

## **CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE RENDIMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA MEDIANTE DISTINTAS METODOLOGÍAS. CASO DE ESTUDIO EN LA CIUDAD DE MAR DEL PLATA**

**S.A. González<sup>1</sup>, G.J. Murcia<sup>2</sup>, E. Garin<sup>3</sup>, J.C. Branda<sup>4</sup>, A. Lanson<sup>5</sup>, R. Aristegui<sup>6</sup>**  
<sup>2,3,4,5</sup> LEyDE (Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata)

<sup>1</sup> CONICET (Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas)

<sup>5,6</sup> INEDES (Instituto de Ecología y Desarrollo Sustentable, Universidad Nacional de Luján)

<sup>1</sup> ICYTE (Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata), e-mail: sagonzal@fi.mdp.edu.ar

*Recibido 19/08/19, aceptado 23/10/19*

**RESUMEN:** Este trabajo describe cuatro metodologías para el cálculo de la relación de rendimiento (PR) de un sistema fotovoltaico (FV) y las aplica en una planta ubicada en la costa sudoeste de la provincia de Buenos Aires. La ubicación geográfica de esta planta experimental permite evaluar la influencia de un clima costero irregular y de alta humedad en los resultados del PR definidos en las cuatro metodologías analizadas. El objetivo de este trabajo es cuantificar la influencia del clima local en el cálculo del PR. Se concluye qué metodología se ve menos afectada por estas variables climáticas, se identifica la temperatura como el factor preponderante en el resultado del PR y se cuantifica esta dependencia. Este trabajo permite seleccionar una metodología que sirva de base de comparación para el análisis del rendimiento de las instalaciones desahogado de la influencia del clima.

**Palabras clave:** Rendimiento, Eficiencia, Instalaciones FV conectadas a red.

### **INTRODUCCIÓN**

Argentina ha sancionado en diciembre de 2017 la Ley Nacional N° 27.424, “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública” recientemente reglamentada. Esta norma habilita a los usuarios residenciales y PyMEs a generar energía eléctrica para autoconsumo a partir de fuentes renovables con paneles fotovoltaicos, biodigestores, turbinas hidroeléctricas o aerogeneradores de baja potencia en todo el territorio nacional e inyectar y vender el excedente producido en la red de distribución. El objetivo principal de la ley es fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a dicha red.

En este nuevo marco legal, la generación distribuida solar a baja escala tiene aquí un nicho importante, entre otras razones, porque compite con el precio final de la energía, facilitando su amortización y una rápida implantación. La complementariedad entre ambos modelos (generación distribuida y generación concentrada en centrales) será la base para el desarrollo de los futuros sistemas eléctricos descentralizados.

La relación de rendimiento (PR por sus siglas en inglés de Performance Ratio) se define en IEC 61724 y es una medida comúnmente utilizada mundialmente para evaluar el rendimiento de una planta FV (Khalid et al., 2016). El índice PR mide la eficiencia con que la instalación convierte la luz solar incidente en energía eléctrica, en relación con lo que se esperaría obtener basándose, solamente, en la potencia nominal de los paneles utilizados (valor estimado en las condiciones estándar (STC) especificada a 25°C con 1000W/m<sup>2</sup> de irradiancia con una masa de aire espectral de 1,5 (AM 1,5)). No debe confundirse el PR con la eficiencia del módulo FV, que en el caso de los paneles empleados en este estudio es de aproximadamente 15 % (ver Tabla 1).

El PR cuantifica el efecto general de las pérdidas que pueda sufrir la planta FV debidas, por ejemplo, a la ineficiencia del inversor, al cableado, a defectos de panel, a una temperatura elevada del módulo, al reflejo de la superficie frontal del módulo, a suciedad, al tiempo de inactividad del sistema, al sombreado, la pérdida de transparencia, o los fallos de los componentes. Ya que muchos de estos factores son indicadores de calidad de construcción y/o operación, el PR se ha convertido en un indicador valioso para las instituciones técnicas y financieras al momento de realizar evaluaciones técnico económicas. Determinar el PR de una instalación FV 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.

Desafortunadamente, algunos de los factores que afectan al PR definido por la IEC 61724 también dependen del clima (Dierauf et al., 2013). Por ejemplo, un sitio más frío hará funcionar los paneles FV a una temperatura menor que la definida en las condiciones STC, lo que implica mayor generación de electricidad que otro emplazamiento más cálido con el mismo nivel de irradiancia. De esta forma, resulta inexacta la estimación de la energía que se esperaría obtener de los paneles FV basándose en su potencia nominal que determinaría un PR sobrestimado para dicho clima frío.

Los valores de PR para plantas con convertidores de la actual generación tecnológica, suelen oscilar entre 0,6 y 0,9 según un estudio de Huang (Huang et al., 2011) donde se analizan 202 plantas fotovoltaicas en un período de 3 años. Por otro lado, el rendimiento de aproximadamente 100 sistemas fotovoltaicos alemanes en climas fríos se acerca, o incluso exceden un PR de 0,9 (Decker y Jahn, 1997; De Graaf y Van Der Weiden, 1994; Taylor et al., 2015). La fuerte dependencia de PR con la temperatura da como resultado una gran variación estacional en PR, que puede ser tan grande como  $\pm 10\%$  (Ishii et al., 2011).

Esta dependencia del PR con el clima introduce un error inaceptable en la evaluación de proyectos FV si se utiliza al PR como índice de comparación de rendimiento de plantas FV en ubicaciones geográficas diferentes. Por esta razón, el PR es a menudo corregido a una temperatura normalizada de  $25^{\circ}\text{C}$  usando la metodología que el NREL (National Renewable Energy Laboratory de EE. UU.) propone a través del trabajo de Dierauf et al. (2013). En este trabajo se denomina a este un PR *corregido por temperatura*. Si bien sería útil corregir el PR para cada aspecto del clima, NREL propone corregir solo las variaciones climáticas que afectan la temperatura del módulo (temperatura ambiente, viento e irradiancia) por ser éstas las de mayor influencia en la producción de energía.

El propósito de este trabajo es calcular el PR de una planta FV instalada en la terraza de uno de los edificios de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata utilizando distintas metodologías: la propuesta por la IEC 61724, por el NREL en el documento CP-520-37358, por el NREL corregido por temperatura propuesta en el documento TP-5200-57991 y finalmente una estimación del PR basado en el modelo PVUSA (documento NREL/CP-550-45376) con el objetivo encontrar el PR exigible a una instalación local que elimine el sesgo estacional asociado a las variaciones de temperatura típicas del clima, (Myers, 2009), y sirva como base de referencia para la evaluación de proyectos FV en el sudeste bonaerense.



