



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

INSTITUTO DE CIENCIAS BUAP

**“Monitoreo y análisis de la irradiancia solar,
durante un año, para la generación de una
base de datos de potencial solar disponible en
el Ecocampus BUAP”**

Tesis

**Para obtener el grado de:
Maestro en Ciencias en Energías Renovables**

Presenta:

Adán Pérez Herrera

Matrícula: 223470233

No. de CVU CECIHTI: 1295800

Director de tesis: Dr. Julio Villanueva Cab

Codirectora de tesis: Dra. Evelyn Betsabe Díaz Cruz

Diciembre 2025



Of. Núm. DG-ICUAP-1455/2025

Mtro. Juan Manuel Rosas Tapia
Director de Administración Escolar
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

At. n. Lic. Marcela Juárez Zenteno
Jefatura Departamento de Titulación/Ciudad Universitaria

Presente.

Por este conducto me permito comunicarle que el trabajo de tesis denominado **"Monitoreo y análisis de la irradiación solar, durante un año, para la generación de una base de datos del potencial solar disponible en el Ecocampus-BUAP"** realizado por el **C. Pérez Herrera Adán**, matrícula **223470233** tuvo el mérito suficiente para autorizar su impresión, y para poder ser defendido en el examen de grado de Maestro en Ciencias en Energías Renovables, tal y como ha sido considerado por los integrantes del Comité Dictaminador integrado ex profeso.

Por tal motivo se le solicita tenga a bien autorizar la modalidad correspondiente para que se lleve a cabo el examen de grado a celebrarse el día **17 de diciembre** del presente año a las **10:00 horas de forma presencial**.

El Jurado del examen está integrado como a continuación se detalla:

Dr. Miguel Ángel Domínguez Jiménez	Presidente
Dr. Jesús Camilo López	Secretario
Dr. Marco Antonio Mora Ramírez	Vocal 1
Dr. Eulises Regalado Pérez	Vocal 2

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de Z., 08 de diciembre de 2025.

Dr. Jorge Roberto Juárez Posadas
Director

L.C.P. Ministarín
JRJP/nd

Instituto de
Ciencias (ICUAP)

Edificio DC y TIC1
Calle de la Tecnología, Ciudad Universitaria
C.P. 72595 Puebla, Pue.
Tel. 222 229 00 00 Ext. 7050 y 7054

Evidencia de retribución social

Artículo de divulgación científica

- **Pérez Herrera, A., & Villanueva Cab, J. (2025).** INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE POTENCIA DE RADIACIÓN SOLAR PARA EL ANÁLISIS Y LA EVALUACIÓN DE CELDAS Y PANELES SOLARES. *RD-ICUAP*, 11(31). <https://doi.org/10.32399/icuap.rdic.2448-5829.2025.31.1578>

Agradecimientos

Extiendo mi más sincera gratitud a mis directores de tesis, el Dr. Julio Villanueva Cab y la Dra. Evelyn Betsabé Díaz Cruz, por su dedicación, comprensión y paciencia durante la realización de este trabajo.

Agradezco con todo mi corazón a mis hijos Ada, Anahí, Itzel, Alain e Irvin por su amor incondicional, su apoyo constante y por ser mi mayor fuente de motivación en los momentos más difíciles. Me siento profundamente orgulloso de cada uno de sus logros; su existencia ha sido mi mayor impulso y la razón de mi ser.

A mis padres (†) por darme el ser, a mis hermanos y demás familia. Y a todos mis seres queridos que ocupan un lugar en mi corazón, todo mi reconocimiento y mi admiración. Esta tesis está dedicada a cada uno de ustedes.

Mi reconocimiento al Dr. Eulises Regalado Pérez por su valiosa participación, disposición y acompañamiento durante el desarrollo de este trabajo. Su compromiso y su ardua labor como científico han sido una motivación constante para dar siempre lo mejor de mí.

Agradezco a todos mis compañeros que formaron parte del posgrado y del laboratorio de celdas emergentes durante el periodo (2023–2025) por su compañerismo, colaboración y todas las experiencias compartidas dentro y fuera del laboratorio, que hicieron de esta etapa una etapa enriquecedora tanto personal como académica. En especial, para mi compañero y amigo José Francisco Emerson Arriola Oliva, por su grandeza de espíritu y su buen corazón.

Asimismo, extiendo mi más profundo agradecimiento a todas aquellas personas que, de una u otra forma, contribuyeron con su apoyo a la culminación de esta etapa tan importante para mí.

Con cariño y admiración a mis docentes: Dr. Umapada Pal, Dra. María Griselda Corro Hernández, Dr. Fortino Bañuelos Romero, Dr. Julio Villanueva Cab, Dr. Eulises Regalado Pérez, Dr. Crescencio Octavio Olivares Xometl y al Coordinador de la MEER, Dr. José Joaquín Alvarado Pulido, para que sigan siendo impulsores de generaciones, despertando en los alumnos interés por la investigación con espíritu creativo que desarrolle ciencia y tecnología.

Resumen

En este trabajo se presentan el análisis, el estudio y mediciones de la potencia de radiación solar (Solar Radiation Power Meter, SRPM), por sus siglas en inglés, diseñado para monitorear y evaluar el potencial energético solar en una región específica. Este estudio se realizó en el Ecocampus BUAP, de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP) ($18^{\circ}56'13.8''$ N, $98^{\circ}09'22.5''$ W), considerando factores geográficos, variaciones estacionales y horarios, con el propósito de optimizar la obtención de información sobre la captación de energía solar y apoyar, con mayor precisión, la instalación de módulos fotovoltaicos mediante mediciones en tiempo real.

Los datos experimentales obtenidos fueron analizados y comparados con bases de datos teóricas de referencia, en particular con las proporcionadas por la National Aeronautics and Space Administration (NASA), que se basan en modelos matemáticos de largo plazo y en promedios históricos de radiación solar obtenidos a partir de observaciones satelitales. En el análisis también se incorporaron parámetros atmosféricos, como la temperatura, la humedad relativa y la velocidad del viento, para reflejar las variaciones locales en tiempo real. La adquisición de datos se realizó de forma continua durante un año, lo que permitió una evaluación estadística sólida de la correlación y la dispersión entre los valores medidos y los teóricos. Los resultados muestran que los valores experimentales de irradiancia fueron aproximadamente un 15 % inferiores a las estimaciones de la NASA. Esta diferencia no representa un error en las bases de datos satelitales, sino que refleja la naturaleza promedio y predictiva de sus modelos frente a las fluctuaciones reales registradas in situ. Las mediciones experimentales aportan una visión más precisa de la disponibilidad del recurso solar, lo que permite reducir la incertidumbre en el diseño de proyectos fotovoltaicos y, por ende, optimizar los costos de infraestructura, materiales y mano de obra, al adecuar la instalación de los sistemas a las condiciones reales del sitio.

Palabras clave: radiación solar, potencial energético, fotovoltaico, sistema solar.

Abstract

This work presents the results of a measurement study; analysis of a Solar Radiation Power Meter (SRPM) designed to monitor and evaluate the solar energy potential in a specific region. This system was deployed at the Ecocampus BUAP, of the Benemérita Autónoma Universidad de Puebla (BUAP) ($18^{\circ}56'13.8''$ N, $98^{\circ}09'22.5''$ W), accounting for key parameters such as geographical location, seasonal variations, and time of day, to optimize solar energy-harvesting information and support the installation of photovoltaic modules with greater precision through real-time measurements.

