

COMPARACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS UTILIZANDO DATOS METEOROLÓGICOS MEDIDOS EN TIERRA Y DATOS SATELITALES

M. G. González¹; A. Lansón² y A. Caferrí¹

(¹) Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Buenos Aires (UTN-FRBA), Argentina. Tel: +54 9 221 570-7413; marianogg8@hotmail.com

(²) Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) – Universidad Nacional de Luján (UNLu), Argentina.

Recibido: 31/08/2021 Aceptado: 31/10/2021.

RESUMEN.- En 2016 Argentina implementó el Programa RenovAr buscando incrementar la participación de energías renovables en su matriz energética. Sin embargo, de 14 parques solares fotovoltaicos en operación, 10 no cumplieron con su Energía Comprometida en su primer año de producción. En este trabajo se analizaron los Reportes de Producción de Energía (RPE) de cada parque en cuanto a la energía mensual prevista con probabilidad de excedencia del 50 % (P50). Se replicaron los pronósticos de cada RPE utilizando el mismo modelo de cálculo (PVsyst) reemplazando las bases de datos satelitales utilizadas por bases de mediciones en tierra del Atlas Solar y el Servicio Meteorológico Nacional (PDT). Se compararon los RPE y PDT mensuales de los 14 parques para verificar si presentan diferencias significativas utilizando el Índice de Energía Prevista, Error Relativo, R², RSME, Coeficiente de Desigualdad de Theil (U) y Test de Yuen-Welch. El Test de Yuen-Welch determinó que no existen diferencias significativas entre RPE y PDT en los parques de las provincias de San Juan, San Luis y Mendoza; mientras que sí existen en los de Salta, La Rioja y Catamarca. Por su lado, la proporción de sesgo de U indica que los pronósticos presentan errores sistemáticos que deberán revisarse.

Palabras claves: Energía Solar Fotovoltaica. Irradiancia. Datos Meteorológicos. Energía Prevista. Programa RenovAr.

EXPECTED ENERGY COMPARISON OF PHOTOVOLTAIC PLANTS USING GROUND-MEASURED WEATHER DATA AND SATELLITE DATA

ABSTRACT.- In 2016, Argentina implemented the RenovAr Program seeking to increase the participation of renewable energies in the energy matrix. However, out of the 14 operating photovoltaic solar parks, 10 did not comply with their energy committed targets during the first year. This paper analyzes the Energy Production Reports (EPR) of each park in terms of the monthly expected energy with a 50% probability of exceeding (P50). Forecasts of each RPE are replicated using the same calculation model (PVsyst), replacing the satellite databases used by ground measurement bases of the Solar Atlas and the National Meteorological Service (PDT). In addition, monthly RPE and PDT of the 14 solar parks are compared in order to verify the existence of significant differences using the Predicted Energy Index, Relative Error, R², RSME, Theil's Inequality Coefficient (U) and the Yuen-Welch Test. Yuen-Welch Test determined that there are no significant differences between RPE and PDT in San Juan, San Luis and Mendoza parks; while they do exist in those on Salta, La Rioja and Catamarca. U bias proportion indicates that forecasts present systematic errors that should be reviewed.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Irradiance. Meteorological Data. Expected Energy. RenovAr Program.

1. INTRODUCCIÓN

En Argentina se evidenció un crecimiento en la construcción de parques solar fotovoltaicos (SFV) a partir de la implementación del Programa RenovAr en del año 2016 hasta el presente, con vistas a cumplir con el objetivo de lograr el 20 % de la matriz de energía eléctrica argentina de origen renovable para el año 2025, según se establece en la Ley N°27.191.

Los Pliegos de Bases y Condiciones (PBC) de las sucesivas Rondas de este programa exigían que los proyectos de la tecnología SFV informaran un valor de Energía

Comprometida (P90, generación con un 90 % de probabilidades de excedencia) y otro de Energía Comprometida Mínima (P99, generación con un 99 % de probabilidades de excedencia). Estos valores que surgían de un Reporte de Producción de Energía (RPE), elaborado por un Consultor Independiente Calificado, presentado como parte de la Oferta (Resolución MEyM N°136, 2016; Resolución MEyM N°252-E, 2016).

El método de la Probabilidad de Excedencia supone que, durante un período de tiempo determinado, la distribución de los rendimientos se comporta como una Distribución Gaussiana, o mejor conocida, como Distribución Normal

(PVsyst, 2019). De allí, el escenario más probable condice con la media (μ) y se denomina P50 (50 % de probabilidad de ocurrencia) (Tilca y Malvasio, 2019). El P50 es el valor del cual se parte para determinar los otros valores de P (P75, P90, P99 u otro) (Caballero et al., 2018). Para realizar su cálculo, es necesario conocer variables meteorológicas como la irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y humedad relativa, entre otras. Esta información se encuentra en lo que se conoce como el Año Meteorológico Típico (TMY, *Typical Meteorological Year*), en el cual se caracteriza un sitio en base a los datos meteorológicos obtenidos a partir de mediciones realizadas durante varios años. Es por ello, que el TMY es parte de la información más importante para calcular las probabilidades de excedencia (Cebecauer y Šuri, 2015; Dobos et al., 2012).

