

Modelos de radiación solar a emplear en PowerFactory para la simulación de Sistemas Fotovoltaicos

Solar radiation models to be used in PowerFactory for the simulation of Photovoltaic Systems

Frank Ygos González^I, Miriam Vilaragut Llanes^{II},*, Antonio Martínez García^{II}, Yorlandys Salgado Duarte^{III}, Janusz Szpytko^{III}

^ICOPEXTEL, La Habana, Cuba.

^{II}Universidad Tecnológica de La Habana, Cujae. Cuba.

^{III}AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland.

*Autor de correspondencia: miriamv@electrica.cujae.edu.cu

Recibido: 5 de abril de 2022

Aprobado: 3 de junio de 2022

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



RESUMEN/ABSTRACT

La instalación de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) en Cuba es cada vez mayor, por lo que contar con herramientas que permitan simular el comportamiento de estos sistemas es de gran ayuda. A través del programa Power Factory se puede simular la influencia de los SFV en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y analizar el comportamiento de todas las variables de interés. No obstante, en la configuración de los SFV en Power Factory se desconocen los modelos matemáticos que mejor describen la radiación solar para nuestro país. Es por ello que se simuló un SFV que incluye las combinaciones de modelos de radiación global y difusa para hallar la variante que más se acerca al resultado obtenido en PV*SOL con el propósito de validar la mejor combinación de modelos para la realización de futuros trabajos. Se analiza el comportamiento diario de los resultados obtenidos y el factor de capacidad para asegurar la veracidad de los datos.

Palabras clave: componente global; componente difusa; modelos matemáticos; radiación solar; Sistemas Fotovoltaicos.

*The installation of Photovoltaic Systems (SFV) in Cuba is increasing. Therefore, having tools that allow the behavior of these systems to be simulated is of great help. Through the PowerFactory 15.1 program, it is possible to simulate the influence of the SFVs in the National Electroenergetic System (SEN) and analyze the behavior of all the variables of interest to ensure its correct operation. It happens that in the configuration of the SFVs in PowerFactory the mathematical models that best describe the solar radiation for our country are unknown. Solar radiation is broken down into a global component and a diffuse component. There are several models for each component, either global or diffuse. Simulations were made in PowerFactory with all possible combinations and they were compared in the same scenario with the data obtained in PV*SOL premium 2020 to validate the results obtained in PowerFactory.*

Key words: Global component; diffuse component; mathematical models; solar radiation. Photovoltaic Systems.

INTRODUCCIÓN

Con la utilización en Cuba de las Fuentes Renovables de Energía (FRE) sincronizadas con el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) aparece la necesidad de simular estas nuevas formas de generación para contribuir a su estudio, la comprensión de su funcionamiento, y la toma de decisiones importantes, lo cual se realiza utilizando diferentes softwares muy usados para ello a nivel mundial. El PowerFactory es un software diseñado para la simulación y análisis de los sistemas eléctricos de potencia, donde se puede analizar la influencia que tienen los SFV dentro del SEN, como también es posible hacer corridas de flujos de carga y estudios de la estabilidad. Al ser los SFV una fuente de generación intermitente por su dependencia de la radiación solar, se deben analizar bien los puntos más convenientes para su ubicación y conexión al SEN, pues se precisa que una salida parcial o total de los mismos no perjudique los parámetros de operación del sistema.

Cómo citar este artículo:

Frank Ygos González, *et al.* Modelos de radiación solar a emplear en PowerFactory para la simulación de Sistemas Fotovoltaicos. Ingeniería Energética, 2022, 43(2), mayo/agosto. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

Es de interés tener en cuenta en los análisis del sistema, los SFV conectados directamente a la red de distribución. Estos sistemas, por lo general, aportan una potencia que ronda el orden de los MW y se encuentran interconectados de forma estratégica en aras de mejorar la calidad en la entrega de potencia. Es importante, también, analizar los pequeños SFV instalados y por instalar en el sector residencial que, aunque la potencia que manejan está en el orden de los kW, pueden provocar tanto beneficios como problemas en las redes de distribución secundaria. En el software Power Factory se pueden configurar los SFV de dos formas: la primera es a través de una fuente de entrada de potencia activa que, en este modo se manifiesta como una entrada de potencia constante y es de utilidad para el análisis de casos puntuales con el objetivo de observar el comportamiento de las variables del sistema en un momento dado; la segunda permite analizar el comportamiento de los SFV durante un período de tiempo determinado donde es necesario introducirle al programa datos de las condiciones medioambientales del lugar, teniendo en cuenta la radiación solar en el plano horizontal, la temperatura ambiente, el albedo y las condiciones de sombreado [1].