The collected experimental data were analyzed and compared with other theoretical database sources, such as those from the National Aeronautics and Space Administration (NASA), which are based on long-term mathematical models and historical averages of solar radiation, as well as satellite observations. Additional atmospheric parameters, such as temperature, relative humidity, and wind speed/direction, were considered in the analysis to capture local, real-time variations. Data were continuously collected over 1 year, enabling robust statistical evaluation of the correlation and dispersion between measured and theoretical values.

The results of this work indicate that the experimental irradiance values were approximately 15% lower than NASA's estimates. This discrepancy does not imply an error on the part of NASA, but rather reflects the nature of its predictive and model-based approach, which averages solar radiation trends over extended time periods. In contrast, the experimental measurements capture real-time fluctuation of both datasets, providing more accurate predictions and reducing uncertainties for future solar project design. Such refined evaluations can contribute to cost savings in infrastructure, materials, and labor by tailoring photovoltaic system installations to local resource availability.

Keywords: *Solar Radiation, energy potential, photovoltaic, solar system.*

Tabla de contenido

Capítulo 1: Planteamiento del estudio	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Planteamiento del problema	5
1.4 Preguntas de investigación	5
1.5 Justificación	6
1.6 Hipótesis	6
1.7 Objetivos.....	7
1.7.1 Objetivo general	7
1.7.2 Objetivos específicos.....	7
Referencias	8
Capítulo 2: Marco Teórico	10
2.1 Efecto fotovoltaico	10
2.1.1 Radiación solar	13
2.1.2 Irradiancia.....	13
2.1.3 Irradiación o insolación	14
2.2 Energía de los fotones.....	18
2.3 Movimientos de la Tierra y su efecto en la radiación solar	20
2.3.1 Rotación de la Tierra	20
2.3.2 Traslación terrestre	21
2.3.3 Inclinação del eje terrestre.....	22
2.3.4 Precesión y nutación.....	24
2.4 Geometría solar y parámetros radiográficos.....	24
2.5 Importancia del monitoreo solar.....	28
Referencias	29
Capítulo 3: Marco normativo	31
3.1 Normas nacionales e internacionales.....	31
3.1.1 Normativa nacional vigente.....	31
3.1.2 Normativa internacional aplicable.....	32
3.2 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 6 artículo 690 Sistemas solares fotovoltaicos	32

3.3 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 7 artículo 705 Sistemas solares fotovoltaicos	33
3.4 Las normas aplicables en el presente estudio son:	35
3.4.1 NOM-001-SEDE-2012	35
3.4.2 IEC 61724-1	35
3.4.3 Qué se puede mejorar en cuanto a normas	36
Referencias	37
Capítulo 4: Metodología	38
4.1 Definición del sitio de estudio	38
4.1.1 Latitud.....	38
4.1.2 Longitud.....	38
4.1.3 Ecocampus BUAP	39
4.2 Periodo del estudio	40
4.3 Datos Teóricos.....	42
4.3.1 Proceso para obtener datos de la NASA.....	42
4.3.2 Proceso para obtener datos de NREL	46
4.3.3 Proceso para obtener datos de PVGIS	49
4.3.4 Proceso para obtener datos de GSA	50
4.3.5 Proceso para obtener datos SUN-Calc.....	52
4.4 Datos experimentales.....	54
4.4.1 Proceso para obtener datos de la RAMM CU2	55
4.4.2 Proceso para obtener datos de la RAMM DIAU	58
4.4.3 Proceso para obtener datos de la CONAGUA.....	59
4.5 Sistema fotovoltaico (SFV)	61
4.5.1 Cálculo de la generación de energía eléctrica (en colaboración con un SFV instalado).	61
4.5 Cálculo del factor de corrección.....	67
Referencias	69
Capítulo 5: Resultados y discusión.....	72
5.1 Resultados de datos teóricos.....	72
5.2 Resultados datos experimentales	80
5.3 Comparativo de bases de datos NASA y RAMM CU2.....	84
5.3.1 Análisis de la irradiación por estación y anualmente: NASA vs. RAMM CU2	86
5.4 Cálculo de la generación anual de la NASA y de la RAMM CU2	91
5.5 Cálculo del factor de corrección por estación del año para la NASA	93
5.6 Comparación entre los datos teóricos y los datos experimentales de la irradiación...	95

5.7 Comparación entre los datos teóricos y los datos experimentales de la generación eléctrica fotovoltaica.....	99
5.8 Variables meteorológicas y su efecto sobre la irradiancia	101
Referencias	106
Capítulo 6: Conclusiones.....	110
Trabajos a futuro.....	111
Agradecimientos.....	112

Capítulo 1: Planteamiento del estudio

1.1 Introducción

A lo largo de los años, la humanidad, así como la fauna y la flora, se ha visto afectada por la contaminación ambiental derivada de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de combustibles fósiles [1]. Este impacto negativo en el medio ambiente ha impulsado la búsqueda de fuentes de energía alternativas para mitigar el deterioro ambiental. En este contexto, se han desarrollado tecnologías orientadas al aprovechamiento de recursos naturales disponibles, como el viento, el sol y el agua, entre otros. Entre estas alternativas, la energía solar ha mostrado un crecimiento notable debido a que es una fuente renovable y sustentable [2]. Conforme aumenta el uso de sistemas solares fotovoltaicos (SFV), el análisis de la irradiancia solar es fundamental para optimizar el diseño, la orientación y la inclinación de los módulos, con el fin de maximizar la captación de energía y minimizar las pérdidas asociadas. El estudio detallado de la irradiancia, al comparar mediciones teóricas (obtenidas de la NASA) con mediciones experimentales locales, permite estimar con mayor realismo el potencial de generación eléctrica en una región específica [3]. Lo que contribuye a mejorar la precisión en la planeación y el dimensionamiento de los SFV, adaptándolos a las condiciones específicas del sitio de instalación. Por otra parte, el diseño e instalación de SFV deben cumplir con las normas técnicas y reglamentaciones nacionales vigentes, basadas en estándares internacionales. Dichas normativas establecen lineamientos para el análisis de la irradiancia, el dimensionamiento y el correcto funcionamiento de los sistemas. Cumplir con estos requerimientos no solo garantiza un desempeño seguro y eficiente, sino que también resulta esencial para atender los aspectos legales, sociales y económicos de cada proyecto [4]. En este proyecto de tesis se analiza y evalúa la relación entre los datos teóricos y los datos experimentales de radiación solar, con el propósito de obtener un diagnóstico más preciso del potencial energético solar en la zona de estudio, ubicada en las coordenadas 18°56'13.8" N, 98°09'22.5" W. Este análisis permite evaluar de manera integral el recurso solar disponible en una zona en específico, haciendo especial énfasis en las variaciones estacionales y en los parámetros atmosféricos que influyen en su comportamiento.

1.2 Antecedentes

En las últimas décadas, el impacto del cambio climático, impulsado por el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, ha evidenciado la necesidad urgente de adoptar fuentes de energía limpias y de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Según la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, IEA) [5], la transición hacia las energías renovables no solo es clave para mitigar el calentamiento global, sino también para garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad económica de los países. La propia IEA estima que para el año 2030 las energías renovables representarán alrededor del 35 % de la generación eléctrica mundial, con la energía solar fotovoltaica (FV) como la principal tecnología renovable en términos de capacidad instalada [6].