(a)



(b)

Figura 1: (a) Planta FV experimental instalada en la terraza del edificio principal de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata. (b) Inversores utilizados en la planta FV experimental instalada en la terraza del edificio principal de la Facultad de Ingeniería.

## ARREGLO EXPERIMENTAL Y METODOLOGÍA DE TRABAJO

### *Planta FV Experimental*

La planta fotovoltaica experimental, ya presentada por Jacob (Jacob et al., 2015), será utilizada para el cálculo del PR en la ciudad de Mar del Plata (S38°0 0 43.35 00 W57°34 0 54.11 00). La misma está compuesta por 18 módulos fotovoltaicos, cada uno de 290W dispuestos en tres hileras orientadas al Norte, con una inclinación fija de 30° (como se ve en la Fig. 1a), que totalizan 5,22 kWp de potencia instalada, con una superficie de paneles de 35 m<sup>2</sup> aproximadamente.

Los paneles utilizados son del fabricante nbSolar y son de silicio policristalino. Las características principales extraídas de la hoja de datos del fabricante se pueden ver en la Tabla 1.

<b>Características Eléctricas</b>	<b>STC</b>
Potencia Máxima, $P_{(max)}$	290W
Tensión a $P_{(max)}$ $V_{(max)}$	35.20V
Corriente a $P_{(max)}$ $I_{(max)}$	8.24A
Tensión a circuito abierto $V_{(oc)}$	44.20V
Corriente de cortocircuito $I_{(sc)}$	8.59A
Eficiencia del módulo $\eta$	14.9 %
Coefficiente térmico a $P_{(max)}$ $\delta$	-0.45 %/°C

Tabla 1: Especificaciones técnicas de los módulos de nbSolar utilizados.

Cada hilera de paneles inyecta energía a la red interna de la Facultad mediante tres inversores marca AROS modelo SIRIO de 1,5 kW de potencia nominal que se muestran en la Fig. 1b.

### *Monitoreo y Registro de Datos*

Dos radiómetros fotovoltaicos fueron ubicados en la planta FV experimental, uno en el plano horizontal y otro con la misma inclinación y orientación de los paneles FV. El sensor en el plano horizontal forma parte de una estación meteorológica Davis Vantage Pro II, situada a 5m de las hileras de paneles. Dicho sensor tiene una resolución de 1W/m<sup>2</sup> con una exactitud de 5 % sobre fondo de escala de 1800W/m<sup>2</sup>.

El radiómetro en el plano inclinado tiene una salida  $V_r = 13,9\mu V/W$  que se calibró frente a un piranómetro de laboratorio Eppley, Modelo PSP, S/N 10566 F4. Dos diferentes dispositivos de registro de datos fueron configurados para almacenar los valores de irradiancia. Para la irradiancia en el plano horizontal y demás parámetros meteorológicos se utilizó el software Weatherlink propio de la estación Davis Vantage Pro II, configurado para almacenar registros cada 1 minuto. Un registrador de datos personalizado fue construido para registrar la irradiancia inclinada y la temperatura ambiente cada 1 segundo, basado en un sistema de adquisición de datos que utiliza una computadora personal y el software M ATLAB.

Finalmente, se utilizó un dispositivo PQube para registrar las variables eléctricas, tanto en continua (corriente y tensión a la salida de los paneles FV) como en alterna (corriente a la salida de los inversores y la tensión de red) configurado para capturar mediciones cada 1 segundo y almacenar promedios en una SD-Card cada 1 minuto. Todos los sistemas de almacenamiento fueron sincronizados a través de un servidor mediante un protocolo de tiempo (NTP) con la zona horaria de Argentina (ART), almacenando dichas mediciones en el intervalo de 7 a 19 hs.

## METODOLOGÍA

### *Planteo Teórico: Definiciones de la Relación de Rendimiento a utilizar.*

Para calcular el desempeño de una planta FV se aplican ecuaciones y metodologías distintas existiendo muchos métodos. En el reciente trabajo de Khalid (Khalid et al., 2016) lista no menos de 11 alternativas para cálculo del desempeño, lo que da una idea de la importancia que la medición en sí ha tenido en los últimos años. En este trabajo se abordarán 4 enfoques distintivos.

### *Definiciones Según IEC61724.*

El estándar europeo EN 61724 fue introducido en 1998 luego de varias re-definiciones surgió el actual estándar IEC 61724 de 2016: “Monitoreo del rendimiento del sistema fotovoltaico – Pautas para la medición, intercambio y análisis de datos” (Blaesser y Munro, 1995). Hoy en día, se utiliza como referencia principal a nivel mundial para establecer el rendimiento de un sistema fotovoltaico. Los diferentes parámetros que se deben medir según este estándar en un sistema FV completo se muestran en Fig. 2.

Las cantidades de energía derivadas se definen mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_{i,\tau} = \tau_r \sum_{\tau} P_i \quad (1)$$

Donde:

- $i$  es el subíndice que expresa cuál es la energía calcula según la Fig. 2,
- $E$  es la cantidad de energía expresada en kWh,
- $P$  es la potencia medida en kW,
- $\tau_r$  es el intervalo de registro en horas,
- $\tau$  es el período de tiempo reportado en horas.

Usando (1) se pueden calcular todas las energías intercambiadas entre los distintos componentes de la Fig. 2, tales como aquellas que fluyen entre los paneles FV y el eventual sistema de acondicionamiento (EA), entre el sistema de acondicionamiento y la carga (EL), entre el sistema de acondicionamiento y la red (ETU) y viceversa (EFU), entre el sistema de acondicionamiento y un eventual sistema almacenamiento (ETS) y viceversa (EFS), o entre una eventual fuente de respaldo y el sistema de acondicionamiento (EBU). De esta forma, la energía neta enviada al sistema de almacenamiento (ETSN) en el período  $\tau$  reportado es:

