



## Caracterización del incremento de la irradiación solar debido a un seguidor solar de dos ejes

### Characterization of the Increment of the Solar Irradiation due to a Two-Axis Sun Tracker

 Michael Urbano<sup>1</sup>;  
 Daniel García<sup>2</sup>;  
 Sebastián Murillo<sup>3</sup>;  
  German Osma-Pinto<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga – Colombia  
[michael.urbano@correo.uis.edu.co](mailto:michael.urbano@correo.uis.edu.co)

<sup>2</sup>Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia  
[daniel2190436@correo.uis.edu.co](mailto:daniel2190436@correo.uis.edu.co)

<sup>3</sup>Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia  
[yohan2184165@correo.uis.edu.co](mailto:yohan2184165@correo.uis.edu.co)

<sup>4</sup>Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia  
[gealosma@uis.edu.co](mailto:gealosma@uis.edu.co)

---

---

#### Cómo citar / How to cite

M. Urbano, D. García, S. Murillo, and G. Osma-Pinto, “Caracterización del incremento de la irradiación solar debido a un seguidor solar de dos ejes,” *Tecnológicas*, vol. 27, no. 61, e3056, 2024.  
<https://doi.org/10.22430/22565337.3056>

---

---

## Resumen

El seguimiento solar dinámico (1 o 2 ejes) permite incrementar el rendimiento de proyectos fotovoltaicos. Aunque existen estudios para la zona tropical, su cantidad es moderada e infortunadamente la mayoría de estos realizan análisis entre 1 y 5 días y con intervalos de medición de 30 minutos o más. Esta investigación tuvo como objetivo caracterizar los incrementos en la irradiancia (cada minuto) e irradiación (diaria) solar incidente logrados por un seguidor de dos ejes ubicado en una edificación universitaria (Bucaramanga, Colombia), para una ventana de 42 días entre diciembre de 2023 y febrero de 2024. La metodología consistió en el ajuste de los ángulos de inclinación y orientación con pasos de 30°, la monitorización cada minuto de las irradiancias solares horizontal e incidente sobre un panel fotovoltaico y la cuantificación de las ganancias netas de irradiancia e irradiación. Los resultados mostraron un beneficio promedio diario de 916.1 Wh/m<sup>2</sup>·día (17.3 %). Tal caracterización se realizó por mes y rango de irradiación solar horizontal ( $H_h$ ). El beneficio en diciembre ascendió a 25.7 %, en enero a 19.5 % y en febrero solo a 13.2 %. Finalmente, se concluye que los mayores beneficios promedio se dan para  $H_h \geq 6$  kWh/m<sup>2</sup> día (20.3 %) y los menores para  $H_h < 4$  kWh/m<sup>2</sup> día (7.4 %), con pérdidas de hasta 6.75 % para  $H_h = 1.3$ -1.5 kWh/m<sup>2</sup>·día. La ganancia horaria expone un comportamiento convexo porque los mayores beneficios se dan entre 7 a.m. y 10 a.m. y de 3 p.m. a 5 p.m., mientras se reducen sustancialmente entre 11 a.m. y 2 p.m. Adicionalmente, se llevó a cabo un análisis de correlación a partir del coeficiente de determinación ( $R^2$ ) para establecer una posible manera de estimar la irradiancia e irradiación solar incidentes sobre la superficie de trabajo de seguidor solar.

## Palabras clave

Irradiación solar, zona tropical, seguidor solar, ganancia solar, coeficiente de determinación.

## Abstract

Dynamic solar tracking (1 or 2 axes) increases the performance of photovoltaic projects. Although there are studies for the tropical zone, their amount is modest and unfortunately, most of them carry on analysis between 1 and 5 days and with a sampling time of 30 minutes or more. This research aimed to characterize the increasing incident solar irradiance (every minute), and irradiation (hourly) reached by a dual-axes sun tracker located on a university building (Bucaramanga, Colombia) for a window of 42 days between December 2023 and February 2024. The methodology consisted of adjustment of the angles of inclination and orientation with steps of 30°, minute monitoring of the horizontal solar irradiance and the incident solar irradiance on a photovoltaic panel, and quantification of the net gains of irradiance and irradiation. The results showed a daily average benefit of 916.1 Wh/m<sup>2</sup>·day (17.3 %). This characterization was done by month and range of horizontal solar irradiation ( $H_h$ ). The benefit increased to 25.7 % in December, 9.5 % in January, and only 13.2 % in February. Finally, it concludes that the highest average benefits occur for  $H_h \geq 6$  kWh/m<sup>2</sup> day (20.3 %) and the lowest for  $H_h < 4$  kWh/m<sup>2</sup> day (7.4 %), with losses up to 6.75 % for  $H_h = 1.3$ -1.5 kWh/m<sup>2</sup> day. The hourly gain exposes a convex behavior because the greater benefits occur from 7 a.m. to 10 a.m. and 3 p.m. to 5 p.m., meanwhile, they are reduced substantially near 11 a.m. and 2 p.m. Additionally, a correlation analysis was conducted using the coefficient of determination ( $R^2$ ) to establish the best way to estimate incident solar irradiance and irradiation on the work surface of the sun tracker.

## Keywords

Solar irradiation, tropical zone, solar tracker, solar gain, coefficient of determination.

## 1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población y la búsqueda por garantizar el acceso a una energía limpia y asequible (Objetivo Sostenible 7) incrementan de manera continua la demanda de energía en el mundo y, por ende, exige la puesta en marcha de nuevos generadores de energía eléctrica [1].

En general, tal dinámica de integración de nuevos generadores se viene dando en el marco de una transición energética limpia y sostenible para favorecer la diversificación de la matriz energética, a partir de la integración masiva de generación renovable no convencional (e.g., solar, eólica, biomasa y geotérmica), lo cual apoya a varios países a lograr el cumplimiento de metas de cero emisiones netas para 2050 [2].

Según REN21, la generación fotovoltaica (FV) se mantiene como una de las fuentes más prometedoras a nivel mundial para lograr atender las necesidades energéticas de los países. A inicios de 2024, se alcanzó una capacidad instalada de 1589 GW. Tal capacidad se caracteriza por aumentar año a año, llegando a 407 GW durante 2023 [3].

La mayoría de los sistemas FV se caracterizan por realizar seguimiento estático, lo cual consiste en instalar los paneles FV con ángulos de inclinación y orientación determinados para lograr la mayor generación de energía eléctrica posible. No obstante, se tiene que uno de los tópicos de interés relacionado con esta generación consiste en explorar el seguimiento solar automático o dinámico [2].

Los seguidores solares dinámicos son sistemas compactos que buscan incrementar la captación de irradiación solar, siendo utilizados tanto en la generación FV como en la generación termosolar. Son estéticamente atractivos, amigables con el medio ambiente y cada vez más rentables [4]. Pueden ser clasificados tanto por grados de libertad en uno o dos ejes [2] como por su estrategia de control en *closed-loop* u *open-loop*; la primera estrategia integra sensores de irradiancia solar, mientras la segunda se basa mayormente en cálculos astronómicos [2], [5], [6].

Según la revisión de literatura, los seguidores solares vienen ganando interés por la posibilidad que ofrecen en mejorar el rendimiento energético de un proyecto [2] y, por ende, su viabilidad financiera. Numerosos estudios presentan diseños de sistemas que permiten modificar, a lo largo de las horas de sol, uno (1 eje) o los dos ángulos (2 ejes) de operación (orientación e inclinación) para un aumentar la captación solar [7]; tales estudios pueden estar enfocados en modelado y simulación o en el diseño y montaje experimental.

Los seguidores tienden a ser más frecuentes en las zonas templadas (norte y sur) que en la zona tropical (latitud de  $-23.45^\circ$  a  $+23.45^\circ$ ). Esto puede explicarse, entre otras cosas, a que la mayor penetración de la generación FV se ha dado en países con estaciones como China, Estados Unidos, Japón, Alemania y España, entre otros [3]; asimismo, a que la latitud influye en el beneficio energético que puede ofrecer un seguidor solar como menciona [8], donde se encontró que tal beneficio disminuye a menor latitud (más cerca al Ecuador). Por lo que, se explicaría la cantidad moderada de estudios que documentan el desempeño de seguidores solares dinámicos en la zona tropical.

La Tabla 1 relaciona estudios sobre seguimiento solar dinámico de 2012 a 2023 en zonas tropicales como Mauricio, Nigeria, Tailandia, Indonesia, Colombia, Malasia e India; también se incluyen dos estudios para zonas cercanas a la zona tropical, como Shanghai ( $31.17^\circ\text{N}$ ) y Gurgaon ( $28.47^\circ\text{N}$ ). Todos estos lugares están ubicados en el hemisferio norte. Los estudios exponen experimentos con seguidores solares con uno y dos ejes, con ganancias principalmente entre 20 % y 30 % con respecto a una superficie fija inclinada entre  $7^\circ$  y  $45^\circ$  para doce estudios; los restantes cuatro no aportan información sobre el ángulo de inclinación. Note que se reportan ganancias máximas de hasta 44.9 % y 48 %.

**Tabla 1.** Relación de estudios sobre seguimiento solar dinámica en la zona tropical y sus cercanías.

Fuente: elaboración propia.

Ref	Año	País	Ciudad	Latitud	Ejes	Ganancia	Referencia	Duración	$\Delta t$ (min)
[1]	2023	China	Shanghai	31.17° N	2	24.6%	30°	5 días	60
[9]	2022	Mauricio	Port Louis	20.17° N	2	37%	-	1 día	30
[10]	2021	Nigeria	Abuja	9.06 °N	2	26.7%	-	1 día	60-180
[5]	2023			12.82° N	2	22.3%	15°	60 días	1
[7]	2023	Tailandia	Bangkok	12.82° N	2	44.9% (máx)	15°	-	10
[2]	2020			12.82° N	2	23.9%	15°	60 días	0.167
[11]	2018	Indonesia	Pekanburu	0.53° N	1	22%	45°	1 día	5
[12]	2021		Bucaramanga	7.12° N	1	19-48%	7°	60 días	1
[13]	2020	Colombia	Sincelejo	9.30° N	2	29.8%	9°	1 día	30
[14]	2016		Fusagasugá	4.34° N	1	24.5	15°	1 día	10
[15]	2016	Malasia	Melaka	2.20° N	1	21%	15°	5 días	30
[16]	2014		Serdang	3.00° N	2	23.0%	15°	2 días	1
[17]	2016		Coimbatore	11.00° N	1	20.4%	15°	3 días	15
[18]	2015	India	Gurgaon	28.47°N	2	19.7%	30°	1 día	60
[19]	2013		Pune	18.52°N	1	33.4%	-	1 día	60
[20]	2012		Kolaghat	22.43°N	1	13.9%	-	1 día	30

La duración de la experimentación para la mayoría de los casos es corta, principalmente de 1 a 5 días; no obstante, tres estudios reportan una duración de 60 días (Tailandia [5], [7] y Colombia [12]).

La recolección de datos de las variables de interés se realiza con tasas de muestreo de 15 a 60 minutos para el 75 % de los casos, para los restantes estudios se logra una tasa de 1 minuto o menos.

