

# Comparativa de generación de energía real vs generación de energía teórica estimada de un sistema solar fotovoltaico

## Comparison of Actual Energy Generation vs. Estimated Theoretical Generation of a Photovoltaic Solar System

Presentación: 30/10/2025

Ignacio Molina  
Facultad Regional Reconquista  
[Ignaciomolina16@hotmail.com](mailto:Ignaciomolina16@hotmail.com)

José Giménez  
Facultad Regional Reconquista  
[gimenezjoseignacio@hotmail.com](mailto:gimenezjoseignacio@hotmail.com)

### Resumen

En este proyecto se realizan cálculos para determinar la energía teórica mensual que puede generar un sistema fotovoltaico, compuesto por seis paneles solares monocristalinos PERC de 545 W emplazado en Avellaneda (Santa Fe), y compararla con la energía real producida durante el año 2024. El análisis mostró que la energía teórica estimada es superior a la registrada por el usuario, dejando una brecha explicable por factores como las condiciones climáticas, la temperatura de los módulos, pérdidas por suciedad, sombras parciales, degradación de los módulos y pérdidas eléctricas (inversores, cableado y conexiones), variables que no se reflejan completamente en las estimaciones teóricas. Este trabajo busca cuantificar esas diferencias y comprender cómo afectan al rendimiento del sistema, para mejorar la precisión en futuras estimaciones y promover instalaciones fotovoltaicas más eficientes y ajustadas a condiciones reales.

**Palabras clave:** Energía Solar Fotovoltaica, Energía Teórica vs Real, Factores de perdida.

### Abstract

This project performs calculations to determine the theoretical monthly energy that a photovoltaic system composed of six 545W PERC monocrystalline solar panels located in Avellaneda (Santa Fe) can generate, and compare it with the actual energy produced during the year 2024. The analysis showed that the estimated theoretical energy is higher than that registered by the user, leaving a gap explainable by factors such as weather conditions, module temperature, losses due to dirt, partial shading, module degradation, and electrical losses (inverters, cabling, and connections), variables that are not fully reflected in the theoretical estimates. This work seeks to quantify these differences and understand how they affect system performance, in order to improve the accuracy of future estimates and promote more efficient photovoltaic installations tailored to real conditions.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy, Theoretical vs. Real Energy, Loss Factors.

### 1. Introducción

El diseño de un sistema fotovoltaico requiere, en principio, una estimación teórica precisa de la producción de energía esperada. Esta etapa es importante, ya que de ella depende tanto el dimensionamiento adecuado de la instalación como la proyección del retorno de la inversión. Sin embargo, la experiencia demuestra que existe una diferencia entre las previsiones sobre

el papel y los resultados obtenidos en condiciones reales de operación. Factores como la variabilidad climática, la acumulación de suciedad sobre los paneles, las pérdidas por temperatura, e incluso la degradación de los materiales a lo largo del tiempo pueden influir notablemente en el rendimiento final del sistema.

Este trabajo se enfoca en el análisis de un sistema fotovoltaico instalado en la ciudad de Avellaneda, en la provincia de Santa Fe. Y tiene como eje principal realizar una comparativa entre la energía generada realmente y las estimadas durante la etapa de diseño, evaluando así la eficiencia real del sistema bajo condiciones locales.

Al profundizar en este caso específico, se reconoce la importancia de considerar no solo los aspectos técnicos del dimensionamiento, sino también el contexto ambiental y operativo en el que se inserta cada sistema fotovoltaico. De este modo, se promueve una visión más realista y precisa del potencial de la energía solar, contribuyendo al desarrollo de estrategias más efectivas para su integración en la matriz energética regional.

## 2. Materiales y métodos

El sistema fotovoltaico para analizar consta de seis paneles solares mono perc de media celda (modelo HiKu CS6W-545MS), cada uno con una potencia nominal de 545 Wp. La energía generada por estos paneles se almacena en un banco de baterías estacionario de ciclo profundo fabricado por INMALCA, compuesto por cuatro unidades de 12 V y 120 Ah conectadas en serie para alcanzar una tensión total de 48 V. Además, el sistema incorpora un inversor híbrido 3 en 1 con una capacidad de 3 kW a 48 V, que realiza la conversión de corriente continua a alterna. En la Tabla 1 se puede apreciar los valores reales de energía que generó este sistema en el año 2024, cuyos datos fueron obtenidos vía wifi del inversor.