$$E_{TSN,\tau} = E_{TS,\tau} - E_{FS,\tau} \quad (2)$$

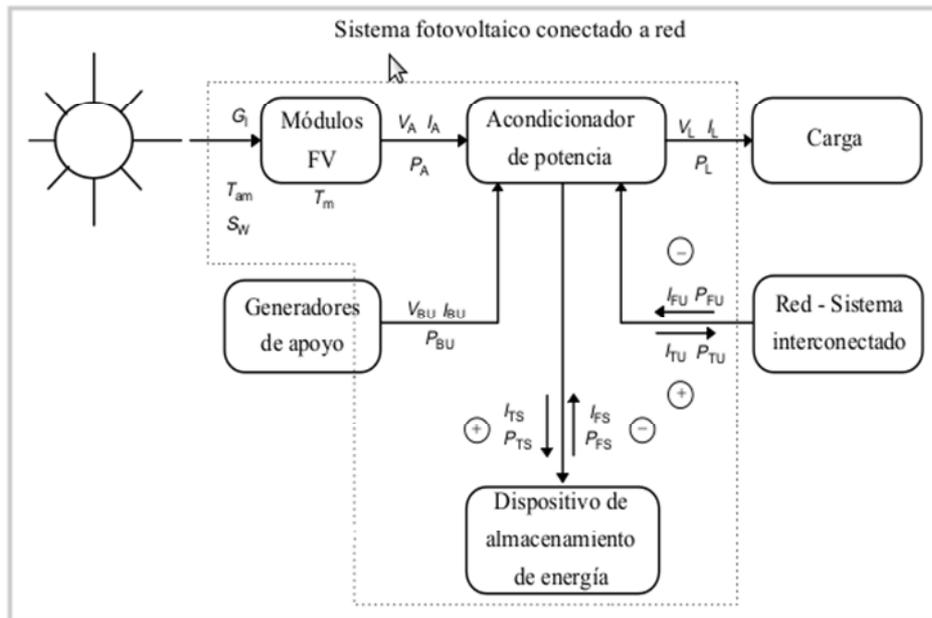


Figura 2: Diagrama de la norma IEC-61724 en español donde se muestran los parámetros a medir en tiempo real.

Del mismo modo, la energía neta recibida del sistema de almacenamiento (EFSN) en el período  $\tau$  reportado es:

$$E_{FSN,\tau} = E_{FS,\tau} - E_{TS,\tau} \quad (3)$$

La energía neta enviada a la red (ETUN) en el período  $\tau$  reportado es:

$$E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \quad (4)$$

Análogamente, la energía neta recibida de la red (EFUN) en el período  $\tau$  reportado es:

$$E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau} \quad (5)$$

Por lo anterior, la energía total entrante al sistema (EIN) en el período  $\tau$  reportado es:

$$E_{IN,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \quad (6)$$

y la saliente del sistema (EUSE) en el período  $\tau$  reportado es:

$$E_{USE,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (7)$$

Una vez obtenidas estas energías es posible calcular la eficiencia con la que la energía de todas las fuentes es transmitida a las cargas ( $\eta_{LOAD}$ ) en el período  $\tau$  reportado como:

$$\eta_{LOAD,\tau} = \frac{E_{USE,\tau}}{E_{IN,\tau}} \quad (8)$$

El rendimiento del arreglo FV ( $Y_A$ ) se calcula como el cociente entre la energía de salida diaria total del arreglo (EAD) y la potencia instalada del arreglo ( $P_0$ ), según:

$$Y_A = \frac{E_{AD}}{P_0} = \frac{\tau_r \sum_{dia} P_A}{P_0} \quad (9)$$

El rendimiento final de la planta FV,  $Y_f$ , se calcula como el rendimiento del arreglo FV por la eficiencia en la transmisión de energía a las cargas, es decir:

$$Y_f = \eta_{LOAD} \cdot Y_A \quad (10)$$

Según el documento IEC 61724, el rendimiento final ( $Y_f$ ) representa el número de horas por día que el arreglo FV necesitaría operar a su potencia de salida nominal ( $P_0$ ) para igualar su contribución energética diaria neta a la carga conectada.

Por otra parte, el rendimiento de referencia ( $Y_r$ ) puede evaluarse calculando el cociente de la irradiancia diaria en el plano de los paneles FV ( $G_I$ ) a la de referencia  $G_{Iref}$  también denominada  $G_{STC}$ . El rendimiento de referencia también se denomina Horas de Sol Pico (HSP) ya que representa el tiempo durante el cual un nivel de irradiancia de referencia ( $G_{Iref} = 1\text{kW/m}^2$ ) presenta la misma energía incidente que la monitoreada. Es decir:

$$Y_r = \frac{\tau_r \sum_{dia} G_I}{G_{Iref}} \quad (11)$$

Finalmente, la relación de rendimiento (PR) será:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (12)$$

*Definiciones Según NREL CP-520-37358*

El documento NREL/CP-520-37358 (Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems) define el rendimiento final de la planta FV,  $Y_f$ , como:

$$Y_f = \frac{\sum_i EN_{ACi}}{P_0} \quad (13)$$

Donde:

- $i$  es el subíndice que expresa el período de tiempo reportado,
- $EN_{AC}$  es la energía generada,

- $P_0$  es la potencia del sistema FV en kW, también denominada ( $P_{STC}$ ).

El rendimiento final de la planta FV ( $Y_f$ ) normaliza la energía producida respecto del tamaño de la planta FV, de esta manera, pueden ser comparadas distintas plantas independientemente de su tamaño.

El rendimiento de referencia ( $Y_r$ ) se calcula como el cociente entre la irradiancia global por área en el plano de los paneles FV y la irradiancia de referencia,  $G_{STC}$ .

$$Y_f = \frac{H}{G} = \frac{\tau_r \sum_i G_{POAi}}{G_{STC}} \quad (14)$$

Donde:

- $i$  es el subíndice que expresa el período de tiempo reportado,
- $\tau_r$  es el intervalo de registro en horas,
- $G_{POAi}$  es la irradiancia en el plano,
- $G_{STC}$  es la irradiancia bajo condiciones de referencia.

La relación de rendimiento queda entonces definida como:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\sum_i EN_{ACi}}{\sum_i (P_{STC} \frac{G_{POAi}}{G_{STC}})} \quad (15)$$

#### *Definiciones Según NREL TP-5200-57991*

El informe NREL/TP-5200-57991 presenta el método de cálculo del PR corregido por temperatura, ya que es ésta la variable meteorológica de mayor influencia en dicho índice. La estrategia de corrección de temperatura se basa en el hecho que los módulos normalmente operan a una temperatura mayor de 25°C (condiciones NTC) lo que conlleva a una sobre-estimación del PR si no se efectúa tal corrección. La corrección propuesta por NREL se limita a considerar los factores que afectan la temperatura del módulo (temperatura ambiente, viento e irradiancia), no considerando los efectos relacionadas con la suciedad, la cobertura de nieve o las variaciones de irradiancia que afectan la eficiencia del módulo fotovoltaico. Los autores coinciden en que estas correcciones proporcionarían resultados más precisos y consistentes.