En este contexto, los SFV se posicionan como una alternativa técnica y ambientalmente viable, al aprovechar un recurso natural abundante y no contaminante: la radiación solar. Su implementación contribuye a reducir la huella de carbono y a generar beneficios económicos sostenibles, tanto para usuarios particulares como para instituciones públicas y privadas (International Renewable Energy Agency (IRENA)) [7]. Sin embargo, la eficiencia de los SFV depende directamente de las condiciones locales de irradiación solar, que varían según factores geográficos, climáticos y atmosféricos propios de cada región.

Como se ha mencionado, la protección del medio ambiente y la mitigación del cambio climático están estrechamente vinculadas al uso de energías renovables. Estos temas forman parte de los compromisos internacionales asumidos en el Acuerdo de París [8]. Dicho acuerdo fue firmado el 12 de diciembre de 2015 durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP 2021), en la que 196 países se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El tratado, que entró en vigor en noviembre de 2016, tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2 °C y, preferentemente, a 1.5 °C. Para el año 2030 se estableció una reducción de entre 40 % y 55 % de las emisiones de GEI, mientras que la meta para 2050 es alcanzar la neutralidad climática, es decir, equilibrar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) con la capacidad de absorción de los sumideros naturales, como los bosques y los océanos [8].

El Acuerdo de París contempla varios compromisos fundamentales, los cuales se describen a continuación:

- 1) Reducir las emisiones de GEI para limitar el aumento de la temperatura global.
- 2) Implementar medidas de adaptación para fortalecer la resiliencia de las comunidades frente a los efectos del cambio climático.
- 3) Brindar apoyo financiero y tecnológico a los países en desarrollo para mejorar sus capacidades de respuesta.
- 4) Fomentar el desarrollo y la adopción de tecnologías energéticas limpias.
- 5) Asimismo, el acuerdo establece un marco de transparencia que permite evaluar periódicamente los avances y actualizar los compromisos asumidos por los países firmantes.

El depositario del Acuerdo de París es la Secretaría General de las Naciones Unidas, encargada de garantizar el cumplimiento y el seguimiento de sus disposiciones. A partir de 2024, los países deberán presentar informes detallados sobre las medidas adoptadas, los avances en la mitigación y la adaptación, así como sobre el apoyo financiero recibido o brindado.

De acuerdo con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) [9], la información recabada por la Comisión de Transparencia será incorporada al balance global de avances, un instrumento que evaluará el cumplimiento de los objetivos climáticos a nivel mundial. Con base en estos resultados, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) emitirá recomendaciones para fortalecer los planes nacionales de acción climática y elevar las metas de reducción de emisiones. México, como país firmante del acuerdo, ha establecido una serie de medidas orientadas al cumplimiento de dichos compromisos [10].

Entre las principales acciones impulsadas por el Gobierno de México destacan: lograr una tasa neta de deforestación cero, fortalecer la capacidad adaptativa de los municipios más vulnerables, proteger a la población frente a fenómenos hidrometeorológicos extremos,

ampliar la infraestructura estratégica y desacoplar el crecimiento económico del aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero [11, 12].

Las metas nacionales para el año 2030 prevén una reducción del 51 % en las emisiones de carbono y del 22 % en los GEI [13]. Para alcanzarlas, México ha implementado políticas de mitigación climática, tales como el financiamiento de proyectos de generación eléctrica sustentable, la emisión de bonos verdes, la aplicación del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) a los combustibles fósiles y la promoción de certificados de energía limpia (CEL).

El seguimiento de estas acciones se realiza a través de diversas entidades nacionales, entre las que destacan el Sistema Nacional de Cambio Climático (SINACC), la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC), el Programa Especial de Cambio Climático (PECC), el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (National Determinated Contributions NDC, por sus siglas en inglés) [14].

En conjunto, estas políticas y compromisos reflejan la responsabilidad de México ante la crisis climática global. Para su cumplimiento, es esencial fomentar la conciencia ambiental en los distintos niveles de gobierno, en el sector privado y en la población en general. En este sentido, el uso de energías limpias, en particular los SFV, constituye una herramienta estratégica para reducir las emisiones de CO₂ al sustituir la generación eléctrica basada en combustibles fósiles por la energía solar [15].

Finalmente, es importante señalar que en México existe una amplia red de empresas integradoras, proveedores e instaladores que operan conforme a las normas técnicas y de seguridad vigentes en materia de sistemas fotovoltaicos. Como referencia, la Asociación Mexicana de la Industria Fotovoltaica A.C. (AMIF) proporciona información actualizada sobre el crecimiento del sector, las certificaciones disponibles y los lineamientos que promueven la expansión ordenada y segura de esta industria en el país [16].

1.3 Planteamiento del problema

En la actualidad, el desarrollo e implementación de SFV dependen directamente del conocimiento preciso del recurso solar disponible en cada región. En el caso del Ecocampus BUAP, no existen registros experimentales continuos que permitan conocer con exactitud la potencia de la radiación solar directa y global que incide a lo largo del año, ni cómo influyen las condiciones ambientales locales, como la nubosidad, la humedad relativa, la temperatura o el viento. Esta falta de datos limita la capacidad para evaluar el potencial solar real del sitio, pues las estimaciones se basan en datos satelitales o en modelos teóricos, que ofrecen promedios a largo plazo y no reflejan las variaciones locales que pueden afectar la eficiencia de los SFV.

Contar con mediciones experimentales precisas permite establecer una base de datos confiable de irradiancia solar, útil para validar modelos teóricos, reducir incertidumbres y optimizar la orientación, la inclinación y el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conforme a las normas mexicanas vigentes (NOM-001-SEDE-2012, NMX-ES-001-NORMEX-2015). La ausencia de esta información en el Ecocampus BUAP constituye una limitación para la planeación y evaluación de proyectos solares en la institución. De ahí la necesidad de desarrollar un sistema capaz de medir, registrar y analizar la radiación solar local, que sirva como herramienta científica y técnica para impulsar el uso eficiente y sustentable de la energía solar en la región de Puebla, específicamente en la ubicación con coordenadas 18°56'13.8" N, 98°09'22.5" W.

1.4 Preguntas de investigación

1. ¿Cuál es el potencial energético solar directo y global disponible en la región establecida, considerando las variaciones climáticas locales?
2. ¿En qué medida difieren los valores teóricos de irradiancia solar (provenientes de bases de datos satelitales o de modelos) respecto a los valores experimentales, y cómo puede esta comparación contribuir a mejorar la precisión en la estimación del rendimiento real de los sistemas fotovoltaicos?

1.5 Justificación

El diseño y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos (SFV) se apoyan con frecuencia en bases de datos satelitales o en promedios históricos de irradiancia solar, que proporcionan una visión general del recurso, pero no siempre reflejan con precisión las condiciones reales de una ubicación específica. Estas fuentes, al basarse en modelos atmosféricos y en resoluciones espaciales amplias, tienden a suavizar la variabilidad local asociada a factores meteorológicos, topográficos y ambientales, lo que introduce incertidumbre en la estimación del potencial solar disponible.

La ausencia de información experimental obtenida directamente en el sitio puede derivar en una sobreestimación del recurso solar, lo que se traduce en sistemas sobredimensionados que no operan en condiciones óptimas. Esta situación impacta negativamente tanto en el desempeño energético como en los indicadores económicos del proyecto, al incrementar los costos de la inversión inicial y prolongar el periodo de recuperación de la inversión. En contextos operativos reales, estas discrepancias entre lo estimado y lo generado limitan la confiabilidad del diseño y la toma de decisiones técnicas.