Según entrevistas realizadas a miembros de la empresa Aires Renewables S.A. (más de 1.758 MW de proyectos SFV analizados) y a funcionarios de la ex Subsecretaría de Energía Renovables y Eficiencia Energética, las fuentes de información meteorológica utilizadas para obtener los TMY para la elaboración los RPE de los Proyectos RenovAr están basadas en modelos satelitales, es decir, que no se realizaron mediciones de variables meteorológicas en sitio previo a la construcción de cada parque.

A la fecha, son 14 los parques SFV pertenecientes a las Ronda 1 y 1.5 del Programa RenovAr que cuentan con, al menos, un año de producción completo (Proyectos RenovAr). De todos ellos, 10 (el 71 %) no han cumplido con la Energía Comprometida (P90) para dicho año. Por ello, resulta oportuno evaluar si las bases de datos meteorológicas satelitales están sobreestimando la irradiación global horizontal, y, por lo tanto, provocando que los Proyectos RenovAr se comprometan a generar una cantidad de energía difícil de alcanzar (CAMMESA, 2021).

Conociendo que ninguno de los parques SFV ha realizado mediciones de irradiancia y temperatura en sitio previo a su construcción, se realizaron simulaciones de cada uno de los Proyectos RenovAr pero utilizando datos meteorológicos medidos en tierra denominadas Predicción con Datos de Tierra (PDT). El objetivo de este trabajo consistió en verificar si existen diferencias significativas entre los RPE y las PDT variando únicamente los datos meteorológicos.

2. METODOLOGÍA

En el presente trabajo se adoptó el código de identificación de cada uno de los Proyectos RenovAr según lo determinó el ex Ministerio de Energía y Minería.

Tabla 1 - Proyectos RenovAr analizados

Proyecto	Código de Identificación	Provincia
P.S. PASIP	SFV-05	MENDOZA
P.S. CAFAYATE	SFV-12	SALTA
P.S. NONOGASTA	SFV-15	LA RIOJA
P.S. FIEMBALÁ	SFV-18	CATAMARCA
P.S. TINOGASTA	SFV-20	CATAMARCA
P.S. SAUJIL	SFV-21	CATAMARCA
P.S. ULLUM 3	SFV-32	SAN JUAN
P.S. ULLUM 4	SFV-37	SAN JUAN
P.S. CALDENES DEL OESTE	SFV-36	SAN LUIS
P.S. LA CUMBRE	SFV-41	SAN LUIS
P.S. ULLUM N2	SFV-45	SAN JUAN
P.S. ULLUM N1	SFV-46	SAN JUAN
P.S. IGLESIA-GUAÑIZUIL	SFV-49	SAN JUAN
P.S. LAS LOMITAS	SFV-57	SAN JUAN

Tomando como referencia la Norma IEC 61724-3 se determinó en primera instancia las definiciones de Energía Prevista y Energía Medida:

- Energía Prevista: generación de energía de un sistema fotovoltaico que es calculada con un modelo de desempeño específico, utilizando *datos meteorológicos históricos* que son considerados representativos para el sitio.
- Energía Medida: energía eléctrica medida que ha sido generada por el sistema fotovoltaico.

Considerando a la Energía Prevista de cada Proyecto RenovAr como la Energía Prevista RPE (RPE), se calculó una nueva Energía Prevista con las bases de datos históricas del

Atlas Solar de la República Argentina (Atlas Solar) (Grossi Gallegos y Righini, 2007) para la obtención de la Irradiación Global Horizontal (GHI), y del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) (años 1981 a 2010) para temperatura, velocidad de viento y humedad relativa. En adelante se denominará Energía Prevista con Datos de Tierra (PDT). En la

Fig. 1 (a) se muestra cómo con la herramienta QGIS se geolocalizaron los Proyectos RenovAr, la Red Solarimétrica Argentina con la que se realizó el Atlas Solar y las estaciones del SMN. A modo de ejemplo, en la

Fig. 1 (b) se muestra la representación del Atlas Solar del mes de febrero junto con los Proyecto RenovAr.