El cálculo de PR corregido según la metodología NREL / TP-5200-57991 es:

$$PR_{corr} = \frac{\sum_i EN_{ACi}}{\sum_i ((P_{STC} \frac{G_{POAi}}{G_{STC}}) \cdot (1 - \frac{\delta}{100} (T_{celltypavg} - T_{cell_i})))} \quad (15)$$

Donde:

- $i$  es el subíndice que expresa período de tiempo reportado.
- $EN_{AC}$  es la potencia generada en corriente alterna expresada en kW.
- $P_{STC}$  es la sumatoria de la potencia nominal de los módulos instalados en las condiciones de referencia
- $G_{POA}$  es la irradiancia global medida en el plano del arreglo  $W/m^2$ .
- $G_{STC}$  es la irradiancia a STC ( $1000 W/m^2$ ).
- $\delta$  es el coeficiente variación de la potencia con la temperatura ( $\%/^{\circ}C$ ) de los módulos instalados.
- $T_{celltypavg}$  es la temperatura de la celda promedio calculada a partir de un año de datos meteorológicos, [ $^{\circ}C$ ].
- $T_{cell}$  es la temperatura de la celda calculada a partir de datos meteorológicos medidos, [ $^{\circ}C$ ].

La temperatura de la celda  $T_{celli}$  puede estimarse con las siguientes ecuaciones:

$$T_{m_i} = G_{POAi} e^{(a+bW_{s_i})} + T_{a_i} \quad (17)$$

$$T_{cell_i} = T_{m_i} + (\frac{G_{POAi}}{G_{STC}}) \Delta T_{cnd} \quad (18)$$

Donde:

- $T_m$  es la temperatura de la superficie posterior del módulo para el periodo  $i$ , ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_a$  es la temperatura ambiente para el periodo  $i$ , ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $W_{si}$  es la velocidad del viento medida corregida a una altura de medición de 10 metros para el  $i$ -ésimo periodo, (m/s)
- $a$  es una constante empírica que refleja el aumento de la temperatura del módulo con la luz solar.
- $b$  es una constante empírica que refleja el efecto de la velocidad del viento en la temperatura del módulo.
- $e$  es la constante de Euler y la base para el logaritmo natural.
- $\Delta T_{cnd}$  es la caída de temperatura por conducción según modelo de King (King et al., 2004).

El término  $a + bW_{si}$  en (17) es un modelo de transferencia de calor por conducción/convección determinado empíricamente (en  $^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{kW}$ ). En este trabajo fueron los utilizados los coeficientes empíricos presentados por King (King et al., 2004).

Para el cálculo de  $T_{celltypavg}$  se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$T_{celltypavg} = \frac{\sum G_{POA_{typj}} \cdot T_{celltypj}}{\sum G_{POA_{typj}}} \quad (19)$$

Donde:

- $T_{celltypavg}$  es la temperatura promedio de la celda sopesada por la irradiancia para un año determinado desde los registros meteorológicos ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{celltypj}$  es la temperatura de operación de la celda para cada hora ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $G_{POA_{typj}}$  es la irradiancia para cada hora en el plano de los paneles FV determinada desde los registros meteorológicos  $\text{W}/\text{m}^2$ .
- $j$  es cada hora del año (8760 horas totales).

#### *Definiciones Según PVUSA y NREL/CP-550-45376*

Como se dijo, la medición del rendimiento según IEC 61724 descripta es sensible a las condiciones ambientales del sitio y por lo tanto varía en función de la estación del año y condiciones meteorológicas.

Otro enfoque para corregir esta variación que puede ser usado es la utilización de modelos lineales para estimar la potencia instalada FV, al extrapolar la generación de potencia a las condiciones de referencia, lo que suministra una medida del rendimiento real corregido por variaciones en el clima. Estos modelos típicamente incluyen coeficientes de correlación para cada factor ambiental que deberían ser estimados por regresión. El modelo PVUSA (Photovoltaic for Utility Scale Application) se usa rutinariamente para evaluar instalaciones y fue inicialmente desarrollado para zonas climáticas de Norteamérica (Dows y Gough, 1995).

El método PVUSA está basado en la recolección de datos solares, meteorológicos y de potencia del sistema para un periodo de tiempo, y una regresión de la salida del sistema (P) contra una combinación de irradiancia (I), velocidad de viento (W) y temperatura ambiente (T), según la siguiente ecuación:

$$P = I \cdot (a + b \cdot I + c \cdot W + d \cdot T) \quad (20)$$

El trabajo de Myers (2009) plantea las siguientes recomendaciones para determinar los coeficientes  $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$  de (20):

- Utilizar solo datos medidos en días despejados.
- Remover de la base de datos utilizada cualquier conjunto de datos con algún parámetro faltante.
- No considerar mediciones con irradiancia menor a  $500 \text{ W}/\text{m}^2$ .
- Remover de la base de datos utilizada aquellas mediciones donde la potencia generada no se corresponda con el funcionamiento normal de la planta FV (ejemplo: paradas por mantenimiento,

fallas, desconexiones, etc.), estableciendo para ello que las mediciones se descartan si la potencia eléctrica de salida de la planta no cumple alguna relación mínima con la irradiancia incidente.

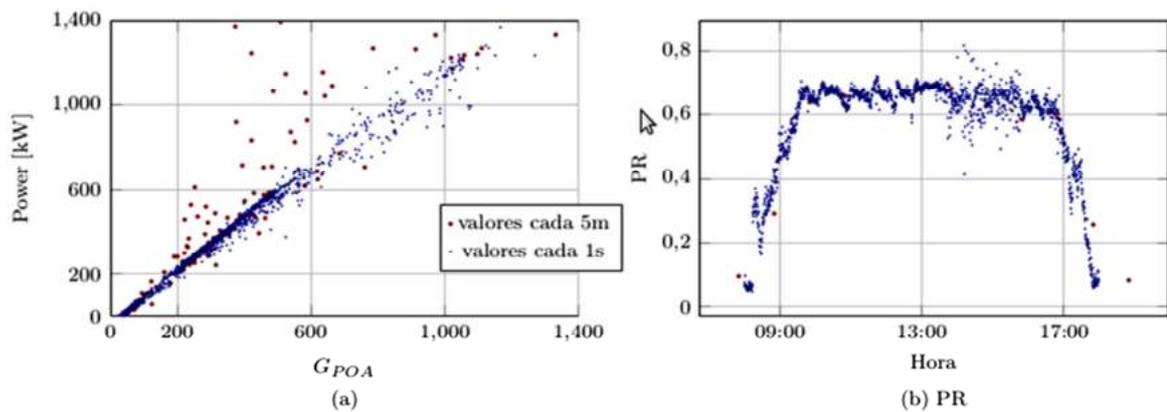


Figura 3: Análisis del efecto del intervalo de registro en el cálculo del PR, mediante los valores irradiancia y potencia para el 8-5-19. (a) Potencia instantánea como función de la irradiancia. (b) Resultado del cálculo del PR horario según ecuación (12) para intervalos de registro de 1 segundo y 5 minutos.