En este sentido, la incorporación de mediciones locales de irradiancia solar adquiere un papel fundamental, ya que permite caracterizar el recurso de manera directa y continua a lo largo del año, captando la variabilidad estacional y las condiciones atmosféricas propias del sitio de estudio. La disponibilidad de datos experimentales confiables no solo mejora la precisión en el cálculo de parámetros como la hora solar pico y el índice de desempeño del sistema, sino que también fortalece la validación de los modelos teóricos empleados. De esta forma, el empleo de la información recopilada en campo contribuye a un diseño más realista y eficiente de los SFV, alineado con las condiciones reales de operación y con mejores perspectivas técnicas y económicas.

1.6 Hipótesis

La determinación experimental de la potencia de la radiación solar en una zona específica permitirá optimizar la planeación, el diseño e instalación de sistemas FV mediante datos reales de irradiancia y de variables meteorológicas.

1.7 Objetivos

1.7.1 Objetivo general

Evaluar el potencial energético solar de la zona específica designada mediante la adquisición y validación de datos experimentales y teóricos de irradiancia, con el fin de establecer parámetros precisos para la planeación, el diseño y el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

1.7.2 Objetivos específicos

1. Revisar las normas nacionales aplicables a SFV y al monitoreo solar (NOM-001-SEDE-2012, IEC 61724-1).
2. Adquirir y procesar datos experimentales de irradiancia y de variables meteorológicas mediante la estación RAMM CU2 ubicada en el edificio Val 2 del Ecocampus BUAP.
3. Validar la irradiancia teórica (NASA, PVGIS, NREL, GSA y SunCalc) mediante un análisis estadístico comparativo con los datos experimentales.
4. Determinar el potencial energético solar del sitio y derivar los parámetros clave para el dimensionamiento fotovoltaico (HSP, PR y factor de corrección).

Referencias

1. Maroto-Valer, M. M., Song, C., & Soong, Y. (Eds.). (2002). Environmental challenges and greenhouse gas control for fossil fuel utilization in the 21st century. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4615-0773-4>
2. Ang, T. Z., et al. (2022). A comprehensive study of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159, 112167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112167>
3. Gueymard, C. A. (2017). Evaluation of direct and global solar irradiance predictions from 1-min averaged cloud cover forecasts in the continental United States. *Solar Energy*, 158, 599–611. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.09.059>
4. Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 119–132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>
5. International Energy Agency. (2023). *World Energy Outlook 2023*. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
6. REN21. (2023). *Renewables 2023 Global Status Report (GSR2023)*. Paris: REN21 Secretariat. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
7. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *Renewable Energy Statistics 2022*. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-energy-statistics-2022>
8. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2015). *The Paris Agreement*. Paris: United Nations. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
9. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). (2022). *Quinto informe nacional de cambio climático: Avances y compromisos de México en el marco del Acuerdo de París*. Gobierno de México. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/828742/Informe_Avance_y_ResuItados_2022.pdf

10. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2023). First Global Stock take Synthesis Report: Technical dialogue. Bonn, Germany: UNFCCC Secretariat. <https://unfccc.int/documents/624477>
11. Paliza, L. M. G., Martínez, P. G. R., & Güendulain, K. C. (2022). Escenarios de mitigación para México a 2050: algunos hechos estilizados. *Sobre México Temas de Economía*, 1(6), 156-208. <https://doi.org/10.48102/rsm.v1i6.118>
12. Vázquez-García, S., Pineda, N., & Nava, L. F. (2021). Climate change policy and local adaptation strategies in Mexico: Challenges and opportunities. *Environmental Science & Policy*, 123, 41–50. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2021.04.002>
13. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) & Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). (2022). Contribución Determinada a Nivel Nacional de México (NDC) actualizada en 2022: Compromisos para la mitigación y adaptación al cambio climático. Gobierno de México. <http://140.84.163.2:8080/xmlui/handle/publicaciones/378>
14. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) & Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). (2021). Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2021–2024: Coordinación institucional y mecanismos de seguimiento. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/inecc/documentos/programa-especial-de-cambio-climatico-pecc-2021-2024>
15. International Energy Agency (IEA). (2022). Renewables 2022: Analysis and forecast to 2027. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
16. Asociación Mexicana de la Industria Fotovoltaica (AMIF). (2023). Informe anual 2023: Panorama del sector fotovoltaico en México. Ciudad de México: AMIF. <https://amif.mx/informe-anual-2023>.

Capítulo 2: Marco Teórico

La energía solar es una de las fuentes renovables con mayor potencial para contribuir a la transición energética mundial, ya que es limpia y, se podría decir, inagotable. La radiación solar que recibe la Tierra es del orden de 1.73×10^{17} W, lo que supera el consumo energético mundial actual [1]. Para un mejor aprovechamiento, se debe considerar la variabilidad espacial y temporal de la radiación, afectada por factores atmosféricos, geográficos y astronómicos que determinan la intensidad y la distribución del recurso solar en cada ubicación.

Entre las diversas tecnologías disponibles para aprovechar la radiación solar, la energía solar FV destaca por su capacidad para convertirla directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno ocurre cuando los fotones provenientes del Sol inciden sobre un material semiconductor, lo que genera la excitación de electrones y su desplazamiento a través de un circuito externo, produciendo corriente eléctrica [2]. Gracias a los avances tecnológicos, la eficiencia de los módulos ha mejorado significativamente, mientras que los costos de producción han disminuido, lo que hace que los sistemas fotovoltaicos representen una alternativa viable para sustituir el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica [3].

2.1 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (FV) es un fenómeno físico por el cual ciertos materiales semiconductores transforman directamente la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Este principio constituye la base de la operación de las celdas solares modernas. En 1839, el físico francés Alexandre Edmond Becquerel observó que ciertos materiales generaban corriente eléctrica al exponerlos a la luz solar [4]. A mediados del siglo XX, se lograron desarrollos tecnológicos significativos, en particular con la invención de la primera celda solar de silicio de alta eficiencia en 1954 por los Laboratorios Bell, lo que marcó el inicio de la era fotovoltaica contemporánea [5].

El mecanismo fundamental del efecto FV se basa en la absorción de fotones por un material semiconductor. Cuando la energía de los fotones incidentes supera la brecha prohibida (bandgap, E_g) del material, un electrón es promovido desde la banda de valencia a la de conducción, dejando un hueco en la banda de valencia [6]. Este par electrón-hueco puede separarse debido al campo eléctrico interno generado en una unión tipo p-n, obtenida mediante el dopaje diferencial del semiconductor: una región con exceso de electrones (tipo n) y otra con exceso de huecos (tipo p) [6].

La separación de los portadores de carga genera una diferencia de potencial entre ambas regiones. Al conectar un circuito externo, los electrones fluyen hacia el contacto n y los huecos hacia el contacto p, lo que permite el paso continuo de la corriente eléctrica [7]. Dicha corriente puede emplearse para alimentar dispositivos o almacenarse en sistemas de almacenamiento de energía. La eficiencia de conversión del dispositivo depende de diversos factores, entre los que destacan la pureza y la calidad del material semiconductor, las propiedades ópticas del sistema y las condiciones de operación, como la temperatura y la intensidad de la irradiación.

Este fenómeno no solo fundamenta el funcionamiento de los paneles solares comerciales, sino que también ha sido una piedra angular en el desarrollo de tecnologías sostenibles orientadas a la generación limpia de energía eléctrica, impulsando la transición hacia un modelo energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente. El avance en este campo ha representado un logro significativo para la humanidad y, a su vez, la demanda de este tipo de tecnologías ha aumentado, pues la creciente demanda de tecnologías renovables no solo responde a intereses económicos, sino también a la necesidad urgente de mitigar los impactos ambientales derivados del uso intensivo de combustibles fósiles [8].