Atendiendo a las características de las condiciones climatológicas se puede precisar que las variaciones geográficas de la radiación solar y la disponibilidad de luz diurna dependen de dos factores fundamentales: las variaciones relacionadas con la latitud debido a cambios en el sol por su posición en el cielo [2], por lo cual los sistemas fotovoltaicos requieren de una ubicación específica para un mayor aprovechamiento de la radiación de sol. En [3] se trata acerca de la optimización mensual del ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos para el costo mínimo nivelado de energía (LCOE): el costo neto de la energía producida por los sistemas fotovoltaicos durante su vida útil. La optimización tiene en cuenta todas las variables que afectan la potencia a entregar, así como la energía producida y sus costos; las coordenadas de ubicación, ángulo de inclinación, ángulo de acimut, ángulo de altitud, ángulo de declinación mensual, aislamiento normal directo, promedio diurno mensual, área de terreno, eficiencia del módulo fotovoltaico, costo, y separación entre módulos [3]. El estudio considera la variación de estos parámetros a lo largo de todo el año.

El segundo factor del que dependen las variaciones geográficas de la radiación solar y la disponibilidad de luz diurna son las variaciones relacionadas con el clima que pueden considerarse como condiciones del cielo y que son difíciles de predecir, pero pueden ser clasificadas en: cielo despejado; cielo parcialmente nublado y cielo nublado, por los tipos de parámetros climáticos predominantes [4]. En la determinación de la cantidad de radiación solar, iluminancia exterior, la eficacia luminosa y la distribución del cielo, los parámetros climáticos siempre se utilizan como factores de ponderación para indicar el grado de claridad del cielo [3-5]. Los parámetros climáticos utilizados como indicadores de la claridad del cielo incluyen: nubosidad (CLD); hora de sol (SH); y la radiación solar [4]. Las mediciones de horas de sol y los datos de cobertura de nubes están más ampliamente disponibles que los registros de radiación solar, particularmente las componentes difusas y directa [5]. En la práctica, el cielo siempre contiene en las moléculas de aire, vapor de agua, polvo y distintos tipos de gases. En rigor, el índice de claridad del cielo ("clearness") se ve afectado por las condiciones de la atmósfera que suele ser expresado en términos de un factor de turbidez. En [5] se proponen ajustes empíricos del factor de turbidez como función del contenido del aire.

Como se planteó anteriormente los sistemas fotovoltaicos dependen de una correcta orientación e inclinación de los módulos para poder obtener su mejor rendimiento, sin embargo, la implementación actual de los sistemas fotovoltaicos ha demostrado que su confiabilidad y la eficiencia depende de los factores ambientales circundantes, como la temperatura ambiente, el viento y la lluvia, así como la suciedad, la contaminación y el envejecimiento [4]. En [6] se hace referencia a la investigación, a través de pruebas experimentales, de los efectos de tales factores en la potencia de salida de una estación fotovoltaica conectada a la red. Los resultados mostraron que la potencia de salida y la eficiencia están profundamente afectados por diversos factores ambientales que dependen del clima.

El objetivo de este trabajo es proponer la mejor combinación en Power Factory que describa la radiación solar en Cuba, dentro de todas las opciones de modelos matemáticos de que se disponen en el software. La validación de estas simulaciones se efectúa comparándolas con los resultados obtenidos en programa PV*SOL.

El trabajo queda estructurado en cuatro partes. I Simulaciones de un SFV en Power Factory, II Simulaciones de un SFV en paquete PV*Sol, III Presentación y análisis de resultados obtenidos y IV Conclusiones del trabajo. En la primera parte se presentan las características y consideraciones del modelo empleado en Power Factory. En la segunda parte se hace lo mismo, pero utilizando el modelo en ambiente PV*Sol. En la tercera parte se analizan y comparan los resultados y en la cuarta parte se presentan las conclusiones.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para exponer los resultados del estudio se describen las simulaciones realizadas utilizando los softwares Power Factory y PV*SOL (Usado bajo licencia de AGH University of Science and Technology, Krakow, Poland).