**Tabla 1.** Energía real generada por el sistema fotovoltaico

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$E_{gen}[\text{kW}]$	371	326	334	279	284	222	358	337	289	453	392	469

Con el fin de poder contrastar los valores reales con los estimados, es necesario calcular la energía hipotética a generar por este sistema. Para ello se emplearán expresiones derivadas del trabajo titulado “*A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module*. (Vat Sun et al. 2020)

A partir de la siguiente ecuación se determina la energía estimada mensual.

$$E_{est} = P_m \times HSP \times D \times \eta_p \times k \quad (1)$$

Donde:

- $P_m$  es la potencia eléctrica máxima de salida [W].
- $HSP$  es la cantidad de *horas solares pico*<sup>1</sup> por día.
- $D$  es la cantidad de días que posee el mes.
- $\eta_p$  es el rendimiento del sistema fotovoltaico, “performance ratio”: 0.75 – 0.85. Siendo 0.80 un valor ampliamente utilizado como referencia estándar en cálculos de estimación de energía generada (Guan et al., 2017; Ben Aoun et al., 2017; Fesharaki et al., 2016).
- $k$  es un factor de corrección para convertir la irradiancia del plano horizontal a la del plano del panel.

---

<sup>1</sup> Período del día en que la radiación solar equivale a una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>.

El coeficiente de corrección  $k$  se puede obtener a partir de información proporcionada por la Secretaría de Energía de la República Argentina en el documento “Guía del Recurso Solar (2019)”. En la tabla 2 se indica los siguientes coeficientes para la provincia de Santa Fe, teniendo en cuenta una inclinación del panel de 30° o un ángulo azimut de 60°.

**Tabla 2.** Coeficiente de corrección k

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$k$	0.93	0.95	1	1.06	1.13	1.17	1.16	1.09	1.02	0.97	0.93	0.92

La potencia máxima que un módulo fotovoltaico puede entregar depende de la irradiancia solar incidente y de la temperatura del módulo. Bajo condiciones estándar de prueba (STC), la potencia se mide con irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Sin embargo, en operación real, la potencia se ve afectada por:

- La temperatura del módulo, que suele ser superior a la ambiental.
- La irradiancia real, que varía según condiciones meteorológicas.
- Pérdidas por suciedad, sombreado parcial, conexiones, y eficiencia del inversor.

La ecuación general utilizada para calcular la potencia máxima es (Pantic et al., 2016):

$$P_m = P_{m,stc} \times (1 - \gamma(T_{PV} - 25)) \times \frac{I_T}{1000} \quad (2)$$

Donde:

- $P_{m,stc}$  es la potencia eléctrica máxima bajo STC<sup>2</sup> [W].
- $\gamma$  es el coeficiente de temperatura  $\left[\frac{\%}{^{\circ}C}\right]$ .
- $T_{PV}$  es la temperatura del módulo fotovoltaico  $[^{\circ}C]$ .
- $I_T$  es la irradiancia solar real incidente sobre el módulo fotovoltaico  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ .

El coeficiente de temperatura  $\gamma$  de un panel solar indica cómo varía la eficiencia del mismo con los cambios de temperatura, el mismo depende de la tecnología del panel. En 2007, la desarrolladora de software de simulación de sistemas de energía renovable Homer Energy obtuvo como resultados de sus estudios los siguientes coeficientes:

- Silicio Policristalino  $\rightarrow \gamma \approx -0.48$ .
- Silicio Monocristalino  $\rightarrow \gamma \approx -0.46$ .
- Híbrido de silicio monocristalino/amorfo  $\rightarrow \gamma \approx -0.30$ .

Es un número negativo debido a que la potencia de salida disminuye al aumentar la temperatura de la celda.

El valor de  $T_{PV}$  puede determinarse mediante la siguiente ecuación (Ross, 1980; Masters, 2004; Duffie and Beckman, 2013):

$$T_{PV} = T_a + (NOCT - 20) \times \frac{I_T}{800} \quad (3)$$

Donde:

---

<sup>2</sup> Condiciones estándar de prueba (1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5 y 25 °C de temperatura ambiente) bajo las cuales se mide la potencia nominal de un panel solar.

- $T_a$  es la temperatura ambiente [°C]
- $NOCT$  es la temperatura nominal de operación de la célula [°C]

$NOCT$  (nominal operating cell temperature) es un parámetro que indica la temperatura que alcanzan las celdas solares de un panel cuando este opera en condiciones exteriores específicas. Estas condiciones incluyen una irradiancia de 800 [W/m<sup>2</sup>], una temperatura ambiente de 20 [°C], y una velocidad del viento de 1 [m/s], en circuito abierto. Generalmente es un valor que aporta el fabricante y se suele ubicarse en el rango de 45 ± 2 °C para módulos fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos.