Los SFV pueden implementarse en una amplia gama de escalas, desde pequeños arreglos domésticos hasta grandes plantas de generación eléctrica conectadas a la red. En todos los casos, la correcta planificación y el dimensionamiento del sistema requieren un conocimiento preciso del recurso solar disponible en la zona de interés [9]. Para ello, es indispensable realizar un estudio previo que permita determinar la irradiancia solar real incidente sobre el

emplazamiento, considerando la variabilidad espacial y temporal de dicho recurso [10]. Existen múltiples factores que influyen en la irradiancia solar incidente, entre ellos la inclinación del eje terrestre y sus movimientos de rotación y traslación, así como variables atmosféricas como el contenido de vapor de agua, la nubosidad y la concentración de aerosoles. La variabilidad estacional también desempeña un papel importante al modificar el ángulo y la duración de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre. Por ello, contar con mediciones experimentales confiables es esencial para validar los modelos teóricos y las estimaciones satelitales empleadas en el diseño de proyectos FV [11].

El monitoreo sistemático de la irradiancia solar, junto con el registro de variables atmosféricas asociadas, constituye un componente fundamental para la planeación y la implementación de SFV eficientes. La integración de mediciones experimentales provenientes de estaciones meteorológicas y sistemas autónomos, como los de la Red Autónoma de Monitoreo Meteorológico (RAMM) de la BUAP, junto con bases de datos teóricas de libre y confiable acceso, por ejemplo, las de la NASA, permite realizar un análisis comparativo que evidencia el grado de concordancia o dispersión entre los valores modelados y los observados localmente. Este enfoque permite determinar el potencial energético real de una zona y generar información técnica útil para optimizar el diseño y el dimensionamiento de SFV, reduciendo las incertidumbres técnicas y económicas en los proyectos de generación solar [12].

En síntesis, el presente trabajo de investigación busca establecer una metodología integral para estimar y evaluar el recurso solar disponible mediante la combinación de datos teóricos y experimentales. Con ello se pretende ofrecer una base sólida para definir configuraciones óptimas de sistemas fotovoltaicos en función de las condiciones locales, así como brindar retroalimentación científica y técnica a proveedores y desarrolladores de tecnologías solares. De esta forma, el estudio contribuye al fortalecimiento del sector de energías renovables en México, apoyando la transición hacia un modelo energético más sostenible, resiliente y coherente con los compromisos internacionales de mitigación del cambio climático.

En la siguiente sección de este capítulo se presentan y discuten algunos conceptos fundamentales relacionados con el tema, con el fin de proporcionar un marco teórico que facilite la comprensión del contenido de los capítulos posteriores.

2.1.1 Radiación solar

La radiación solar es el flujo de energía electromagnética emitido por el Sol que atraviesa el espacio hasta la superficie terrestre. Este flujo constituye la principal fuente de energía natural y puede aprovecharse mediante tecnologías como los sistemas fotovoltaicos. Para su correcta aplicación es indispensable comprender cómo interactúa la radiación con la atmósfera y qué factores influyen en su intensidad, dirección y variación en el tiempo y en el espacio [13].

2.1.2 Irradiancia

La irradiancia solar se entiende como la potencia instantánea de la radiación incidente sobre una unidad de área, expresada en W/m^2 . Se reconocen tres componentes principales: la irradiancia directa, que proviene del Sol sin desviaciones y se aprovecha con mayor eficiencia en sistemas con seguimiento; la irradiancia difusa, originada por la dispersión de la luz en la atmósfera por nubes y partículas; y la irradiancia global, que corresponde a la suma de ambas y representa la radiación total que llega a una superficie horizontal (Fig. 2.1) [14].

Para evaluar el rendimiento de los SFV, se utiliza una irradiancia de referencia de 1000 W/m^2 , conocida como “un Sol”, definida en las Condiciones Estándar de Prueba (Standard Test Conditions, STC). Estas condiciones incluyen un espectro con masa de aire de 1.5 (AM 1.5), que simula la posición del Sol a un ángulo aproximado de 48° sobre el horizonte y refleja situaciones típicas de operación en la superficie terrestre [15]. En contraste, la constante solar con un valor de $1,361 \text{ W/m}^2$, corresponde a la irradiancia medida fuera de la atmósfera, bajo condiciones de masa de aire cero (AM 0), sin la influencia de gases, partículas o polvo en suspensión. Esta constante describe la potencia incidente por unidad de área que recibe un plano perpendicular a los rayos solares en el espacio, dentro de la órbita terrestre.

2.1.3 Irradiación o insolación

La irradiación o insolación solar se define como la energía total acumulada por unidad de área durante un periodo de tiempo (día, mes, año) y se expresa comúnmente en kilovatios hora por metro cuadrado por día ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$). Este parámetro se utiliza en el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que permite estimar el potencial energético disponible en una ubicación específica durante un periodo determinado. En regiones desérticas o de alta radiación solar, los valores típicos de irradiación oscilan entre 6 y 7 $\text{kWh/m}^2/\text{día}$, mientras que en zonas templadas se registran promedios de 3 a 4 $\text{kWh/m}^2/\text{día}$, lo que refleja la variabilidad geográfica del recurso solar y su importancia en la planificación de proyectos FV [15].



Figura 2.1. Componentes de la irradiancia solar: directa (rayos solares sin dispersión), difusa (radiación desviada por la atmósfera) y reflejada (fracción de la radiación reemitida por la superficie terrestre).

La insolación anual se define como la energía solar que incide sobre una superficie unitaria durante un año. En términos teóricos, se obtiene mediante la integración de la irradiancia global en el plano considerado, ya sea en el plano horizontal (Global Horizontal Irradiance, GHI) o en el plano del arreglo fotovoltaico (Plane of Array Irradiance, POA), tal como se describe en la Ec. 2.1. Dado que en un sistema real no se dispone de una función continua $G(t)$, la integral se aproxima mediante una integral discreta basada en los valores diarios

registrados. Así, la irradiación anual resulta de la suma de la irradiancia media de cada día, considerando $\Delta t = 1$ día, lo que permite estimar de forma práctica y consistente con las mediciones de la energía disponible.

$$H_{anual} = \int_0^{1 \text{ año}} G(t) dt \quad \text{en kWh/m}^2 \cdot \text{año} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

G_i es la irradiancia diaria media en el día i (en kWh/m²·día)

$\Delta t = 1$ día

Espectro solar

La forma del espectro depende de procesos físicos, como la temperatura efectiva de la fotosfera y la atenuación atmosférica. Asimismo, fenómenos como la absorción molecular, la dispersión de Rayleigh y la presencia de aerosoles modifican su intensidad a distintas longitudes de onda. Estos efectos determinan la fracción de energía efectivamente disponible para los dispositivos fotovoltaicos y condicionan su eficiencia espectral. El espectro solar representa la distribución de la energía electromagnética emitida por el Sol en función de la longitud de onda (Fig. 2.2). Esta radiación abarca un amplio rango dentro del espectro electromagnético, que incluye principalmente tres regiones de interés para los SFV, descritas a continuación [5]:

- Radiación ultravioleta (UV): se extiende aproximadamente entre 100 y 400 nm. Posee una alta energía, aunque su contribución al total de la energía solar que llega a la superficie terrestre es relativamente baja.
- Luz visible: abarca el rango de 400 a 700 nm, representa cerca del 43 % de la energía total emitida por el Sol y corresponde a la porción perceptible por el ojo humano.
- Infrarrojo cercano (IR): comprende longitudes de onda entre 700 y 2500 nm y aporta más del 50 % de la energía solar total, por lo que es la región más relevante para la conversión fotovoltaica.