I. Simulación de un SFV en Power Factory.

Para la simulación de un SFV en Power Factory se preparó una red como referencia del SEN, cuyo esquema se presenta en la figura 1. Aguas abajo se conectó una barra de 13,8 kV que a través de un transformador trifásico de 250 kVA conectado en delta por alta y en estrella aterrizada conduce a una barra de 415 V, punto donde se interconecta un sistema fotovoltaico de 250 kVA de potencia nominal y 270 kWp de potencia en módulos fotovoltaicos.

Luego de tener listo el esquema deseado se efectuó una “*Quasi-Dynamic Simulation*” durante el período de un año. En la configuración de los datos medioambientales se encuentra que hay 7 modelos disponibles para la radiación global y 8 para la radiación difusa, resultando en 56 combinaciones a tener en cuenta para la simulación y la selección de la mejor variante. Se asumió una temperatura promedio de 25°C, un albedo de 0,31 y no se tuvieron en cuenta los factores de sombra dado que se asume que no hay objetos proyectantes de sombras como árboles y edificios, por ejemplo. La potencia nominal declarada del inversor fue de 250 kW. El módulo fotovoltaico empleado fue el DCM-270 de fabricación nacional para un total de 1000 módulos sumando una potencia pico de 270 kWp. En cada simulación la variable a analizar fue la Potencia activa entregada por el SFV, expresada en MW. Para la simulación se tuvo en cuenta un registro horario de la variable en cuestión.