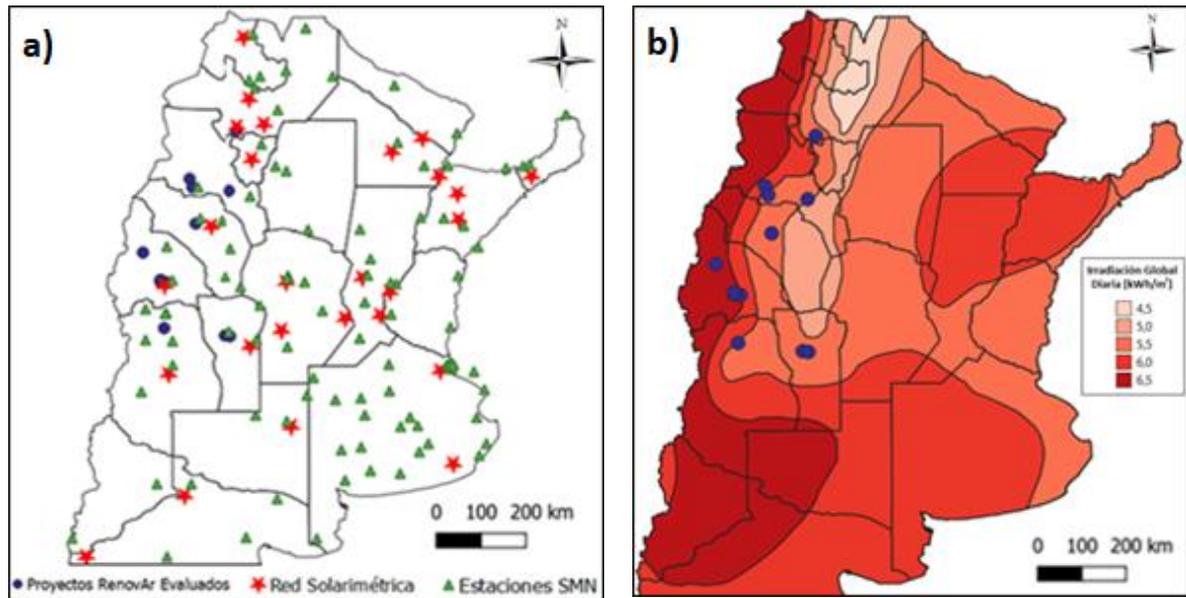


Fig. 1 – a) Geolocalización de Proyectos RenovAr, Red Solarimétrica Argentina y estaciones del SMN. b) Ejemplo de geolocalización de Proyectos RenovAr en Atlas Solar – Febrero.

Para poder calcular la Energía PDT, se realizaron en primera instancia réplicas de los RPE para luego reemplazar los datos meteorológicos. El modelo para cada parque fue configurado en base a entrevistas realizadas a profesionales del rubro, profesionales que trabajan en los propios Proyectos RenovAr evaluados y personal de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

La energía prevista se estima en base a la determinación de variables que pueden agruparse en tres tipos: meteorológicas, tecnológicas y operativas. Dentro de las meteorológicas la irradiancia y la temperatura son las de mayor relevancia. Por su parte, las tecnológicas vienen determinadas por los equipos e instalaciones del parque, mientras que las operativas refieren a la operación y mantenimiento. Las simulaciones se realizaron en el software PVSyst, versión 7.0.15, software que demanda un alto nivel de habilidad y juicio científico sobre los sistemas SFV para evitar incurrir en constantes erróneas o descuidar factores relevantes. De todos modos, resulta complejo representar en detalle algunos fenómenos que toman lugar en los sistemas reales (Kalogirou, 2014).

Para poder eliminar ruidos en la comparación, que pudiesen provenir de fuentes ajenas a los datos del TMY como por ejemplo casos fortuitos, de fuerza mayor o problemas operativos; se realizaron correcciones en las curvas de generación, a saber:

- Se removieron del análisis el mes de habilitación comercial y los dos subsiguientes para evitar problemas relativos a la puesta a punto y entrada en operación.
- Se ajustaron la Energía Medida en los meses en donde la central tuvo pérdidas de aporte menores al 15 % que fueron cuantificados e informados por el parque.
- Se ajustó la Energía Medida cuando hubo restricciones externas que limitaron la generación real que pudiese haber sido inyectada.

- Se reemplazó la Energía Medida de un mes por el mismo mes del año subsiguiente cuando ocurrieron:
 - Fuera de Servicio prolongado.
 - Fallas eléctricas en los equipos que limitaron la producción en más del 15 %.

Conociendo la Energía RPE, la Energía PDT y la Energía Medida, se evaluó la cercanía de la Energía Medida a cada una de las previsiones en términos relativos y absolutos. Luego se analizó la bondad del ajuste de cada uno de los modelos. Finalmente, se determinó si existen diferencias significativas entre ellos. Para esto se calcularon los siguientes indicadores:

Índice de Energía Prevista

Inspirado en el Índice de Rendimiento de Energía (EPI) de la Norma IEC 61724, se determinó un nuevo indicador, el Índice de Energía Prevista (IEPr), que se define en la ecuación 1:

$$IEPr = \frac{\text{Energía Medida}}{\text{Energía Prevista}} \times 100 \% \quad (1)$$