#### Influencia del Intervalo de Registro en el Cálculo del PR

Siendo la irradiancia solar un recurso fuertemente dependiente de la nubosidad se plantea como primer aspecto analizar la influencia que podría tener en el valor del PR el intervalo de registro  $\tau_r$  de la ecuación (1). Esto puede percibirse al analizar los días nublados, como por ejemplo el día de la Fig. 3 donde el comportamiento de la irradiancia resulta muy variable. Este comportamiento variable de la irradiancia con la nubosidad produce que los inversores no trabajen en el punto de máxima potencia lo que repercute en la potencia de salida.

Las alternativas evaluadas fueron utilizar mediciones cada 1 segundo (cuasi instantáneas), utilizar valores promediados cada 1 minuto (obtenidos promediando 60 valores cuasi instantáneos), o utilizar valores promediados cada 5 minutos (obtenidos promediando 300 valores cuasi instantáneos). Para este análisis se toma una muestra de 10 días con distintas condiciones de nubosidad y se calcula para cada uno de ellos el PR (de 1h) y el PR (de 1 día) según (12), para intervalos de registro de 1 segundo, 1 minuto y 5 minutos. La Figura 3 muestra, a modo de ejemplo, los valores de potencia eléctrica generada por uno de los 3 arreglos monofásicos y la irradiancia medida para un día nublado cada 1 segundo y los promedios de 5 minutos (8 de mayo de 2019), y en la Tabla 2 se resume el resultado de este análisis al mostrar el PR de un día calculado con mediciones cada 1 segundo y promedio de mediciones cada 5 minutos.

Como se observa en la Tabla 2 la diferencia en el cálculo del PR diario para los 10 días tomados fue en promedio de 1,273 %, con una desviación estándar del promedio de 0,114 % (calculada aplicando el factor t de la distribución de Student para 9 grados de libertad y probabilidad 68,27 %). Estos resultados muestran que el cálculo del PR se ve mínimamente afectado por la incidencia del intervalo de registro  $\tau_r$  de las ecuaciones de PR, por lo que a partir de esto, la metodología elegida en lo siguiente se basa en mediciones promedio de 5 minutos, de variables tanto eléctricas como meteorológicas, atendiendo al menor esfuerzo computacional y volumen de información a gestionar.

## RESULTADOS

El rendimiento final de la planta FV ( $Y_f$ ) promedio mensual aplicando las definiciones según IEC 61724 durante los años 2015 a 2018 con datos promedio de 5 minutos se presenta en la Figura 4. El valor máximo del  $Y_f$  promedio mensual en los 48 meses reportados fue de 5,57 KWh/kW<sub>p</sub> en enero de 2016, el mínimo valor se obtuvo en abril de 2017 con 1,67 KWh/kW<sub>p</sub> y el valor medio a lo largo de los 48 meses fue de 3,80 KWh/kW<sub>p</sub>. Las mediciones indican que el año 2017 fue el menos propicio para la generación solar de los cuatro analizados.

Fecha	PR diario		diferencia %
	mediciones	promedios	$x_i$
	1 segundo	5 minutos	
08-5-19	0,6269	0,6149	1,91
09-5-19	0,6000	0,5943	0,95
10-5-19	0,5409	0,5374	0,64
11-5-19	0,6126	0,6043	1,35
12-5-19	0,6078	0,6000	1,28
13-5-19	0,6030	0,5952	1,29
14-5-19	0,5876	0,5781	1,61
15-5-19	0,5732	0,5658	1,29
16-5-19	0,6080	0,6003	1,25
17-5-19	0,6089	0,6018	1,16
		Promedio, $\bar{x}_i$ :	1,273 %
		Desv. estándar del promedio, $\sigma_{\bar{x}_i} = 1,04S/\sqrt{10}$ :	0,114 %

Tabla 2: PR diario calculado en distintos intervalos de registro (muestra: 10 días con datos de 7a 19 h)

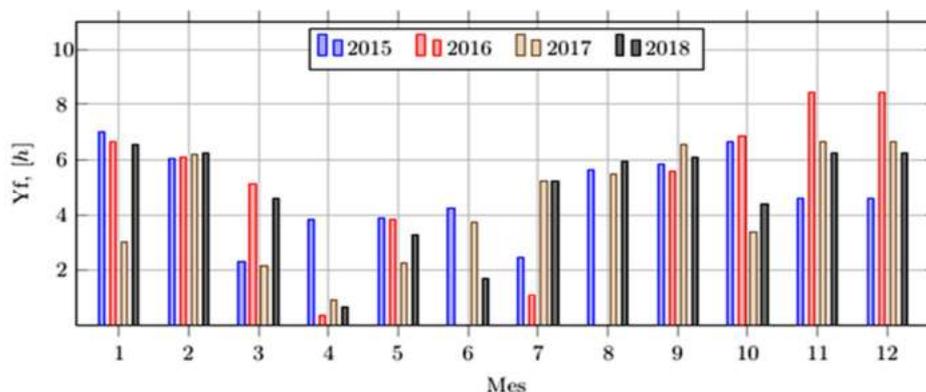


Figura 4: Rendimiento final ( $Y_f$ ) de la planta experimental del período enero 2015 - diciembre 2018

Por lo expresado anteriormente, se presenta en la Fig. 5a un PR diario, calculado según la ecuación (15) (trazo rojo), para cada día del periodo de medición (1080 días diurnos en total, de 7 a 19h) utilizándose los años 2016 a 2018 por encontrarse completos con datos meteorológicos. Se analizó la temperatura promedio desde 7 a 19h durante el 2016 y resultó ser mayor que durante 2017 y 2018, lo que podría explicar la tendencia del PR de la Fig. 5a (a temperaturas medias más elevadas el PR tiende a bajar y viceversa). La Fig. 5b refuerza este concepto al mostrar este PR diario como función de la temperatura diaria promedio junto a una interpolación de primero orden. A medida que la temperatura es mas baja, el PR aumenta y esto podría ser debido a que la eficiencia del sistema es mayor.