Con base en la revisión de literatura, se reconoce el creciente interés en el seguimiento solar dinámico en la zona tropical y que los estudios experimentales reportan de forma detallada la presentación física del seguidor o de la estrategia de control calculando la ganancia lograda. Asimismo, se identifican algunos aspectos necesarios de abordar: (i) continuar con el aumento en el número de estudios en la zona tropical y, así, favorecer la apropiación tecnológica de estos sistemas en países con creciente dinámica de penetración de generación FV; (ii) llevar a cabo estudios que caractericen el comportamiento de la irradiancia e irradiación solar incidente durante el día y el mes, respectivamente; (iii) en consonancia con el ítem anterior, garantizar que la duración de los experimentos sea de al menos un mes con una tasa de muestreo baja (5 minutos o menos); y (iv) explorar la influencia de factores sobre el desempeño del seguidor solar.

Por tanto, este trabajo aporta al estudio de seguimiento solar dinámico en la zona tropical. Específicamente, documenta el desempeño de un seguidor solar de dos grados de libertad instalado en el Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga, Colombia). Este seguidor permite ajustar de manera discreta los ángulos de azimut y elevación con pasos de 30°. Se llevó a cabo durante 42 días entre diciembre de 2023 y febrero de 2024, con monitorización cada minuto de las irradiancias solares horizontal e incidente (sobre la superficie de trabajo del seguidor). El movimiento del seguidor solar se basa en aplicar el modelo Ephem (JPL DE432L) desarrollado por la NASA.

El experimento permitió establecer una ganancia diaria mínima, promedio y máxima de -6.75 %, 17.3 % y 32.88 %, respectivamente, durante la ventana de análisis. Se caracterizó el desempeño del seguidor por mes (diciembre, enero y febrero) y por rango de irradiación solar

diario ( $< 3$ ,  $4-5$ ,  $5-6 > 6$  kWh/m<sup>2</sup> día). También se realizó un análisis comparativo usando datos obtenidos de la plataforma PVGIS y se exploró la influencia de factores (hora, mes y rango de irradiación solar diario) usando el coeficiente de determinación R<sup>2</sup>.

## 2. METODOLOGÍA

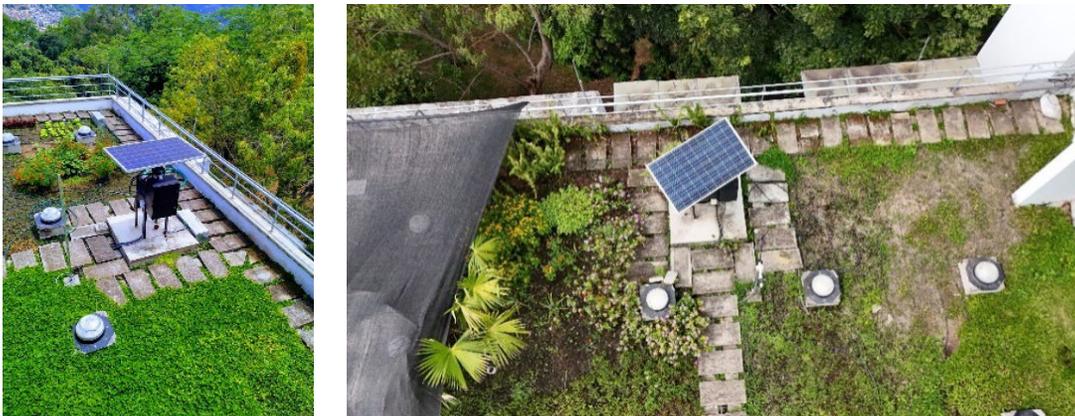
El seguidor solar estudiado opera en la terraza del Piso 5 del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (UIS), ubicada en Bucaramanga (Colombia). Esta ciudad tiene un clima tropical húmedo, localizada a 7.13° Norte y 73.13° Oeste sobre una meseta a 960 msnm; cuenta con un potencial solar promedio de 4.8 kWh/m<sup>2</sup>· día, que varía entre 2.0 kWh/m<sup>2</sup> y 7.6 kWh/m<sup>2</sup> día, una humedad cercana al 80 % y una temperatura que oscila principalmente entre 24 y 27 °C.

El diseño e implementación de esta unidad es producto del quehacer investigativo de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, el cual inició con el trabajo realizado por [21] y logró su puesta en marcha gracias a este estudio.

Esta sección presenta información general sobre el seguidor solar (2.1), la estrategia de seguimiento solar (2.2), sensado de la irradiancia solar (2.3) las métricas para estudiar el beneficio del potencial solar (2.4) y de la ventana de análisis (2.5).

### 2.1 Descripción general del seguidor solar

El seguidor solar cuenta con un panel FV UP-Solar UPM-250, un microinversor Enphase M250, una estructura de soporte con gabinetes, una etapa de control y una etapa de monitorización, tal como muestra la Figura 1. Esta unidad cuenta con dos acometidas, una para alimentación del seguidor y otra para la inyección de potencia a partir del microinversor.



**Figura 1.** Seguidor solar ubicado en el Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS. Fuente: elaboración propia.

La Figura 2 expone un esquema con las etapas de monitorización (izquierda) y control (derecha). La etapa de control está conformada por una fuente DC MDR6024 (24 Vdc), una tarjeta Raspberry pi 3Bi+, dos Encoder KY-040 (elevación y azimut), un drive L298N y dos servomotores reusados (563001e500 para movimiento orientado al Azimut y DFS10G-05 para movimiento orientado a la elevación), los cuales permiten llevar a cabo el procesamiento, conmutación y movimiento.

La etapa de monitorización está conformada por una tarjeta ARDUINO MEGA, un anemómetro DAVIS 6410 (velocidad y dirección), dos piranómetros DAVIS 6450 (irradiancia

solar horizontal e irradiancia solar incidente sobre el panel FV) y tres sensores de temperatura DS18B20.

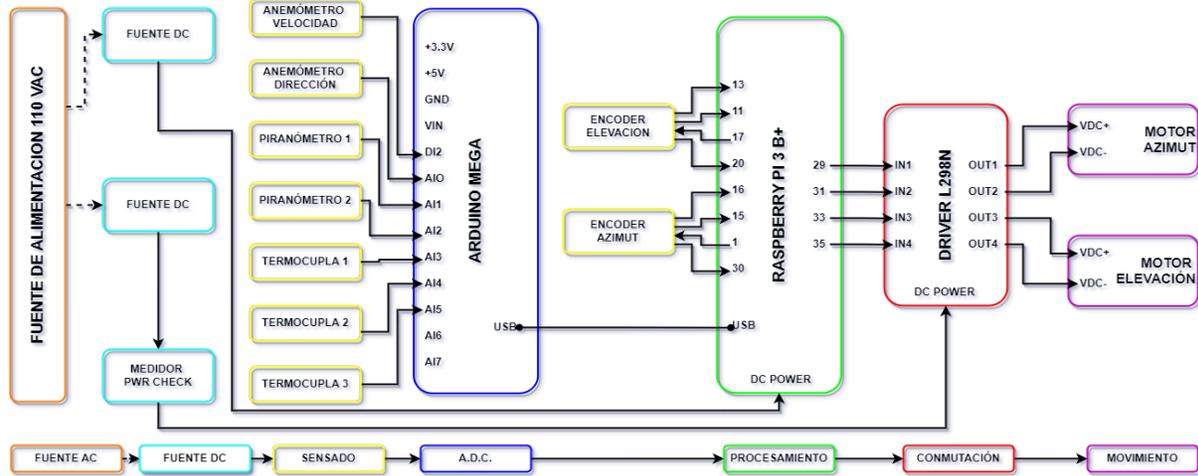


Figura 2. Diagrama de bloques de las etapas de control y monitorización. Fuente: elaboración propia.

## 2.2 Estrategia de seguimiento solar

En principio, el enfoque base del seguimiento solar es alcanzar la coincidencia de la componente normal de la superficie de trabajo del panel FV con el haz de radiación solar directa. En la práctica, el componente físico del seguidor solar se aproxima a esto a partir de una dinámica de movimiento discreto en los dos ejes (azimut y elevación) usando dos servomotores y dos Encoder KY0-40. Específicamente, el ángulo azimutal puede tomar doce valores para un giro completo sobre el eje vertical (cada 30°); mientras, el ángulo de elevación puede tomar hasta tres valores (cada 30°).

Los valores discretos de los ángulos azimutal y de elevación se establecen a partir de los datos de salida obtenidos al aplicar el modelo Ephem (JPL DE432L) desarrollado por la NASA, usando la librería PVLIB de Python. El programa es ejecutado en la Raspberry Pi 3B+. Este modelo requiere como datos de entrada la ubicación del seguidor solar (latitud y longitud), la zona horaria y el instante de tiempo de interés.

## 2.3 Sensado de la irradiancia solar

Para este estudio específicamente se hace uso de los datos obtenidos de irradiancia solar por los dos piranómetros a fin de calcular el incremento de irradiación solar diaria que experimenta el panel FV. Los piranómetros DAVIS 6450 son conectados a puertos analógicos del Arduino MEGA, cada uno entrega una señal de tensión ( $V_{med}$ ) proporcional a la irradiancia solar medida, a ser calculada como muestra en (1). Específicamente, se utiliza un regulador de tensión LM2596 para garantizar una alimentación de 3.0 Vdc ( $V_{fuente}$ ); por lo que, 1.667 mV equivale a 1.0 W/m<sup>2</sup>.

$$G_{med} = \frac{V_{med}}{V_{fuente}} 1800 \quad (W/m^2) \quad (1)$$

Con el fin de mejorar la calidad de los datos obtenidos por los piranómetros ( $G_{med.p1}$  y  $G_{med.p2}$ ), se establecieron curvas de ajuste a partir de un proceso de análisis comparativo con

un piranómetro Kipp&Zonen SMP11 (*Secondary standard / Class A ISO 9060*), tal como se muestran en (2) y (3).

$$G_{adj\_p1} = 0.9854 * G_{med_{p1}} - 0.3756 \quad (W/m^2) \quad (2)$$

$$G_{adj\_p2} = 1.0581 * G_{med_{p2}} - 6.0289 \quad (W/m^2) \quad (3)$$

## 2.4 Métricas

Para analizar el desempeño del seguidor solar en cuanto a la mayor captación de irradiación solar, se usan cuatro métricas mostradas por las ecuaciones (4) a (7), a saber: (i) la ganancia neta en el instante  $t$  ( $\Delta G_t$ ) con base en las irradiancias solar incidente sobre la superficie del panel FV ( $G_{\alpha\beta,t}$ ) y la irradiancia solar horizontal ( $G_{h,t}$ ), (ii) el incremento porcentual de la irradiancia solar en el instante  $t$  ( $\Delta G_{\%t}$ ) (iii) la ganancia de irradiación solar ( $\Delta H$ ) para un intervalo de tiempo específico (*e.g.*, hora, día o mes) considerando la irradiación solar incidente sobre la superficie del panel FV ( $H_{\alpha\beta}$ ) y la irradiación solar horizontal ( $H_h$ ) y (iv) el incremento porcentual de la irradiación solar ( $\Delta H_{\%}$ ).

$$\Delta G_t = G_{\alpha\beta,t} - G_{h,t} \quad (W/m^2) \quad (4)$$

$$\Delta G_{\%t} = \frac{\Delta G_t}{G_{h,t}} \cdot 100\% \quad (5)$$

$$\Delta H = H_{\alpha\beta} - H_h \quad (Wh/m^2) \quad (6)$$

$$\Delta H_{\%} = \frac{\Delta H}{H_h} \cdot 100\% \quad (7)$$

## 2.5 Ventana de análisis

El estudio caracteriza la ganancia de irradiación solar debida a la operación del seguidor solar a partir de la monitorización realizada durante un total de 42 días entre los meses de diciembre de 2023 (6 días), enero (12 días) y febrero (24 días) de 2024.