Error Relativo

- Error Relativo $\epsilon\%$: Es el Error Relativo estándar como indica en la ecuación 2, donde se calcula la diferencia porcentual entre la Energía Medida y la Energía Prevista. Es el complemento del IEPr.:

$$\text{Error Relativo } \epsilon \% = IEP_r - 100 \% \quad (2)$$

- Error Relativo $\Delta\%$: Es el Error Relativo entre la Energía Medida y la Energía Prevista en valores absolutos, es decir, sólo se considera la distancia a un $IEPr = 100 \%$, como se muestra en la ecuación 3

$$\text{Error Relativo } \Delta \% = |\epsilon \%| = |IEPr - 100 \%| \quad (3)$$

Coficiente de Determinación (R^2)

Para la verificación del ajuste de correlación entre las previsiones y la generación medida se calculó el Coeficiente de Determinación (R^2) según la ecuación 04.

$$R^2 = \frac{\sum_{t=1}^T (\hat{Y}_t - \bar{Y})^2}{\sum_{t=1}^T (Y_t - \bar{Y})^2} \quad (4)$$

donde:

\hat{Y} = Energía Prevista
 \bar{Y} = media de los valores Y
 Y = Energía Medida

Error Cuadrático Medio (RSME)

Error Cuadrático Medio (RMSE, *Root Mean Square Error*) es un indicador estadístico utilizado para comparar valores previstos con valores observados o medidos. Se calcula según la ecuación 5:

$$RMSE = \sqrt{\frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_{n-1} - \bar{x})^2 + (x_n - \bar{x})^2}{n}} \quad (5)$$

Siendo x_1 ; x_2 hasta x_n cada una de las muestras y \bar{x} la media muestral. Para el caso de análisis, las x_n son los doce valores mensuales, mientras que \bar{x} es el valor P50 mensual.

Coefficiente de Desigualdad de Theil

El Coeficiente de Desigualdad de Theil, U, permite medir el RSME en términos relativos (Pindyck y Rubinfeld, 2000). La ecuación 6 define al coeficiente de Desigualdad de Theil como:

$$U = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (Y_t^s - Y_t^a)^2}}{\sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (Y_t^s)^2} + \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (Y_t^a)^2}} \quad (6)$$

donde:

Y_t^s = valor pronosticado de Y_t
 Y_t^a = valor real para Y_t
 T = número de períodos

Los valores que puede adoptar U varían entre 0 y 1. Además, el Coeficiente de Desigualdad de Theil puede descomponerse en las denominadas *proporciones de la desigualdad* según las ecuaciones 7; 8 y 9:

$$U^M = \frac{(\bar{Y}^s - \bar{Y}^a)^2}{(1/T) \sum (Y_t^s - Y_t^a)^2} \quad (7)$$

$$U^S = \frac{(\sigma_s - \sigma_a)^2}{(1/T) \sum (Y_t^s - Y_t^a)^2} \quad (8)$$

$$U^C = \frac{2(1-\rho)\sigma_s\sigma_a}{(1/T) \sum (Y_t^s - Y_t^a)^2} \quad (9)$$

Las proporciones U^M , U^S y U^C son llamadas las *proporciones de sesgo, varianza y covarianza de U*, respectivamente. Además, su sumatoria es igual a 1 como se muestra en la ecuación 10:

$$U^M + U^S + U^C = 1 \quad (10)$$

La proporción de sesgo U^M es un indicio de error sistemático, dado que mide la extensión en que los valores promedio de la serie simulada y real se desvían entre sí. Cualquiera sea el

valor del coeficiente de desigualdad U, se desea que U^M sea menor a 0,2; de lo contrario el modelo debería revisarse.

La proporción de varianza U^S indica la capacidad del modelo para replicar el grado de variabilidad en la variable de interés. Si U^S es mayor a 0,2 también indica que el modelo debe revisarse.

Test de Yuen-Welch

El Test de Yuen fue aplicado para comparar los resultados RPE y PDT partiendo de que los supuestos de normalidad y de varianzas iguales no se cumplen. En este sentido, la hipótesis nula (H_0) establece que no existen diferencias significativas entre RPE y PDT. Mediante la ecuación 11 se estima el RSME para el Test de Yuen-Welch:

$$d_j = \frac{(n_j - 1)s_{wj}^2}{h_j(h_j - 1)} \quad (11)$$

donde:

n = el número de observaciones
 s_w^2 = la varianza Winzorizada
 h = el número de observaciones truncadas de cada una de las colas

En donde h_j depende del nivel de truncamiento γ según la ecuación 12:

$$h_j = n_j - 2[\gamma n_j] \quad (12)$$

Los resultados teóricos obtenidos de simulaciones indican que los valores típicos de truncamiento varían entre 0 % a 20 % (Wilcox, 2017). Luego, con la prueba estadística de Yuen-Welch se obtiene el estadístico T_y con el nivel de significancia α , presentado en 13:

$$T_y = \frac{(\bar{x}_{t1} + \bar{x}_{t2})^2}{\sqrt{d_1 + d_2}} \quad (13)$$

donde:

\bar{x} es la media de la población observada

Cada uno de estos indicadores fue calculado individualmente para cada Proyecto RenovAr discriminados por provincia.