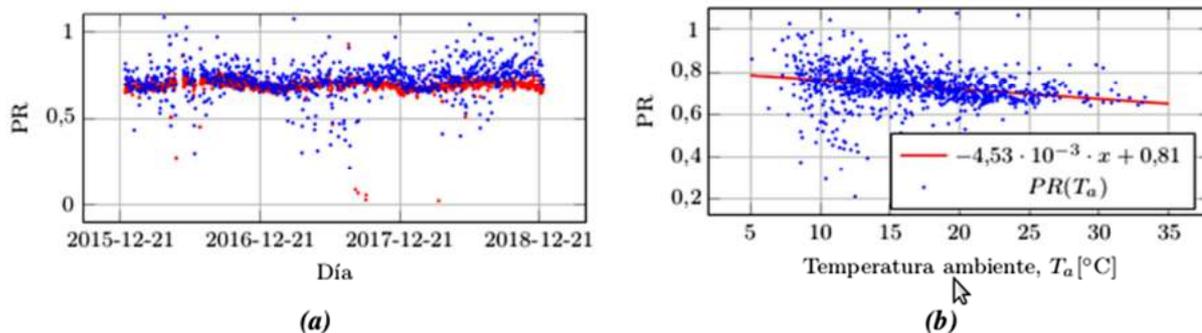


Figura 5: (a) PR diario calculado según IEC 61724 (ó NREL) sin corregir (azul) y corregido por temperatura (rojo) de la celda según ecuación (16), (b) PR diario en función de la temperatura ambiente promedio.

Calcular el PR corregido por temperatura aplicando la ecuación (16) implica medir o estimar la temperatura de la celda y la temperatura promedio anual de la misma. Puesto que no hay mediciones de estas temperaturas para la planta experimental se aplicaron las ecuaciones (17), (18) y (19), basándose en los coeficientes empíricos del trabajo de King et al. (2004) y mediciones de irradiancia y de velocidad de viento.

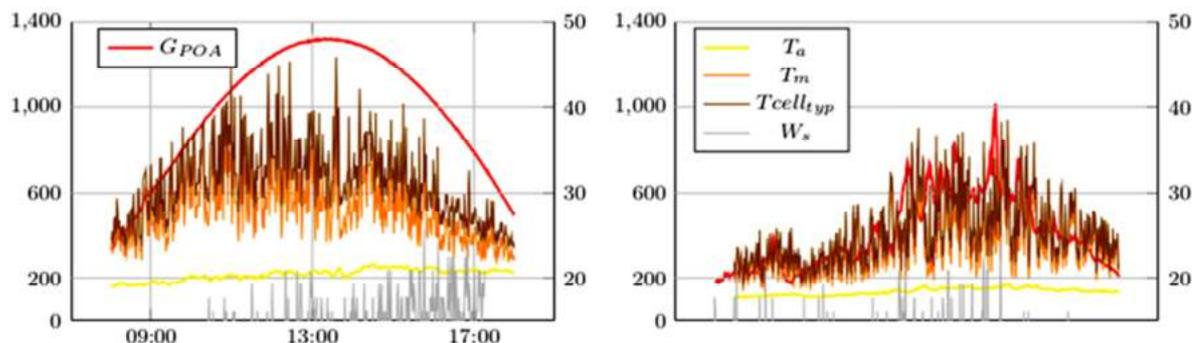


Figura 6: Temperatura estimada de la celda,  $T_{cell_{typ}}$  y del módulo,  $T_m$ , para un día despejado y uno nublado a modo de ejemplo y demás parámetros meteorológicos requeridos para su estimación como: irradiancia,  $G_{POA}$ , temperatura ambiente,  $T_a$  y velocidad del viento,  $w_s$ . Escala de irradiancia a la izquierda y temperaturas y velocidad de viento a la izquierda.

Para la planta experimental instalada en la Facultad de Ingeniería se utilizó como coeficiente de variación de la potencia con la temperatura ( $\delta$ ) en la ecuación (16) el valor indicado en la Tabla 1 ya que se obtuvo directamente del fabricante, y los valores de  $-3,58$  para  $a$  y  $-0,113$  para  $b$  del trabajo de King et al. (2004). A partir de esto se obtuvieron estimaciones de la temperatura de la celda promedio anual y las estimaciones de la temperatura de la celda para cada día del período analizado como la mostrada en la Figura 6.

Con estas estimaciones pudo calcularse el PR horario corregido por temperatura de celda para cada hora de funcionamiento, desde enero de 2016 a diciembre de 2018. Los resultados se muestran en las Figura 5 a (trazo rojo). Como puede verse el PR corregido pasa a ser casi constante con la temperatura mostrando un comportamiento más estable con respecto a las variaciones estacionales del PR, como indica la revisión bibliográfica presentada en la introducción. Como se ve en la figura, cuando la temperatura promedio es alta el PR no corregido disminuye y cuando la temperatura media es baja aumenta. Se aprecia como el PR corregido compensa esta variación.

Otra alternativa para encontrar el PR de la instalación según lo mencionado en la introducción es estimar la potencia de salida de la planta FV a partir de mediciones meteorológicas y la ecuación (20). Esto implica encontrar por regresión lineal los coeficientes  $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$  de dicha ecuación, es decir, sintonizar el modelo utilizando un juego de datos seleccionados según (Myers, 2009).

Para nuestro caso, se seleccionaron de la base de datos de 1080 días aquellos días despejados o de mínima nubosidad en los cuales la planta funcionó normalmente. A los fines de este trabajo un día despejado es aquel en el cual se cumple que la variación en la irradiancia medida entre dos intervalos de medición consecutivos no excede los  $35 \text{ W/m}^2$ .