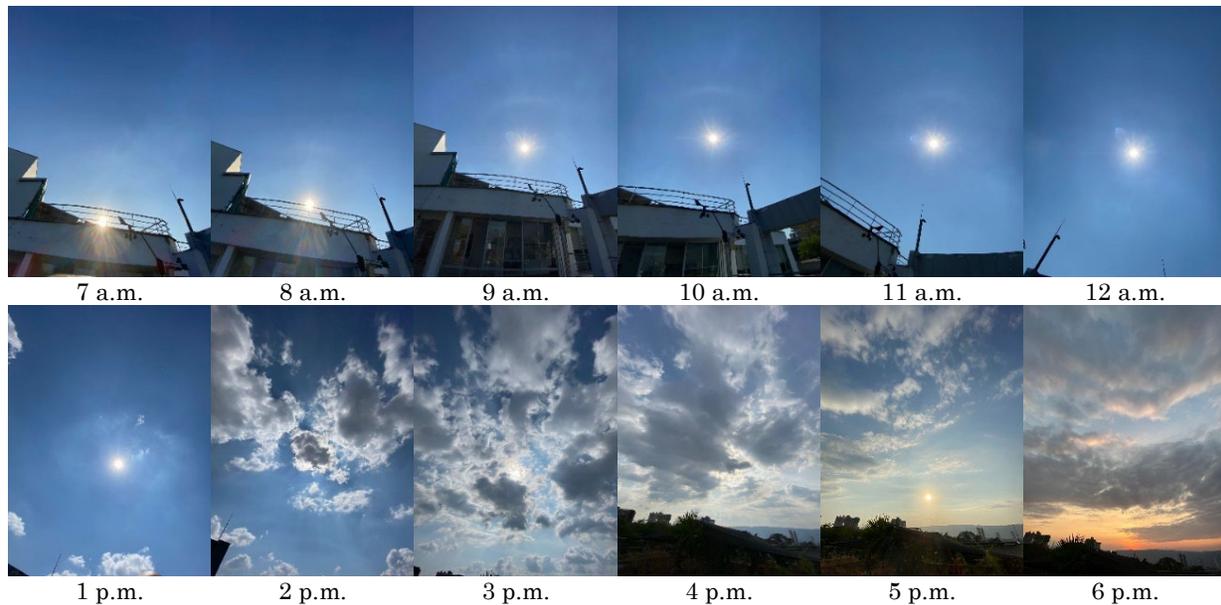
Los datos son obtenidos cada minuto y almacenados en tiempo real. Inicialmente, el Arduino MEGA recopila los datos monitorizados; posteriormente, son transmitidos a la tarjeta Raspberry Pi 3B+ a través de su puerto serial ACM0 y almacenados en formato JSON; finalmente, son guardados en un archivo \*.xlsx.

## 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Esta sección describe el comportamiento del seguidor solar (3.1), cuantifica el beneficio obtenido por su captación (3.2), realiza un análisis comparativo con datos obtenidos de PVGIS (3.3) y explora la correlación  $G_h$  vs  $G_{\alpha\beta}$  y  $H_h$  vs  $H_{\alpha\beta}$  a partir del coeficiente de determinación  $R^2$  (3.4).

### 3.1 Comportamiento del seguidor solar

La Figura 3 muestra la visual lograda en la superficie de trabajo durante el 24 de enero de 2024, lo cual permite observar el seguimiento eficaz del haz de irradiancia solar directa de 7 a.m. a 5 p.m.

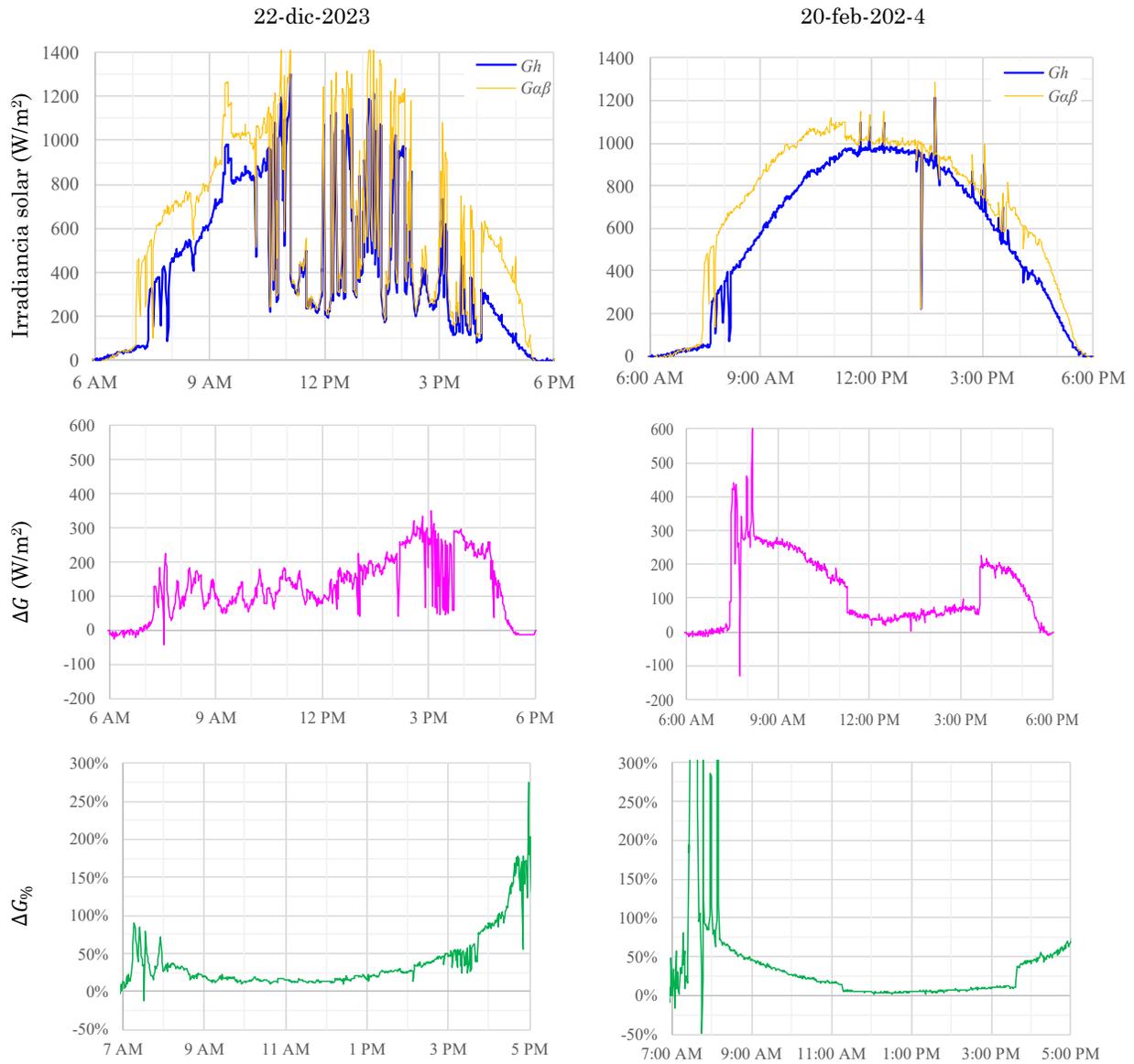


**Figura 3.** Registro fotográfico del seguimiento solar logrado desde la superficie del panel FV (24-ene-2024).  
Fuente: elaboración propia.

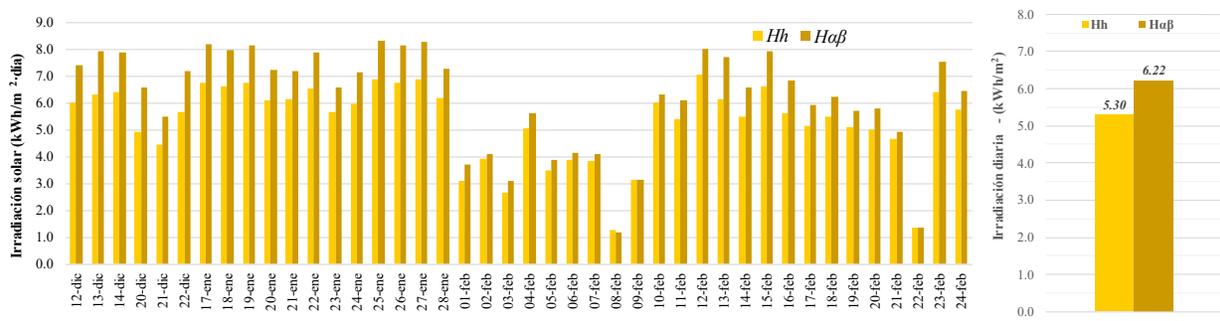
El beneficio del seguidor solar depende tanto del comportamiento diario de la irradiancia solar horizontal como del día del año. La Figura 4 muestra el comportamiento de  $G_h$  e  $G_{\alpha\beta}$  para un día parcialmente nublado (22-dic-2023) y un día mayormente soleado (20-feb-2024) con buen nivel de detalle debido al muestreo cada minuto realizado. Para el primer día, la ganancia oscila entre  $50 \text{ W/m}^2$  y  $200 \text{ W/m}^2$  la mayor parte del tiempo, lo cual representa un incremento entre 15 % y 50 % de 8 a.m. a 3 p.m. Aunque se logran incrementos entre 50 % y 300 % entre 7 a.m. a 8 a.m. y 3p.m. a 5 p.m.; tal aporte alcanza principalmente entre  $100 \text{ W/m}^2$  y  $200 \text{ W/m}^2$  debido a que son horas de baja irradiancia solar horizontal. Para el segundo día, se logran ganancias que superan los  $200 \text{ W/m}^2$  (25-300 %) entre 7:30 a.m. y 10 a.m. y los  $100 \text{ W/m}^2$  (25-300 %) entre 3:40 p.m. y 5:10 p.m. (25-50 %). Note que el comportamiento gráfico es similar a lo obtenido por [12] en Bucaramanga con un seguidor de un eje.