3. RESULTADOS

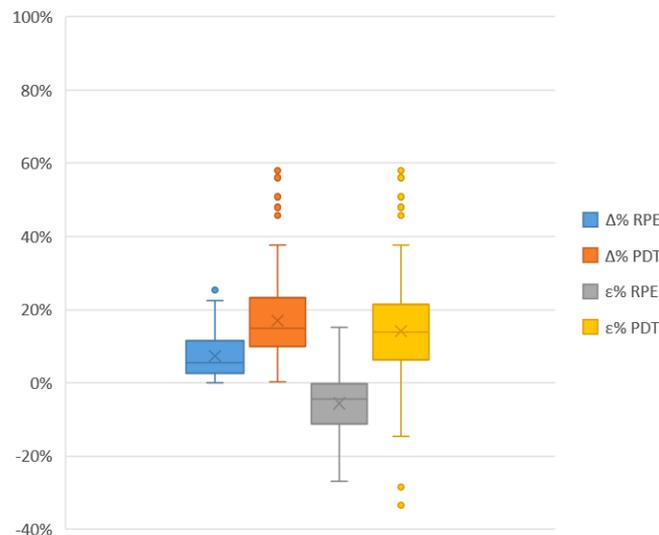
Como primer resultado, se verificaron las diferencias de las réplicas de los RPE realizadas (donde luego se utilizaron los datos PDT) respecto a los RPE originales. En este sentido, el error promedio de las mismas rondó el 1,8 %, a excepción de uno cuyo error alcanzó el 5,8 %.

A continuación, se presenta el Coeficiente de Determinación R^2 , los IEPr y los errores relativos obtenidos para el primer año de producción de los Proyectos RenovAr, tanto para los RPE como para los PDT.

Por otro lado, considerando que la Energía Prevista se calculó para cada uno de los meses del año, se esquematiza, en forma de diagrama de caja y bigotes, los errores relativos, ϵ %, y su valor absoluto, Δ %, obtenidos para los 168 meses calculados (12 meses de 14 proyectos), que ocupan una ventana temporal desde diciembre 2018 hasta febrero 2021.

Tabla 2 - Resultados de R^2 , $IEPr$ y error relativo medio de los Proyectos RenovAr

PROVINCIA	PROYECTO	RPE			PDT		
		R^2 RPE	$IEPr_{RPE}$	$\Delta\%$ RPE	R^2 PDT	$IEPr_{PDT}$	$\Delta\%$ PDT
MENDOZA	SFV-05	0,94	96%	4%	0,91	112%	12%
SAN LUIS	SFV-36	0,94	95%	5%	0,93	118%	18%
	SFV-41	0,92	94%	6%	0,96	116%	16%
SAN JUAN	SFV-32	0,97	99%	2%	0,90	111%	11%
	SFV-37	0,85	91%	9%	0,78	99%	1%
	SFV-45	0,97	99%	1%	0,92	111%	11%
	SFV-46	0,97	97%	3%	0,90	109%	9%
	SFV-49	0,95	95%	5%	0,94	116%	16%
	SFV-57	0,93	101%	1%	0,87	102%	2%
SALTA	SFV-12	0,92	90%	10%	0,51	121%	21%
LA RIOJA	SFV-15	0,92	92%	8%	0,88	119%	19%
CATAMARCA	SFV-18	0,97	96%	4%	0,84	123%	23%
	SFV-20	0,94	91%	9%	0,77	117%	17%
	SFV-21	0,91	88%	12%	0,79	130%	30%

Fig. 2 - Diagrama de caja y bigote de los errores $\Delta\%$ y $\epsilon\%$ de los RPE y los PDT

En primera instancia, los $IEPr_{RPE}$ son más cercanos al 100 % pero menores a ese valor, mientras que los $IEPr_{PDT}$ son mayores al 100 % aunque más lejanos. A esta misma observación también se llega con los errores relativos: $\epsilon\%_{RPE}$ adopta valores negativos y $\epsilon\%_{PDT}$ valores positivos, aunque $\Delta\%_{RPE}$ resulta en valores menores a los $\Delta\%_{PDT}$. También es posible identificar en los datos PDT la existencia de *outliers*,

los cuales deberán ser estudiados con mayor profundidad en el futuro.

Se observa, en líneas generales, menores valores de RSME en los modelos RPE que en los PDT, a excepción del parque SFV-37. Estos resultados van línea con los obtenidos en los errores relativos $\epsilon\%$ y $\Delta\%$.

Tabla 3 – Resultados de RSME de los Proyectos RenovAr

PROVINCIA	PROYECTO	RSME RPE	RSME PDT
MENDOZA	SFV-05	20	32
SAN LUIS	SFV-36	439	851
	SFV-41	460	664
SAN JUAN	SFV-32	365	931
	SFV-37	402	375
	SFV-45	239	668
	SFV-46	286	623
	SFV-49	1.395	2.758
	SFV-57	29	40
SALTA	SFV-12	2.121	3.617
LA RIOJA	SFV-15	797	1.311
CATAMARCA	SFV-18	166	525
	SFV-20	357	535
	SFV-21	692	1.169

Luego, se presenta las U de Theil junto con las proporciones de desigualdad asociadas, en donde el 82 % de los pronósticos evaluados presenta una proporción U^M mayor a 0,2.

