y ante eventos aleatorios que saquen del comportamiento normal a la planta, la plataforma utilizará su complemento para gestionar y generar señales de alertas/alarmas. Esta aplicación, si bien utiliza la red Telegram para su difusión y comunicación con usuarios autenticados, tiene un gran componente de desarrollo propio, ya fue probada en otras aplicaciones y tiene muy buena aceptación por parte de esos usuarios.

CONCLUSIONES

Como se mencionó anteriormente se presenta en este trabajo y como avance de este desarrollo:

1. La capa física.
2. Los protocolos que permiten la vinculación de las interfaces y de la plataforma con las distintas tecnologías de multimarca comerciales, que componen la mayoría de las plantas solares del país.
3. El sistema de comunicación que transmite datos en tiempo real.
4. La plataforma de gestión, que analiza y presenta información y curvas en tiempo real.
5. La posibilidad de analizar cualquier periodo de medición y cálculo.
6. La generación de alertas/alarmas que permitirá accionar para mejorar el rendimiento.

Queda pendiente la incorporación a la plataforma de los datos tomados en tiempo real, con todos los sensores instalados en la central estudiada, para el cálculo del indicador PR. Esta tarea se realizará a la brevedad, ya que los sensores se encuentran en la etapa final de validación para su montaje en el sitio

de emplazamiento de la planta. El PR, junto a otras variables, permitirá seguir de manera instantánea el desempeño del parque fotovoltaico.

La implementación de sistemas de telegestión en centrales de energía solar para cooperativas eléctricas en Argentina promete mejorar significativamente su eficiencia operativa y económica. Este proyecto contribuirá a la sostenibilidad de las distribuidoras, y además, a partir del trayecto de aprendizaje que se propone, nacido del trabajo en este y otros proyectos, también proporcionará un marco académico robusto para la formación de futuros ingenieros en el ámbito de las energías renovables y la gestión inteligente de redes eléctricas.

Además, el rol de las cooperativas como generadoras de energía eléctrica permite traer a la escala local la discusión de políticas energéticas en el actual contexto de cambio climático y transición energética.

También se apunta que del análisis y debate de los integrantes y desarrolladores del Grupo OES, en un intercambio con referentes del consejo directivo de la Cooperativa de Armstrong, se determinó la necesidad de contar con un datalogger propio que dé respuestas específicas a la gestión de energía de una planta solar.

Esta discusión fue consensuada en el Grupo de investigación dando como resultado la propuesta y escritura de un nuevo proyecto titulado: “Diseño y desarrollo de un datalogger destinado al monitoreo de plantas fotovoltaicas”, con fecha de inicio 01/04/2025 y finalización 01/04/2028. El Proyecto ha sido categorizado como PID EQUIPOS CONSOLIDADOS (PID TC) y se ha aprobado en su primera instancia en el Consejo Directivo de la Facultad Regional Rosario.

AGRADECIMIENTOS: Nuestro más sincero agradecimiento al directorio de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong y a su personal por permitirnos seguir incursionando técnica y tecnológicamente en las instalaciones de la central fotovoltaica y a los integrantes de GERSolar, especialmente a Raúl Righini por permitirnos trabajar en estudios previos con datos del piranómetro instalado en la planta y facilitarnos el piranómetro PAR fabricado por CNEA.

REFERENCIAS

- Castello, M. (2021) Sistema de monitoreo de temperaturas en tiempo real para refrigeradores críticos de salud [Tesis de especialización en Internet de las Cosas, Fiuba, Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires].
- Carrizo, Silvina Cecilia; Jacinto, Guillermina Paula; Clementi, Luciana Vanesa; Un siglo de desafíos, realizaciones y proyectos para las cooperativas eléctricas en la Provincia de Buenos Aires; Universidad Nacional de Quilmes; Mundo Urbano; 43; 4-2014; 1-16.
- Chemes, J., Garrido, S. (23-26 de julio de 2024). Transición energética y modelos colaborativos de generación distribuida con energías renovables. Relevamiento y análisis de comunidades energéticas en Argentina. Discurso principal. XV Jornada Latino-Americana de Estudios da Ciência e Tecnologia. ESOCITE.LA - Campinas Brasil 2024.
- Gallo, M. (2010). Energías renovables, el compromiso cooperativo. Revista Idelcoop - Año 2010 - Volumen 37 - N° 200. 308–322.
- González, S. A. et al, Cálculo de la relación de rendimiento de una planta fotovoltaica mediante distintas metodologías. Caso de estudio en la Ciudad de Mar del Plata. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 23, pp 03.29-03.41. 2019.
- International Electrotechnical Commission (IEC), Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. Performances des systemes photovoltaïques - Partie 1: Surveillance. IEC 61724-1:2021.

PROGRESS ON TELEMAGEMENT MONITORING PLATFORM WITH PR INDICATOR AT ARMSTRONG ELECTRIC COOPERATIVE PHOTOVOLTAIC PLANT

ABSTRACT: This article shows the progress of the telemanagement platform developed in open-source, aimed at calculating the Performance Ratio (PR) of a photovoltaic power plant. The development of the platform is one of the stages proposed within the project entitled "Development of a Small-Scale

Photovoltaic Plant Management System. Telemetry and Remote Management. Implementation in the Armstrong Cooperative - Code ENTCBRO0008447TC", which aims to provide remote management tools to electric cooperatives that have taken on the role of power generators from photovoltaic plants. The aim is to contribute to the strengthening of electric cooperatives and to provide an academic framework for the training of future engineers in the field of operation of renewable energy plants and intelligent management of electric grids. The work presents what has been achieved in each layer, pending the calculation of the PR indicator -whose algorithm has already been developed- from real data.

Keywords: Distributed generation, Electric cooperatives, Telemetry, Performance ratio, Photovoltaics.