

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MODELOS DE ENFRIAMIENTO DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS FLOTANTES: MODELO FÍSICO Y EXPERIMENTAL

**DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y CAMPAÑA DE MEDICIONES DE
UN PROTOTIPO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONVENCIONAL.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO**

VACA PARDO LEONARDO JAVIER
leonardo.vaca01@epn.edu.ec

DIRECTOR:
Dr. FREDDY GEOVANNY ORDÓÑEZ MALLA
freddy.ordonez@epn.edu.ec

Quito, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Leonardo Javier Vaca Pardo declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

LEONARDO JAVIER VACA PARDO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Leonardo Javier Vaca Pardo, bajo mi supervisión.

FREDDY ORDÓÑEZ MALLA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

LEONARDO JAVIER VACA PARDO

FREDDY ORDÓÑEZ MALLA

DEDICATORIA

A mis padres, Rodrigo y Andrea,
quienes siempre han sabido guiarme y apoyarme. Gracias
a su dedicación y amor incondicional he logrado superar
toda adversidad y culminar otra etapa de mi vida.
Este logro es tan suyo como es mío.

A mis hermanos Rodrigo y Víctor,
por quienes aprendí a disfrutar de la vida tanto como me
esfuerzo en ella. Gracias a su apoyo en los momentos
difíciles y por compartir los momentos de alegría
soy la persona que soy hoy.

AGRADECIMIENTO

A mi director, Freddy Ordoñez y a Santiago Vaca, quienes siempre estuvieron presentes para solventar cualquier duda sobre el proyecto. Por su esfuerzo y dedicación supieron guiarme para culminar de manera exitosa este trabajo de titulación.

A mi familia, por su apoyo incondicional y su sabiduría para apoyarme a culminar esta etapa de mi vida.

A mis amigos, por hacer de la universidad una etapa inolvidable.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	3
1.4 Marco teórico	3
El papel de la energía renovable y el cambio climático.....	3
Energía solar fotovoltaica	5
Sistemas fotovoltaicos flotantes.....	9
Sistemas de recolección de datos de sistemas fotovoltaicos.....	11
System Advisor Model (SAM) para simulación de sistemas fotovoltaicos.....	11
2 METODOLOGÍA.....	12
2.1 Definición de variables	12
2.2 Equipos utilizados	13
Sistema fotovoltaico	13
Sistema de registro de datos	14
2.3 Diseño de los circuitos de conexión de los equipos	15
2.4 Pruebas de funcionamiento de los equipos	16
2.5 Instalación y campaña de medición	17
2.6 Tratamiento de datos	18
2.7 Simulación	20
2.8 Análisis de datos.....	22
3 RESULTADOS.....	25
3.1 Eliminación de datos atípicos.....	26
3.2 Simulación	27
3.3 Análisis de resultados	28

Sistema fotovoltaico convencional.....	28
Comparación: Sistema fotovoltaico convencional y flotante.....	32
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	38
4.1 Conclusiones	38
4.2 Recomendaciones	39
5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40
6 ANEXOS	44
ANEXO I. Tabla de datos obtenida durante el periodo del estudio.	44
ANEXO II. Tabla de datos posterior a la eliminación de datos atípicos.	44
ANEXO III. Tabla de datos de simulación.	44
ANEXO IV. Código utilizado para la generación de gráficas.	44

RESUMEN

El presente trabajo describe el diseño, implementación y análisis de un sistema fotovoltaico convencional y su comparación con un sistema fotovoltaico flotante, con el objetivo de evaluar el efecto del enfriamiento en el rendimiento de este último. Con esta finalidad se instalaron dos paneles fotovoltaicos homólogos, uno sobre una estructura fija en tierra y otro sobre una plataforma flotante en la piscina 1 de la Central Hidroeléctrica de Cumbayá en Quito. Se realizó una campaña de medición de 22 días, recolectando datos de voltaje, corriente y temperatura de los paneles, así como radiación solar y temperatura del agua. Para verificar los datos obtenidos se calculó la potencia generada por el sistema convencional, la cual fue comparada con una simulación realizada en el software System Advisor Model, utilizando los datos de radiación solar recolectados en el sitio. Una vez los datos fueron verificados se calculó la potencia y la eficiencia de los sistemas y se realizó una comparativa entre la temperatura y el rendimiento de ambos. El análisis realizado muestra que el enfriamiento del panel flotante, generado por el efecto del espejo de agua, resulta en una diferencia de temperaturas entre ambos sistemas de 8.15°C en promedio y de 12.38°C considerando únicamente instantes con mayor radiación. Este enfriamiento se traduce en un incremento en la generación energética de 7.36% y en una mejora de la eficiencia promedio del 11.56%. Estos valores se encuentran dentro de los rangos típicos obtenidos en estudios realizados en climas similares a los del presente trabajo.

PALABRAS CLAVE: Sistema fotovoltaico, sistema fotovoltaico flotante, temperatura del panel fotovoltaico, eficiencia, generación energética.

ABSTRACT

The present work describes the design, implementation and analysis of a conventional photovoltaic system and its comparison with a floating photovoltaic system, with the objective of evaluating the effect of cooling on the performance of the latter. For this purpose, two homologous photovoltaic panels were installed, one on a fixed structure on land and the other on a floating platform in pool 1 of the Central Hidroeléctrica de Cumbayá in Quito. A 22-day measurement campaign was carried out, collecting data on voltage, current and temperature of the panels, as well as solar radiation and water temperature. To verify the obtained data, the power generated by the conventional system was calculated, which was compared with a simulation carried out in the System Advisor Model software, using the solar radiation data collected on site. Once the data was verified, the power and efficiency of the systems was calculated, and a comparison between the temperature and performance of both systems was performed. The analysis shows that the cooling of the floating panel, generated by the effect of the water mirror, results in a temperature difference between both systems of 8.15°C on average and 12.38°C when considering only moments with greater radiation. This cooling translates into an increase in energy yield of 7.36% and an improvement in average efficiency of 11.56%. These values are within the typical ranges obtained in studies carried out in climates like those of the present work.

KEYWORDS: Photovoltaic System, floating photovoltaic, photovoltaic panel temperature, efficiency, energy yield

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El consumo energético mundial ha aumentado de 293.3 *EJ* en el año 2000 a 418 *EJ* para el año 2019 [1]. Para sostener esta demanda energética, según datos del 2019, la principal fuente de generación energética fue la combustión de combustibles fósiles, donde los derivados del petróleo representaron un 30.9%, el carbón un 26.8% y el gas natural un 23.2%, resultando en un total de 80.9% de la generación global de ese año [2]. La combustión de combustibles fósiles es responsable del 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero como CO₂, NO_x y SO_x, los cuales generan efectos adversos en el medio ambiente, como la contaminación del aire, del agua y el cambio climático [3], [4].

La generación de energía usando fuentes renovables es una alternativa de bajas emisiones frente al uso de combustibles fósiles. Sin embargo, la generación mediante fuentes renovables fue solo del 10.9% en 2019 y se ha generado un incremento de solamente 2.2 puntos porcentuales frente al año 2010, cuando las energías renovables aportaban un 8.7% a la generación global [5]. Entre estas fuentes, la energía solar fotovoltaica (PV por sus siglas en inglés) ha experimentado el incremento más significativo, presentando el mayor porcentaje de crecimiento anual promedio con 37.5% entre los años 2000 y 2020 [6].

Una de las razones que explican el aumento en la adopción de paneles solares es la reducción en los costos de estos sistemas, que pasaron de 2.20 *USD* por vatio pico en el año 2010 a 0.20 *USD* en el año 2020 [7]. Esta disminución en el costo fue impulsado gracias a subsidios hacia las energías renovables de varios países de Europa. Esto dio como resultado la implementación de fábricas, principalmente en China, de obtención de silicio policristalino para uso en la fabricación de celdas fotovoltaicas. El silicio policristalino de alta pureza es el principal elemento en la fabricación de celdas fotovoltaicas y el costo de este cayó de alrededor de 53 $\frac{USD}{kg}$ en 2005 a aproximadamente 37 $\frac{USD}{kg}$ en 2012 [8]. Esto ha facilitado el acceso a la generación fotovoltaica y ha permitido una mayor incorporación en diversas escalas.

Una de las desventajas de los sistemas fotovoltaicos es su alta ocupación de terreno por unidad de generación energética ($13.7 - 40 \frac{m^2}{MWh}$ para sistemas poly-Si montados en el suelo), en comparación con otras fuentes como: hidroeléctricas ($8.7 - 15.2 \frac{m^2}{MWh}$ para centrales de más de 660 *MW*) y centrales eólicas ($0.6 - 1.2 \frac{m^2}{MWh}$ para centrales en tierra) [9]. En países donde la tierra es limitada o no es adecuada para la implementación de sistemas fotovoltaicos, ya sea debido a terrenos montañosos, alta densidad poblacional o

una baja extensión de su territorio, las instalaciones FV de gran escala presentan una alta competencia por el uso del suelo, principalmente con zonas industriales, agrícolas y residenciales, lo que eleva los costos de estas plantas [10]. Los sistemas fotovoltaicos flotantes, conocidos como FPV por sus siglas en inglés, han atraído la atención gracias a que aprovechan áreas inutilizadas en reservorios y embalses existentes y evitan la competencia por el suelo. Los FPV presentan ventajas adicionales, como la prevención de la acumulación de material particulado en el agua, la mitigación de la evaporación excesiva y la contribución al enfriamiento de los paneles fotovoltaicos [11]. Este último punto es ventajoso debido a que la eficiencia de las celdas fotovoltaicas guarda una relación inversamente proporcional con su temperatura; esto se traduce en una disminución en la eficiencia de aproximadamente el 0.5-1% por cada grado centígrado de aumento en la temperatura del panel [12].

El propósito de este proyecto es desarrollar un modelo para evaluar la mejora en eficiencia por enfriamiento en un sistema FPV, en comparación con un sistema fotovoltaico convencional. Para lograr esto, se llevará a cabo la implementación de dos sistemas de generación fotovoltaica con características idénticas. Uno de ellos será un sistema convencional (sobre el suelo), mientras que el otro será un sistema flotante instalado sobre un reservorio.

Este componente del proyecto se enfoca en el diseño, construcción e implementación del sistema fotovoltaico convencional, así como en la recopilación y análisis de los datos resultantes. Durante la fase de recolección de datos, se registrarán variables relevantes para la investigación, como el voltaje, amperaje y temperatura de los paneles, y datos del entorno como la temperatura y humedad ambientales, temperatura del agua del reservorio y radiación solar.

1.1 Objetivo general

Diseñar, implementar y realizar la campaña de mediciones de un prototipo de sistema fotovoltaico convencional.

1.2 Objetivos específicos

- Diseño e implementación del sistema fotovoltaico convencional y del sistema de registro de datos.
- Recopilación de datos de al menos 30 días de la producción FV y variables ambientales y meteorológicas.
- Tratamiento y análisis de los datos obtenidos.

1.3 Alcance

Dentro de este trabajo se realizará el diseño, implementación y registro de datos de un sistema fotovoltaico convencional. El dimensionamiento del sistema fotovoltaico y de registro de datos está dado por los equipos proporcionados por la Escuela Politécnica Nacional, estos equipos son: un panel fotovoltaico de 100W, un controlador de carga MPPT, una batería de 12 V y 18 Ah, un registrador de datos NOVUS FieldLogger, un piranómetro MS-40, dos termopares J, un sensor de voltaje y un sensor de corriente. Se registrarán datos de voltaje, amperaje y temperatura del panel fotovoltaico, temperatura del agua y radiación solar durante un mes. No se realizarán mediciones de otros parámetros meteorológicos como velocidad del viento dado que al estar ubicados en la misma área no causarán diferencias entre los datos de ambos paneles. El estudio se llevará a cabo en el reservorio de Cumbayá, ubicado en Quito, Ecuador.

1.4 Marco teórico

El papel de la energía renovable y el cambio climático

El cambio climático hace referencia a las variaciones en la temperatura global y los patrones climáticos, siendo causado principalmente por la emisión de gases de efecto invernadero (GHG por sus siglas en inglés) [13], [14]. Esto ha resultado en cambios extremos en el clima, sequías, desertificación, inundaciones, entre otros [14], [15], [16]. Para mitigar el cambio climático y sus consecuencias, se han realizado un gran número de conferencias y acuerdos internacionales, desde la primera conferencia mundial sobre el clima en 1979 hasta la 28^{va} sesión de la Conferencia de las Partes (COP 28) en diciembre de 2023 [17], [18]. Uno de los resultados más importantes de estas conferencias es el Acuerdo de París de 2015. Este es un acuerdo entre 196 entes y tiene como objetivo limitar el calentamiento global a niveles por debajo de 2°C y, preferiblemente, inferiores a 1,5°C en comparación con los niveles preindustriales [19].

La generación de energía contribuye significativamente al cambio climático, representando aproximadamente el 75% del total de emisiones de GHG [20]. Estas emisiones provienen principalmente por el uso de combustibles fósiles, que constituyen aproximadamente el 81% de la generación global [2] y presentan un número mucho mayor de emisiones por kWh que otras fuentes. En la Figura 1.1 se presentan las emisiones de CO₂ equivalentes por kilovatio hora durante todo el ciclo de vida de diferentes fuentes de generación energética, es decir cuántos gramos de dióxido de carbono generarían el mismo impacto ambiental que las emisiones de todos los diferentes gases de efecto invernadero generados desde la implementación de una planta de generación, hasta que esta plana

sea descontinuada. Como se observa, el carbón mineral genera aproximadamente entre 750 y 1100 $\frac{g-CO_2e}{kWh}$ sin captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) y entre 150 y 575 $\frac{g-CO_2e}{kWh}$ con CCS y el gas natural sin CCS genera entre 400 y 500 $\frac{g-CO_2e}{kWh}$ y entre 100 y 200 $\frac{g-CO_2e}{kWh}$ con CCS, mientras que las alternativas renovables como la energía hídrica y la energía solar de concentración (CSP por sus siglas en inglés), fotovoltaica y eólica generan entre 0 y 150 $\frac{g-CO_2e}{kWh}$ [21].

Lifecycle GHG emissions ranges for selected sources of electricity, 2020

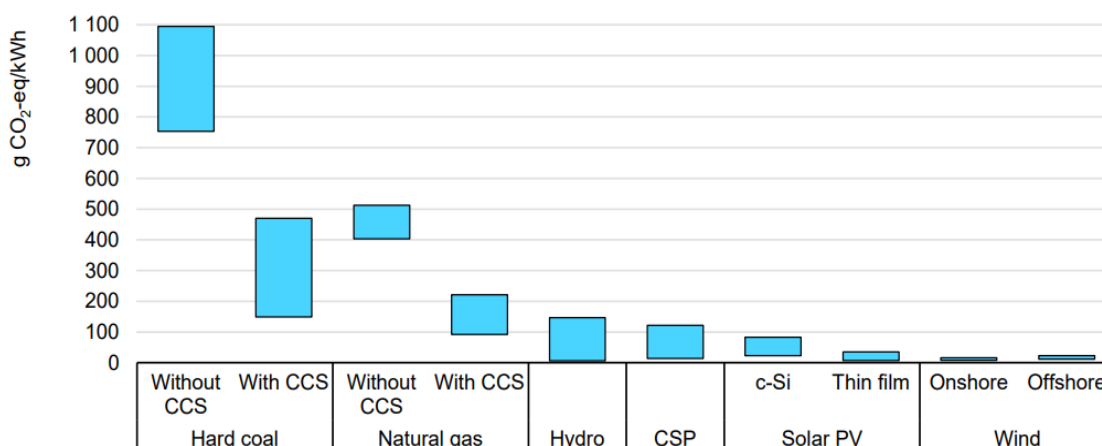


Figura 1.1 Emisiones de GHG por fuente de generación de energía [21].