Adicionalmente, se complementa este análisis con el diagrama de dispersión representado. En línea negra continua se presenta el valor de Energía Medida, en triángulos y

círculos la Energía Prevista por los RPE y los PDT, respectivamente. Puede apreciarse como los valores por encima de la Energía Medida muestran una sobreestimación del modelo, principalmente RPE, mientras que los valores por debajo indican subestimación, principalmente PDT, para el primer año de operación de estos 14 parques.

Tabla 4 - Resultados del Coeficiente de Desigualdad de Theil de los Proyectos RenovAr

PROVINCIA	PROYECTO	RPE				PDT			
		U	U^M	U^S	U^C	U	U^M	U^S	U^C
MENDOZA	SFV-05	0,04	0,20	0,04	0,75	0,07	0,55	0,06	0,39
SAN LUIS	SFV-36	0,04	0,30	0,02	0,69	0,09	0,76	0,06	0,18
	SFV-41	0,05	0,33	0,08	0,60	0,08	0,86	0,00	0,14
SAN JUAN	SFV-32	0,03	0,08	0,05	0,87	0,07	0,50	0,14	0,36
	SFV-37	0,07	0,41	0,02	0,57	0,07	0,01	0,02	0,98
	SFV-45	0,02	0,02	0,00	0,98	0,06	0,58	0,06	0,36
	SFV-46	0,03	0,25	0,02	0,73	0,06	0,48	0,04	0,47
	SFV-49	0,04	0,49	0,00	0,51	0,08	0,83	0,02	0,15
SALTA	SFV-57	0,04	0,01	0,09	0,90	0,05	0,05	0,15	0,81
	SFV-12	0,06	0,84	0,00	0,16	0,11	0,65	0,10	0,24
LA RIOJA	SFV-15	0,05	0,65	0,01	0,33	0,10	0,72	0,16	0,12
CATAMARCA	SFV-18	0,03	0,49	0,22	0,29	0,12	0,79	0,09	0,12
	SFV-20	0,06	0,72	0,06	0,22	0,09	0,69	0,02	0,28
	SFV-21	0,07	0,76	0,00	0,24	0,15	0,76	0,11	0,13

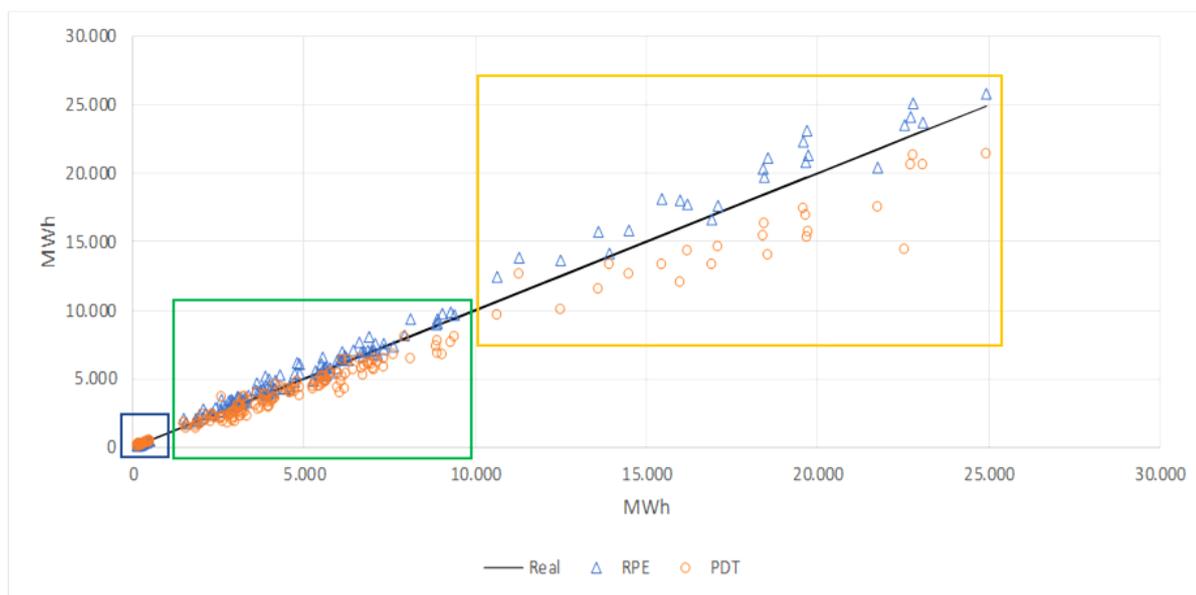


Fig. 3: Diagrama de dispersión de Energía RPE y Energía PDT respecto a la Energía Medida