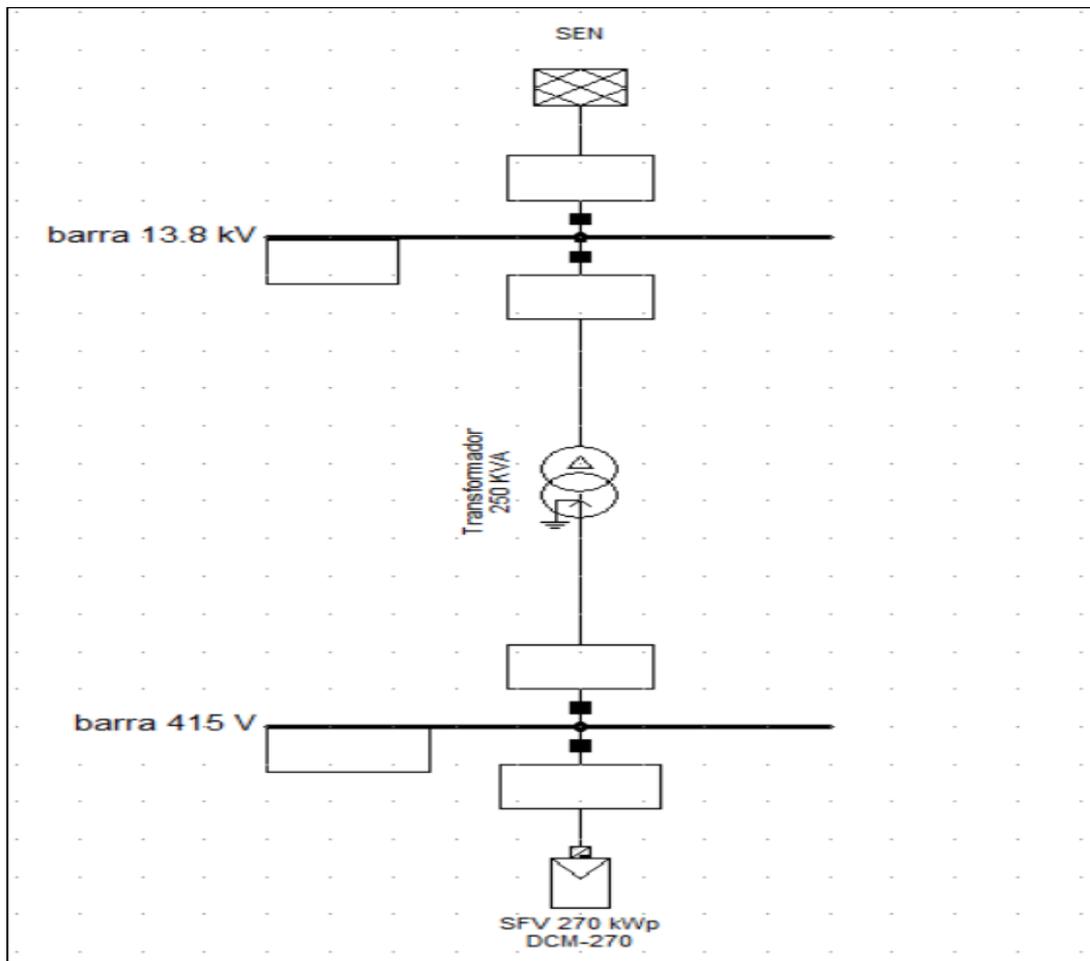


Fig. 1. Esquema preparado para la simulación de un SFV conectado a red en PowerFactory 15.1

II. Simulación de un SFV en PV*SOL.

PV*SOL proporciona los últimos datos TMY (tipos de datos meteorológicos anuales, ver [7] del DWD (servicio meteorológico nacional de Alemania) estado actual 2017, período promedio 1995-2012 para Alemania y más de 8000 ubicaciones climáticas adicionales para todo el mundo, según Meteonorm 8.1. Las ubicaciones no incluidas se interpolan utilizando datos de satélite y estaciones de medición terrestres vecinas. La importación de sus propios datos de medición se realiza a través de archivos en formato DWD, Meteonorm o WBV. [10]

Para la simulación en PV*SOL premium 2020 se preparó un diseño en correspondencia con la simulación a comparar en Power Factory. Para ello el diseño del SFV cuenta con 1000 módulos fotovoltaicos de producción nacional DSM-270, 270 Wp y 5 inversores trifásicos de conexión a red del fabricante SMA, Sunny Tripower CORE1, 50 kW. En la figura 2, se muestra el correspondiente esquema monolineal. Los datos meteorológicos empleados fueron los correspondientes a la estación meteorológica de Casa Blanca en la Habana, la cual se encuentra a una latitud de 23,17° y una longitud de -82,35°, perteneciente al uso horario de UTC-5. El período de registros de la base de datos empleado fue desde 1991 hasta el 2010. La resolución de los datos aportados fue horaria. Los modelos empleados fueron: Hofmann, para la radiación difusa y Hay & Davies, para la radiación en el plano inclinado. Las pérdidas por caída de tensión en los diodos de derivación de un 0,5 %. Las pérdidas de potencia por inadecuación o bajo rendimiento de un 2 %. Un albedo del 20 % y no se tuvo en cuenta las pérdidas por suciedad.