Para la temperatura ambiente, se tomará una media entre la temperatura máxima y promedio de cada mes. Esto nos dará un valor más aproximado del promedio de la temperatura mensual en las horas diurnas. A partir de la tabla proporcionada por el sitio web weather spark se obtienen los siguientes valores de temperatura para cada mes del año.

**Tabla 3.** Promedios mensuales de temperatura en 2024

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T máx (°C)	32	30	28	25	22	20	20	22	24	26	30	32
T prom (°C)	27	25	24	21	18	15	14	16	17	21	24	27
$T_a$ (°C)	29.5	27.5	26	23	20	17.5	17	19	20.5	23.5	27	29.5

Para el cálculo de la energía generada por cada mes, se utilizará un promedio mensual de la irradiancia, el cual se determinará a partir de la siguiente ecuación:

$$I_T = \frac{I_{p,men} \times 1000}{HSP_p} \quad (4)$$

Donde:

- $I_{p,men}$  es el promedio mensual de la radiación solar diaria sobre el plano horizontal [kWh/m<sup>2</sup>/día].
- $HSP_p$  son las horas solares pico promedio del mes [hs/día].

El valor  $I_{p,men}$  se obtiene del documento titulado “Informe de Radiación Solar en la provincia de Santa Fe” realizado por FIQ – IFIS-Litoral, UNL – CONICET y el GRUPO DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES. Cabe destacar que datos corresponden al año 2018, siendo la información más reciente encontrada la que se muestra en la tabla 4 a continuación.

**Tabla 4.** Promedio mensual de Irradiación solar en Santa Fe

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$I_{p,men}$ [kWh/m <sup>2</sup> /día]	6.79	5.3	5.19	4.44	3.14	2.71	3.1	3.49	4.64	4.51	6.58	6.36

Mientras que el valor de  $HSP_p$  se obtiene de la base de datos de la NASA. En su sitio web, para la ciudad de Avellaneda, se registran los siguientes valores mensuales promedio en la tabla 5 siguiente:

**Tabla 5.** Horas solares pico promedio por mes (HSP)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$HSP_p$	6.05	5.88	5.69	4.87	4.06	3.65	4.15	4.79	5.23	5.51	6.07	6.02

### 3. Resultados y discusión

Una vez definidas las ecuaciones y parámetros necesarios, se procedió a realizar los cálculos correspondientes para obtener la energía eléctrica teórica mensual generada por el sistema fotovoltaico. En la Tabla 6 se pueden ver los valores obtenidos a partir de los cálculos realizados, en esta se expresa detalladamente el resultado para cada mes del año.

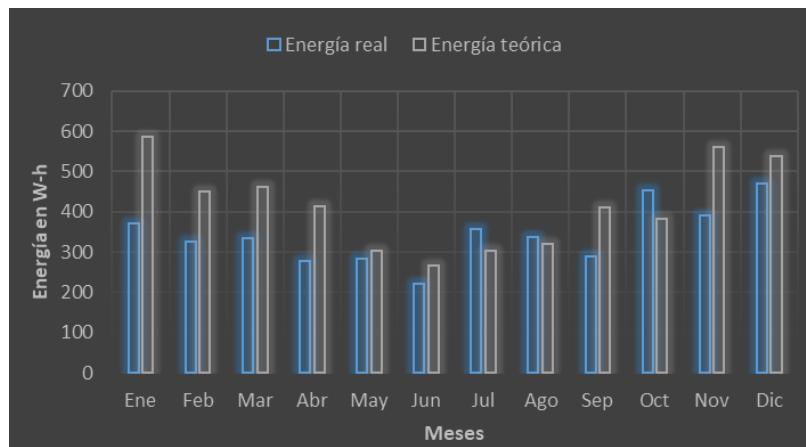
**Tabla 6.** Valores de todas las variables de estudio por cada mes.