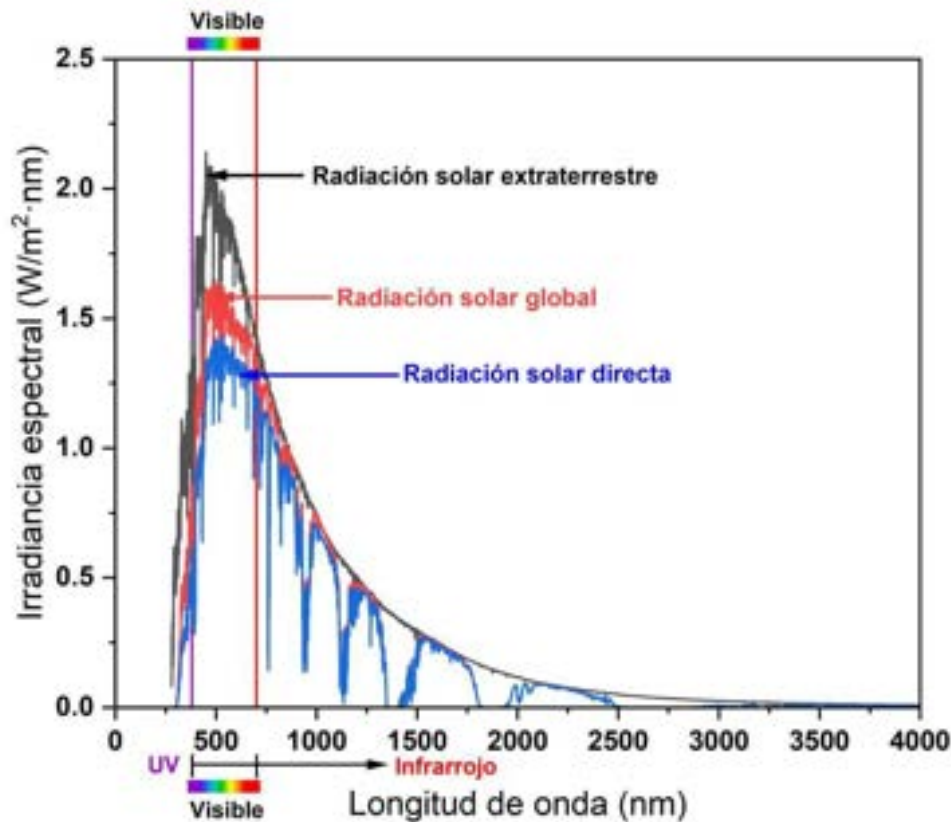


Figura 2.2. Espectro electromagnético solar directo, global y extraterrestre.

En la Fig. 2.2 se muestra la distribución de la irradiancia espectral del Sol en función de la longitud de onda. Se observa que la radiación solar directa (línea azul) presenta una atenuación significativa al atravesar la atmósfera terrestre, alcanzando valores máximos cercanos a 1000 W/m^2 en condiciones de cielo despejado (AM 1.5). La radiación solar global (línea roja) resulta de la suma de las componentes directa, difusa y reflejada, mientras que la radiación solar extraterrestre (línea negra) mantiene un valor promedio de 1361 W/m^2 , medido fuera de la atmósfera y prácticamente libre de interferencias [5].

En la Tabla 2.1 se presentan las principales bandas del espectro solar, con su rango de longitud de onda (λ), el porcentaje aproximado del total de la energía solar que aportan y las características más relevantes de cada una. Estas bandas permiten comprender qué fracciones del espectro son más aprovechables para la conversión fotovoltaica, así como los efectos de absorción y transmisión atmosféricos que inciden en el desempeño de los SFV.

Tabla 2.1. Bandas del espectro solar: rango de longitudes de onda, porcentaje aproximado de energía y principales características.

Banda (Nombre)	Rango λ (nm)	Porcentaje aprox. de E_{total}	Características principales
Ultravioleta (UV)	100 - 400	~ 5 %	Contribuye poco a la conversión de FV. Posee alta energía y puede degradar materiales. Gran parte es absorbida por la atmósfera, especialmente, por la capa de ozono.
Visible (Vis)	400 - 700	~ 43 %	Región más importante para la conversión en celdas fotovoltaicas. Corresponde a la luz visible para el ojo humano y es la principal responsable de la fotosíntesis.
Infrarrojo cercano (NIR)	700 - 1400	~ 52 %	Parte aprovechable en celdas de banda prohibida ajustadas (como las de GaAs). Asociado a la radiación térmica moderada. Alta penetración atmosférica.
Infrarrojo medio (MIR)	1400 - 3000		Presenta una fuerte absorción atmosférica debida al vapor de agua y al CO ₂ . Principalmente contribuye al calentamiento del aire y de las superficies.
Infrarrojo lejano (FIR)	3000 – 10 ⁶		Dominado por la radiación térmica de baja energía. Es poco útil para las celdas solares convencionales, pero resulta relevante en los estudios del balance radiativo terrestre.

Masa de aire

El espectro solar que llega a la superficie terrestre depende de la masa de aire (Air Mass, AM), que indica la distancia relativa que recorre la radiación al atravesar la atmósfera. A mayor masa de aire, más larga es la trayectoria óptica del haz solar, lo que intensifica los procesos de absorción y dispersión provocados por gases, aerosoles y partículas en suspensión. Las condiciones estándar del espectro solar se establecen de la siguiente forma:

1. **AM 0** (fuera de la atmósfera terrestre): corresponde al espectro extraterrestre, sin pérdidas por absorción ni por dispersión. La constante solar en estas condiciones se estima entre 1,361 y 1,367 W/m².
2. **AM 1.5**: es la condición estándar de prueba (Standard Test Conditions, STC) para la caracterización de módulos fotovoltaicos. Representa una inclinación solar aproximada de 48.2° respecto del horizonte y establece una irradiancia de referencia de 1.000 W/m².

El conocimiento del espectro solar terrestre es fundamental para el diseño y la evaluación de celdas fotovoltaicas, ya que la eficiencia cuántica de los materiales depende directamente de la longitud de onda de la radiación incidente [5]. Por ejemplo, las celdas de silicio cristalino muestran una mayor sensibilidad en el rango visible e infrarrojo cercano, mientras que otros semiconductores, como GaAs o CdTe, presentan respuestas espectrales distintas. El ajuste espectral entre la radiación solar y la respuesta del material fotovoltaico permite optimizar el rendimiento global del dispositivo.

La eficiencia cuántica espectral ($EQ(\lambda)$) [6], también denominada respuesta espectral, se define como la fracción de los fotones incidentes en una determinada longitud de onda que generan un par electrón-hueco capaz de producir corriente eléctrica. Se expresa matemáticamente como (Ec. 2.2):

$$EQ(\lambda) = \frac{\text{Número de electrones recolectados}}{\text{Número de fotones incidentes a la longitud de onda}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

La eficiencia cuántica depende significativamente de la longitud de onda de la radiación incidente, por razones que se discuten a continuación.