Las energías renovables son fuentes de energía que se reponen continuamente y de manera natural, como la energía hidráulica, solar, eólica, geotérmica, biomasa, entre otras. Estas fuentes pueden ser aprovechadas mediante tecnologías que las transforman en formas de energía útiles como energía eléctrica y calor [22]. Estas también son consideradas fuentes de energía limpia y sostenible, ya que tienen un bajo impacto ambiental, generan menos residuos secundarios, que los combustibles fósiles, y presentan emisiones mínimas de gases de efecto invernadero y otros contaminantes del aire [23].

La sostenibilidad y las bajas emisiones asociadas con las energías renovables se espera que contribuyan a mantener factible la meta de limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5°C [24]. El despliegue e inversión en energías alternativas se ha incrementado en los últimos años debido a las políticas de recuperación económica implementadas posterior a la pandemia por Covid-19 y respuestas políticas a la crisis energética global [24]. Un ejemplo de este tipo de inversión se da en Estados Unidos que, de los más de 650000 millones *USD* que invirtió en estrategias de recuperación posterior a la pandemia cerca del 11%, o 70000 millones *USD* fueron dirigidos a el sector de energía limpia [25].

En 2022, la capacidad energética renovable experimentó un incremento del 13%, equivalente a cerca de 340 *GW* en comparación con el año anterior. Este crecimiento fue liderado por la energía fotovoltaica con un aumento neto récord de cerca de 220 *GW*, representando un incremento del 35% en relación con el año 2021 [26]. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) se espera que la capacidad renovable incremente alrededor de 2400 *GW* entre 2022 y 2027, es decir cerca del 75%, en el pronóstico principal y 2950 *GW*, cerca de 115%, en el caso acelerado [27]. No obstante, se requiere un crecimiento aún más rápido para llegar al objetivo de emisiones de carbono netas de cero para el año 2050 de la IEA [27], [28].

Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica tiene la capacidad de transformar la radiación solar directamente en energía eléctrica [29]. Este proceso se lleva a cabo a través de semiconductores, como el silicio mono y policristalino en paneles solares y el telurio de cadmio (CdTe), silicio amorfo (a-Si) y cobre indio galio y selenio (CIGS) en las celdas solares de película fina [29], [30]. La tecnología líder en la generación fotovoltaica es la de silicio cristalino, la cual representó más del 95% de la cuota de mercado en 2021. Esto se debe principalmente al retraso en la investigación y desarrollo de las celdas de película fina y a necesidad de materiales más especializados como indio, telurio y cadmio de la misma [9], [21]. Históricamente, el mercado dentro de esta tecnología se ha dividido entre silicio policristalino y silicio monocristalino, no obstante, en los últimos años, el silicio monocristalino ha dominado debido a su mayor eficiencia y a innovaciones que han reducido sus costos [21], [31].

Average annual growth rates of renewables supply in OECD, 2000-2020

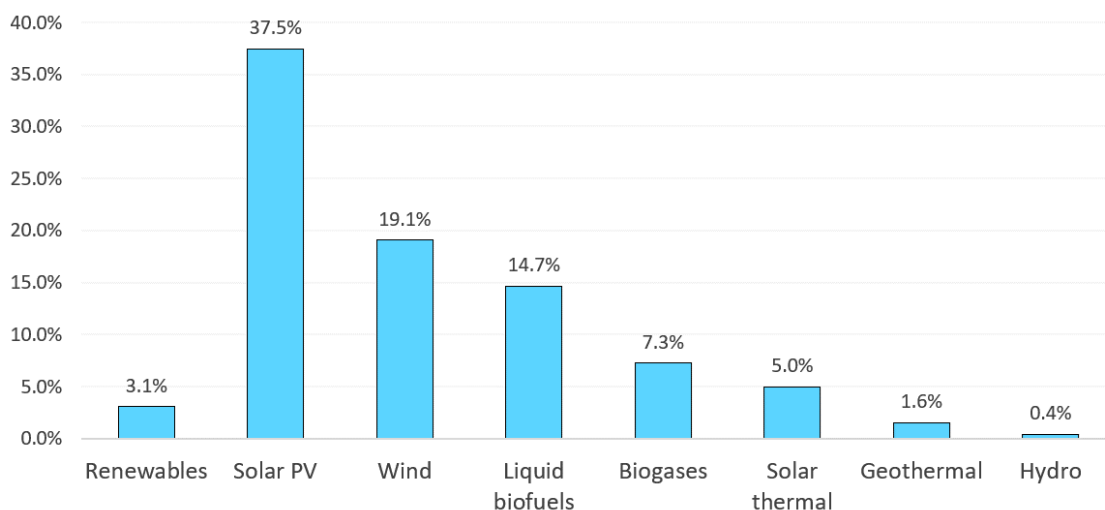


Figura 1.2 Porcentaje de crecimiento anual de energía renovable entre 2000 y 2020 [6].

La adopción de la energía fotovoltaica ha sido la más alta de todas las energías renovables, con un promedio de crecimiento anual de 37.5% entre los años 2000 y 2020, como se evidencia en la Figura 1.2 [6]. Este crecimiento no se vio disminuido en los años siguientes, ya que alrededor de un tercio de toda la energía solar, hasta el año 2022, se instaló en los años 2021 y 2022 [24]. Además, según la IEA, la energía solar fotovoltaica destaca como la única fuente de generación energética que se encuentra "en curso" para alcanzar el objetivo de emisiones cero para el año 2050 [28].

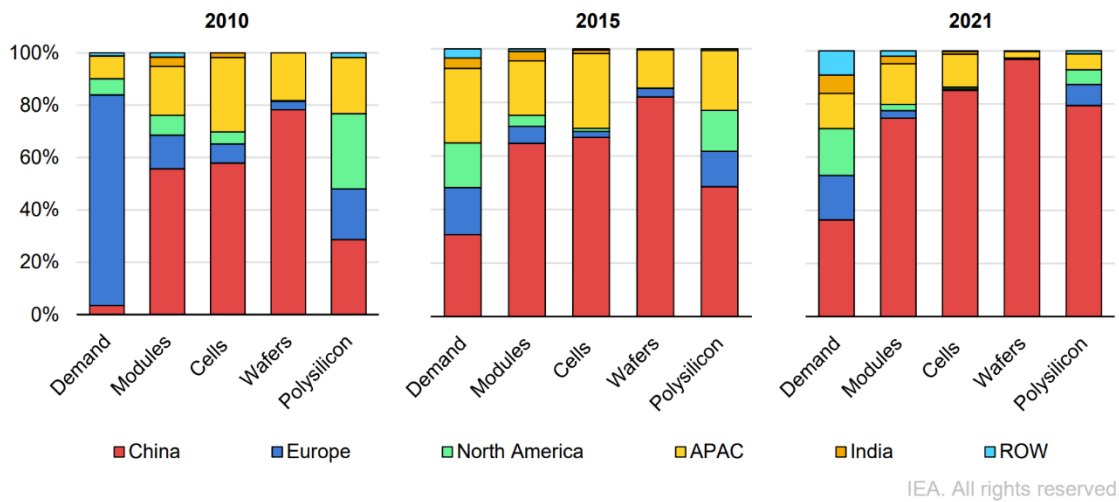
Según el pronóstico de la IEA, se espera que la capacidad acumulada de la generación fotovoltaica se triplique para el año 2027, sobrepasando la capacidad de generación del gas natural en 2026 y del carbón en 2027. Se anticipa que el crecimiento de esta tecnología aumente en los 5 años pronosticados, impulsado por el hecho de que la energía solar fotovoltaica a gran escala representa la opción de generación energética de menor costo en la gran mayoría de países alrededor del mundo [27].

El aumento en la adopción de la tecnología fotovoltaica se atribuye, en parte, a su potencial de descentralización, es decir esta tecnología puede ser aplicada eficientemente en pequeña, mediana y gran escala [9], [32]. En el año 2022 las instalaciones de gran escala aportaron aproximadamente un 56% de la capacidad energética instalada, las instalaciones comerciales e industriales un representaron un 26%, las instalaciones residenciales un 17% y las instalaciones fuera de la red un 0.79% [26].

Otro factor significativo es la reducción de costos que ha presentado la fabricación de esta tecnología, lo que la ha convertido una inversión más atractiva [32]. El precio de vatio pico de los módulos fotovoltaicos en el año 2000 era de aproximadamente de 5 *USD* por vatio pico, este disminuyó a 2.1 *USD* en el año 2010 y a menos de 0.2 *USD* en el año 2020, esto representa una reducción del 96% en los últimos 20 años y una reducción de aproximadamente el 90% en la última década [7].

Durante la última década, China se ha destacado como uno de los principales impulsores de la industria de paneles fotovoltaicos. Entre 2014 y 2021, el país asiático realizó una inversión significativa, superando los 50 mil millones de dólares en la construcción de plantas de manufactura de paneles solares, lo que representó más del 50% de la inversión global en este sector [21]. Como resultado de esta inversión, en la actualidad, más del 80% de la fabricación de paneles, en todas sus etapas, tiene lugar en China. Este notable crecimiento, junto con el aumento en la demanda dentro del país, se refleja en la Figura 1.3, la cual muestra el porcentaje de capacidad de manufactura de los diferentes componentes de un panel fotovoltaico por región en los años 2010, 2015 y 2021 [21], [26].

Solar PV manufacturing capacity by country and region, 2010-2021



Notes: APAC = Asia-Pacific region excluding India. ROW = rest of world.

Figura 1.3 Capacidad de manufactura de paneles solares y sus constituyentes por región y país [21].

Gracias a esta inversión se ha presentado una alta competencia e innovación lo que ha llevado a una reducción de costo importante para la tecnología fotovoltaica. En 2021 la energía solar fotovoltaica presentó un coste nivelado de energía promedio de $36 \frac{USD}{MWh}$, una diferencia importante comparada con energías convencionales como el carbón con $108 \frac{USD}{MWh}$, y el gas natural de ciclo combinado con $60 \frac{USD}{MWh}$ [33]. Si se relaciona el porcentaje de reducción de costo con el tiempo que toma en duplicarse la capacidad instalada de paneles se observa que desde los años 1970 se ha reducido un 24% cada vez que se duplica la capacidad, y en los últimos años este número se ha incrementado a más del 30%. Además, las baterías de ion de litio, una tecnología que se relaciona altamente con los sistemas fotovoltaicos, han presentado una reducción en costo del 20% cada vez que se duplica su capacidad instalada [7].

Los principales avances tecnológicos que han impulsado la reducción de costo son: la reducción en el costo y optimización de uso de materiales y equipo para el proceso de fabricación y la mejora en la eficiencia de las celdas [34]. La manufactura de celdas ha cambiado a celdas monocristalinas de mayor eficiencia y menor costo, gracias a mejoras en el proceso de fabricación [21].

La eficiencia de las celdas es un área importante en el desarrollo de la tecnología, ya que la mejora de esta permite instalaciones con mayor densidad energética [21], [35]. La eficiencia media de paneles instalados en Estados Unidos ha aumentado de 13.5% en 2002 a 20.8% en 2022, en la Figura 1.4 se evidencia la tendencia de la eficiencia en el

tiempo [36]. En la actualidad los paneles fotovoltaicos comunes presentan una eficiencia de entre 20% y 21.5%, y existen modelos de más alta gama que presentan eficiencias mayores a 22% [35]. Se espera que en los años siguientes, diseños de celdas con eficiencias más altas obtengan mayor cuota de mercado, un ejemplo de esto son las celdas tándem de silicio y perovskita, que pueden llegar a una eficiencia teórica mayor al 30%, y que presentan un precio competitivo y son adecuados para una rápida industrialización [36].

Eficiencia instalada en Estados Unidos a través del tiempo

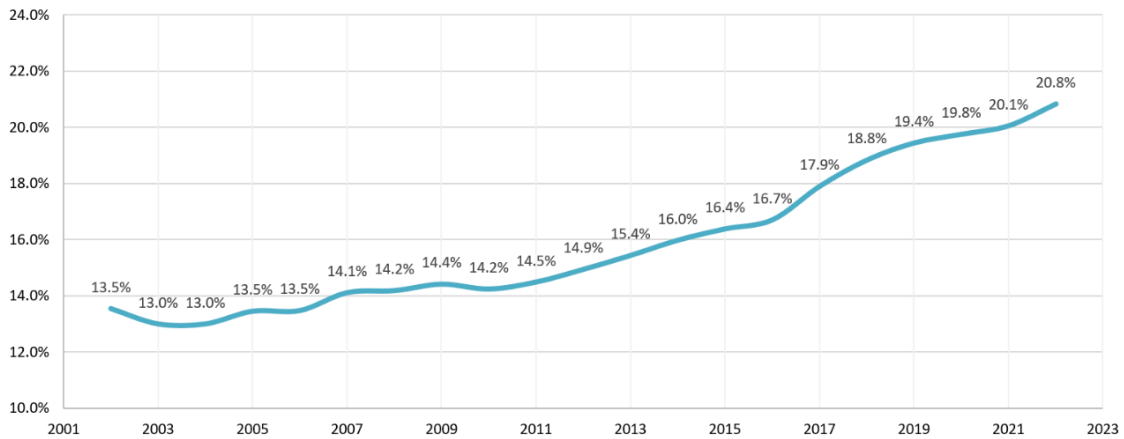


Figura 1.4 Eficiencia media de paneles instalados en Estados Unidos por año [36].

La eficiencia de un panel se mide bajo condiciones estándares, en las normas IEC 60904-3:2019 y ASTM G173-03 (2020). Las condiciones estándares son una irradiación de $1000 \frac{W}{m^2}$, una temperatura de $25^{\circ}C$ y un índice de masa de aire (IAM) de 1.5 [37], [38]. Sin embargo, los paneles fotovoltaicos sometidos a radiación solar trabajan a temperaturas mayores que la estándar. La eficiencia de las celdas está ligada a su temperatura y estas presentan una disminución de alrededor de 0.5% en la eficiencia por cada grado centígrado de calentamiento [12]. Debido a esto existen métodos de enfriamiento de los paneles, estos pueden ser pasivos, como la adición de aletas para aumentar el área de transferencia de calor y sistemas flotantes, o activos, como circulación de agua a través de los paneles y la adición de celdas Peltier [39].

El aumento de la eficiencia en un panel aporta a la disminución de una de las desventajas más grandes de los paneles solares: alta ocupación de tierra [21]. Como se observa en la Figura 1.5, la energía fotovoltaica de silicio cristalino montada en tierra presenta un factor de uso del suelo de entre 12.1 y $37 \frac{m^2}{MWh}$, un valor alto entre las energías renovables si se compara con la eólica (0.3 y $1 \frac{m^2}{MWh}$), hidroeléctricas de capacidad mayor a $660 MW$ (10.2

y $17.7 \frac{m^2}{MWh}$) y sistemas fotovoltaicos montados en techos (1.6 y $5 \frac{m^2}{MWh}$) [9]. Esto causa que instalaciones de gran escala sean poco atractivas, o en algunos casos no sean permitidas, en zonas urbanas y, además, presentan una alta competencia por el espacio en zonas aledañas a las ciudades por la industria, la agricultura, entre otros. [40]. Además de la mejora de la eficiencia, existen otros métodos para disminuir la ocupación del suelo, como la utilización de suelo de tierras previamente degradadas e inadecuadas para la agricultura y la implementación sistemas fotovoltaicos flotantes [41], [42].