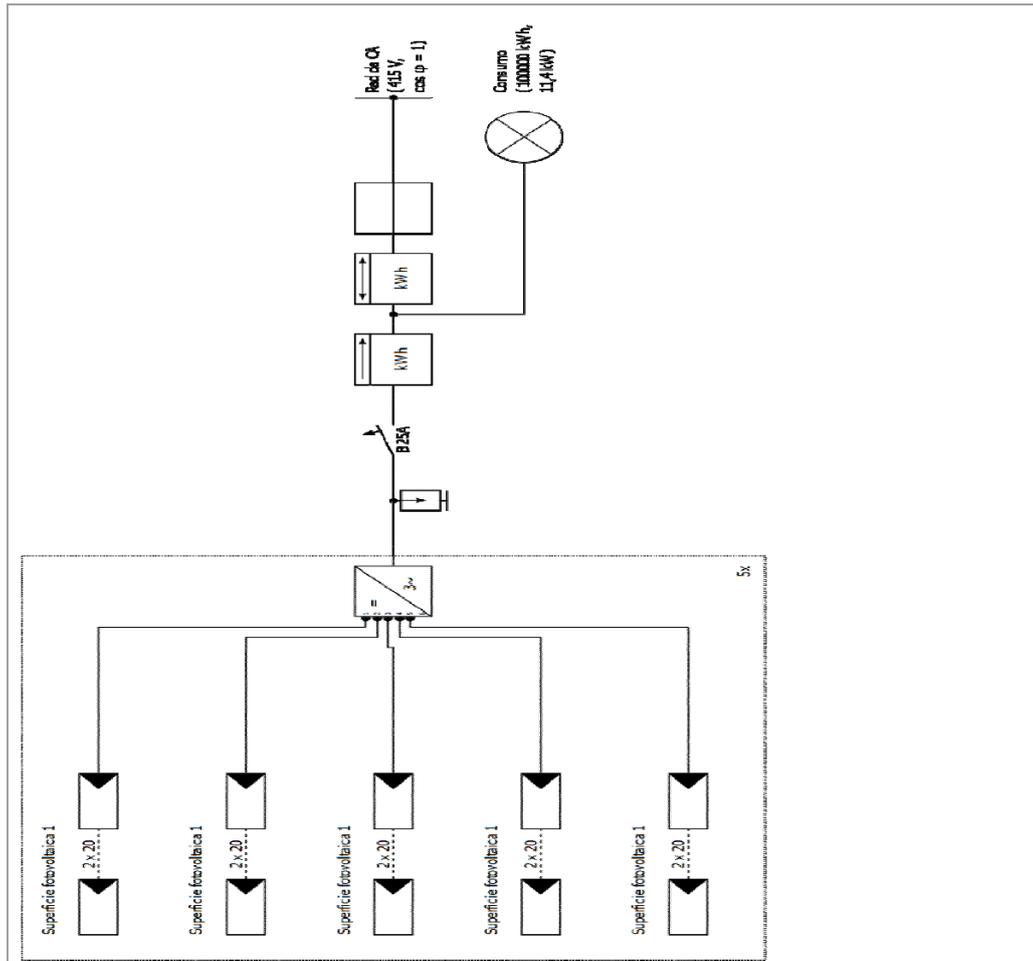


Fig. 2. Esquema monolineal del SFV preparado en PV*SOL

RESULTADOS y(o) DISCUSIÓN

Análisis de datos

Para poder comparar los resultados obtenidos se realizó una tabla en Excel que permite calcular el error relativo entre los datos obtenidos en PowerFactory y el resultado que ofrece PV*SOL. En la tabla 1, se pueden apreciar tales resultados.

De las 56 combinaciones simuladas, vinculando los modelos de radiación global con radiación difusa, tal como se explicó antes, la variante con menor error es la combinación 6_8 con un valor del 6,6 %. Al graficar los valores obtenidos para las 24 horas de un día cualquiera se puede apreciar en la figura 3, que los resultados se corresponden con un comportamiento normal de un SFV, el cual describe un crecimiento gradual durante la mañana llegando a un máximo al medio día sin sobrepasar la potencia nominal del inversor y con una caída en la entrega de potencia según avanza la tarde. De este modo queda demostrado que los modelos seleccionados pueden ser utilizados.