2.2 Energía de los fotones

Cada longitud de onda (λ) de la radiación solar está asociada a una energía específica del fotón, la cual se calcula mediante la expresión matemática (Ec. 2.3):

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

donde:

E = energía del fotón (J)

h = constante de Planck = 6.626×10^{-34} J·s

c = velocidad de la luz en el vacío = 2.9979×10^8 m/s

λ = longitud de onda del fotón (m), comúnmente expresada en μm o nm

La Tabla 1.2 presenta algunos ejemplos de la energía de los fotones ($E_{\text{fotón}}$) en función de la longitud de onda.

Tabla 2.2. Energía de los fotones en función de la longitud de onda.

Longitud de onda (nm)	Energía (J)	$E_{\text{fotón}}$ (eV)
100	1.99×10^{-18}	12.41
200	9.94×10^{-19}	6.2
300	6.63×10^{-19}	4.14
400	4.97×10^{-19}	3.1
500	3.98×10^{-19}	2.48
600	3.31×10^{-19}	2.07
700	2.84×10^{-19}	1.77
800	2.48×10^{-19}	1.55
1000	1.99×10^{-19}	1.24
1500	1.33×10^{-19}	0.83
2000	9.94×10^{-20}	0.62

En el contexto fotovoltaico, esta relación es fundamental: cuando la energía del fotón (E) es menor que la energía de banda prohibida (E_g) del material semiconductor, el fotón no se absorbe y, por tanto, no se genera corriente eléctrica. En cambio, si la energía del fotón es mayor que E_g , este sí se absorbe, pero el exceso de energía se disipa en forma de calor dentro del material, lo que reduce la eficiencia del proceso. Por ello, la selección del material semiconductor debe equilibrar la absorción eficiente de la luz solar con las pérdidas térmicas mínimas, de modo que se logre el máximo aprovechamiento del espectro solar incidente.

El estudio de la radiación solar y sus propiedades físicas, como la distribución espectral, la energía de los fotones y su interacción con los materiales semiconductores, permite comprender cómo la energía del Sol se convierte en electricidad en un sistema fotovoltaico. No obstante, la cantidad de energía que llega efectivamente a la superficie terrestre también depende de factores astronómicos que determinan la trayectoria y el ángulo de incidencia de los rayos solares. Estos factores están directamente relacionados con los movimientos de la Tierra respecto al Sol, que regulan la variación diaria y estacional de la irradiancia solar. Por

ello, comprender dichos movimientos resulta esencial para el análisis del recurso solar disponible y el diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos y dispositivos de monitoreo [6].

2.3 Movimientos de la Tierra y su efecto en la radiación solar

Cabe resaltar la importancia de los movimientos de la Tierra respecto al Sol en el comportamiento de la radiación solar, ya que influyen directamente en el ángulo de incidencia de la radiación sobre los dispositivos de monitoreo y los módulos fotovoltaicos, así como en la orientación óptima de estos sistemas. La cantidad de radiación solar que incide sobre la superficie terrestre no es constante, sino que varía en función de factores astronómicos y geométricos asociados a los movimientos de la Tierra, lo que determina la variabilidad temporal y espacial del recurso solar disponible. Dichas variaciones inciden directamente en la evaluación, el diseño y el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos [12].

2.3.1 Rotación de la Tierra

La Tierra realiza un movimiento de rotación alrededor de su eje imaginario, completando un giro en aproximadamente 24 horas [12]. Este fenómeno origina la alternancia entre el día y la noche, modulando la disponibilidad de la radiación solar a escala horaria. La rotación también determina la altura solar aparente y la duración del día, parámetros esenciales para el cálculo de la irradiancia instantánea sobre planos horizontales o inclinados, como se muestra en la Fig. 1.3. En consecuencia, la comprensión del movimiento de rotación permite interpretar la variación diurna de la radiación solar, lo cual resulta fundamental para el análisis del rendimiento de los sistemas de monitoreo y de conversión fotovoltaica.

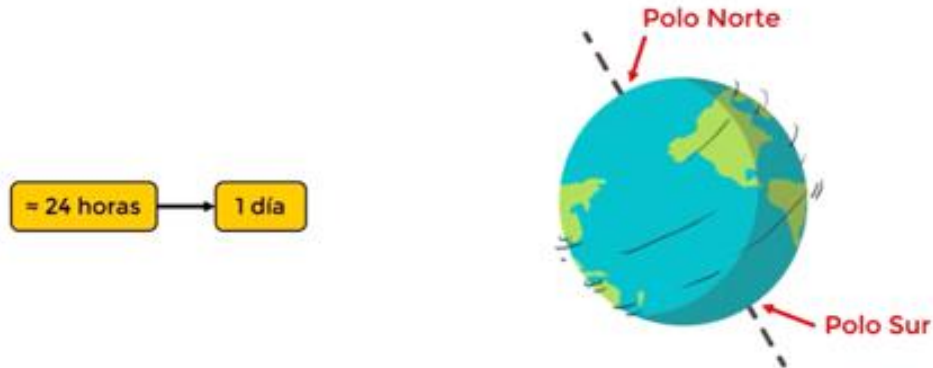


Figura 2.3. Ilustración del movimiento de rotación de la Tierra sobre su propio eje [12]

2.3.2 Traslación terrestre

El movimiento de traslación es el recorrido que realiza la Tierra alrededor del Sol en una órbita elíptica (Fig. 2.4) durante aproximadamente 365 días. Este desplazamiento produce variaciones en la posición relativa de la Tierra respecto a la radiación solar incidente, lo que modifica la intensidad y el ángulo de incidencia de los rayos sobre la superficie terrestre.

Debido a la forma elíptica de la órbita terrestre, la distancia entre el Sol y la Tierra no es constante, lo que provoca fluctuaciones periódicas de $\pm 3.5\%$ en la constante solar a lo largo del año. Estas variaciones se traducen en cambios graduales de la irradiancia promedio y, por tanto, en el recurso solar disponible en cada estación. Este fenómeno explica la periodicidad anual de la radiación solar, que influye directamente en la planeación, la simulación y la evaluación del desempeño de los SFV según la época del año [12].

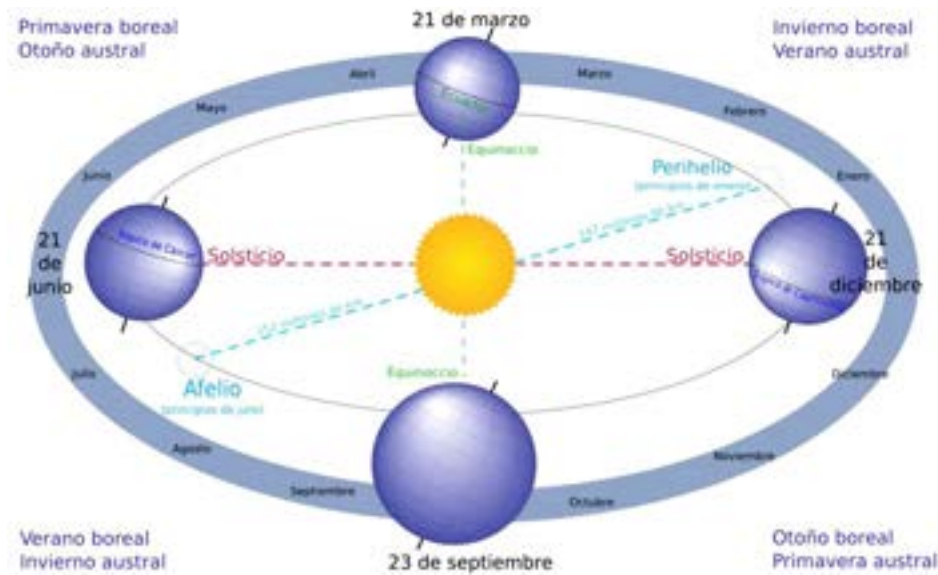


Figura 2.4. Representación esquemática del movimiento de traslación terrestre alrededor del Sol y su relación con la formación de las estaciones del año. Se observan las posiciones características de los solsticios (21 de junio y 21 de diciembre) y los equinoccios (21 de marzo y 23 de septiembre), que determinan la variación estacional de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre [12].