### 3.2 Beneficio en la captación solar

La Figura 5 permite apreciar la significativa variabilidad de  $H_h$  durante la ventana de observación de este estudio, con más del 40 % (17 días) de los registros con altas irradiaciones ( $> 6 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ) debido al Fenómeno de El Niño, 21.43 % (9 días) con baja irradiación ( $< 4 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ) debido a la alta nubosidad o precipitaciones leves durante febrero y 38.10 % de los días con irradiación media ( $4 \text{ kWh/m}^2\text{-día} \leq H_h \leq 6 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ). También es posible notar que el 92.86 % de los registros de  $H_{\alpha\beta}$  muestran un incremento en la captación de irradiación solar, destacándose que más del 45 % de los registros superan  $7 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ; no obstante, durante tres días (7.14 %) no se observó beneficio energético debido a la baja irradiancia ( $< 3 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ). Tal como menciona [8], un bajo índice de claridad de cielo afecta significativamente el desempeño del seguidor solar. En general,  $H_h$  y  $H_{\alpha\beta}$  alcanzaron valores promedio de  $5.30 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  y  $6.22 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ , respectivamente.

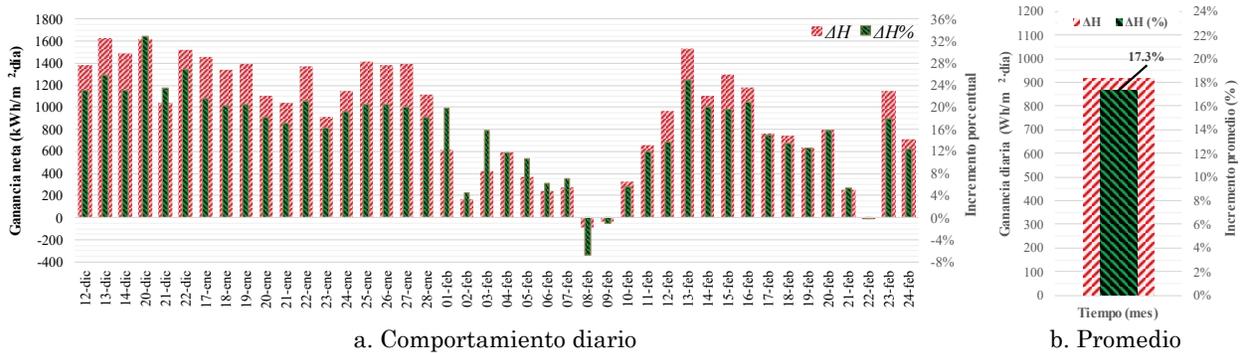


**Figura 4.** Comportamiento de las irradiancias solares horizontal ( $G_h$ ) e incidente ( $G_{\alpha\beta}$ ), la ganancia neta ( $\Delta G$ ) y el incremento porcentual ( $\Delta G_{\%}$ ) para los días 22-dic-2023 y 20-feb-2024. Fuente: elaboración propia.



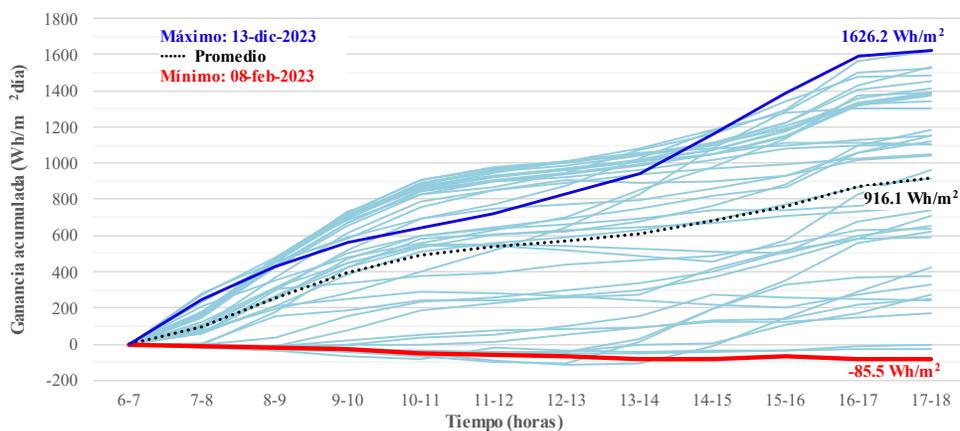
**Figura 5.** Irradiaciones solares diaria horizontal e incidente. Fuente: elaboración propia.

Las ganancias netas superaron 1.0 kWh/m<sup>2</sup>-día durante 22 días, inclusive 1.4 kWh/m<sup>2</sup>-día o más en 11 días, tal como muestra la Figura 6. Como se mencionó, la baja irradiación solar durante tres días de febrero (08, 09 y 22) no permitió ganancias del seguidor solar; específicamente, se dieron pérdidas de hasta 0.085 kWh/m<sup>2</sup>-día (6.75 %). Esto último ocurre porque la componente directa de la irradiación solar es muy baja o nula, siendo la componente difusa totalmente dominante, la cual puede ser completamente captada en una superficie horizontal. Dado que el seguidor solar se inclina en función del movimiento solar, éste pierde parte de la componente difusa y, por ende, su desempeño es negativo para días de muy baja irradiación solar. En general, el seguidor solar tuvo un impacto positivo al lograr valores promedio de  $\Delta H$  y  $\Delta H\%$  de 0.92 kWh/m<sup>2</sup>-día y 17.3 %, respectivamente.



**Figura 6.** Ganancia neta solar e incremento porcentual de diaria horizontal e incidente. Fuente: elaboración propia.

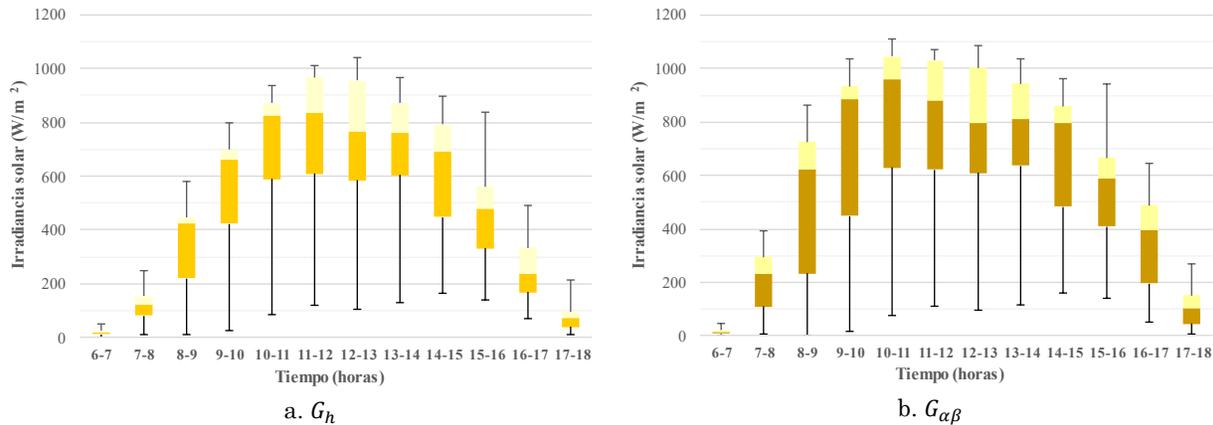
La Figura 7 muestra el comportamiento de la ganancia acumulada cada hora para los 42 días del estudio. Los valores mínimos, promedio y máximo al final del día son -85.5 Wh/m<sup>2</sup>día (08-feb-2024), 916.1 Wh/m<sup>2</sup>día y 1626.2 Wh/m<sup>2</sup>día (13-dic-2023). Note que para días con  $\Delta H$  significativo (>1000 Wh/m<sup>2</sup>día) la mayor pendiente de ganancia ocurre entre 6 a.m. y 11 a.m., la cual se reduce sustancialmente entre 11 a.m. y 2 p.m. y se incrementa moderadamente entre 3 p.m. y 5 p.m.



**Figura 7.** Comportamiento horario de la ganancia acumulada. Fuente: elaboración propia.

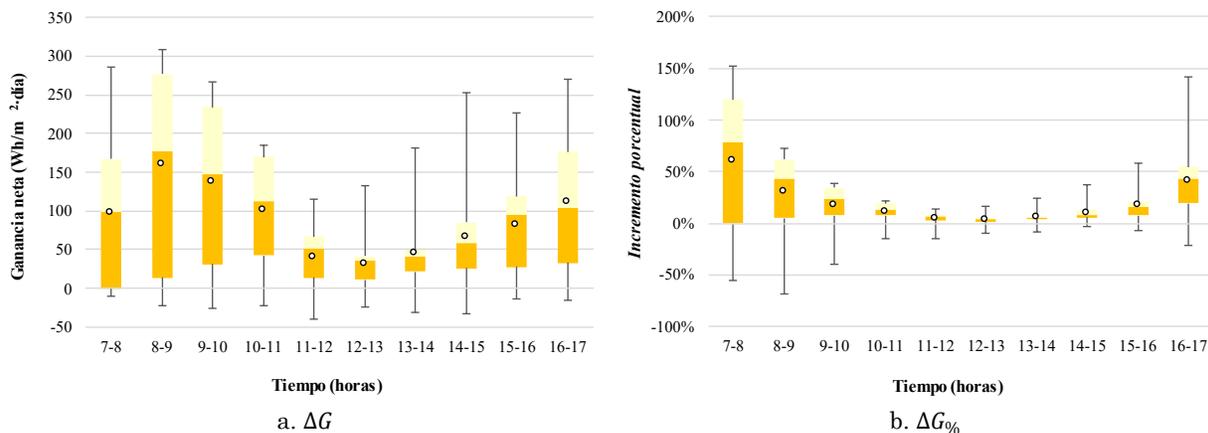
En cuanto al comportamiento horario mostrado en la Figura 8, se aprecia una alta variabilidad de  $G_h$ , tanto así que entre las horas 11 a 13 logra superar 1000 W/m<sup>2</sup> y descender hasta 100 W/m<sup>2</sup>. Se muestra un mayor potencial solar de media tarde en adelante (15 a 18)

con respecto a su contraparte en la mañana (6 a 9). En cuanto a  $G_{\alpha\beta}$ , el seguidor solar permite que se supere  $1000 \text{ W/m}^2$  durante 5 horas (9 y 14), mismas horas donde la mediana de los datos está entre  $800 \text{ W/m}^2$  y  $960 \text{ W/m}^2$ , lo cual denota la influencia del seguidor solar en la irradiancia captada.



**Figura 8.** *Boxplots* del comportamiento de las irradiancias solar horizontal e incidente. Fuente: elaboración propia.