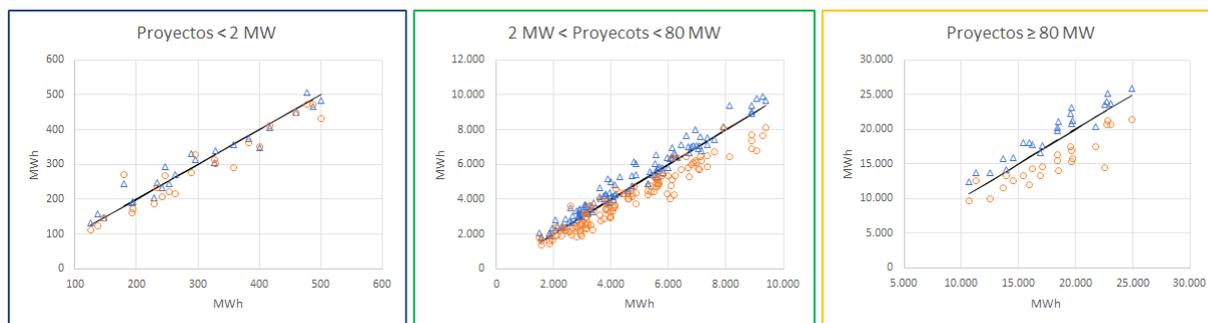


Fig. 4: Diagrama de dispersión de Energía RPE y Energía PDT respecto a la Energía Medida por tamaño de Proyecto

Según la U de Theil las previsiones de energía son buenas por su cercanía al 0 (el mayor valor de U observado es 0,15) pero la proporción U^M es mayor a 0,2 en la mayoría de los casos; lo cual indica que existen errores sistemáticos. Respecto a la proporción U^S , la misma muestra que los resultados no evidencian una gran dispersión respecto del valor medio ($U^S < 0,2$), por lo que en este sentido no se evidencian errores sistemáticos.

A excepción de SFV-57, en los Proyectos RenovAr aparecen errores sistemáticos determinados por U^M en al menos una de las dos previsiones, los cuales indican que los modelos deben ser revisados ya que existe un desvío entre los valores promedio de la Energía Prevista y de la Energía Medida. El diagrama de dispersión permite visualizar que dicho sesgo es positivo para el caso de la Energía RPE (tendencia a

sobreestimar los valores previstos respecto a los medidos) y, que, por el contrario, el sesgo de la Energía PDT es negativo (tendencia a subestimar los valores previstos respecto a los medidos).

Para finalizar, se aprecian los resultados del Test de Yuen-Welch para cada uno de los Proyectos RenovAr con un truncamiento $\gamma = 20\%$ y un nivel de significancia del 5%. Con un p-valor $< 0,05$ se rechaza la H_0 de que las muestras no presentan diferencias significativas. Puede verse que los resultados no verifican la existencia de diferencias significativas entre las predicciones para los proyectos ubicados en las provincias de San Juan, San Luis y Mendoza, donde los resultados son mucho mayores a 0,05. Por el contrario, estas diferencias sí existen en los proyectos ubicados en La Rioja, Catamarca y Salta.

Tabla 5 - Resultados del Test de Yuen-Welch de los Proyectos RenovAr

PROVINCIA	PROYECTO	p-valor
MENDOZA	SFV-05	0,3639
SAN LUIS	SFV-36	0,1768
	SFV-41	0,1834
SAN JUAN	SFV-32	0,4510
	SFV-37	0,5617
	SFV-45	0,4970
	SFV-46	0,4510
	SFV-49	0,1198
	SFV-57	0,9833
SALTA	SFV-12	0,0007
LA RIOJA	SFV-15	0,0130
CATAMARCA	SFV-18	0,0063
	SFV-20	0,0216
	SFV-21	0,0037

4. CONCLUSIONES

Considerando que todos los R^2 propician valores mayores a 0,75 (a excepción de la previsión PDT de SFV-12) puede decirse que todos los modelos analizados presentan un ajuste adecuado para el primer año de operación. De todos modos, los IEP_r y errores relativos señalan una tendencia marcada a la que Energía RPE sobreestime sus valores mientras que la Energía PDT los subestima.

Por medio del Error $\Delta\%$, el RSME y la U de Theil se evidencia que cuando se alimenta a los modelos de simulación de estos 14 parques con datos satelitales las previsiones son más exactas que utilizando las bases de datos del Atlas Solar y del SMN (medidos en tierra) en esos puntos. De todos modos, el estadístico calculado con el Test de Yuen-Welch verifica que las diferencias observadas entre los modelos RPE y PDT en las provincias de San Juan, San Luis y Mendoza no son significativas, mientras que sí lo son en los parques ubicados en las provincias de Salta, La Rioja y Catamarca.