Uso del suelo y su variación regional (en m² por MWh generado) por fuente de generación energética

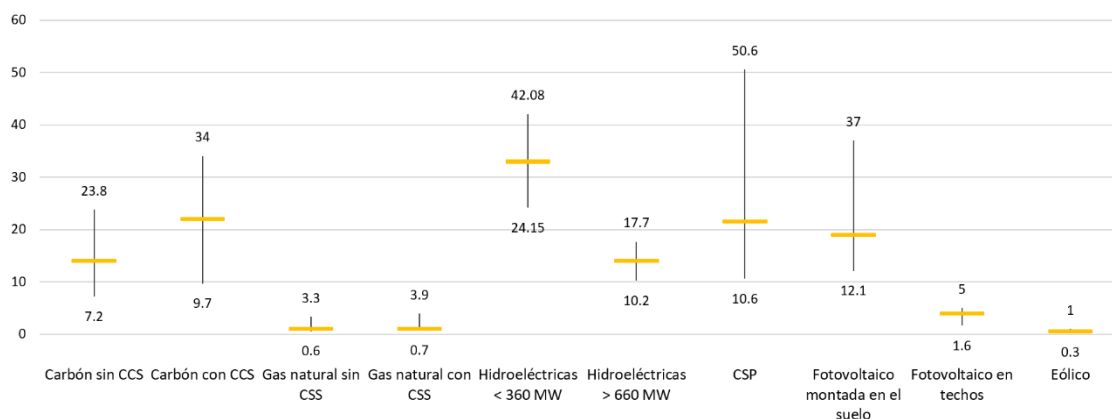


Figura 1.5 Ocupación de tierra total por fuente de generación energética [9]

Sistemas fotovoltaicos flotantes

Los sistemas fotovoltaicos flotantes surgieron como una alternativa al área reducida disponible para sistemas solares a gran escala, principalmente en países asiáticos como Japón, Corea del Sur y China [10]. La reducción en el uso del suelo de estos sistemas es su principal ventaja frente a los sistemas convencionales, en algunos países donde el suelo y el costo de mantenimiento de sistemas fotovoltaicos es alto, las plantas flotantes pueden ser una opción más económica [43], [44]. Esta tecnología presenta otros beneficios, como el enfriamiento de los paneles por la evaporación del cuerpo de agua sobre el que se encuentra lo que aumenta su eficiencia, la reducción de pérdida de agua en reservorios y embalses por evaporación, reducción en la acumulación de polvo en los paneles y presentan una instalación más sencilla que no requiere de maquinaria pesada ni trabajo civil. [11]. Además, esta tecnología es complementaria con las centrales hidroeléctricas, ya que pueden inyectar la energía producida durante el día, acumulando energía potencial en el reservorio de agua.

Aparte de las ventajas mencionadas en el párrafo anterior, la implementación de estos sistemas se ve facilitada gracias a que se puede aprovechar la infraestructura eléctrica

existente, reduciendo así la inversión inicial. El uso combinado de estas tecnologías también puede mejorar la calidad de energía y reducir las variaciones diarias al aprovechar la generación fotovoltaica durante el día y la generación hidroeléctrica durante la noche [10]. También se reduce la variación estacional debido a la sequía, ya que la escasez de recurso hídrico se presenta generalmente en estaciones secas que presentan alta radiación, que es aprovechada por el sistema solar [11]. Además, para duplicar la capacidad de una central hidroeléctrica, en la mayoría de los casos, se necesita cubrir solamente entre 3 y 5% de la superficie de su embalse en paneles fotovoltaicos [43]. En la Figura 1.6 se puede observar el proyecto de energía fotovoltaica flotante, en el reservorio de una central hidroeléctrica, más grande de Europa. Este se encuentra en el sur de Portugal y cubre alrededor de 0.016% del área total del embalse de la central hidroeléctrica de Alqueva [45].



Figura 1.6 Planta solar flotante en el embalse de Alqueva [45].

Existen algunos estudios realizados sobre el beneficio del enfriamiento en la eficiencia y en la generación energética de sistemas fotovoltaicos flotantes. En cuanto a la eficiencia, el estudio de Sacramento et al, realizado en Brasil, encontró una mejora del 12.5% [46], mientras que el estudio de Choi et al, realizado en Japón, encontró una mejora de cerca del 8% [47]. En cuanto a la generación energética, el estudio de Pakayala, realizado en India, encontró una mejora de entre 1.5 y 3% [48], mientras que el estudio de Trapani y Redó, realizado en Singapur, encontró una mejora de alrededor del 10% [49]. El Grupo Banco Mundial indica, en su reporte sobre el mercado solar flotante, que la mejora en la eficiencia depende del clima donde se encuentra instalado el sistema flotante, para climas

cálidos la mejora es de alrededor del 10% y en climas fríos de alrededor del 5% [10]. De igual manera, el estudio de Dörenkämper et al realizó una comparación entre varios sistemas flotantes existentes en Singapur (clima cálido) y en Países Bajos (clima frío), encontrando un aumento de generación energética de alrededor de 6% y 3% respectivamente [50]. Sin embargo, no se presentan suficientes datos para obtener una respuesta conclusiva a esta discordancia.

Este estudio se centra en obtener datos experimentales de mejora de la eficiencia y la generación energética de un sistema fotovoltaico flotante, en comparación con un sistema homólogo montado en tierra. El estudio fue realizado en la ciudad de Quito, que se encuentra en la línea equinoccial.

Sistemas de recolección de datos de sistemas fotovoltaicos

El método común utilizado para la recolección de datos en estudios sobre sistemas fotovoltaicos implica el uso de un registrador de datos para entradas digitales o analógicas. Estos datos provienen de sensores de corriente, voltaje, termocuplas y piranómetros. Estos datos pueden ser registrados y procesados por el mismo registrador de datos o por medio de un computador externo a este [51]. Existen varios tipos de registradores de datos y sensores pueden ser utilizados, algunos estudios utilizan equipos de registro de datos que no requieren de sensores, otros necesitan sensores de corriente y voltaje para alimentar los datos y algunos utilizan equipos de medición especializados que obtienen la curva de Intensidad-Voltaje del sistema [46], [50], [52], [53].

System Advisor Model (SAM) para simulación de sistemas fotovoltaicos

SAM es un programa con la capacidad de modelar sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Se puede realizar el modelamiento de sistemas fijos, o con seguidor solar de uno eje o dos ejes, y con paneles monocristalinos, policristalinos o de película fina. El programa realiza simulaciones para aproximar la generación eléctrica y métricas financieras de sistemas fotovoltaicos, ya sean de pequeña, mediana o gran escala. Los resultados de generación eléctrica se obtienen por medio de cálculos que utilizan parámetros ambientales, obtenidos de un archivo climático proporcionado por el programa en base a ubicación del sistema, parámetros del sistema como número de paneles, número de inversores, orientación, entre otros, características eléctricas de los paneles e inversores utilizados y pérdidas debido a sombra, acumulación de polvo, degradación del panel, eficiencia del inversor, entre otros. Finalmente se obtienen datos horarios, mensuales y anuales del rendimiento y generación del sistema simulado [54].

2 METODOLOGÍA

Para el estudio de comparación de eficiencias entre sistemas fotovoltaicos convencionales y flotantes se diseñó un sistema de toma de datos de dos sistemas homólogos y se realizó una campaña de medición desde el 29 de noviembre de 2023 hasta el 20 de diciembre de 2023. Con este fin se siguieron los pasos que se definen en el esquema metodológico de la Figura 2.1.

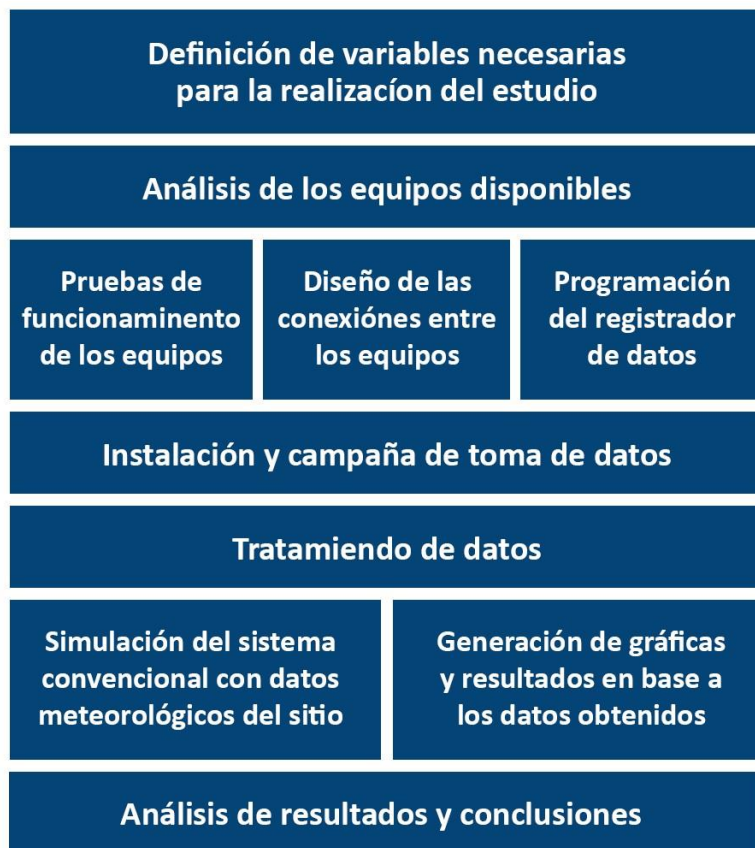


Figura 2.1 Esquema metodológico.

2.1 Definición de variables

Las variables importantes en el estudio de un sistema fotovoltaico se dividen en factores meteorológicos y factores del sistema fotovoltaico. Los factores meteorológicos más importantes son: radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento; mientras que los factores del sistema más importantes son la temperatura del panel, corriente, voltaje y potencia [55].

Debido a que se tiene un número limitado de entradas de registro de datos, los datos a registrar son: radiación solar, temperatura ambiente, temperatura del panel, corriente y voltaje.

2.2 Equipos utilizados

Sistema fotovoltaico

Los equipos utilizados en el sistema fotovoltaico convencional fueron proporcionados por la Escuela Politécnica Nacional. Estos equipos y sus características son listados a continuación:

- Paneles fotovoltaicos EnerCity PR-100P6-36

Tabla 2.1 Características del panel fotovoltaico EnerCity.

Característica	Valor
Potencia máxima (P_{max})	100 W
Corriente a P_{max} (I_{mp})	5.66 A
Voltaje a P_{max} (V_{mp})	17.68 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	6.03 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	21.68 V

- Controladores de carga MPPT ML2420

Tabla 2.2 Características del controlador de carga MPPT.

Característica	Valor
Voltaje de la batería	12 V
Potencia máxima del panel	260 W
Rango de V_{mp} aceptable	17 – 75 V
Máximo V_{oc} aceptable	100 V
Máximo I_{mp} aceptable	21.68 A
Máxima potencia de la carga	240 W

- Baterías POWEST FL12180GS de 12 V y $\frac{18 Ah}{20 horas}$.

Con la finalidad de que los sistemas siempre conviertan la energía solar a eléctrica de manera óptima se conectan focos LED de automóvil en la salida de carga del controlador MPPT. Estos presentan un consumo mayor que la generación pico del panel lo que evita la carga completa de la batería y mantiene al sistema generando energía en todo momento, la conexión de estos se muestra en la Figura 2.4, donde son representados por una bombilla.

Sistema de registro de datos

Los equipos de medición y registro de datos proporcionados por la Escuela Politécnica Nacional son:

- Registrador de datos NOVUS FieldLogger – 8812120004

Tabla 2.3 Características del registrador de datos.

Característica	Valor
Entradas analógicas	8
Entradas/salidas digitales	8
Relés programables	2
Memoria interna	2 MB
Alimentación	24 V_{ac-dc}
Consumo máximo	10 VA



Figura 2.2 Registrador de datos NOVUS FieldLogger [56].

- Piranómetro EKO MS-40 con sensibilidad de $12.61 \frac{\mu V}{W \times m^2}$.



Figura 2.3 Piranómetro EKO MS-40 [57].

- Termopar tipo J.
- Disyuntor Langir C16 de 16 A y 250 V.

El resto de los equipos utilizados en el sistema de medición y registro de datos son:

- Sensores de voltaje FZ0430.
- Sensores de corriente Pololu ACS709.

Se utilizó un tercer sistema fotovoltaico para la alimentación del registrador de datos y los sensores de corriente.

2.3 Diseño de los circuitos de conexión de los equipos

Debido a que en el sitio de instalación del sistema no se cuenta con acceso a la red eléctrica se requiere de un sistema para energizar el registrador de datos y el sensor de corriente, en este sistema se conecta el panel P-100 y la batería de 9 Ah al controlador PWM, en la salida de este se conecta el módulo regulador configurado para elevar el voltaje a 24 V con lo que se alimenta al FieldLogger, también se conecta el regulador de voltaje a 5 V para alimentar el sensor de corriente.

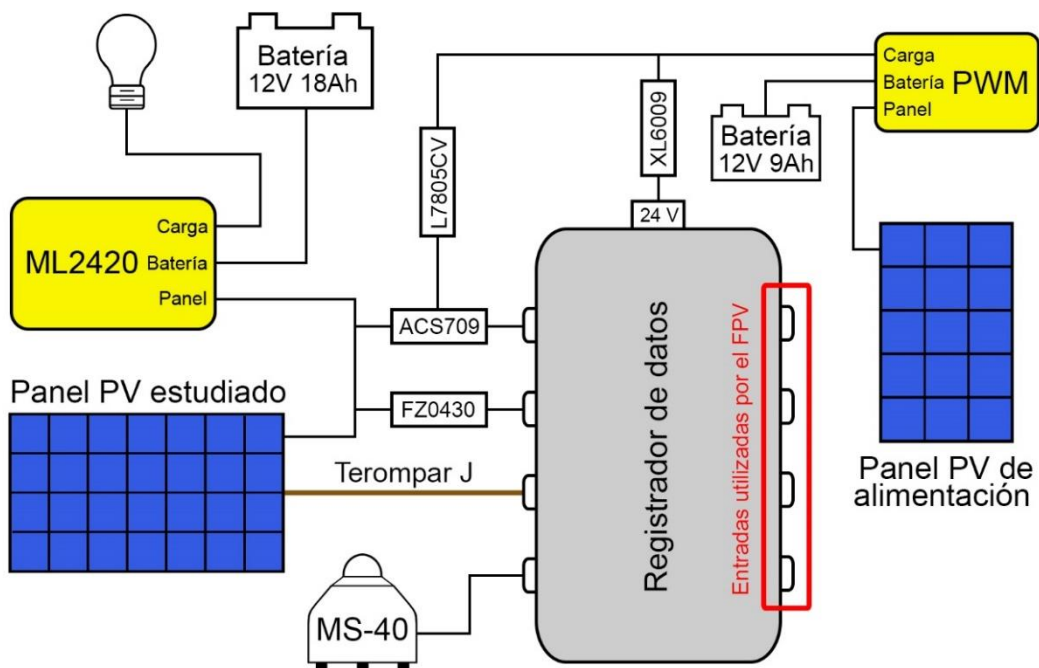


Figura 2.4 Esquema de conexión del sistema de recolección de datos.