Tabla 1. Resultados de las combinaciones analizadas

Combinaciones	Modelo de radiación global	Modelo de radiación difusa	Generación anual Power Factory (kWh)	Generación anual PVSOL (kWh)	Error relativo (%)
1_1	Anot-Bouges et. Al. Model	Louche et. Al. Model	511.073,06	421.589,00	17,5%
1_2	Anot-Bouges et. Al. Model	Spencer Model	505.252,73	421.589,00	16,6%
1_3	Anot-Bouges et. Al. Model	Erbs Model	514.206,63	421.589,00	18,0%
1_4	Anot-Bouges et. Al. Model	Lam-Li Model	517.146,03	421.589,00	18,5%
1_5	Anot-Bouges et. Al. Model	Reindl et. Al. Model	520.383,44	421.589,00	19,0%
1_6	Anot-Bouges et. Al. Model	Orgill-Holands Model	518.497,63	421.589,00	18,7%
1_7	Anot-Bouges et. Al. Model	Liu-Jordan Model	501.109,13	421.589,00	15,9%
1_8	Anot-Bouges et. Al. Model	Bourgler Model	500.564,42	421.589,00	15,8%
2_1	Kasten-Czeplak Model	Louche et. Al. Model	499.118,61	421.589,00	15,5%
2_2	Kasten-Czeplak Model	Spencer Model	492.465,31	421.589,00	14,4%
2_3	Kasten-Czeplak Model	Erbs Model	502.120,19	421.589,00	16,0%
2_4	Kasten-Czeplak Model	Lam-Li Model	503.527,98	421.589,00	16,3%
2_5	Kasten-Czeplak Model	Reindl et. Al. Model	507.844,00	421.589,00	17,0%
2_6	Kasten-Czeplak Model	Orgill-Holands Model	506.431,14	421.589,00	16,8%
2_7	Kasten-Czeplak Model	Liu-Jordan Model	486.734,97	421.589,00	13,4%
2_8	Kasten-Czeplak Model	Bourgler Model	484.729,22	421.589,00	13,0%
3_1	Robledo Model	Louche et. Al. Model	542.276,77	421.589,00	22,3%
3_2	Robledo Model	Spencer Model	536.864,83	421.589,00	21,5%
3_3	Robledo Model	Erbs Model	546.225,04	421.589,00	22,8%
3_4	Robledo Model	Lam-Li Model	554.431,76	421.589,00	24,0%
3_5	Robledo Model	Reindl et. Al. Model	551.026,04	421.589,00	23,5%
3_6	Robledo Model	Orgill-Holands Model	548.240,20	421.589,00	23,1%
3_7	Robledo Model	Liu-Jordan Model	536.472,99	421.589,00	21,4%
3_8	Robledo Model	Bourgler Model	539.520,48	421.589,00	21,9%
4_1	Haurwitz Model	Louche et. Al. Model	546.998,75	421.589,00	22,9%
4_2	Haurwitz Model	Spencer Model	542.329,85	421.589,00	22,3%
4_3	Haurwitz Model	Erbs Model	551.497,25	421.589,00	23,6%
4_4	Haurwitz Model	Lam-Li Model	560.931,84	421.589,00	24,8%
4_5	Haurwitz Model	Reindl et. Al. Model	554.607,32	421.589,00	24,0%
4_6	Haurwitz Model	Orgill-Holands Model	553.084,63	421.589,00	23,8%
4_7	Haurwitz Model	Liu-Jordan Model	541.758,79	421.589,00	22,2%
4_8	Haurwitz Model	Bourgler Model	546.010,73	421.589,00	22,8%
5_1	Berges-Duffie Model	Louche et. Al. Model	535.903,06	421.589,00	21,3%
5_2	Berges-Duffie Model	Spencer Model	530.761,46	421.589,00	20,6%
5_3	Berges-Duffie Model	Erbs Model	539.334,77	421.589,00	21,8%
5_4	Berges-Duffie Model	Lam-Li Model	544.682,47	421.589,00	22,6%
5_5	Berges-Duffie Model	Reindl et. Al. Model	545.456,61	421.589,00	22,7%
5_6	Berges-Duffie Model	Orgill-Holands Model	543.262,89	421.589,00	22,4%
5_7	Berges-Duffie Model	Liu-Jordan Model	529.021,75	421.589,00	20,3%
5_8	Berges-Duffie Model	Bourgler Model	530.195,39	421.589,00	20,5%
6_1	Hourly Cleanness Index	Louche et. Al. Model	476.710,97	421.589,00	11,6%
6_2	Hourly Cleanness Index	Spencer Model	466.325,81	421.589,00	9,6%
6_3	Hourly Cleanness Index	Erbs Model	479.414,67	421.589,00	12,1%
6_4	Hourly Cleanness Index	Lam-Li Model	475.636,91	421.589,00	11,4%
6_5	Hourly Cleanness Index	Reindl et. Al. Model	480.581,83	421.589,00	12,3%
6_6	Hourly Cleanness Index	Orgill-Holands Model	479.881,17	421.589,00	12,1%
6_7	Hourly Cleanness Index	Liu-Jordan Model	478.434,39	421.589,00	11,9%
6_8	Hourly Cleanness Index	Bourgler Model	451.315,48	421.589,00	6,6%
7_1	Hourly Data (GHI)	Louche et. Al. Model	784.066,19	421.589,00	46,2%
7_2	Hourly Data (GHI)	Spencer Model	1.011.806,83	421.589,00	58,3%
7_3	Hourly Data (GHI)	Erbs Model	1.218.616,47	421.589,00	65,4%
7_4	Hourly Data (GHI)	Lam-Li Model	1.208.237,64	421.589,00	65,1%
7_5	Hourly Data (GHI)	Reindl et. Al. Model	1.309.226,24	421.589,00	67,8%
7_6	Hourly Data (GHI)	Orgill-Holands Model	1.220.066,84	421.589,00	65,4%
7_7	Hourly Data (GHI)	Liu-Jordan Model	543.406,44	421.589,00	22,4%
7_8	Hourly Data (GHI)	Bourgler Model	1.835.822,23	421.589,00	77,0%