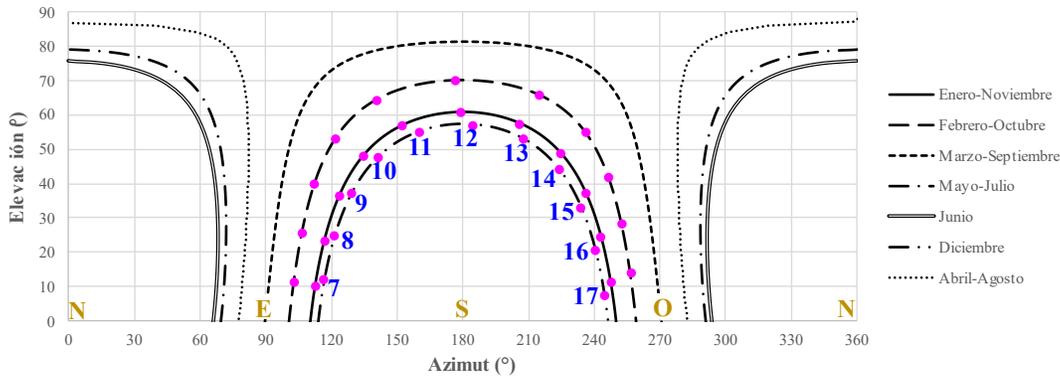
La Figura 9 presenta el comportamiento horario  $\Delta G$  y  $\Delta G_{\%}$  a partir de diagramas *boxplots*, siendo posible establecer que las mayores contribuciones del seguidor solar son producidas a las horas 7 a 11 y 15 a 17 con valores promedio entre  $82 \text{ W/m}^2$  y  $161 \text{ W/m}^2$ , que equivale a incrementos de 18 % a 61 % según la hora. Para estas horas, los valores máximos oscilan entre  $182 \text{ W/m}^2$  y  $309 \text{ W/m}^2$  (21-150 %). Por otro lado, se presentaron pérdidas en cada hora con mínimos entre  $13 \text{ W/m}^2$  y  $39 \text{ W/m}^2$ ; siendo porcentualmente más significativas entre las horas 7 y 10, llegando de 39 % a 69 % según la hora. Note que  $\Delta G$  (8 a 17) y  $\Delta G_{\%}$  (7 a 17) tienen forma convexa; por lo que, se advierte que el mayor beneficio del seguidor solar está asociado a horas con menor altura solar.



**Figura 9.** *Boxplots* de la ganancia neta e incremento de la irradiación solar. Fuente: elaboración propia.

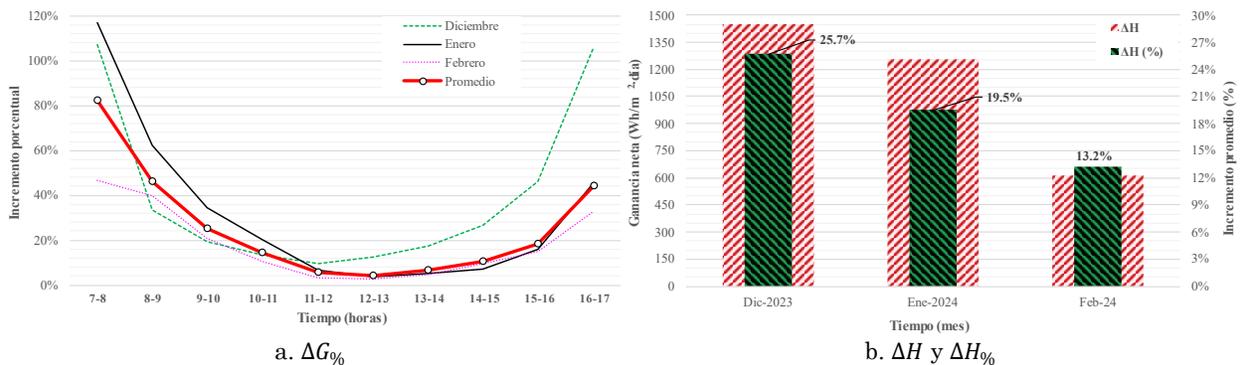
La Figura 10 presenta la carta solar para Bucaramanga que describe el movimiento solar (azimut, elevación) representativo para cada mes del año, así como la diferencia significativa entre sus trayectorias. Se identifica que diciembre es el mes con menor elevación solar; por lo que, el seguidor solar tiende a lograr mayor beneficio al acercarse al haz de irradiancia

solar directa. Asimismo, se observa que la elevación se incrementa en enero y en febrero y, por ende, se reduciría la ganancia de irradiación en comparación con diciembre.



**Figura 10.** Carta solar de Bucaramanga construida a partir de los datos obtenidos del software SunEarthTools. Fuente: elaboración propia.

Ahora bien, la Figura 11 permite analizar el desempeño del seguidor solar por mes. Se aprecia que la curva convexa de  $\Delta G_{\%}$  se presenta para cada mes, con los menores valores entre 10 a.m. y 2 p.m. (<20 %). Los mayores valores de  $\Delta G_{\%}$  se dan en diciembre, superando el 40 % durante 4 horas (7-9 a.m. y 3-5 p.m.); en enero, se denota una clara diferencia entre las ganancias de mañana (máx.: 117.2 %) y de tarde (máx.: 45.9 %); mientras en febrero, la máxima ganancia no supera el 46.4 %. Asimismo, se observa que  $H_h$  promedio es 5.63 kWh/m<sup>2</sup>día y 6.44 kWh/m<sup>2</sup>día para diciembre y enero con  $H_{\alpha\beta}$  de 7.08 kWh/m<sup>2</sup>día y 7.69 kWh/m<sup>2</sup>día, respectivamente; mientras estas dos irradiancias descendieron a 4.65 kWh/m<sup>2</sup>día y 5.26 kWh/m<sup>2</sup>día en febrero. Note que tanto  $\Delta H$  y  $\Delta H_{\%}$  muestran una clara diferenciación en el beneficio de la captación del potencial solar entre los meses, donde diciembre muestra una ganancia de 25.7 %, casi el doble de lo logrado en febrero (13.2 %), lo cual está en consonancia con lo mostrado por la Figura 10.



**Figura 11.** Comportamiento mensual del incremento de la irradiancia y de la ganancia e incremento de la irradiancia. Fuente: elaboración propia.

A continuación, se analiza el impacto de seguidor solar según el rango  $H_h$ , a saber, cuatro rangos: <4, 4 a 5, 5 a 6 y >6 kWh/m<sup>2</sup>día, como muestra la Figura 12. Con respecto a la irradiancia solar, también se aprecian curvas convexas para valores de  $H_h$  mayores a 4.0 kWh/m<sup>2</sup>día, con una notable mayor ganancia entre 7 a.m. y 9 a.m. (33.5 %-113.9 %), donde  $\Delta G_{\%}$  a lo sumo alcanza supera 20 % entre 10 a.m. y 4 p.m., y que repunta entre 4 p.m. y 5 p.m. (35.0 %-62.3 %). Para  $H_h$  menores a 4 kWh/m<sup>2</sup>día,  $\Delta G_{\%}$  tiene un comportamiento

promedio ascendente que inicia con pérdidas de 29.5 %, logra obtener ganancias a partir de la 1 p.m. y finaliza con un incremento de 25.8 %. Ahora, el impacto en la irradiación solar implica que los mayores beneficios se dan para valores de  $H_h$  mayores a 6 kWh/m<sup>2</sup>día (1322 Wh/m<sup>2</sup>día y 20.3 %) y, como se espera, menor beneficio para valores de  $H_h$  menores a 4 kWh/m<sup>2</sup>día, con tan solo 220 Wh/m<sup>2</sup>día que equivale al 7.4 %. Curiosamente, se obtiene mayor captación adicional en el rango de 4 kWh/m<sup>2</sup>día a 5 kWh/m<sup>2</sup>día (929 Wh/m<sup>2</sup>día y 19.5 %) que lo logrado cuando  $H_h$  toma valores entre 5 kWh/m<sup>2</sup>día y 6 kWh/m<sup>2</sup>día (859 Wh/m<sup>2</sup>día y 15.5 %). Esto podría explicarse por dos razones; primero, las ganancias netas para ambos intervalos son similares (929 Wh/m<sup>2</sup>día y 859 Wh/m<sup>2</sup>día); por lo que, tal ganancia es más representativa para el rango de 4 kWh/m<sup>2</sup>día a 5 kWh/m<sup>2</sup>día por su menor irradiación solar diaria, lo que implica un mayor valor del incremento porcentual. Segundo, las ganancias más relevantes para el rango de 4 kWh/m<sup>2</sup>día a 5 kWh/m<sup>2</sup>día tienden a darse principalmente en las primeras (6 a.m. a 9 a.m.) y últimas horas de sol (3 p.m. y 6 p.m.), siendo iguales o mayores a las obtenidas por el rango de 5 kWh/m<sup>2</sup>día a 6 kWh/m<sup>2</sup>día cerca al mediodía.

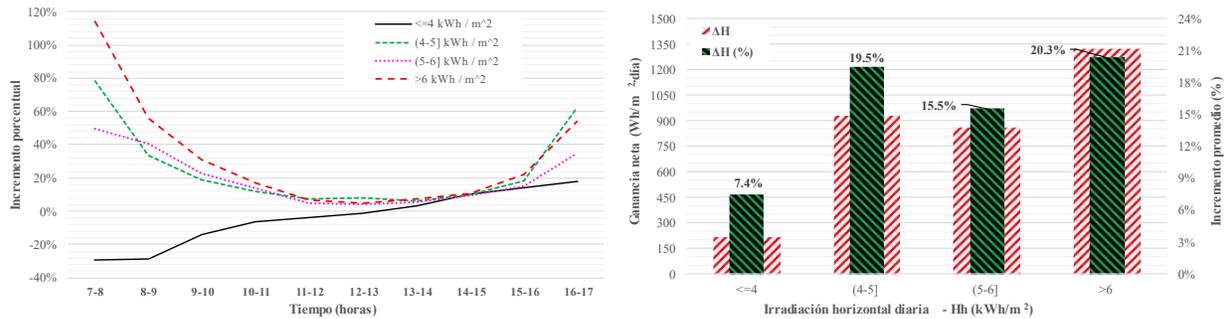


Figura 12. Comportamiento del incremento de la irradiancia y de la ganancia e incremento de la irradiación según rango  $H_h$ . Fuente: elaboración propia.

La Figura 13 es un *heatmap* que presenta matricialmente los valores de  $\Delta G$  y  $\Delta G_0$ , según el día y la hora. Los colores permiten identificar con mayor facilidad los valores mínimos, cercanos a cero y máximos, así como zonas de datos con comportamientos similares. Los tres valores mayores de  $\Delta G$  se dieron a las 8-9 y ascendieron a 309.0 W/m<sup>2</sup> (15-feb-2024), 307.5 W/m<sup>2</sup> (22-ene-2024) y 307.2 W/m<sup>2</sup> (24-ene-2024); las tres mayores pérdidas de  $\Delta G$  ocurrieron durante febrero y llegaron a 39.0 W/m<sup>2</sup> (03-feb-2024, Hora 11), 33.6 W/m<sup>2</sup> (05-feb-2024, Hora 11) y 33.3 W/m<sup>2</sup> (12-feb-2024, Hora 14).