Para el sistema fotovoltaico objeto de este estudio se conecta el panel PR-100P6-36 y la batería de 18 Ah y el banco de focos LED al controlador de carga ML2420. En paralelo con la conexión del panel se conecta la entrada del sensor de voltaje y en serie se conecta la

entrada del sensor de corriente, las salidas de ambos sensores se conectan a las entradas analógicas del FieldLogger. El termopar es colocado en la parte inferior del panel solar a estudiar y es asegurado por medio de cinta ducto, mientras que el piranómetro se coloca cerca del panel asegurándose que esté expuesto completamente, estos equipos son conectados a una entrada analógica del registrador de datos. El esquema de conexión se puede observar en la Figura 2.4

2.4 Pruebas de funcionamiento de los equipos

Para comprobar el funcionamiento de los sensores se utilizaron dos multímetros, uno midiendo la corriente o el voltaje en la entrada del sensor y uno midiendo el voltaje de salida de estos. Para el sensor de voltaje se utilizó una de las baterías POWEST FL12180GS, esta fue conectada a la entrada del sensor FZ0430 el cual divide el voltaje de entrada 5 veces en su salida, al observar que los valores coincidan el sensor se considera funcional.

Para los sensores de corriente se necesita un consumo de energía, para esto se conectó un foco de automóvil LED en serie con el sensor ACS709 a una de las baterías POWEST FL12180GS, y utilizando la batería POWEST FL1290GS y el regulador L7805CV se alimenta el sensor de corriente. Posteriormente se mide la corriente consumida por el foco y el voltaje entregado por el sensor. Este voltaje entregado representa la corriente que pasa a través del sensor y se puede obtener por medio de la Ecuación 2.1.

$$I = \frac{\left(\frac{5V}{V_{cc}} \times V_{out}\right) - 2.5V}{0.025 \frac{V}{A}}$$

Ecuación 2.1 Transformación de la señal del sensor ACS709 en corriente [58].

Donde:

I es la corriente medida.

V_{cc} es el voltaje de alimentación del sensor.

V_{out} es el voltaje en la salida del sensor.

Con ayuda de un multímetro se mide el voltaje de alimentación y se observa que es de 5.066 V. Finalmente se transforma la señal y se lo compara con el valor de corriente medido, si los valores coinciden el sensor se considera funcional.

Una vez comprobado el funcionamiento de los sensores estos son utilizados para comprobar el funcionamiento de las entradas del FieldLogger. Para esto se configuran las entradas del registrador de datos para medir voltajes entre 0 y 10 V y se conecta una de

las baterías a la entrada del sensor de voltaje y la salida del sensor se conecta a la primera entrada analógica del FieldLogger. Posteriormente en el software Configurator del FieldLogger en la pestaña de diagnóstico se puede observar el voltaje que recibe la entrada y si este dato coincide con el dato real se considera que la entrada se encuentra funcional.

Finalmente, para la comprobación del sistema fotovoltaico, termopar y piranómetro se realizó una campaña de medición durante una semana. Durante este tiempo se recolectaron los datos de voltaje y corriente del sistema fotovoltaico, lecturas del termopar, lecturas del piranómetro EKO MS-40 y lecturas de un piranómetro patrón EKO MS-80 para comparar los resultados. Al obtener datos coherentes se determina que los equipos se encuentran funcionales.

2.5 Instalación y campaña de medición

Para la instalación del sistema se utilizan dos cajas IP65 para los circuitos y equipos de control de los sistemas solares y equipos de medición. En una de estas se colocan las baterías y los controladores de carga de todos los sistemas, además esta funciona como soporte del panel fotovoltaico del sistema de alimentación; la distribución de esta caja se puede observar en la parte izquierda de la Figura 2.5. En otra caja se colocan los sensores, el registrador de datos y los reguladores de voltaje y el disyuntor. Esto se puede observar en la parte derecha de la Figura 2.5.

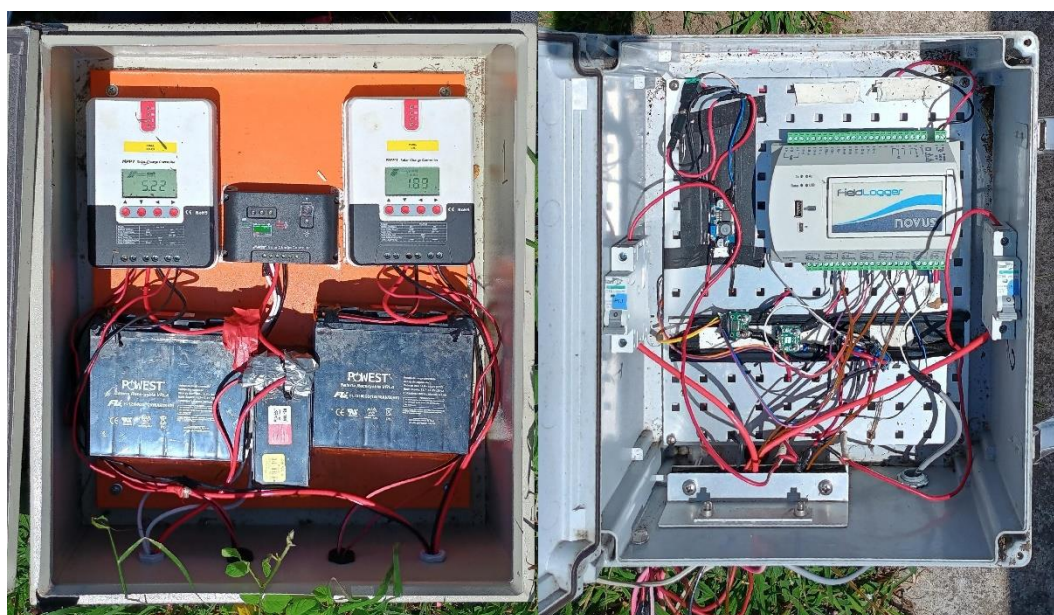


Figura 2.5 Distribución de los equipos de control de los paneles (derecha) y los equipos de medición (izquierda).

Para el panel fotovoltaico convencional y el piranómetro se fabricó un soporte con perfiles de aluminio que mantiene al panel alrededor de 30 cm sobre el suelo y mantiene nivelados a ambos equipos. El sistema flotante se lo instala por medio de flotadores, este sistema no será explicado en este informe. El sistema instalado se puede ver en la Figura 2.6.



Figura 2.6 Sistema instalado en el reservorio de Cumbayá.

Una vez instalado el sistema, éste realiza la toma de datos de manera autónoma, el sistema es revisado cada dos días por cualquier eventualidad y para realizar evaluaciones a los datos obtenidos y validar que el sistema se mantenga funcional.

2.6 Tratamiento de datos

Una vez finalizado el periodo de toma de datos se realiza el tratamiento de datos para descartar los datos no relevantes para el estudio y obtener otras variables importantes. El primer paso es la eliminación de datos menores o iguales a cero en todas las variables, esto se debe a que si se presenta un dato de cero en cualquiera de las temperaturas es un dato erróneo debido a que no se llegan a estas temperaturas en el sitio de estudio, y si se presentan datos menores o iguales a cero en corriente, voltaje o radiación solar el panel no se encuentra generando energía por lo que no es un dato relevante en este estudio. Este último caso se presenta principalmente en horas de la noche donde no existe radiación solar.

Posteriormente se realiza el cálculo de variables de interés para el estudio, estas son: potencia y eficiencia de los paneles, que se obtienen con las Ecuación 2.2 y Ecuación 2.3 respectivamente, y la diferencia entre las potencias, eficiencias y temperaturas del panel flotante y el panel convencional. Para mantener las diferencias positivas, éstas son

calculadas como potencia flotante menos potencia convencional, eficiencia flotante menos eficiencia convencional y temperatura convencional menos temperatura flotante.

$$P = I \times V$$

Ecuación 2.2 Potencia del panel fotovoltaico.

Donde:

P es la potencia del panel.

I es la corriente del panel.

V es el voltaje del panel.

$$\eta = \frac{P \times 100\%}{E \times A}$$

Ecuación 2.3 Eficiencia del panel fotovoltaico.

Donde:

P es la potencia del panel.

η es la eficiencia del panel.

E es la radiación solar.

A es el área del panel.

Una vez los datos son calculados se realiza la eliminación de valores atípicos. Esto se realiza por medio del criterio de la desviación estándar. Con este criterio se pueden obtener los límites superior e inferior que debe presentar cada dato, en función de cuanto se alejan los valores del promedio, en números de desviaciones estándar. Para obtener este valor se aplica la Ecuación 2.4.

$$Lim+ = \bar{x} + 2\sigma$$

$$Lim- = \bar{x} - 2\sigma$$

Ecuación 2.4 Criterio de la desviación estándar.

Donde:

$Lim +$ es el límite superior.

$Lim -$ es el límite inferior.

\bar{x} es el promedio de la variable que se busca eliminar los valores atípicos.

σ es la desviación estándar de la variable que se busca eliminar los valores atípicos.

Para la eliminación de los valores atípicos se empieza aplicando el criterio anterior en la variable calculada de diferencia de potencias, esto se realiza para eliminar valores en los que factores externos causan una variación solamente en uno de los paneles, como por ejemplo nubes que solamente cubren uno de los paneles al momento de la toma de datos o el paso de trabajadores cerca del panel convencional que causan sombra sobre este. Posteriormente se eliminan los valores atípicos de eficiencias de cada panel aplicando el mismo criterio.

Finalmente se realiza un análisis de los datos atípicos contextuales de la potencia en función de la radiación solar. Los datos atípicos contextuales son datos que se encuentran dentro de los rangos normales en análisis de datos atípicos comunes, pero que, al analizarlos en un contexto diferente, como la relación de esta variable con otra, muestran incoherencias por lo que son considerados como atípicos [59]. Para poder encontrar este tipo de datos se realiza un análisis de la media móvil central, en este análisis se organiza los datos en función de la radiación solar y se calcula la media y la desviación estándar de 150 datos de potencia alrededor de cada punto en función de su valor de radiación solar. Con estos datos se calculan los límites superior e inferior para cada punto con la Ecuación 2.4 y se elimina el dato si no se encuentra dentro de estos valores. Para los datos en los límites del rango de radiación los límites se calculan con los 150 datos de radiación más baja y alta.

2.7 Simulación

Una vez se obtienen los datos y se realiza el tratamiento de estos se realiza una simulación bajo las mismas condiciones en el programa System Advisor Model (SAM) con el modelo fotovoltaico detallado para un sistema residencial, con el fin de validar que los datos de potencia obtenidos experimentalmente sean adecuados. El modelo de SAM solamente puede realizar simulaciones de sistemas conectados a red, sin embargo, dado que en el sistema instalado las baterías nunca llegan a la carga máxima el panel siempre entrega su potencia máxima y es equivalente a un sistema conectado a red.

En este estudio se utilizó la versión SAM 2022.11.21. Dentro de este programa se crea un nuevo proyecto de modelamiento fotovoltaico detallado de un sistema residencial distribuido. Dentro de este proyecto se tienen varias pestañas para el dimensionamiento del sistema. El primer paso es descargar el archivo meteorológico del sitio de estudio, para esto se proporcionan las coordenadas del reservorio de Cumbayá que son: $0^{\circ}11'33.7''S$ $78^{\circ}25'36.1''W$, esto genera un archivo meteorológico de datos horario del sitio para realizar los cálculos. El archivo generado puede ser modificado, para la finalidad de este estudio

se ingresan los valores de radiación solar obtenidos experimentalmente que coincidan con el tiempo indicado en el archivo. En caso de que no se tenga el dato que coincide con el tiempo indicado se utiliza el dato con el tiempo más cercano.

Posteriormente se ingresan los datos del panel fotovoltaico utilizado, esto se puede realizar seleccionando el panel fotovoltaico de la biblioteca existente en el programa, sin embargo, al no existir el panel en esta se ingresan los coeficientes de la Tabla 2.1 manualmente.

Posteriormente se ingresan los datos del inversor, al igual que en el caso anterior se puede seleccionar el modelo de inversor de la biblioteca del programa, no obstante, al no ser un sistema conectado a red, sino más bien con baterías, se utiliza un controlador de carga en lugar de un inversor. Para esto se ingresan los valores de la Tabla 2.2 que equivalen al inversor manualmente.

Después, en la pestaña de diseño del sistema, se indica que solo se cuenta con un arreglo formado por un panel y un controlador de carga, que el panel es fijo y horizontal y que está direccionado con un ángulo azimut de 52° , estos son los parámetros reales del sistema instalado. El resto de las pestañas se mantienen sin cambios al servir para añadir parámetros de pérdidas por sombra, que no se presentan en el estudio, o parámetros financieros, que no son analizados en este estudio.

Una vez se realiza la configuración del modelo se procede a simular, y en la sección de tablas de datos se pueden obtener los valores de potencia generada por el sistema por horas. Finalmente se realiza la comparación de los valores simulados con los valores obtenidos experimentalmente, esta comparación se realiza por medio del cálculo de los valores de coeficiente de determinación (R^2), raíz del error cuadrático medio (RMSE), error de sesgo medio (MBE) e intervalo de confianza del 90% ($IC_{90\%}$), así como los valores normalizados de RMSE y MBE como porcentaje del valor más elevado de potencia medida experimentalmente, estos se denotan como nRMSE y nMBE. Un reporte elaborado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL por sus siglas en inglés), laboratorio que desarrolló el programa SAM, mostró que la simulación de distintos tipos de sistemas fotovoltaicos presentan valores de nRMSE menores a 5.1%, nMBE de $\pm 1\%$, con la mayoría de las simulaciones subestimando ligeramente la producción y finalmente valores de $IC_{90\%}$ de $\pm 8\%$ [60]. Estos valores servirán como punto de referencia para la verificación de los datos. Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de todos los valores antes mencionados se muestran a continuación:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i^n (Medido_i - SAM_i)^2}{\sum_i (Medido_i - \overline{Medido})^2}$$

Ecuación 2.5 Coeficiente de determinación.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_i^N (SAM_i - Medido_i)^2}{N}}$$

Ecuación 2.6 Raíz del error cuadrático medio.

$$nRMSE = \frac{RMSE}{Medido_{max}}$$

Ecuación 2.7 Raíz del error cuadrático medio normalizado.

$$MBE = \frac{SAM_i - Medido_i}{N}$$

Ecuación 2.8 Error de sesgo medio.

$$nMBE = \frac{MBE}{Medido_{max}}$$

Ecuación 2.9 Error de sesgo medio normalizado.

$$IC_{90\%} = 1.645[Std(SAM_i - Medido_i)]$$

Ecuación 2.10 Intervalo de confianza del 90%.

Donde:

Medido es la potencia medida experimentalmente.

SAM es la potencia simulada.

N es el número de datos.

\overline{Medido} es el promedio de todos los datos medidos experimentalmente.

Medido_{max} es el valor más alto entre los datos medidos experimentalmente.

Std es la desviación estándar de los datos indicados entre paréntesis.

2.8 Análisis de datos

En primer lugar, se realiza el análisis solamente de los datos del sistema convencional, para esto se realizan gráficas de potencia vs radiación solar y eficiencia vs radiación solar con código de color de la temperatura del panel y gráficos de potencia vs temperatura del panel y eficiencia vs temperatura del panel con código de color de radiación solar. Con el gráfico de eficiencia vs temperatura se busca una ecuación lineal que se ajuste a los puntos

y su coeficiente de determinación respectivo. Además, se realiza un análisis de la correlación de Pearson con ayuda de la Ecuación 2.11 entre las variables de: Potencia, radiación solar, eficiencia y temperatura del panel

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \sum(y_i - \bar{y})^2}}$$

Ecuación 2.11 Correlación de Pearson.