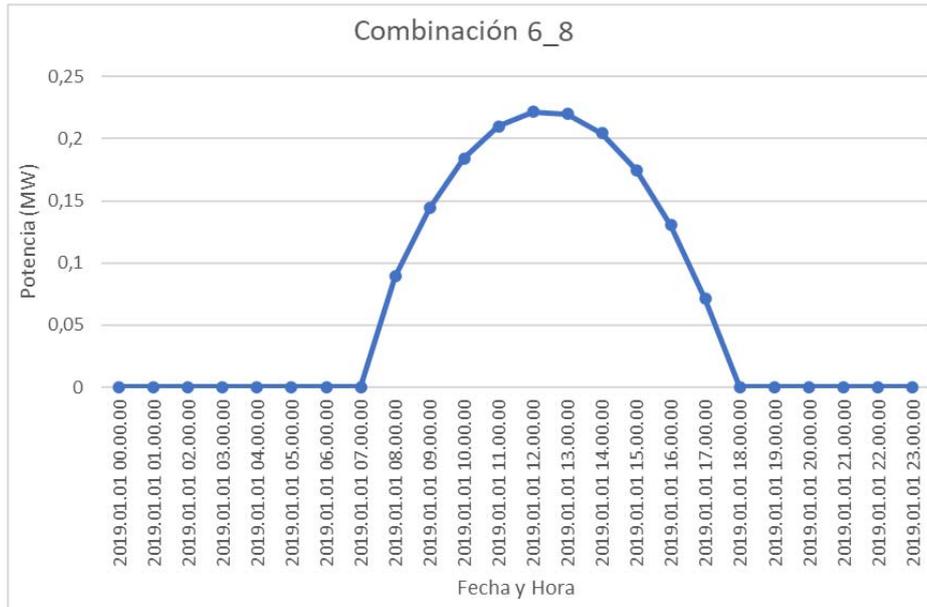


Fig. 3. Potencia entregada en un día del SFV simulado en PowerFactory con la combinación 6_8 de los modelos de radiación solar

Otra forma de comprobar los resultados es a través del factor de capacidad, el cual se define con la expresión (1):

$$F_c = \frac{E_{sfv}}{P_{sfv} \cdot 8760} \cdot 100\% \quad (1)$$

donde:

F_c es el factor de capacidad;

E_{sfv} es la energía generada por el SFV;

P_{sfv} es la potencia nominal del SFV y 8760 son las horas al año.

El factor de capacidad es una forma simple de medir el aporte de un SFV. En el año 2019 se registró un Factor de Capacidad de los SFV conectados al SEN de 17,8 %. Al calcularlo con el resultado de la combinación 6_8 obtenida en PowerFactory se tiene que es de un 20,6 %. El error absoluto es de 2,8%, lo que demuestra que no se está muy lejos de la realidad. Estos resultados podrían mejorarse aún más si se tiene en cuenta los valores de temperatura por mes y en el caso del modelo de radiación global 6 depende del factor Clearness Index el cual describe las condiciones del cielo y tiene valores entre 0 y 1, siendo los valores cercanos a 1 aquellos que describen al cielo despejado y los próximos a 0 valores que describen al cielo nublado.

En las simulaciones se tomó un único valor, por defecto, igual a 0,6 para el factor Clearness Index que junto a la temperatura con un valor fijo de 25 °C resultan la causa por la cual los modelos empleados difieren de la realidad, dado que las altas temperaturas de Cuba y los altos índices de nubosidad son de los factores que mayormente afectan la generación de los SFV. Se recomienda incorporarles a los ajustes de configuración de los datos ambientales de los SFV, valores promedios mensuales de temperatura y del índice de nubosidad. El haber fijado a priori el factor de 0.6 para considerar la nubosidad puede ser la causa de la diferencia entre la realidad y lo modelado. Se recomienda el estudio de un factor que permita en Cuba obtener mejores resultados en la estimación de la generación a partir de estudios estadísticos que incluyan los datos de varios años.