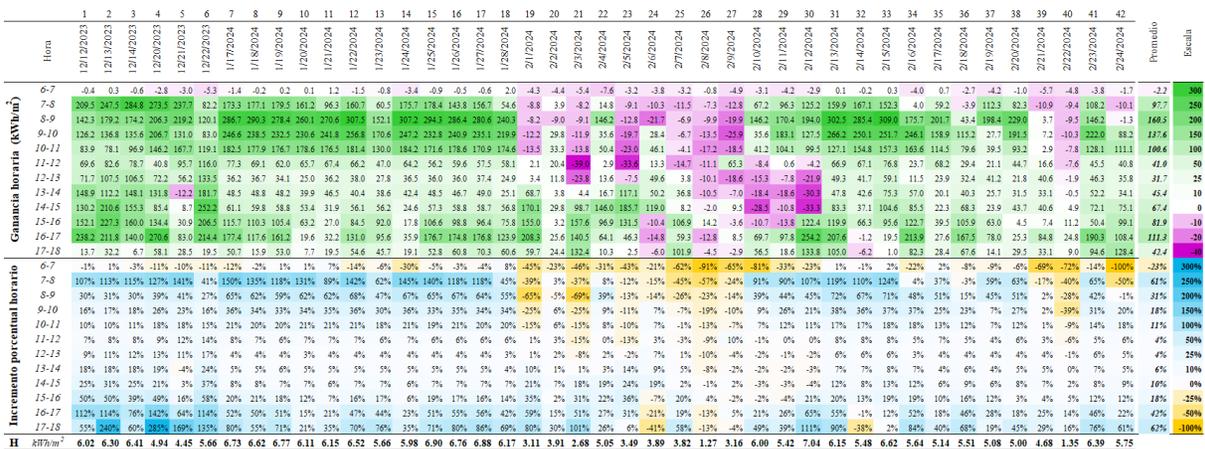


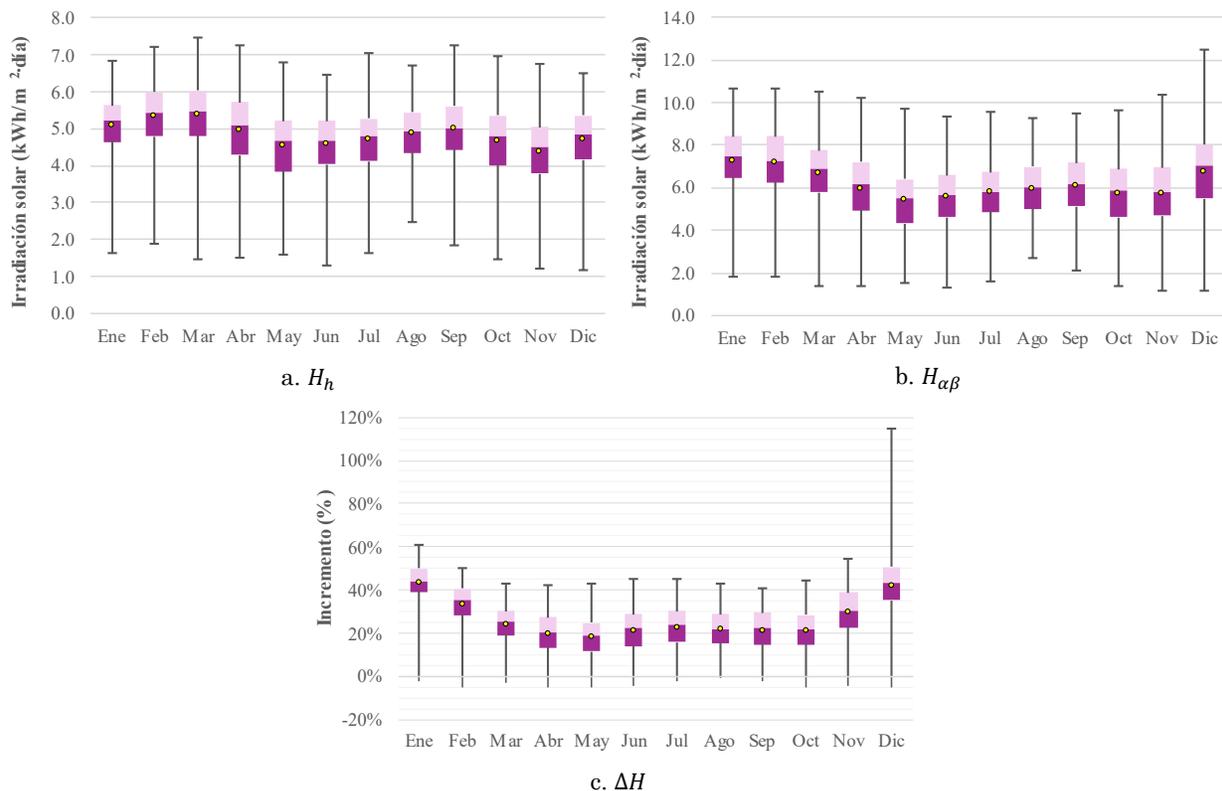
Figura 13. Heatmap de la ganancia e incremento de irradiación solar horaria. Fuente: elaboración propia.

En cuanto a  $\Delta G\%$ , se muestra que la franja entre 11 a.m. y 2 p.m. tiende a estar conformada por celdas de fondo blanco que representa valores cercanos a 0 %, lo cual reafirma el menor beneficio del seguimiento solar cerca al mediodía. Los mayores valores de  $\Delta G\%$  son obtenidos a las horas 7, 16 y 17, donde superan el 50 % para más de la mitad del tiempo, inclusive pueden alcanzar casi el 300 %. No obstante, note que los altos valores de  $\Delta G\%$  entre 5 p.m. y 6 p.m. representa valores de  $\Delta G$  a lo sumo de  $133.8 \text{ W/m}^2$ .

### 3.3 Análisis comparativo con datos obtenidos de PVGIS

Con el fin de valorar el desempeño logrado por el seguidor solar para la ventana de observación, se procedió a analizar datos horarios suministrados por PVGIS de 2005 a 2020, tanto de  $G_h$  como de  $G_{\alpha\beta}$  considerando un seguidor de dos grados.

La Figura 14 muestra los *boxplots* de la irradiación diaria (horizontal e incidente) y del incremento porcentual considerando los datos de valores horarios para cada mes durante los 16 años; por ejemplo, 496 datos para enero.



**Figura 14.** *Boxplots* de las irradiancias horizontal e incidente y del incremento porcentual a partir de los datos obtenidos de la plataforma PVIGS. Fuente: elaboración propia.

Se observa que  $H_h$  puede variar durante el año de  $1.17 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  a  $7.46 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  con un valor promedio de  $4.84 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ; mientras  $H_{\alpha\beta}$  tomaría valores desde  $1.15 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  hasta  $12.46 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ , siendo su valor promedio igual a  $6.21 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ . En cuanto al impacto del seguimiento solar de dos ejes, la ganancia promedio diaria es  $26.76 \%$ , variando entre  $-5.44 \%$  (mayo) y  $114.38 \%$  (diciembre). Note que las pérdidas tienden a presentarse cuando  $H_h$  es inferior a  $3.0 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ , descendiendo a  $5.2 \%$  para la ventana de observación de este estudio (diciembre, enero y febrero) cuando  $H_h$  disminuye a  $1.2\text{-}1.5 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ .

La Tabla 2 presenta la comparación entre el desempeño ideal de un seguidor solar de dos obtenido con los datos de la plataforma PVGIS y los resultados obtenidos de la monitorización.

**Tabla 2.** Valores mínimo, promedio y máximo de ganancia para los meses de diciembre, enero y febrero. Fuente: elaboración propia.

	Diciembre			Enero			Febrero		
	Mín	Prom.	Máx	Mín	Prom.	Máx	Mín	Prom.	Máx
PVGIS	-5.17 %	42.26 %	114.38 %	-2.49 %	43.55 %	60.89 %	-5.12 %	33.65 %	50.30 %
Seguidor	23.03 %	25.72 %	32.88 %	16.16 %	19.52 %	21.61 %	-6.75 %	11.77 %	24.96 %

En primer lugar, si bien los valores promedio (11.77-25.72 %) y máximo (21.61-32.88 %) debidos al seguidor solar implementado son significativos, éstos son menores a los obtenidos del análisis de PVGIS. Este menor beneficio se debe a dos razones: el movimiento discreto del seguidor solar implementado (pasos de 30°) entre 7 a.m. y 5 p.m. y la obstrucción parcial de la infraestructura en la zona este del seguidor solar (ver Figura 15). En segundo lugar, se presentan pérdidas con mínimos de 2.49 % a 5.17 % para los tres meses para valores muy bajos de  $H_h$  obtenidos de PVGIS, lo cual coincide con las pérdidas reportadas por el seguidor solar durante febrero, llegando a ser 6.75 % para un  $H_h$  de 1.27 kWh/m<sup>2</sup>-día.



**Figura 15.** Fotografía del seguidor solar y su obstrucción parcial hacia el este.  
Fuente: Dirección de Comunicaciones UIS.

### 3.4 Análisis de correlación a partir del coeficiente de determinación $R^2$

Con base en lo mencionado en las subsecciones anteriores, es posible considerar la existencia de factores de influencia sobre el beneficio obtenido por el seguidor solar, específicamente, mes y rango  $H_h$  para  $H_{\alpha\beta}$  y mes, rango  $H_h$  y valor promedio horario de  $G_h$  para  $G_{\alpha\beta}$ . Primero, se debe tener presente que el movimiento solar es variante durante el año (ver Figura 10) y  $\Delta H$  tuvo un comportamiento diferenciado cada mes. Segundo, el beneficio del seguidor también es diferenciable según el rango  $H_h$  (ver Figura 12); particularmente, la nubosidad ocasiona la disminución de  $G_h$  y, por ende, de  $H_h$ ; en casos de alta nubosidad,

inclusive con precipitación, el seguidor solar puede ocasionar valores negativos de  $\Delta H$ ; asimismo, se observó una variación de la ganancia solar según el valor de  $H_h$ .

Para llevar a cabo tal análisis, se establecieron los coeficientes de determinación  $R^2$  correspondientes y se organizaron por medio del *heatmap* mostrado en la Figura 16, donde los valores altamente satisfactorios ( $R^2 > 0.97$ ) tienen tonalidad azul y aquellos no satisfactorios ( $R^2 < 0.90$ ) toman colores entre rojo y fucsia. Tenga en cuenta que  $ndm$  es el número de datos cada minuto es y  $ndd$  es el número de datos diarios.