Basándose en este criterio de selección de días despejados se obtuvieron 75 días que cumplen este requisito sobre un total de 1080 días (lo que conforma un conjunto de 19.250 mediciones). Con estos días despejados se aplicó la ecuación (20) y se calcularon por regresión los coeficientes  $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$  de dicha expresión. La Fig. 8b muestra los coeficientes resultantes. Como puede verse en la Tabla y en la Fig. 7, hay una fuerte influencia del término  $a \cdot I$  de (20) en la potencia de salida, resulta menos influyente el término  $b \cdot I^2$  y poco influyentes los términos  $c \cdot I \cdot W_s$  y  $d \cdot I \cdot T_a$ . Al ser el factor  $c$  positivo indica que un aumento en la velocidad de viento implica un aumento en la potencia de salida y mientras que un valor negativo de  $d$  implica una disminución de la potencia con el aumento de la temperatura.

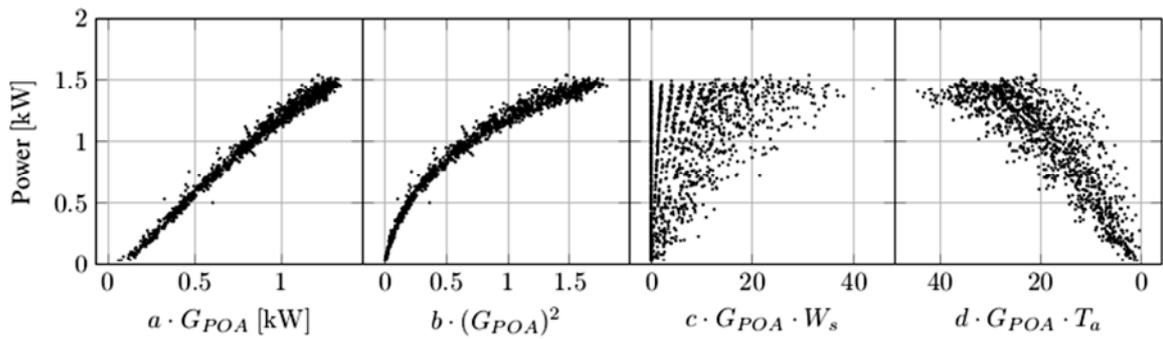


Figura 7: Correlación de cada término de la ecuación (20) con la potencia de salida

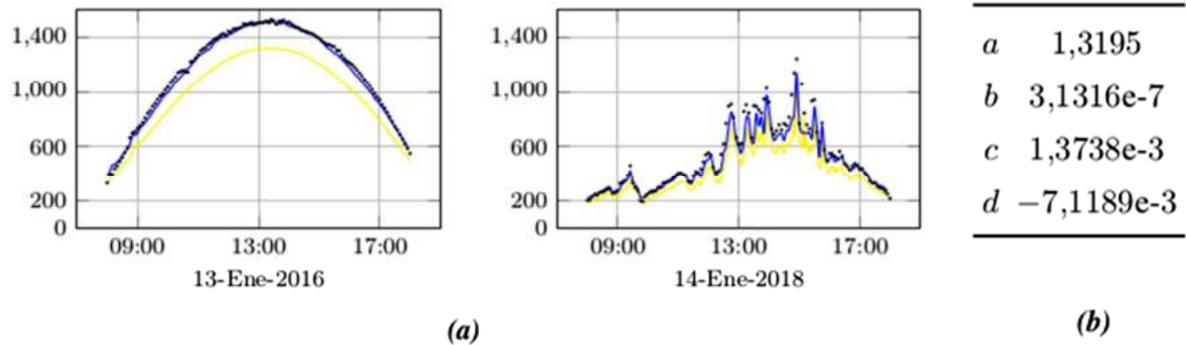


Figura 8: (a) Irradiancia (amarillo), potencia eléctrica medida en la planta FV (azul), potencia eléctrica estimada por el modelo PVUSA (negro) en función de la hora; para un día despejado (izq.) y para un día nublado (der.) (b) Coeficientes de la ecuación (20) obtenidos por regresión.

En la Fig. 8a (parte a) se muestra un día despejado (que cumple el criterio de variación menor a  $35 \text{ W/m}^2$  entre dos mediciones consecutivas) y en (parte b) un día nublado (detectado porque no se cumple este criterio de  $35 \text{ W/m}^2$  entre dos mediciones consecutivas). Como puede verse, el modelo PVUSA estima satisfactoriamente la potencia de salida tanto para días despejados como para días nublados cuando se usan los coeficientes encontrados.

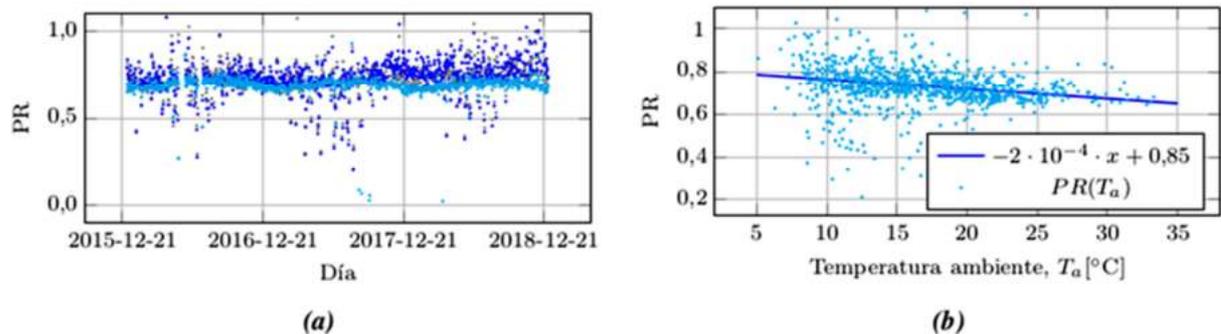


Figura 9: (a) Contraste entre los distintos PR diarios: (celeste) calculado a partir del modelo PVUSA, (azul) obtenido según IEC 61724 (ó NREL) y (gris) aplicando corrección por temperatura. (b) PR diario (modelo PVUSA) en función de la temperatura ambiente promedio.

	PR (NREL)	PR (NREL corr)	PR (PVUSA)
promedio anual	0,6250	0,6225	0,650
desviación	0,070	0,0760	0,017
dependencia con la temperatura media diaria (%/°C)	-0,4	-0,02	$8,67e-3$

Tabla 3: Valores promedios del PR diario sin corregir, corregido y estimado.