Mes	Ipmen (kWh/m^2/día)	HSP	It (W/m^2)	K	Ta (°C)	Tpv (°C)	Pm (W)	Energía teor. Wh
Ene	6,79	6,05	1122,3	0,93	29,5	64,6	4338,0	585,8
Feb	5,3	5,88	901,4	0,95	27,5	55,7	3363,2	450,9
Mar	5,19	5,69	912,1	1	26	54,5	3387,5	462,6
Abr	4,44	4,87	911,7	1,06	23	51,5	3344,6	414,4
May	3,14	4,06	773,4	1,13	20	44,2	2752,0	303,0
Jun	2,71	3,65	742,5	1,17	17,5	40,7	2603,2	266,8
Jul	3,1	4,15	747,0	1,16	17	40,3	2615,1	302,1
Ago	3,49	4,79	728,6	1,09	19	41,8	2566,3	321,6
Sep	4,64	5,23	887,2	1,02	20,5	48,2	3211,0	411,1
Oct	4,51	5,51	818,5	0,97	23,5	49,1	2973,0	381,4
Nov	6,58	6,07	1084,0	0,93	27	60,9	4129,7	559,5
Dic	6,36	6,02	1056,5	0,92	29,5	62,5	4050,9	538,4

Con el fin de poder apreciar mejor la brecha entre la energía real generada por el sistema y la estimada calculada, se presenta a continuación una tabla y un gráfico comparativo ver tabla 7 y la figura 1 respectivamente.

**Tabla 7.** Comparación entre la energía generada y la energía estimada.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$E_{gen}$ [kW]	371	326	334	279	284	222	358	337	289	453	392	469
$E_{est}$ [kW]	585,8	450,9	462,6	414,4	303,0	266,8	302,1	321,6	411,1	381,4	559,5	538,4



**Figura 1.** Generación real vs Generación estimada (teórica)

De la tabla y gráfico anterior se observa que, en la gran mayoría de los meses la energía teórica fue ampliamente superior a la real, lo que determina que existe una gran diferencia entre lo proyectado y lo realmente generado.

## 4. Conclusiones

El análisis comparativo entre la energía real generada y la energía teórica estimada muestra que existe una desviación significativa entre estos valores, los resultados se aproximan solo en contadas partes del año. La diferencia se debe a diversos factores que generalmente quedan marginados a la hora de realizar los cálculos. Las condiciones climáticas y particularmente la temperatura en los meses con presencia de olas de calor.

En términos generales, el comportamiento anual evidencia que la estimación teórica resulta útil como referencia de diseño, pero no refleja de manera exacta el rendimiento en condiciones reales de operación, por lo que este trabajo aporta información al respecto a la hora de diseñar un sistema que debe estar sujeto obligadamente a entregar una cierta cantidad de energía eléctrica solicitada por el cliente.

## Agradecimientos

Se agradece el apoyo provisto por el Ing. Mario Ros y por la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Reconquista (UTN-FRRq).

## Referencias bibliográficas

HOMER Energy. *PV temperature coefficient of power*. HOMER Energy LLC. Recuperado el 16 de julio de 2025.  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/pv\\_temperature\\_coefficient\\_of\\_power.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/pv_temperature_coefficient_of_power.html)

Guan, G.-P., Li, Y.-J., Liu, R., Moscato, M., & Lu, Z.-L. (2017). Performance analysis of a 10.6 kWp grid-connected photovoltaic system in Serpong. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 909(1), 012019.  
<https://doi.org/10.1088/1757-899X/909/1/012019>

Ben Aoun, S., Mraoui, S., & Hadj Arab, A. (2017). Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate. Energy Conversion and Management, 145, 169–181.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.065>

Fesharaki, V. J., Dehghani, M., & Fadaei, A. (2016). Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60, 1300–1302. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.075>

NASA. (s. f.). *Data Access Viewer (DAV)*. Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER), Langley Research Center. Recuperado el 2 de agosto de 2025. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer>

Ross, R. G., Jr. (1980). *Flat-plate photovoltaic array design optimization*. En *Conference Record of the 14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (pp. 1126–1132). IEEE.

Secretaría de Gobierno de Energía. Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019). *Guía del recurso solar: Anexos* (1.a ed. revisada) [PDF]. Recuperado el 2 de agosto de 2025.  
[https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia\\_del\\_recurso\\_solar\\_anexos\\_final.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf)

Stanojević, D., Daković, A., & Nikolić, V. (2016). The assessment of different models to predict solar module temperature, output power and efficiency for Nis, Serbia. Energy, 103, 778–792. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.090>

Gobierno de la Provincia de Santa Fe. (2019). *Informe de radiación solar* [PDF]. Recuperado el 10 de agosto de 2025. de <https://www.santafe.gob.ar/ms/academia/wp-content/uploads/sites/27/2019/08/Informe-de-radiación-solar.pdf>

Sun, Asanakham, Deethayat and Kiatsiriroat (2020). *A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module*. Chiang Mai, 50200, Thailand