Donde:

r es la correlación

x_i es cada dato de la primera variable

\bar{x} es el valor promedio de la primera variable

y_i es cada dato de la segunda variable

\bar{y} es el valor promedio de la segunda variable

Posteriormente se realiza la comparación de los datos obtenidos del sistema convencional con los datos del sistema flotante, este último sistema no se estudia a profundidad en este componente del estudio. Se realizan diagramas de caja de la eficiencia y de las temperaturas de ambos sistemas para observar sus diferencias y se realizan gráficas de diferencia de temperatura vs diferencia de eficiencia y temperatura del panel convencional vs temperatura del panel flotante con código de color de radiación solar y de eficiencia del panel convencional vs eficiencia del panel flotante con código de color de diferencia de temperaturas. Finalmente se calcula el porcentaje de mejora de la eficiencia promedio y de la energía generada del panel flotante frente al panel convencional.

Las gráficas utilizadas para el análisis fueron generadas con un programa realizado en Jupyter, basado en Python. El código utilizado para la obtención de las figuras se encuentra en el ANEXO IV.

Para el cálculo de la energía generada se realiza el cálculo del área bajo la curva de cada día de la gráfica de potencia vs tiempo utilizando el método de los trapecios y se suma la energía generada de cada día para obtener la energía generada total durante el tiempo del estudio. Se realiza el cálculo de cada día, y no directamente del total del tiempo de estudio, dado que se eliminan los datos en la noche donde no se presenta generación, y existe un gran intervalo de tiempo entre la última medida de un día y el siguiente, lo que puede introducir errores en el cálculo final. El cálculo de generación diaria es realizado por medio de la Ecuación 2.12.

$$E_{día} = \sum_i^n [P_i \times (t_{i+1} - t_i)] + \frac{[(P_{i+1} - P_i) \times (t_{i+1} - t_i)]}{2}$$

Ecuación 2.12 Energía generada por día.

Donde:

$E_{día}$ es la energía generada en cada día

P_i es la potencia del panel

$(t_{i+1} - t_i)$ es el tiempo transcurrido entre medidas

$(P_{i+1} - P_i)$ es la diferencia entre las potencias medidas

i es el dato inicial del día a calcular

n es el dato final del día a calcular

3 RESULTADOS

La campaña de medición duró 22 días (29 de noviembre de 2023 al 20 de diciembre de 2023) y se recolectaron 6337 datos de variables de corrientes, voltajes y temperaturas de los paneles fotovoltaicos, radiación solar y temperatura del agua, estos datos se encuentran en el ANEXO I. Además, se realizó el cálculo de potencia y eficiencia de los paneles, y diferencias de potencia eficiencia y temperatura entre los paneles. En la Figura 3.1 se pueden observar las potencias de los paneles y la radiación solar a través del tiempo durante el día 16 de diciembre de 2023.

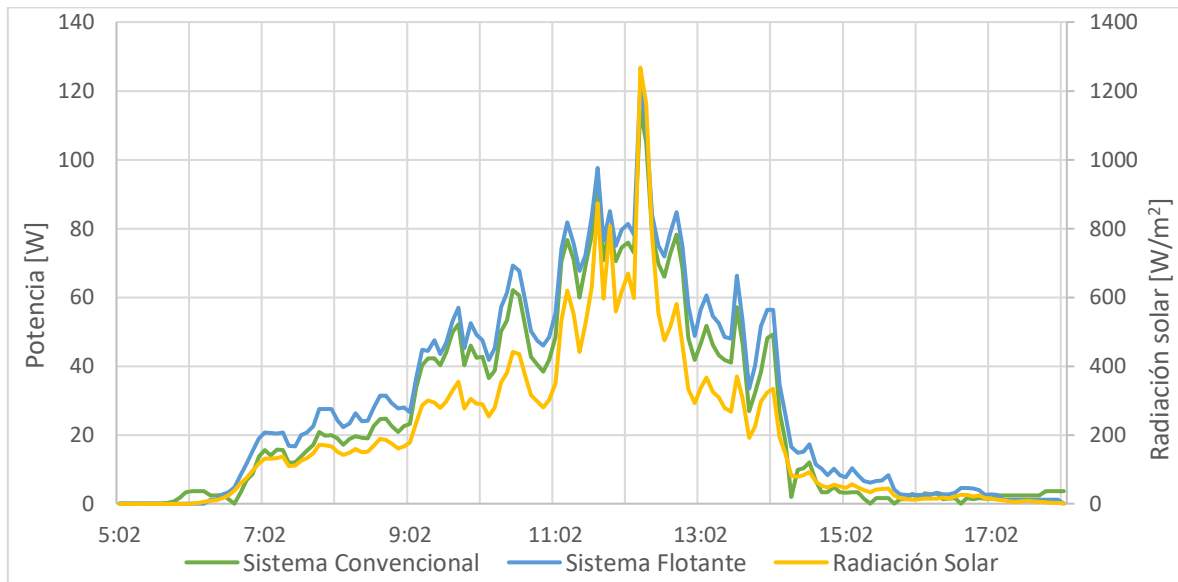


Figura 3.1 Potencia y radiación solar vs tiempo (16/12/23).

En la Figura 3.2 se presenta la gráfica de potencia del panel convencional vs radiación solar.

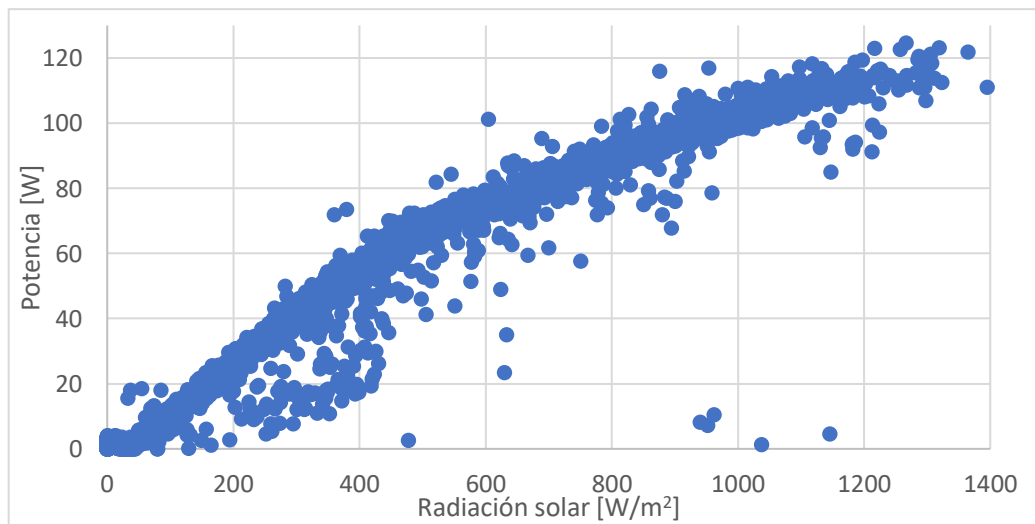


Figura 3.2 Datos de potencia del sistema convencional vs radiación solar.

3.1 Eliminación de datos atípicos

Se realizó la eliminación de los datos iguales o menores a cero de cada variable, la mayoría de estos datos representan horas de la noche donde no se presenta generación energética. Como resultado se eliminaron 3554 datos, quedando 2783 datos relevantes.

Posteriormente, mediante el análisis de la desviación estándar, se descartan los datos de diferencia de potencias mayores a $16.5 W$ e inferiores a $-7.12 W$, esto reduce el total de datos en 131. Mediante el mismo método se descartan los datos de eficiencias, tanto del panel convencional como del flotante, teniendo límites superiores de 25.35% y 28.17% y límites inferiores de 8.59% y 12.58% respectivamente, aquí se eliminan 159 datos más reduciéndolos a 2493.

Finalmente se realizó la búsqueda de los datos atípicos contextuales de potencia con respecto a la radiación solar, estos se encuentran mediante la media móvil central seguido del criterio de la desviación estándar. Este análisis elimina 140 datos dejando el total en 2353 datos por cada variable.

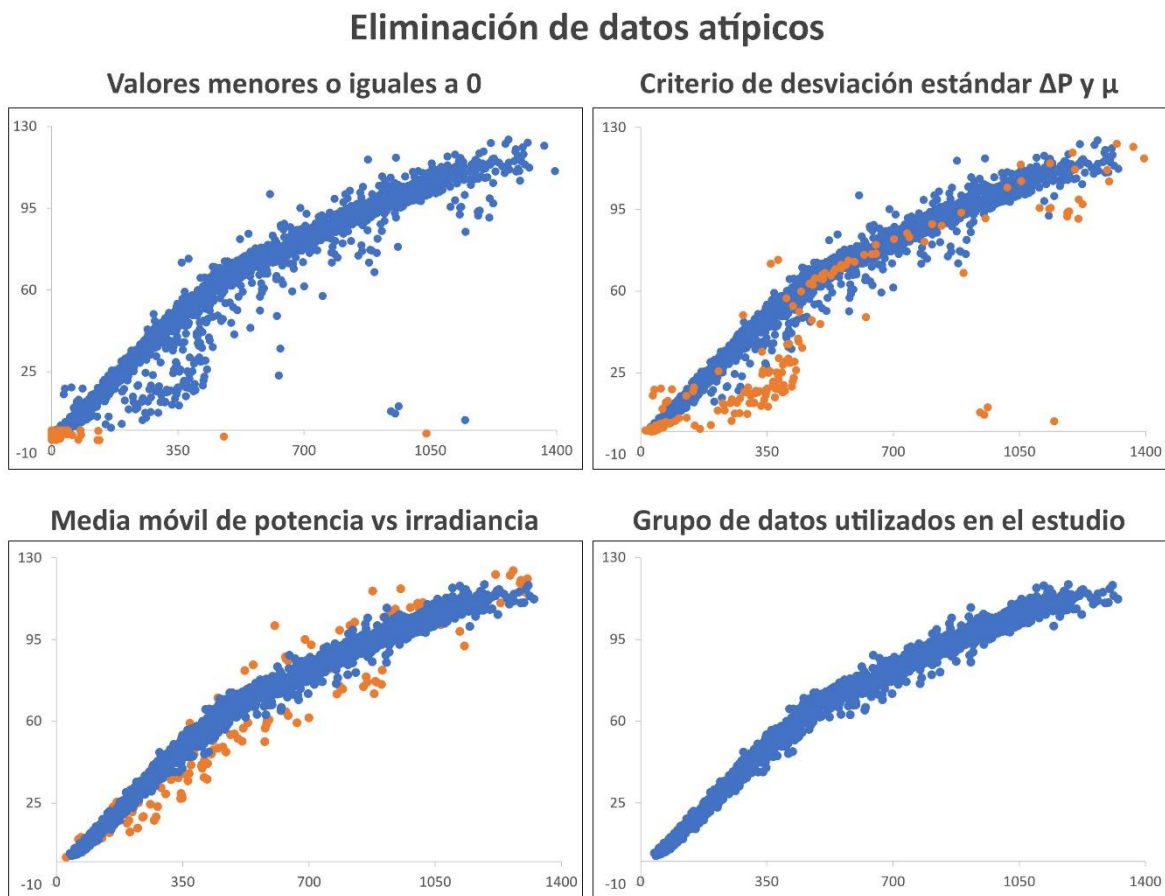


Figura 3.3 Procedimiento de eliminación de datos atípicos.

Un resumen gráfico del proceso de eliminación de datos atípicos se puede observar en la Figura 3.3, en esta se muestran los datos de potencia del sistema fotovoltaico convencional vs radiación solar en cada paso de la eliminación de datos y se resaltan los datos atípicos encontrados en color naranja. En la esquina superior izquierda, se observan los datos completos obtenidos en el estudio y se marcan los datos menores o iguales a cero. En la esquina superior derecha se muestran los datos sobrantes del análisis anterior y se resaltan los datos atípicos obtenidos por el análisis de la desviación estándar de la diferencia de potencia y las eficiencias. En la esquina inferior izquierda se muestran los datos sobrantes del análisis anterior y se resaltan los datos atípicos contextuales de potencia con respecto a la radiación solar. En la esquina inferior derecha se muestran los datos finales que se utilizaron en el estudio, estos datos pueden ser encontrados en el ANEXO II.

3.2 Simulación

La simulación da como resultado 528 datos, correspondientes a la potencia que presenta cada panel en una hora del día durante los 22 días del estudio, estos datos se encuentran en el ANEXO III. En la Figura 3.4 se muestra la comparación entre la potencia medida y la potencia simulada durante la tercera semana del estudio.

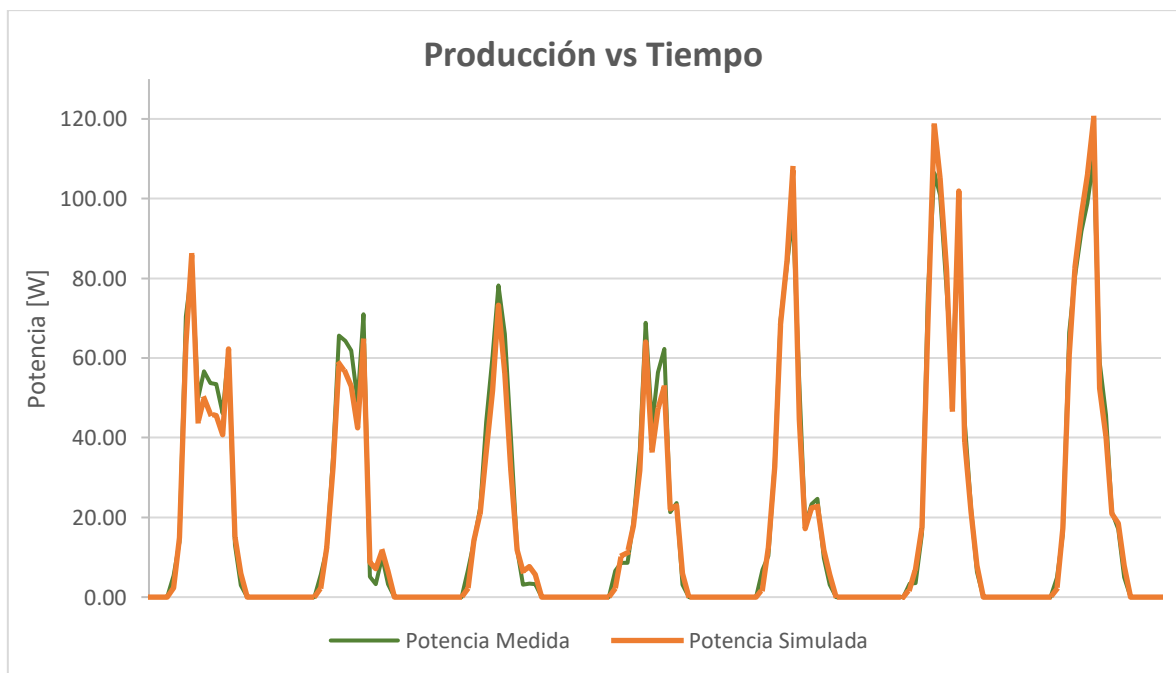


Figura 3.4 Comparación entre la producción real y simulada.

En la Figura 3.5 se puede observar el promedio de cada hora de la potencia real y la potencia simulada.