Una vez sintonizado el modelo PVUSA se calculó el PR estimado para la planta FV dando como resultado la Fig. 9a. Como se puede observar el PR estimado usando el modelo PVUSA resulta más estable que el PR de NREL y que el PR de NREL corregido por temperatura de panel, dando un valor medio de 0,65 como se aprecia en la Tabla 3 que resume los resultados de las tres metodologías presentadas. Si se comparan las Figs. 5b y 9b se aprecia que la pendiente de la interpolación es apreciablemente menor con el modelo PVUSA incluso ante el PR calculado con el NREL corregido. Éste, provee una disminución de casi 4,5 veces con respecto a los demás métodos.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó un análisis de varias técnicas para el cálculo de la relación de rendimiento (PR) definido por la norma IEC 61724 y documentos de NREL. Se puede observar que los valores de PR horario obtenidos para la planta experimental basándose en la definición de IEC-61724 y del documento NREL CP-520-37358 resultan similares, lo que se explica en el hecho que dicha instalación montada en la terraza del edificio de la Facultad de Ingeniería no cuenta con sistema de almacenamiento ni fuente de respaldo, por lo que las ecuaciones (12) y (15) resultan numéricamente equivalentes.

Se analizó la influencia del intervalo de grabación en el cálculo del PR, concluyéndose que utilizar los valores promedio cada 5 minutos requiere menos esfuerzo computacional y volumen de datos a gestionar, originando una diferencia en la estimación del PR poco significativa y del orden del 2 %.

Una vez sintonizado el modelo PVUSA se calculó el PR estimado para la planta FV resultando más estable que el PR de NREL y que el PR de NREL corregido por temperatura de panel, dando un valor medio de 0,65 en el periodo de medición. Se evaluó la desviación estándar de los métodos evaluados y se concluyó que la misma es menor con el PR PVUSA, resultando una disminución de casi 4,5 veces con respecto a los demás métodos, lo que muestra que el modelo PVUSA es menos sensible a la variabilidad meteorológica que las demás alternativas analizadas.

Se observa que el aumento de temperatura ambiente tiene un efecto negativo en el PR, del orden de  $-0,4\%$  por cada grado de incremento de la temperatura ambiente. La corrección por temperatura propuesta por NREL compensa esta disminución haciendo un PR más estable a lo largo del año obteniéndose un coeficiente de variación térmica de  $-0,02\%$ .

Para poder aplicar el modelo PVUSA se introdujo un criterio para determinar a partir de la medición de irradiancia la cobertura nubosa, consistente en analizar la variación entre dos mediciones consecutivas de irradiancia menor a  $35\text{W}/\text{m}^2$  y un algoritmo recursivo para realizar la regresión para esos días. Este criterio demostró ser eficiente para obtener los coeficientes de regresión que esta metodología requiere.

Basándose en estos resultados se concluye que la metodología PVUSA con datos resultantes del promedio cada 5 minutos resultaría la metodología más indicada de las evaluadas para estimar el PR de una instalación FV desafectando la influencia del clima.

La metodología PVUSA podría ser útil no solo para la comparación de instalaciones FV ubicadas en climas diferentes sino que también es útil para evaluar el desempeño de la instalación a lo largo del tiempo. De esta manera pueden ser comparados años más cálidos o más fríos y encontrar problemas no atribuibles a las variaciones climáticas temporales como pueden ser disminución debida a efectos de sombreado y fallas esporádicas en los convertidores de potencia.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Universidad Nacional de Mar del Plata, el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT) de Argentina. Se agradece especialmente a la Metalúrgica Keep de la ciudad de Mar del Plata por su contribución en la construcción de los soportes de fijación.

## REFERENCIAS

- Ahmad Mohd Khalid, Indradip Mitra, Werner Warmuth y Volker Schacht (2016). Performance ratio—crucial parameter for grid connected PV plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65:pp.1139–1158
- Timothy Dierauf, Aaron Growitz, Sarah Kurtz, Jose Luis Becerra Cruz, Evan Riley y Clifford Hansen. (2013). Weather-corrected performance ratio. Techreport NREL/TP-5200-57991, National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States)
- H.S. Huang, J.C. Jao, K.L. Yen y C.T. Tsai (2011). Performance and availability analyses of PV generation systems in Taiwan. *World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering*, 5(6):36–40
- B. Decker y U. Jahn (1997). Performance of 170 grid connected PV plants in northern Germany—analysis of yields and optimization potentials. *Solar Energy*, 59(4-6):127–133.
- LE De Graaf y TCJ Van Der Weiden (1994). Characteristics and performance of a PV-system consisting of 20 ac-modules. In *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*, volume 1, pp. 921–924. IEEE.
- Jamie Taylor, Jonathan Leloux, Lisa Hall, Aldous M. Everard, Julian Briggs y Alastair Buckley (2015). Performance of distributed PV in the UK: a statistical analysis of over 7000 systems. In *31<sup>st</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, September 2015. Ies.
- Tetsuyuki Ishii, Takumi Takashima y Kenji Otani (2011). Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(2):pp.170–179.
- DR Myers (2009). Evaluation of the performance of the PVUSA rating methodology applied to dual junction PV technology. Technical report, National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States)
- S.B. Jacob, G.J. Murcia, J.C.Branda, E.Garín, N.I. Echeverría, S.S. Tedoldi, y C.N. de Souza (2015). Producción Energética de una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión en la ciudad de Mar del Plata-Argentina. In *11th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE 2015*, Sao Jose dos Campos, Brazil.
- G. Blaesser y D. Munro (1995). Guidelines for the assessment of photovoltaic plants Document B - Analysis and presentation of monitoring data. Commission of the European Communities, Joint Research Centre, Ispra, Italy, EUR, 16339.
- David L. King, William Earl Boyson y Jay A. Kratochvil (2004). Photovoltaic array performance model. techreport SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California (United States), December 2004.
- R. N. Dows y E. J. Gough (1995). PVUSA procurement, acceptance, and rating practices for photovoltaic power plants. techreport DOE/AL/82993-21, Department of Energy's (DOE), CA (Unites Stated).

### PERFORMANCE RATIO CALCULATION IN A PV PLANT BY DIFFERENT METHODOLOGIES: A CASE STUDY IN THE CITY OF MAR DEL PLATA

**ABSTRACT:** This work compares 4 different techniques for calculating the Performance Ratio (PR) of a photovoltaic roof-top plant (PV). The plant located on the coast of the southwest province of Buenos Aires presents an irregular coastal climate with high humidity. The calculation of the PR as defined by IEC 61724 is highly dependent on factors associated with the weather which make it difficult to apply for evaluation of projects in different geographies. This work presents the problem and then it evaluates several correction techniques for the calculation of the PR.

**Keywords:** solar energy, performance ratio, performance evaluation, grid-connected PV facilities