Mes	Hh	ndm	$G_{\alpha\beta} = f(G_h, m, h)$										6-18		dia				
			6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	ndm	$G_{\alpha\beta} = f(G_h, m)$	ndd	$H_{\alpha\beta} = f(H_h, m)$	
Diciembre	Sin rangos	360	0.9384	0.3919	0.8824	0.9707	0.9694	0.9914	0.9911	0.9846	0.9778	0.9407	0.7889	0.7214	4320	0.9402	6	0.9626	
		720	0.8961	0.5843	0.6336	0.8999	0.9055	0.9307	0.9982	0.9973	0.9985	0.8894	0.9703	0.9750	8640	0.9319	12	0.9909	
		1440	0.9174	0.7171	0.9289	0.9738	0.9871	0.9940	0.9947	0.9888	0.9741	0.9651	0.9435	0.9391	17280	0.9589	24	0.9804	
Diciembre a febrero	rangos	$G_{\alpha\beta} = f(G_h, R_{H_h}, h)$										$G_{\alpha\beta} = f(G_h, R_{H_h})$		$H_{\alpha\beta} = f(H_h, R_{H_h})$					
		<3	180	0.6844	0.8730	0.8929	0.9483	0.9632	0.9735	0.9844	0.9952	0.9915	0.9766	0.9583	0.9527	180	0.9490	3	0.9993
		{3,4}	360	0.8729	0.9644	0.9876	0.9870	0.9940	0.9910	0.9943	0.9897	0.9877	0.9763	0.9474	0.9577	360	0.9764	6	0.6937
		{4,5}	240	0.8870	0.8310	0.9281	0.9318	0.9837	0.9966	0.9984	0.9968	0.9981	0.9904	0.9845	0.9703	240	0.9656	4	0.3438
		{5,6}	720	0.9382	0.5783	0.8459	0.9602	0.9699	0.9873	0.9839	0.9708	0.9550	0.9274	0.8425	0.9191	720	0.9446	12	0.6029
		$\geq 6$	1020	0.9253	0.5581	0.6113	0.6941	0.8932	0.9658	0.9822	0.9680	0.9273	0.8599	0.9016	0.9565	1020	0.9328	17	0.7568
Total	2520	$G_{\alpha\beta} = f(G_h, h)$										$G_{\alpha\beta} = f(G_h, h)$		$H_{\alpha\beta} = f(H_h, h)$					
		2520	0.9217	0.6243	0.8825	0.9678	0.9828	0.9914	0.9903	0.9801	0.9606	0.9275	0.8786	0.9314	30240	0.9466	42	0.9749	

Escala: 1.0000 0.9900 0.9800 0.9700 0.9600 0.9500 0.9250 0.9000 0.8000 0.7000 0.6000 0.5000 0.2500 0.0000

ndm: número de datos minutos      ndd: número de datos días

Figura 16. Comportamiento del coeficiente de correlación  $R^2$ . Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la posible estimación de  $G_{\alpha\beta}$ , se consideraron seis casos. Para  $f(G_h, m, h)$ , se usaron los datos cada minutos adquiridos para cada hora de cada mes, por ejemplo, para los 6 días de diciembre se cuenta con 360 datos por hora. Específicamente, se observa que los valores de  $R^2$  se comportan similar para los tres meses a lo largo del día y que en general sería posible estimar de manera aceptable ( $R^2 \geq 0.90$ )  $G_{\alpha\beta}$  solo de 8 a.m. a 4 p.m. Para  $f(G_h, R_{H_h}, h)$  se observa que la estimación de  $G_{\alpha\beta}$  sería aceptable solo para el 76.7 % de las horas, siendo el mayor rango  $H_h$  el menos conveniente por valores  $R^2$  entre 0.55 y 0.70. Para  $f(G_h, h)$  se tienen 2520 datos por hora, ya que se consideran 60 datos cada minutos para cada hora de los 42 días; este caso se caracteriza porque la estimación de  $G_{\alpha\beta}$  solo estaría comprometida a la hora 7 ( $R^2 = 0.6243$ ). En cuanto a  $f(G_h, m)$ ,  $f(G_h, R_{H_h})$  y  $f(G_h)$ , se aprecian valores aceptables de  $R^2$  ( $\geq 0.932$ ); por lo que, cualquiera de estos casos es satisfactorio. En definitiva, se podría estimar  $G_{\alpha\beta}$  a pesar de descartar la influencia de la hora.

Para la estimación de  $H_{\alpha\beta}$  se tiene que el caso  $f(H_h, R_{H_h})$  reporta cuatro de cinco valores  $R^2$  menores 0.76; por lo que, se descarta la correspondencia del rango  $H_h$ . Por otro lado, la Figura 17 presenta los gráficos de dispersión para los datos adquiridos por el seguidor solar, junto con su ecuación lineal de tendencia y coeficiente  $R^2$ , tanto para la totalidad de datos de los tres meses ( $f(H_h)$ ) como para cada mes ( $f(H_h, m)$ ) de  $H_h$  vs  $H_{\alpha\beta}$ . Se ve que  $R^2$  es igual a 0.9749 para los tres meses y de 0.9626 (diciembre), 0.9909 (enero) y 0.9804 (febrero) para cada uno de éstos. Por tanto, se evidencia la altísima correspondencia entre  $H_h$  y  $H_{\alpha\beta}$  que permitiría estimar de manera satisfactoria el desempeño del seguidor solar desde ambos enfoques (total y mensual).

No obstante, dado que la muestra analizada solo incluye días pertenecientes a tres meses, se consideró pertinente determinar los valores de  $R^2$  para los datos obtenidos de PVGIS como muestra la Figura 18, donde  $n$  es el número de datos considerados. Se aprecia que la correspondencia anual entre  $H_h$  y  $H_{\alpha\beta}$  es de solo 0.8928; mientras, los valores mensuales (0.9245, 0.9570 y 0.9579) son similares a lo mostrado por la Figura 17. Con base en estos resultados, se considera más correcto usar la correlación mensual a fin de estimar  $H_{\alpha\beta}$  para un  $H_h$  diario conocido.

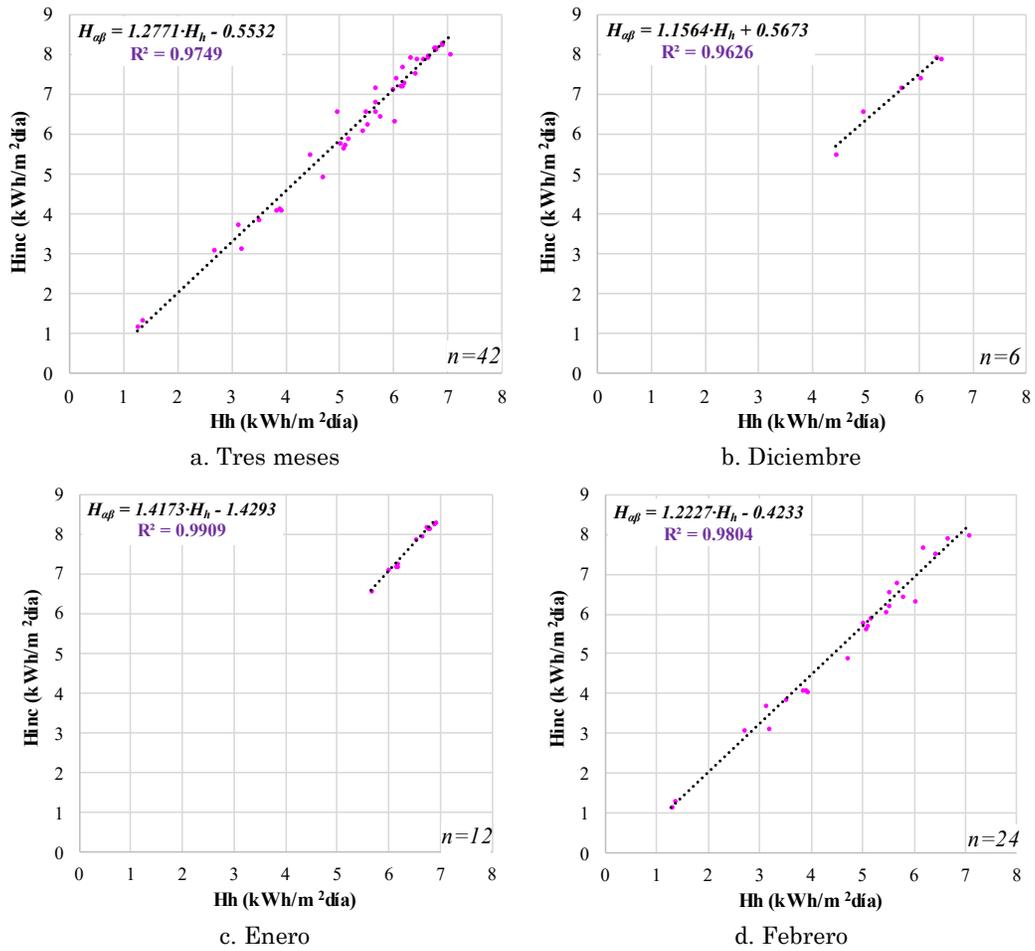
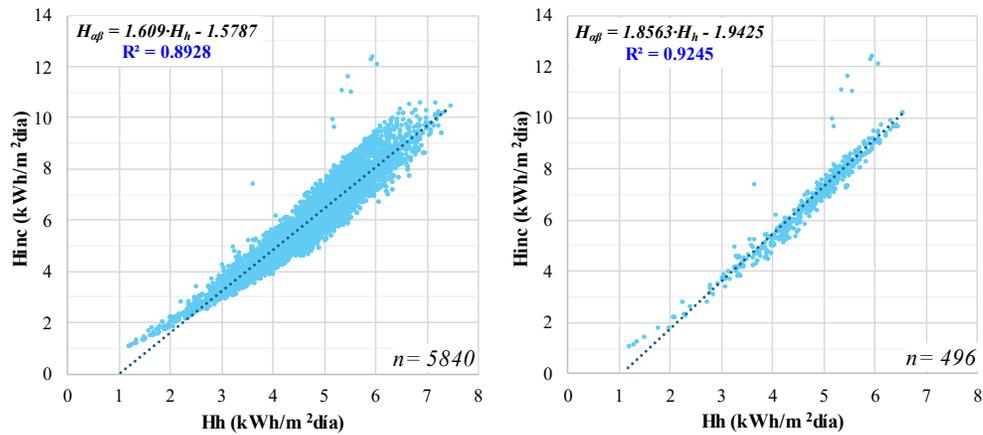
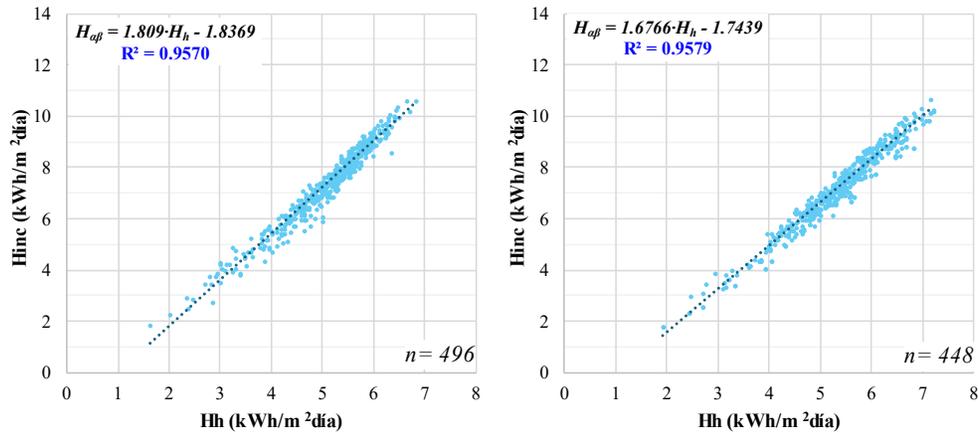


Figura 17. Gráficos de dispersión a partir de los datos obtenidos del seguidor solar. Fuente: elaboración propia.





**Figura 18.** Gráficos de dispersión a partir de los datos obtenidos de la plataforma PVIGS.  
Fuente: elaboración propia.