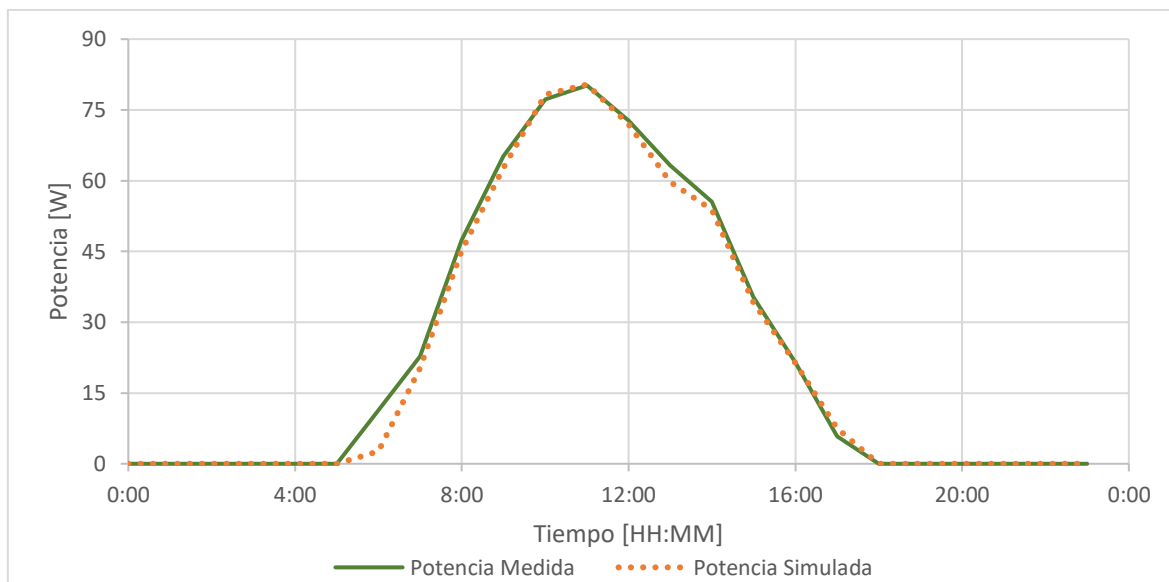


Figura 3.5 Comparación del promedio horario de potencia real y simulada.

Con los datos obtenidos se realiza la comparación entre la simulación y los datos reales de potencia y se obtienen los valores mostrados en la Tabla 3.1, se observa que los valores de $nRMSE$ y $nMBE$ se encuentran acorde a lo encontrado por el reporte de NREL, sin embargo, el valor de $IC_{90\%}$ se encuentra fuera del rango por 1.43 puntos porcentuales. La simulación presenta una subestimación del sistema, denotado por un valor de $nMBE$ negativo. También se presenta un alto coeficiente de determinación, lo que implica una fuerte correlación lineal entre los dos grupos de datos.

Tabla 3.1 Parámetros estadísticos de la simulación.

Métrica	Valor
R^2	0.97
$RMSE$	5.80 W
$nRMSE$	4.91 %
MBE	-0.85 W
$nMBE$	-0.72 %
$IC_{90\%}$	9.43 %

3.3 Análisis de resultados

Sistema fotovoltaico convencional

Para el estudio del sistema fotovoltaico se realizan gráficos de potencia y eficiencia con respecto a la radiación solar y a la temperatura del panel, estos gráficos se muestran a continuación:

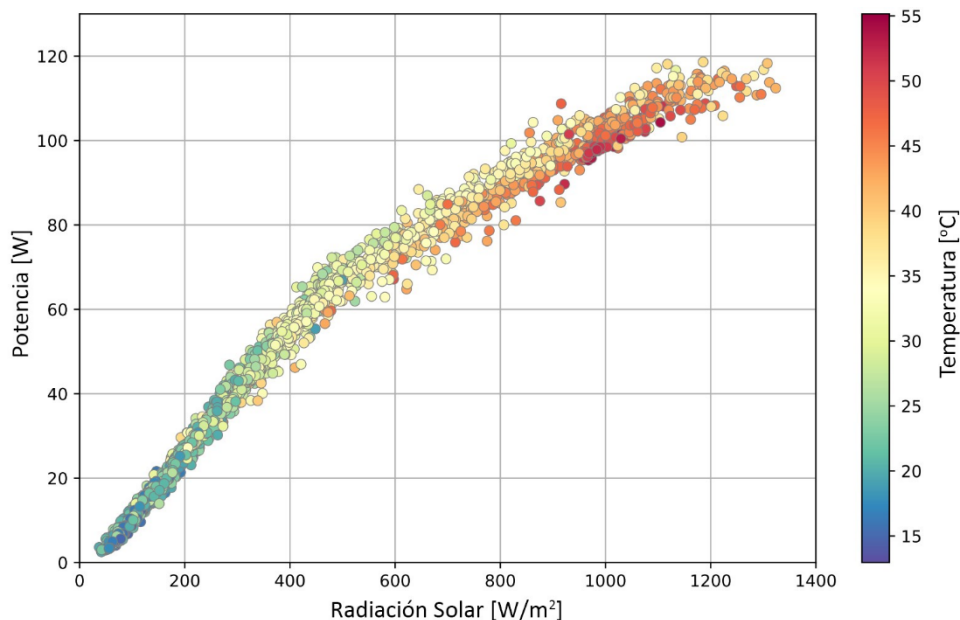


Figura 3.6 Potencia del sistema convencional vs radiación solar con temperatura del panel como código de color.

En la Figura 3.6 se evidencia que la relación existente entre la potencia y la radiación solar es directamente proporcional, es decir, conforme aumenta la radiación solar aumenta la potencia. También pueden distinguir dos secciones, la primera, de 0 a $500 \frac{W}{m^2}$ de radiación solar, donde la potencia crece rápidamente con la radiación solar, y la segunda, a partir de los $500 \frac{W}{m^2}$ donde la tasa de crecimiento de la potencia disminuye. Adicionalmente a radiaciones más elevadas se producen temperaturas del panel más altas.

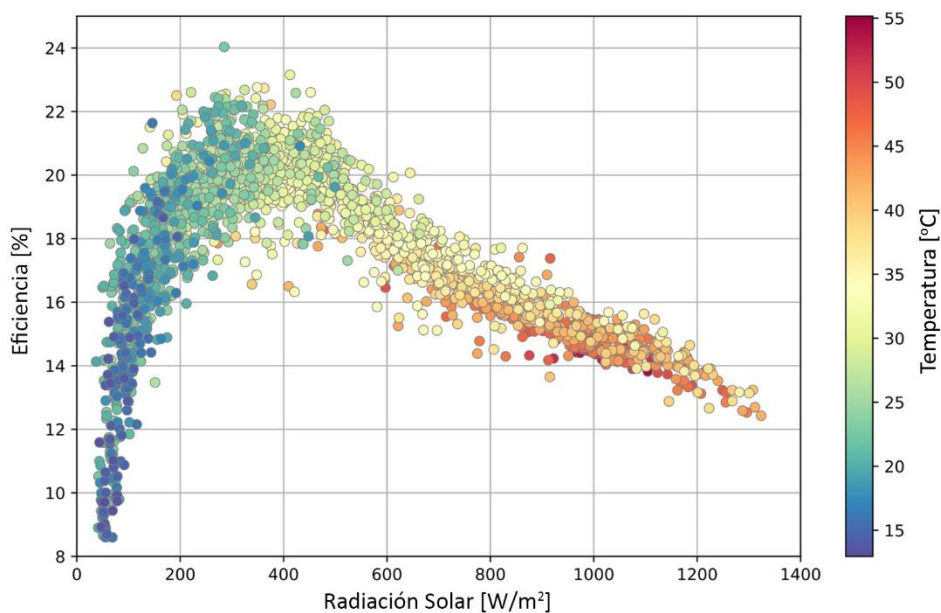


Figura 3.7 Eficiencia del sistema convencional vs radiación solar con temperatura del panel como código de color.

En la Figura 3.7 se evidencia un rápido incremento de la eficiencia al aumentar la radiación solar, hasta cerca de los $300 \frac{W}{m^2}$ (en esta sección la relación entre las variables es directamente proporcional), posterior a este punto empieza una reducción constante de la eficiencia a medida que se aumenta la radiación solar (en esta sección la relación entre las variables es inversamente proporcional). Este es un comportamiento normal en las celdas fotovoltaicas de silicio cristalino, no obstante, la pendiente en la sección inversamente proporcional puede verse aumentada por el efecto de la temperatura. De igual manera, se puede observar que las temperaturas más elevadas se presentan a mayores radiaciones solares y, además, estas temperaturas están relacionadas con eficiencias menores.

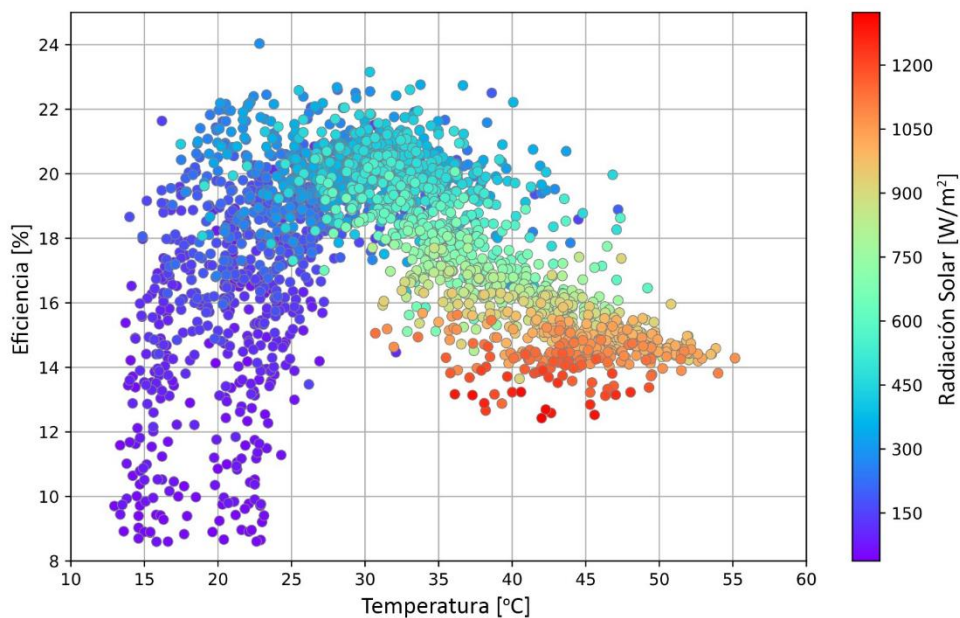


Figura 3.8 Eficiencia del sistema convencional vs temperatura del panel con radiación solar como código de color.

En la Figura 3.8 se observa una tendencia similar a la eficiencia vs radiación solar, donde la eficiencia inicialmente presenta un rápido incremento con la temperatura hasta los 25°C y posteriormente presentan una reducción constante a medida que aumenta la temperatura. También se puede observar que los rangos de radiación solar más altos están relacionados con temperaturas más elevadas y eficiencias menores.

Posteriormente se realiza una matriz de correlaciones de Pearson (Ecuación 2.11) entre variables de: Radiación y potencia, eficiencia y temperatura del sistema fotovoltaico convencional. Y se realiza un ajuste lineal de eficiencia vs temperatura y se calcula su respectivo coeficiente de determinación. Estos análisis se los realiza con datos de radiación mayores a $300 \frac{W}{m^2}$, para evitar la región donde la eficiencia aumenta rápidamente antes empezar a disminuir de manera constante. Estos resultados se muestran a continuación:

Tabla 3.2 Matriz de correlaciones entre variables.

	Radiación Solar	Potencia	Eficiencia	Temperatura
Radiación Solar	-	0.98	-0.94	0.79
Potencia	0.98	-	-0.88	0.75
Eficiencia	-0.94	-0.88	-	-0.81
Temperatura	0.79	0.75	-0.81	-

En el criterio de correlación de Pearson los valores cercanos a 1 representan una correlación elevada siendo directamente proporcionales, mientras que los valores cercanos a -1 representan una correlación elevada siendo inversamente proporcionales, y los valores cercanos a 0 no presentan correlación. Teniendo esto en cuenta, en la Tabla 3.2 se observa que la radiación solar y la potencia presentan una fuerte correlación positiva y la temperatura con la potencia y con la radiación solar presentan una leve correlación positiva, mientras que la eficiencia y la radiación solar presentan una fuerte correlación positiva y la eficiencia con la temperatura y la potencia presentan una correlación negativa moderada.

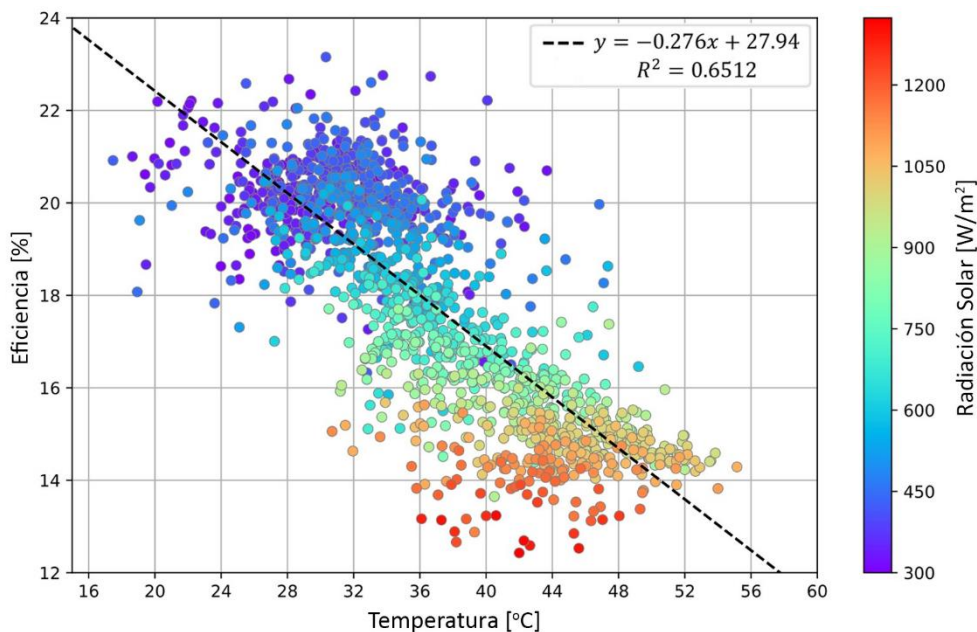


Figura 3.9 Ajuste lineal de eficiencia vs temperatura del panel.

En la Figura 3.9 se observa que el ajuste lineal de la gráfica de eficiencia vs temperatura presenta un coeficiente de determinación de aproximadamente 0.65, lo que representa una relación moderada entre estas variables. Sin embargo, al no presentar valores de radiación solar constantes, la ecuación encontrada no representa en su totalidad del efecto de la temperatura frente a la eficiencia.

Comparación: Sistema fotovoltaico convencional y flotante

Para estudiar las diferencias entre los sistemas fotovoltaicos primero se realiza un diagrama de caja de sus eficiencias y temperaturas. En este diagrama representan el rango donde se encuentra el 50% de los datos (primer y tercer cuartil), en las cajas de color, los valores máximos y mínimos, representados por los bigotes, y la mediana del grupo de datos, representados por la línea de color naranja. Para la gráfica de eficiencias se utilizan los datos con radiaciones solares mayores a $300 \frac{W}{m^2}$.

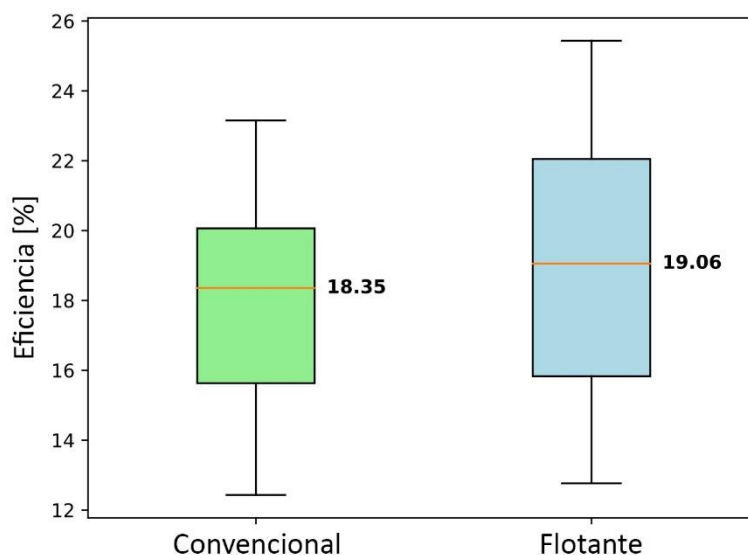


Figura 3.10 Diagrama de caja de eficiencia de ambos sistemas.