CONCLUSIONES

La precisión con que se pueden simular los SFV en Power Factory depende exclusivamente de que sean bien representadas las condiciones ambientales del lugar donde se encuentra dicha instalación generadora. En dependencia de la ubicación geográfica será más o menos favorecida la generación de electricidad. Contar con la correcta ubicación e inclinación de los módulos fotovoltaicos optimizará su rendimiento. La mejor combinación de los modelos de radiación solar global y difusa es determinante para obtener buenos resultados en la simulación. Con la comparación hecha con PV*SOL se determinó que la combinación 6_8 de los modelos de radiación estudiados es la que presenta un mejor resultado con un error relativo del 6,6 %.

Al hallar el factor de capacidad del SFV analizado se obtiene que este es del 20,6 % y al compararlo con el que se obtuvo en el año 2019 por los SFV en operación dentro del SEN que fue del 17,8 % se demuestra que las simulaciones están cercanas a la realidad. Se recomienda para nuevos estudios el análisis estadístico de la temperatura y del índice de nubosidad para Cuba dado que son variables que influyen grandemente en la generación de los SFV y que determinan la precisión de los modelos a utilizar. Se espera que con la introducción de valores de promedios mensuales de temperatura y del factor Clearness Index en el modelo de radiación global se mejoren mucho los resultados de las simulaciones.

REFERENCIAS

- [1] DARWISHZ A., *et al.* "Impact of Some Environmental Variables with Dust on Solar Photovoltaic (PV) Performance: Review and Research Status". *International journal of energy and environment*, 2013, vol. 7, n. 4. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/258051333_Impact_of_Some_Environmental_Variables_with_Dust_on_Solar_Photovoltaic_PV_Performance_Review_and_Research_Status
- [2] WINTER F. "Optimum Designs for Solar Water Heating Equipment for the Single Family Home". IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVIIISPES); 2010, p. 1-5 Nov. 2010; Cusco, Perú. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.solarthermalworld.org/sites/default/files/story/2015-06-21/francisdewinteronline.pdf>
- [3] KHALED Osmani, *et al.* "Optimization of PV array tilt angle for minimum levelized cost of energy". *Computer and Electrical Engineering*. December 2021, vol. 96, part. A. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0045790621004298>
- [4] GHAZI Sanaz. "The effect of weather conditions on the efficiency of PV panels in the southeast of UK". *Renewable Energy*, vol. 69, September 2014, p. 50-59. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014811400161X>
- [5] LAM J. C., Li DHW. "Correlation between global solar radiation and its direct and diffuse components". *Building and Environment* 1996, vol. 31, n. 6, p. 527-35. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.elsevier-14500042-f8be-32ca-818e-dd41374ef550>
- [6] INEICHEN P., Molineaux B, Perez R. "Sky luminance data validation: comparison of seven models with four data banks". *Solar Energy*. 1994, vol. 52, n. 4, p. 337-46. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0038092X94901406>
- [7] R. Dogniaux. "Disponibilité de l'éclairage lumineux naturel = Availability of daylight illuminance". *Institut royal météorologique de Belgique*, 1978. Disponible en: https://searchfirst.library.unsw.edu.au/prime-explore/fulldisplay/UNSW_ALMA21121635620001731/UNSW
- [8] MEMICHE Meriem, *et al.* "Effects of dust, soiling, aging, and weather conditions on photovoltaic system performances in a Saharan environment—Case study in Algeria". *Global Energy Interconnection*. February 2020, vol. 3, n. 1, p. 60-67. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511720300268>
- [9] Christiana Honsberg and Stuart Bowden. "Típicos datos meteorológicos anuales (TMY)". *PVEducation*. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/t%C3%ADpicos-datos-meteorol%C3%B3gicos-anuales-tmy>
- [10] PV*SOLpremium. "The design and simulation software for photovoltaic systems". *Valentin software*. [Consultado 15 de abril de 2022]. Disponible en: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Frank Ygos González: <https://orcid.org/0000-0003-2025-6735>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Miriam Vilaragut Llanes <https://orcid.org/0000-0002-5453-1136>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Antonio Martínez García <https://orcid.org/0000-0001-7006-4454>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Yorlandys Salgado Duarte: <https://orcid.org/0000-0002-5085-3170>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Janusz Szpytko: <https://orcid.org/0000-0001-7064-0183>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.