#### 4. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta la caracterización de la ganancia en la irradiancia e irradiación solar incidente logrado por un seguidor solar de dos grados de libertad en la terraza de un edificio universitario en Bucaramanga (Colombia). Este seguidor define los ángulos de operación (orientación e inclinación) a partir de dos servomotores, con base en el movimiento solar (azimut y elevación) de cada instante, buscando la coincidencia entre el haz de irradiancia solar directa y la normal de la superficie de incidencia. Note que los movimientos de ajuste son discretos (cada  $30^\circ$ ).

Durante la ventana de observación de 42 días (entre diciembre de 2023 y febrero de 2024), el seguidor solar mostró un beneficio promedio diario de  $916.1 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$ , equivalente a  $17.3 \%$ , con valores mínimos y máximos de  $-85.5$  (08-feb-2024) y  $1626.2 \text{ Wh/m}^2\text{día}$  (13-dic-2023). Tal caracterización del desempeño también se realizó por mes y rango  $H_h$ . Se tiene que el beneficio promedio de la captación del potencial solar en diciembre asciende a  $25.7 \%$ , en enero a  $19.5 \%$  y en febrero llegó solo a  $13.2 \%$ ; tal diferenciación mensual se puede explicar porque durante diciembre y enero se presentaron varios días de alta irradiación solar ( $>6.0 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ) debido a el Fenómeno del Niño; mientras en febrero algunos días fueron de alta nubosidad y precipitaciones leves. Adicionalmente, la carta solar de Bucaramanga muestra que diciembre es el mes con menor altura solar horaria, aumentando de enero a febrero, lo que impacta notablemente en la ganancia potencial a lograrse por el seguidor solar. En cuanto al rango  $H_h$ , se observa que los mayores beneficios se dan para valores de  $H_h$  mayores a  $6 \text{ kWh/m}^2\text{día}$  ( $1322 \text{ Wh/m}^2\text{día}$  y  $20.3 \%$ ), seguidos de  $4 \text{ kWh/m}^2\text{día}$  a  $5 \text{ kWh/m}^2\text{día}$  ( $929 \text{ Wh/m}^2\text{día}$  y  $19.5 \%$ ),  $5 \text{ kWh/m}^2\text{día}$  a  $6 \text{ kWh/m}^2\text{día}$  ( $859 \text{ Wh/m}^2\text{día}$  y  $15.5 \%$ ) y, finalmente, menores a  $4 \text{ kWh/m}^2\text{día}$  ( $220 \text{ Wh/m}^2\text{día}$  y  $7.4 \%$ ). Note que para valores muy bajo de  $H_h$ , como los días 08, 09 y 22 de febrero se dieron pérdidas de hasta  $0.085 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  ( $6.75 \%$  para  $H_h = 1.27 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ).

La caracterización de la ganancia y el incremento porcentual de la irradiancia solar expone que su comportamiento es convexo; puesto que, los mayores beneficios se dan entre 7 a.m. y 10 a.m. y de 3 p.m. a 5 p.m., mientras se reduce sustancialmente entre 11 a.m. y 2 p.m.

El análisis de correlación a partir del coeficiente  $R^2$  permitió determinar que es posible estimar de manera aceptable el valor horario de  $G_{\alpha\beta}$  a partir desde tres enfoques, a saber: (i) solo valores conocidos de  $G_h$  ( $R^2=0.9466$ ), (ii) valores de  $G_h$  y mes ( $R^2 \geq 0.9319$ ) y (iii) valores de

$G_h$  y rango  $H_h$  ( $R^2 \geq 0.9328$ ). Con respecto al valor diario de  $H_{\alpha\beta}$ , se encontró que es más correcto usar el valor de  $H_h$  para cada mes ( $R^2 \geq 0.9626$ ).

Como trabajo futuro se proponen estudiar dos tópicos. Primero, el beneficio energético neto del seguidor solar a partir del contraste entre la ganancia de la potencia generada por el par panel FV – microinversor y el consumo de las etapas de control y monitorización para la operación del seguidor. Segundo, el mejoramiento la estrategia de seguimiento solar basado en la reducción del paso de movimiento de los servomotores y el análisis comparativo entre las irradiancias horizontal e incidente; este último para evitar pérdidas en días con baja irradiación solar horizontal ( $< 3.0 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ).

## 5. AGRADECIMIENTO Y FINANCIACIÓN

Los autores agradecen a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por el uso de sus instalaciones, a la Vicerrectoría de Investigación y Extensión – VIE (proyecto 4252) y la Dirección de Comunicaciones por la toma de fotografías aéreas, dependencias de la Universidad Industrial de Santander.

## CONFLICTOS DE INTERÉS

Todos los autores declaran que no hay conflicto de intereses.

## CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

Michael Urbano: Conceptualización, metodología e investigación.

Daniel García: Conceptualización, metodología e investigación.

Sebastián Murillo: Conceptualización, metodología e investigación.

German Osma-Pinto: Conceptualización, metodología, análisis formal, investigación, validación, redacción del documento, edición del documento y supervisión.

## 6. REFERENCIAS

- [1] H. Shang, and W. Shen, “Design and Implementation of a Dual-Axis Solar Tracking System,” *Energies*, vol. 16, no. 17, p. 6330, Aug. 2023. <https://doi.org/10.3390/en16176330>
- [2] C. Jamroen, C. Fongkerd, W. Krongpha, P. Komkum, A. Pirayawaraporn, and N. Chindakham, “A novel UV sensor-based dual-axis solar tracking system: Implementation and performance analysis,” *Applied Energy*, vol. 299, p. 117295, Oct. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117295>
- [3] REN21, “Renewables Global Status Report,” *Renewables in Energy Supply*, Red de Política de Energía Renovable para el Siglo XXI, París, Francia, 2024. [Online]. Available: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- [4] W. Nsengiyumva, S. G. Chen, L. Hu, and X. Chen, “Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 250–279, Jan. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.085>
- [5] A. Pirayawaraporn, S. Sappaniran, S. Nooraksa, C. Prommai, N. Chindakham, and C. Jamroen, “Innovative sensorless dual-axis solar tracking system using particle filter,” *Applied Energy*, vol. 338, p. 120946, May. 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120946>
- [6] B. Huang *et al.*, “Development of a Solar-Tracking System for Horizontal Single-Axis PV Arrays Using Spatial Projection Analysis,” *Energies*, vol. 16, no. 10, p. 4008, May. 2023. <https://doi.org/10.3390/en16104008>

- [7] C. Jamroen, P. Komkum, S. Kohsri, W. Himananto, S. Panupintu, and S. Unkat, "A low-cost dual-axis solar tracking system based on digital logic design: Design and implementation," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 37, p. 100618, Feb. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100618>
- [8] N. Z. Al-Rawahi, and N. Z. Al-Azri, "Effect of latitude and sky clearance factor on the effectiveness of solar tracking strategies," *Cogent Eng.*, vol. 6, no. 1, May. 2019. <https://doi.org/10.1080/23311916.2019.1609387>
- [9] R. Ramful, and N. Sowaruth, "Low-cost solar tracker to maximize the capture of solar energy in tropical countries," *Energy Reports*, vol. 8, no. 15, pp. 295–302, Nov. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.145>
- [10] M. M. Aji, B. G. Gamiya, A. T. Olomowewe, F. A. Ohikere, S. S. Umar, and S. Thomas, "Design and Simulation of Dual-Axis Solar Tracking Systems," in *2021 1st International Conference on Multidisciplinary Engineering and Applied Science (ICMEAS)*, Abuja, Nigeria, 2021, pp. 1-4. <https://doi.org/10.1109/ICMEAS52683.2021.9692361>
- [11] I. H. Rosma, I. M. Putra, D. Y. Sukma, E. Safrianti, A. A. Zakri, and A. Abdulkarim, "Analysis of Single Axis Sun Tracker System to Increase Solar Photovoltaic Energy Production in the Tropics," in *2018 2nd International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICon EEI)*, Batam, Indonesia, 2018, pp. 183-186. <https://doi.org/10.1109/ICon-EEI.2018.8784311>
- [12] H. González-Acevedo, Y. Muñoz-Maldonado, A. Ospino-Castro, J. Serrano, A. Atencio, and C. J. Saavedra, "Design and performance evaluation of a solar tracking panel of single axis in Colombia," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 11, no. 4, pp. 2889–2898, Aug. 2021. <https://doi.org/10.11591/ijece.v11i4.pp2889-2898>
- [13] C. A. Mercado Montes, S. A. Sánchez Hernández, and A. D. Morales Acosta, "Diseño de un prototipo a escala de seguimiento solar para mejorar la eficiencia de módulos fotovoltaicos en el municipio de Sincelejo," in *Ciudades sostenibles. Un enfoque diferenciado del desarrollo de las ciudades*, Sincelejo, Colombia: Corporación Universitaria del Caribe – CECAR, 2020, pp. 98-114. <https://repositorio.cecar.edu.co/handle/cecar/2490>
- [14] C. M. Agudelo Restrepo, O. D. Díaz Castillo, and Y. E. García Vera, "Evaluación de un prototipo de seguimiento solar fotovoltaico en regiones tropicales," *Redes de Ingeniería*, vol. 7, no. 1, pp. 105–111, Jan-Jun. 2016. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.redes.2016.1.a10>
- [15] A. S. C. Roong and S. H. Chong, "Laboratory-scale single axis solar tracking system: Design and implementation," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 254–264, Mar. 2016. <https://doi.org/10.11591/ijpeds.v7.i1.pp254-264>
- [16] M. H. M. Sidek *et al.*, "GPS based portable dual-axis solar tracking system using astronomical equation," in *2014 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, Kuching, Malaysia, 2014, pp. 245-249. <https://doi.org/10.1109/PECON.2014.7062450>
- [17] N. Krishna Kumar, V. Subramaniam, and E. Murugan, "Power Analysis of non-tracking PV system with low power RTC based sensor independent solar tracking (SIST) PV system," *Mater. Today.*, vol. 5, no. 1, pp. 1076–1081, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.11.185>
- [18] S. Das, S. Chakraborty, P. K. Sadhu, and O. S. Sastry, "Design and experimental execution of a microcontroller ( $\mu$ C)-based smart dual-axis automatic solar tracking system," *Energy Science and Engineering*, vol. 3, no. 6, pp. 558–564, Nov. 2015. <https://doi.org/10.1002/ese3.102>
- [19] D. Bawa, and C. Y. Patil, "Fuzzy control based solar tracker using Arduino uno," *International Journal of Engineering and Innovative Technology*, vol. 2, no. 12, pp. 179–187, Jun. 2013. [https://www.ijeit.com/vol2/Issue12/IJEIT1412201306\\_34.pdf](https://www.ijeit.com/vol2/Issue12/IJEIT1412201306_34.pdf)
- [20] P. Bhattacharya, S. Mukhopadhyay, B. B. Ghosh, and P. K. Bose, "Optimized Use of Solar Tracking System and Wind Energy," *Procedia Technology*, vol. 4, pp. 834–839, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.protec.2012.05.137>
- [21] J. Miranda, J. Tamayo, and J. Barrios, "Diseño e implementación de la estrategia de movimiento para una unidad experimental de seguimiento solar con dos grados de libertad aplicado a la generación fotovoltaica," (Trabajo de pregrado), Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2016. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/35097>