En la Figura 3.10 se pueden observar que los valores mínimos de eficiencia son cercanos, 12.43% para el sistema convencional y 12.76% para el sistema flotante. Sin embargo, el sistema presenta un valor más elevado, tanto el valor máximo de eficiencia (23.16% y 25.44%) como de mediana (18.35% y 19.06%). También se presenta una dispersión más elevada de los datos, representada por la diferencia en la altura de las cajas.

De la misma manera la Figura 3.11 muestra valores mínimos de temperatura cercanos (12.96°C y 14.00°C). Sin embargo, el panel convencional presenta valores más elevados de temperatura máxima (55.15°C y 36.10°C) y mediana (31.05°C y 23.38°C). El panel convencional también presenta una mayor dispersión en los datos de temperatura.

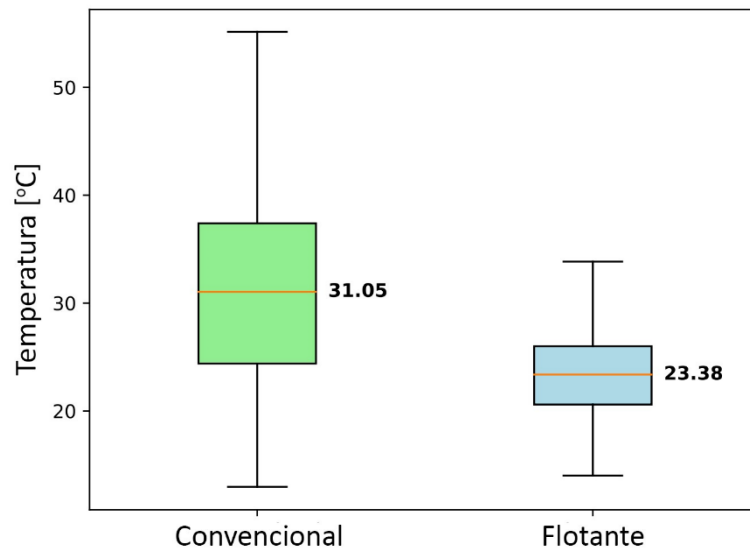


Figura 3.11 Diagrama de caja de temperatura de ambos sistemas.

Posteriormente se realizan las gráficas de temperatura del panel convencional vs temperatura del panel flotante con radiación solar como código de color y de eficiencia del panel convencional vs eficiencia del panel flotante con diferencia de temperatura como código de color, en esta última se utilizan los datos de radiación mayores a $300 \frac{W}{m^2}$. Estas gráficas representan la diferencia que existe entre las variables, si no existe diferencia entre estas la gráfica será una línea a 45° y si una de las variables es mayor la gráfica tenderá hacia el eje de la variable mayor.

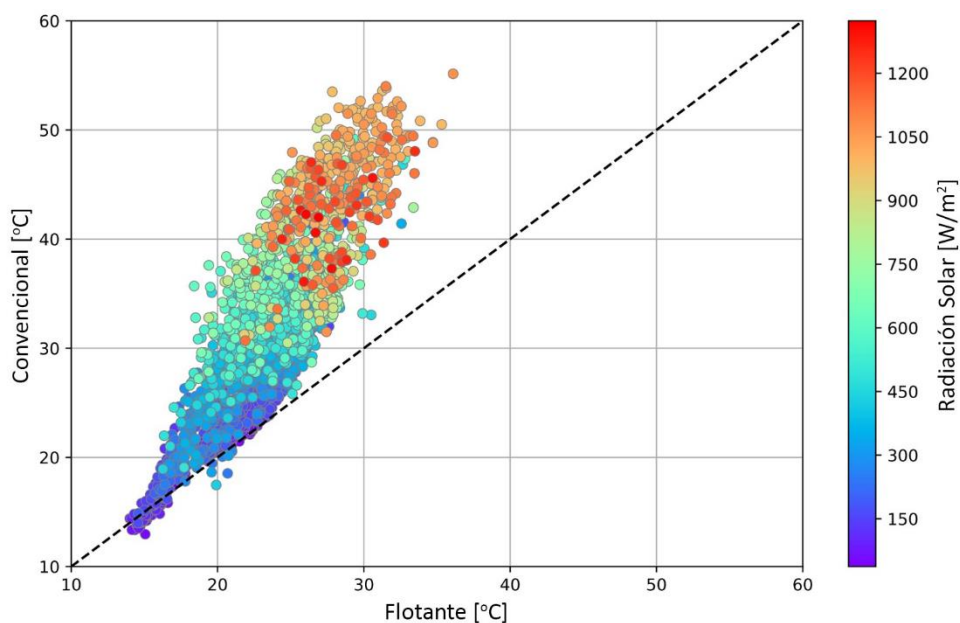


Figura 3.12 Temperatura del panel convencional vs temperatura del panel flotante con radiación solar como código de color.

En la Figura 3.12 se evidencia que los datos de temperaturas bajas se encuentran cercanos a la línea de 45° lo que representa que no existe variación significativa entre las variables, Mientras se tiene una temperatura más elevada los datos se alejan de la línea de 45° y se acercan al eje de la temperatura del panel convencional, esto indica que a mayores temperaturas se presenta mayor diferencia de temperatura entre los paneles, con el panel convencional siendo el que presenta temperatura más elevada. También se evidencia que a rangos de radiación solar menores se encuentran menores diferencias entre las temperaturas.

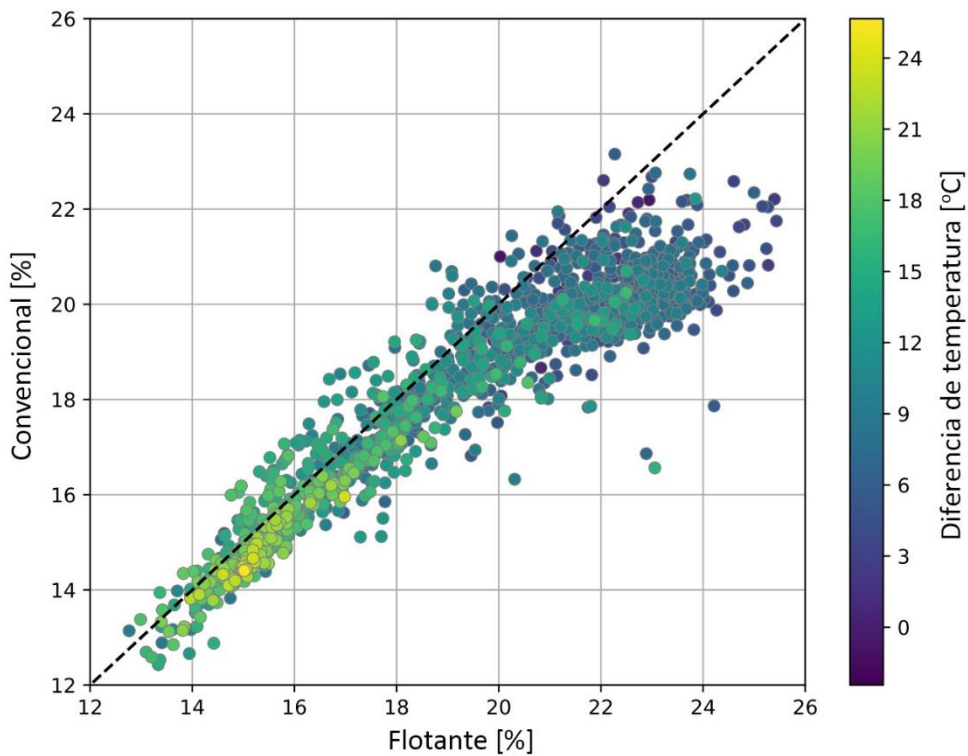


Figura 3.13 Eficiencia del panel convencional vs eficiencia del panel flotante con diferencia de temperaturas como código de color.

En la Figura 3.13 se observa que todos los datos son cercanos a la línea de 45° con una tendencia hacia el eje de la eficiencia del panel flotante. Se observa que en puntos de mayor eficiencia se presenta una mayor tendencia de los datos hacia el sistema flotante. Esto representa una mejor eficiencia del panel flotante. En este gráfico se puede evidenciar el efecto de la temperatura sobre la eficiencia sin un gran efecto de la radiación solar, esto se debe a que las temperaturas de cada punto son tomadas en el mismo tiempo, y por lo tanto presentan la misma radiación solar. Se puede observar los puntos donde la temperatura del panel convencional es mucho mayor que la del panel convencional (que es representado por un valor de diferencia de temperatura mayor), se encuentran más

cercanos al eje de eficiencia del panel flotante. Esto muestra cómo a temperaturas más elevadas se presenta una caída en la eficiencia.

Posteriormente se realiza la gráfica de diferencia de eficiencia vs diferencia de temperatura con radiación solar como código de color. En esta gráfica un número mayor de diferencia de temperatura representa una mayor temperatura del panel convencional comparada con el panel flotante. También se realiza el cálculo de temperatura promedio de ambos paneles y su diferencia y, dado que las diferencias de temperatura más altas se encuentran a radiaciones más elevadas como se evidencia en la Figura 3.12, se realiza el mismo cálculo antes mencionado con los datos de temperatura que se encuentran en el 50% de los datos con mayor radiación solar.

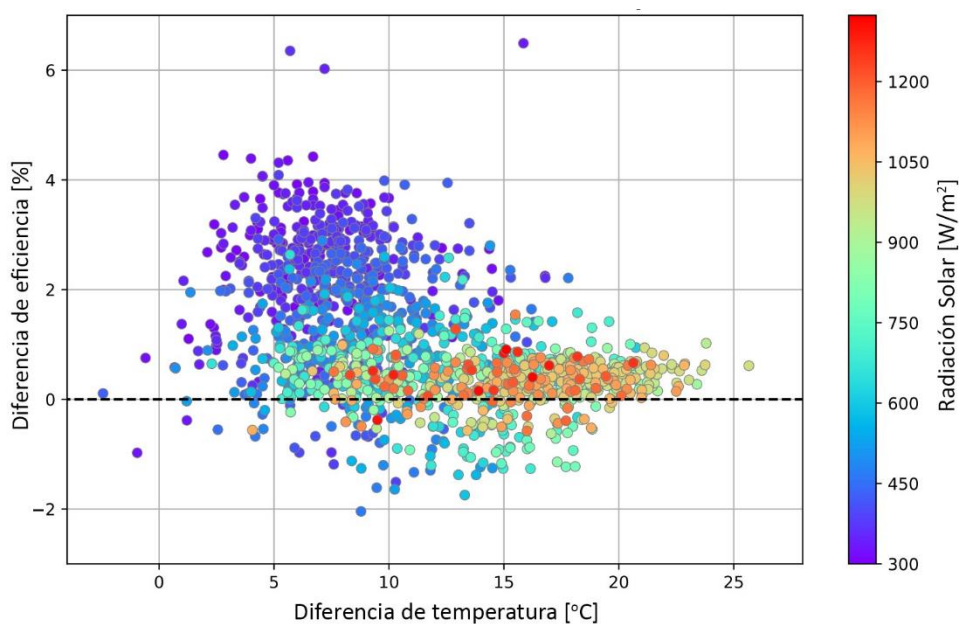


Figura 3.14 Diferencia de eficiencias vs diferencia de temperatura con radiación solar como código de color.

En la Figura 3.14 se observa una alta dispersión de los datos a diferencias de temperatura bajas y, a medida que la diferencia de temperatura aumenta esta dispersión disminuye y los valores de diferencia de eficiencia tienden a aumentar, hasta que a una diferencia de aproximadamente 20°C todos los valores se encuentran por encima de cero.

En la Tabla 3.3 se observa que en promedio el panel fotovoltaico convencional se encuentra a una temperatura de 8.15°C mayor, y que esta diferencia se eleva a 12.38°C al tomar en cuenta los datos con radiación alta. La diferencia de temperatura puntual más elevada es de 25.66°C el día 4 de diciembre de 2023 a las 11:02.

Tabla 3.3 Diferencias de temperaturas por enfriamiento del panel flotante.

	Temperatura promedio	
	Todos los datos	50% de radiación solar más elevada
Sistema convencional	31.39°C	37.96°C
Sistema flotante	23.24°C	25.58°C
Diferencia	8.15°C	12.38°C

Finalmente, se procede a realizar la gráfica de generación promedio de los dos sistemas fotovoltaicos, en intervalos de 30 minutos de todos los días de datos recolectados en el estudio. También se realiza el cálculo del total de energía generada de los dos paneles, definida como el área bajo la curva de potencia vs tiempo, por el método de trapecios y con la Ecuación 2.12, como se describe en la metodología.

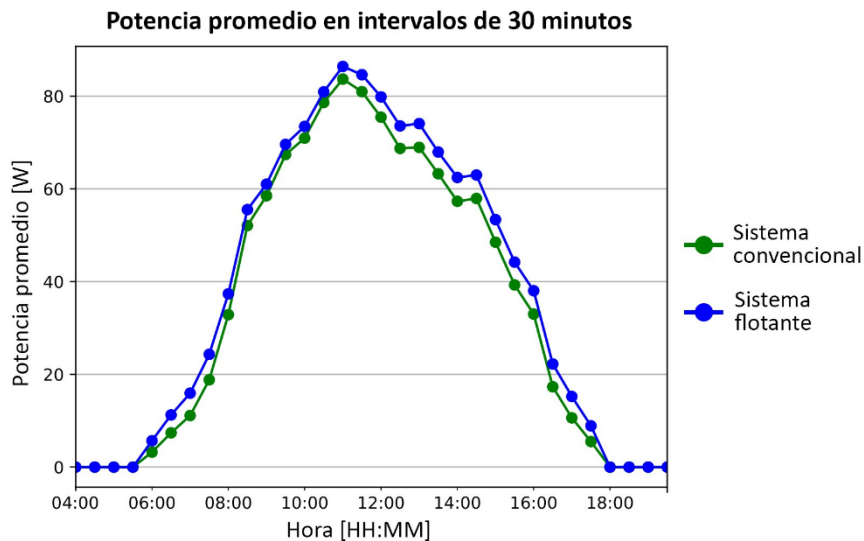


Figura 3.15 Comparación de la potencia promedio de los dos sistemas.

En la Figura 3.15 se presenta un resumen de toda la generación de los dos sistemas durante el tiempo del estudio, aquí se puede observar la mejora en el rendimiento que presenta el sistema flotante frente al sistema convencional. Donde las horas que presentan más variación son entre las 11:00 y las 15:00.

Tabla 3.4 Mejora del rendimiento del sistema fotovoltaico flotante.