Finalmente, se destaca que la proporción de sesgo de la U de Theil, U^M , señala errores sistemáticos en los modelos de predicción, lo que implica que los mismos deberían ser revisados con mayor detalle. Es de destacar que los parques SFV-32; SFV-45 y SFV-46 están ubicados dentro del mismo predio, cuentan con la misma tecnología y configuración y reciben el mismo tratamiento de operación y mantenimiento.

Sin embargo, sólo uno de ellos presenta errores sistemáticos en RPE.

Es importante señalar que, además de las variables meteorológicas, existen otros aspectos relevantes a ser considerados para realizar la previsión de energía de un parque SFV. Como se mencionó anteriormente, algunos de ellos son los criterios utilizados para los diseños de los modelos de simulación para la previsión de energía, el buen funcionamiento de los equipos y la Operación y Mantenimiento (OyM) una vez habilitado el parque. Por lo tanto, resulta complejo obtener resultados concluyentes analizando sólo el primer año de producción para conocer cuál de todas las variables es la que introduce los errores sistemáticos en los modelos de predicción. En este sentido, es recomendable continuar con el seguimiento y evaluación de estos parques para profundizar el análisis.

Por último, para poder descartar que el sesgo detectado en los pronósticos de generación por la proporción U^M del coeficiente de Desigualdad U de Theil se deba a los datos meteorológicos, resulta necesario contrastar las mediciones de irradiancia y temperatura (como principales variables meteorológicas) realizadas en cada Proyecto RenovAr con los datos meteorológicos RPE y PDT.

AGRADECIMIENTOS

Con especial agradecimiento a todas las personas y empresas que colaboraron en la realización de este trabajo: Ayelén Ventimiglia, Juliana Ramos, Victoria Mainini, Mariana Merlo, Hugo Grossi Gallegos, Raúl Righini, María Eugenia Ivanissevich, Sofía Soria, Breno Nunes Chas, Marisol Osman, Diego Werner, Facundo Papa, Fernando Mateo, Marcos Tanaka, Marcos Botella, Miguel Haluza, Alejandro Burlot, IEASA, Goes Green S.R.L., Aires Renewables S.A.

REFERENCIAS

- Caballero P., Srinivasan G. y Šúri M. (2018). How to calculate P90 (or other PXX) PV yield estimates. SOLARGIS Blog. Recuperado de: <<https://solargis.com/blog/best-practices/how-to-calculate-p90-or-other-pxx-pv-energy-yield-estimates>> [consulta: 17 de diciembre de 2019].
- CAMMESA (2021). Informe MATER 2021. Mercado a Término de Energías Renovables. Recuperado de: <<https://cammesaweb.cammesa.com/mater/>> [consulta: 02 de mayo de 2021].
- Cebecauer T. y Šuri M. (2015). Typical Meteorological Year data SolarGIS approach. *Energy Procedia*, **69**, 1958-1969.
- Dobos A., Gilman P. y Kasberg M. (2012). P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems using the System Advisor Model. NREL. Denver.
- Grossi Gallegos H. y Righini R. (2007). Atlas de Energía Solar de la República Argentina. Dirección Nacional de Programa y Proyectos Especiales y Universidad Nacional de Luján. Luján.
- International Electrotechnical Commission (2016). IEC 61724-3: Photovoltaic system performance - Part 3: Energy evaluation method. IEC. Génova.
- Kalogirou S. A. (2014). Solar Energy Engineering. Segunda Edición. Oxford.
- Ley N° 27.191 (2015). Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Congreso de la Nación Argentina. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Pindyck R. S. y Rubinfeld D. L. (2000). Econometría: Modelos y pronósticos. Cuarta Edición. OFGLOMA. México D.F.
- PVsyst (2019). PVsyst Help: P50 – P90 Evaluation. Recuperado de: <https://www.pvsyst.com/help/p50_p90evaluations.htm> [consulta: 11 de diciembre de 2019].
- Resolución MEyM N°136/2016 (2016). Resolución MEyM N°136/2016. Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. Presidencia de la Nación. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Resolución MEyM N°252-E/2016 (2016). Resolución MEyM N°252-E/2016: Convocatoria. Presidencia de la Nación. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Righini R. y Aristegui R. (2016). Plantas Fotovoltaicas: Perjuicios por no evaluar convenientemente el recurso solar. *Acta de la XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente*, **4**, 08.69-08.76.
- Servicio Meteorológico Nacional (2021). Características: Estadísticas de largo plazo. Recuperado de: <<https://www.smn.gob.ar/estadisticas>> [consulta: 7 de febrero de 2021].
- Tilca F. y Mathisson M. (2019). Pérdidas e incertidumbres en las probabilidades de excedencia de producción de energía eléctrica de parques eólicos. Ejemplo de un caso en la Patagonia. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, **23**, 04.21-04.30.
- Wilcox, R. R. (2017) Introduction to robust estimation and hypothesis testing. Cuarta Edición. Academic Press. Londres.