	Eficiencia promedio	Generación energética
Sistema convencional	17.65%	11.95 <i>kWh</i>
Sistema flotante	19.69%	12.83 <i>kWh</i>
Porcentaje de mejora	11.56%	7.36%

En la Tabla 3.4 se presenta una eficiencia de 17.65% del sistema convencional y 19.69% en el sistema flotante, esto representa un incremento del 11.56% en base a la eficiencia del sistema instalado en tierra. También se muestra una generación energética total de 11.95 *kWh* para el sistema convencional y 12.83 *kWh* para el sistema flotante, esto representa un aumento del 7.36% en la energía generada frente al sistema instalado en tierra.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Se diseñó e implementó un sistema de recolección de datos de dos paneles fotovoltaicos homólogos, uno flotante y uno convencional, en la piscina 1 del reservorio de Cumbayá en Quito, y se realizó una campaña de toma de datos en intervalos de 5 minutos durante 22 días, obteniendo como resultado el consolidado de datos utilizados en el estudio y las inferencias presentadas en base a estos.

Mediante una simulación en el software System Advisor Model, se realizó una verificación de los datos de potencia generada por el sistema fotovoltaico convencional, donde se encontró parámetros estadísticos de raíz del error cuadrático medio normalizado (nRMSE) de 4.91% y de error de sesgo medio normalizado (nMBE) de -0.72%, los cuales se encuentran dentro de los rangos adecuados. Sin embargo, el valor de intervalo de confianza del 90% ($IC_{90\%}$) de 9.43% se encuentra por encima del rango adecuado por un margen pequeño, esto se puede deber a que no se presenta un sistema conectado a red, la falta de otros datos relevantes como la velocidad del viento y acumulación de material particulado en la superficie del panel.

Experimentalmente se demostró el efecto de enfriamiento del sistema fotovoltaico flotante, al obtener una temperatura promedio del panel fotovoltaico flotante 8.15°C menor que la temperatura promedio del panel fotovoltaico convencional durante todo el tiempo del estudio. Y al tomar en cuenta los datos del 50% de radiación más alta la diferencia de temperatura promedio aumenta a 12.38°C .

Se encontró que las correlaciones más altas entre las variables analizadas se dan entre la radiación solar y la potencia con un factor de correlación de 0.98, y entre la radiación solar y la eficiencia con un factor de -0.94. Otros valores elevados de correlación se dan entre la potencia y la eficiencia con un factor de -0.88 y entre la temperatura y la eficiencia con un valor de -0.81.

Al realizar el ajuste lineal de la eficiencia del sistema convencional con la temperatura del panel convencional se encontró que esta presenta un coeficiente de determinación de 0.65 y una pendiente negativa lo que indica un ajuste moderado y una relación inversamente proporcional, mostrando así el efecto de la temperatura sobre los sistemas fotovoltaicos.

El estudio encontró que el enfriamiento causado por el espejo de agua en el panel fotovoltaico flotante dio como resultado una mejora del rendimiento de generación energética de 7.36% y una mejora de la eficiencia promedio del 11.56%. Estos valores se

encuentran acorde con los estudios realizados en climas cálidos, donde se presenta un aumento en la producción energética de entre el 6% y 10% y una mejora en la eficiencia de entre el 10% y 12%.

4.2 Recomendaciones

Se recomienda tomar en cuenta otras variables importantes, como la velocidad del viento, acumulación de material particulado en los paneles, entre otros, para tener un análisis holístico de los factores externos que pueden alterar el rendimiento del panel.

Realizar el análisis en otros tipos de climas, para poder analizar las diferencias en el incremento de producción entre diferentes países y regiones.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEA, «World total final consumption by source, 1971-2019», IEA. Accedido: 29 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-total-final-consumption-by-source-1971-2019>
- [2] IEA, «World total energy supply by source, 1971-2019», IEA. Accedido: 28 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-total-energy-supply-by-source-1971-2019>
- [3] EEA, «Environmental impact of energy», European Environment Agency. Accedido: 19 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/help/glossary/eea-glossary/environmental-impact-of-energy>
- [4] World Resources Institute, «Global Historical Greenhouse Gas (GHG) Emissions | Climate Watch». Accedido: 4 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&end_year=2020§ors=total-including-lucf&start_year=1990
- [5] IEA, «Renewables share of total energy supply in the Net Zero Scenario, 2010-2030», IEA. Accedido: 28 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewables-share-of-total-energy-supply-in-the-net-zero-scenario-2010-2030-2>
- [6] IEA, «Average annual growth rates of renewables supply in OECD, 2000-2020», IEA. Accedido: 28 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-annual-growth-rates-of-renewables-supply-in-oecd-2000-2020>
- [7] F. Sha *et al.*, «Energy Technology Perspectives 2020 - Special Report on Clean Energy Innovation», *IEA Energy Technol. Perspect.*, 2020.
- [8] U. Pillai, «Drivers of cost reduction in solar photovoltaics», *Energy Econ.*, vol. 50, pp. 286-293, jul. 2015, doi: 10.1016/j.eneco.2015.05.015.
- [9] United Nations Economic Commission for Europe, *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*. en ECE Energy Series. United Nations, 2022. doi: 10.18356/9789210014854.
- [10] World Bank Group, ESMAP, y SERIS, *Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report*, World Bank. Washington, DC, 2019.
- [11] S. Gorjian, H. Sharon, H. Ebadi, K. Kant, F. B. Scavo, y G. M. Tina, «Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems», *J. Clean. Prod.*, ene. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124285.
- [12] P. Kumar y R. Dubey, «Efficiency Improvement of Photovoltaic Panels by Design Improvement of Cooling System using Back Water Cooling Tubes», *Int. J. Eng. Res.*, vol. 7, n.º 01, 2018.
- [13] U. Nations, «¿Qué es el cambio climático? | Naciones Unidas», United Nations. Accedido: 10 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>
- [14] A. Mikhaylov, N. Moiseev, K. Aleshin, y T. Burkhardt, «Global climate change and greenhouse effect», *Entrep. Sustain. Issues*, vol. 7, pp. 2897-2913, jun. 2020, doi: 10.9770/jesi.2020.7.4(21).

- [15] H. N. Le Houérou, «Climate change, drought and desertification», *J. Arid Environ.*, vol. 34, n.º 2, pp. 133-185, oct. 1996, doi: 10.1006/jare.1996.0099.
- [16] S. Yu. Schreider, D. I. Smith, y A. J. Jakeman, «Climate Change Impacts on Urban Flooding», *Clim. Change*, vol. 47, n.º 1, pp. 91-115, oct. 2000, doi: 10.1023/A:1005621523177.
- [17] «World Climate Programme (WCP) | World Meteorological Organization». Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://community.wmo.int/en/world-climate-programme-wcp>
- [18] «Conferencia de las Partes (COP) | CMNUCC». Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process/bodies/supreme-bodies/conference-of-the-parties-cop>
- [19] United Nations Framework Convention on Climate Change, «The Paris Agreement | UNFCCC». Accedido: 10 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- [20] «Climate Change – Topics», IEA. Accedido: 10 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/topics/climate-change>
- [21] IEA, *Special Report on Solar PV Global Supply Chains*. OECD, 2022. doi: 10.1787/9e8b0121-en.
- [22] O. Ellabban, H. Abu-Rub, y F. Blaabjerg, «Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 748-764, nov. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.113.
- [23] N. L. Panwar, S. C. Kaushik, y S. Kothari, «Role of renewable energy sources in environmental protection: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, n.º 3, pp. 1513-1524, abr. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.037.
- [24] IEA, «Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update», 2023, Accedido: 11 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>
- [25] «OECD | Focus on green recovery». Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.oecd.org/coronavirus/en/themes/green-recovery>
- [26] IEA, «Renewable Energy Market Update: Outlook for 2023 and 2024», 2023, Accedido: 11 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf
- [27] IEA, «Renewables 2022: Analysis and forecast to 2027», 2022, Accedido: 11 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ada7af90-e280-46c4-a577-df2e4fb44254/Renewables2022.pdf>
- [28] IEA, «Tracking Clean Energy Progress 2023 – Analysis». Accedido: 11 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>
- [29] Center for Sustainable Systems, «Photovoltaic Energy factsheet». University of Michigan, 2023. [En línea]. Disponible en: https://css.umich.edu/sites/default/files/2023-10/Photovoltaic%20Energy_CSS07-08.pdf

- [30] H. S. Ullal y V. R. Bolko, «Thin Film CIGS and CdTe Photovoltaic Technologies: Commercialization, Critical Issues, and Applications», *Natl. Renew. Energy Lab.*, 2007.
- [31] IEA, «Solar PV». Accedido: 12 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- [32] S. R. Shakeel, H. Yousaf, M. Irfan, y A. Rajala, «Solar PV adoption at household level: Insights based on a systematic literature review», *Energy Strategy Rev.*, vol. 50, p. 101178, nov. 2023, doi: 10.1016/j.esr.2023.101178.
- [33] D. Ray, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0», 2021.
- [34] V. Benda y L. Černá, «PV cells and modules – State of the art, limits and trends», *Heliyon*, vol. 6, n.º 12, p. e05666, dic. 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e05666.
- [35] Galen Barbose, Naïm Darghouth, Eric O'Shaughnessy, y Sydney Forrester, *Tracking the Sun: Pricing and Design Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States*, Lawrence Berkeley National Laboratory. 2023. Accedido: 19 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/5_tracking_the_sun_2023_report.pdf
- [36] F. Fu *et al.*, «Monolithic Perovskite-Silicon Tandem Solar Cells: From the Lab to Fab?», *Adv. Mater.*, vol. 34, n.º 24, p. 2106540, 2022, doi: 10.1002/adma.202106540.
- [37] International Electrotechnical Commission, «IEC 60904-3:2019». Suiza, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/64682>
- [38] G03 Committee, «Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37 Tilted Surface», ASTM International. doi: 10.1520/G0173-03R20.
- [39] P. Dwivedi, K. Sudhakar, A. Soni, E. Solomin, y I. Kirpichnikova, «Advanced cooling techniques of P.V. modules: A state of art», *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 21, p. 100674, oct. 2020, doi: 10.1016/j.csite.2020.100674.
- [40] L. Dias, J. P. Gouveia, P. Lourenço, y J. Seixas, «Interplay between the potential of photovoltaic systems and agricultural land use», *Land Use Policy*, vol. 81, pp. 725-735, feb. 2019, doi: 10.1016/j.landusepol.2018.11.036.
- [41] J. Kiesecker *et al.*, «Renewable Energy and Land Use in India: A Vision to Facilitate Sustainable Development», *Sustainability*, vol. 12, n.º 1, p. 281, dic. 2019, doi: 10.3390/su12010281.
- [42] L. Liu, Q. Wang, H. Lin, H. Li, Q. Sun, y R. Wennersten, «Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems», *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 1136-1142, may 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.483.
- [43] R. Cazzaniga y M. Rosa-Clot, «The booming of floating PV», *Sol. Energy*, vol. 219, pp. 3-10, may 2021, doi: 10.1016/j.solener.2020.09.057.
- [44] M. Rosa-Clot y G. M. Tina, *Submerged and Floating Photovoltaic Systems: Modelling, Design and Case Studies*. Academic Press, 2017.
- [45] Energias de Portugal, «EDP's pioneer floating solar power plant in Alqueva ready to start producing energy», edp. Accedido: 11 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.edp.com/en/news/2022/07/14/edps-pioneer-floating-solar-power-plant-alqueva-ready-start-producing-energy>
- [46] E. M. D. Sacramento, P. C. M. Carvalho, J. C. Araújo, D. B. Riffel, R. M. D. C. Corrêa, y J. S. Pinheiro Neto, «Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, n.º 8, pp. 1019-1024, nov. 2015, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0120.

- [47] Y. K. Choi, W. S. Choi, y J. H. Lee, «Empirical Research on the Efficiency of Floating PV Systems», *Sci. Adv. Mater.*, vol. 8, n.º 3, pp. 681-685, mar. 2016, doi: 10.1166/sam.2016.2529.
- [48] H. B. S. Pakyala, «Floating Solar Potential Assessment», en *2021 13th IEEE PES Asia Pacific Power & Energy Engineering Conference (APPEEC)*, nov. 2021, pp. 1-6. doi: 10.1109/APPEEC50844.2021.9687733.
- [49] K. Trapani y M. Redón Santafé, «A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013», *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 23, n.º 4, pp. 524-532, abr. 2015, doi: 10.1002/pip.2466.
- [50] M. Dörenkämper, A. Wahed, A. Kumar, M. de Jong, J. Kroon, y T. Reindl, «The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore», *Sol. Energy*, vol. 219, pp. 15-23, may 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.03.051.
- [51] M. Aghaei, N. M. Kumar, A. Eskandari, H. Ahmed, A. K. V. de Oliveira, y S. S. Chopra, «Chapter 5 - Solar PV systems design and monitoring», en *Photovoltaic Solar Energy Conversion*, S. Gorjian y A. Shukla, Eds., Academic Press, 2020, pp. 117-145. doi: 10.1016/B978-0-12-819610-6.00005-3.
- [52] I. F. I. Torres, M. G. Pacheco-Portilla, L. G. Gonzalez-Morales, y E. F. Zalamea-León, «Simulación fotovoltaica considerando parámetros de integración en edificaciones», *Ingenius*, n.º 21, Art. n.º 21, 2019, doi: 10.17163/ings.n21.2019.02.
- [53] J. Machacek, Zdenek Prochazka, y J. Drapela, «System for measuring and collecting data from solar-cell systems», en *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain: IEEE, oct. 2007, pp. 1-4. doi: 10.1109/EPQU.2007.4424164.
- [54] National Renewable Energy Laboratory, «System Advisor Model Version 2023.12.17 User Documentation». 2023.
- [55] S. R. Madeti y S. N. Singh, «Monitoring system for photovoltaic plants: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 1180-1207, ene. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.088.
- [56] NOVUS Productos Electrónicos, «Registrador de datos industrial multicanales FieldLogger». Accedido: 16 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.novusautomation.com/es/producto/data-loggers/fieldlogger>
- [57] «MS-40 Pyranometer | EKO Instruments». Accedido: 19 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.eko-instruments.com/eu/categories/products/pyranometers/ms-40-pyranometer>
- [58] «Pololu - ACS709 Current Sensor Carrier -75A to +75A». Accedido: 16 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pololu.com/product/2199>
- [59] K. Singh y D. S. Upadhyaya, «Outlier Detection: Applications And Techniques», vol. 9, n.º 1, 2012.
- [60] J. Freeman, J. Whitmore, L. Kaffine, N. Blair, y A. P. Dobos, «System Advisor Model: Flat Plate Photovoltaic Performance Modeling Validation Report», NREL/TP--6A20-60204, 1115788, dic. 2013. doi: 10.2172/1115788.

6 ANEXOS

ANEXO I. Tabla de datos obtenida durante el periodo del estudio.

<https://github.com/LeonardoVaca/Sistema-Fotovoltaico-Convencional/blob/main/ANEXO%20I.%20Tabla%20de%20datos%20obtenida%20durante%20el%20periodo%20del%20estudio.xlsx>

ANEXO II. Tabla de datos posterior a la eliminación de datos atípicos.

<https://github.com/LeonardoVaca/Sistema-Fotovoltaico-Convencional/blob/main/ANEXO%20II.%20Tabla%20de%20datos%20posterior%20a%20la%20eliminaci%C3%B3n%20de%20datos%20at%C3%ADpicos.xlsx>

ANEXO III. Tabla de datos de simulación.

<https://github.com/LeonardoVaca/Sistema-Fotovoltaico-Convencional/blob/main/ANEXO%20III.%20Tabla%20de%20datos%20de%20simulaci%C3%B3n.xlsx>

ANEXO IV. Código utilizado para la generación de gráficas.

<https://github.com/LeonardoVaca/Sistema-Fotovoltaico-Convencional/blob/main/ANEXO%20IV.%20C%C3%B3digo%20utilizado%20para%20la%20generaci%C3%B3n%20de%20gr%C3%A1ficas.ipynb>