2.3.3 Inclinación del eje terrestre

El eje imaginario de rotación de la Tierra presenta una inclinación de aproximadamente 23.45° respecto al plano de la eclíptica (Fig. 2.5). Esta inclinación, combinada con el movimiento de traslación, da origen al fenómeno de las estaciones del año, al modificar la declinación solar y el ángulo cenital a lo largo del año. Como resultado, la radiación solar incidente varía tanto en intensidad como en la duración diaria, lo que genera diferencias en la cantidad de energía recibida entre distintas regiones del planeta. Este comportamiento es fundamental para la caracterización del recurso solar y la evaluación del potencial energético en función de la latitud y la época del año [12].

Por otra parte, la declinación solar (δ) se define como el ángulo que forma el Sol con el plano del ecuador terrestre. Su valor varía a lo largo del año debido a la inclinación del eje terrestre, alcanzando un máximo de $+23.45^\circ$ durante el solsticio de verano (alrededor del 21 de junio) y un mínimo de -23.45° durante el solsticio de invierno (aproximadamente el 21 de diciembre). En los equinoccios (21 de marzo y 23 de septiembre), la declinación es 0° , lo que implica una distribución uniforme de la radiación solar entre ambos hemisferios [12].

Por su parte, el ángulo horario (H) describe el desplazamiento aparente del Sol respecto al meridiano local, medido en grados (15° por hora). Este parámetro permite determinar la posición solar instantánea y, junto con la declinación y la latitud del lugar, calcular la altura solar y el ángulo cenital, esenciales para estimar la irradiancia sobre planos inclinados y evaluar el desempeño energético de sistemas fotovoltaicos en distintas horas del día y épocas del año [14].

La declinación solar (δ) puede calcularse mediante la siguiente expresión (Ec. 2.4), ampliamente utilizada en estudios de radiación solar y dimensionamiento fotovoltaico:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365} (n - 81)\right) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

donde:

- δ = declinación solar (°)
- n = número del día del año ($n = 1$ corresponde al 1 de enero)

Esta ecuación describe la variación angular del Sol respecto del plano ecuatorial terrestre a lo largo de los 365 días del año. El valor máximo de +23.45° se presenta alrededor del 21 de junio (solsticio de verano en el hemisferio norte), y el mínimo de -23.45° ocurre cerca del 21 de diciembre (solsticio de invierno).

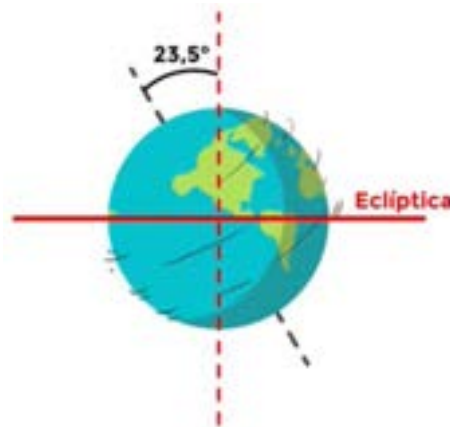


Figura 2.5. Representación esquemática de la inclinación del eje terrestre, con ángulo 23.5° [12]

2.3.4 Precesión y nutación

En escalas temporales prolongadas, los fenómenos de precesión y nutación alteran gradualmente la orientación del eje de rotación terrestre respecto del espacio. La precesión corresponde al movimiento lento y cíclico del eje de la Tierra, similar al de un trompo, con un periodo aproximado de 26,000 años, mientras que la nutación consiste en pequeñas oscilaciones periódicas superpuestas a ese movimiento principal (Fig. 2.6).

Si bien su influencia a escala anual resulta insignificante para aplicaciones fotovoltaicas, ambos fenómenos son de gran relevancia en estudios astronómicos, geofísicos y paleoclimáticos, ya que modifican la distribución de la radiación solar incidente sobre la Tierra a lo largo de ciclos de decenas de miles de años, conocidos como los ciclos de Milankovitch [12].

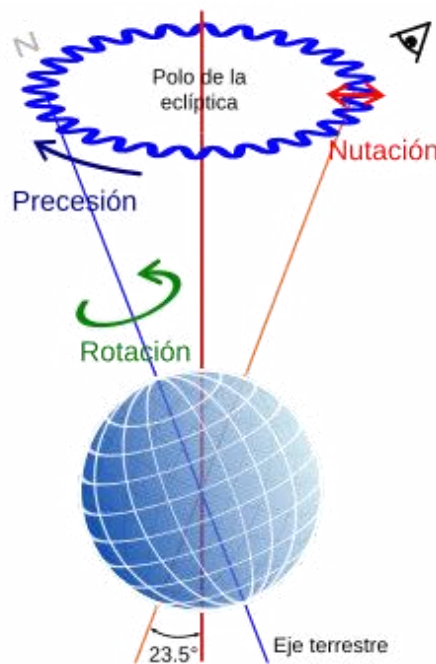


Figura 2.6. Diagrama representativo de los movimientos de precesión y nutación [12]

2.4 Geometría solar y parámetros radiográficos

La geometría solar describe la posición aparente del Sol respecto a un punto de la superficie terrestre y sirve de base para calcular la radiación solar incidente sobre un plano horizontal o

inclinado. Dicha posición se determina mediante parámetros astronómicos que dependen del día del año, de la hora solar y de la latitud geográfica del sitio (Fig. 2.7). Estos parámetros son fundamentales para estimar la energía disponible y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos [14].

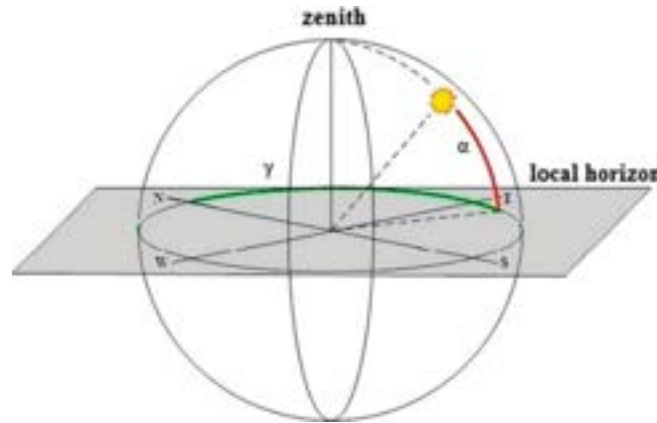


Figura 2.7. Representación esquemática de la posición del Sol respecto de la superficie terrestre [14].

El ángulo de declinación solar (δ)

Representa la inclinación del eje de rotación de la Tierra respecto al plano de la eclíptica y varía a lo largo del año en $\pm 23.45^\circ$ [14]. Este parámetro determina la altura del Sol al mediodía y es responsable de la existencia de las estaciones (Fig. 2.8). Y se calcula mediante la ecuación matemática de la Ec. 2.5.

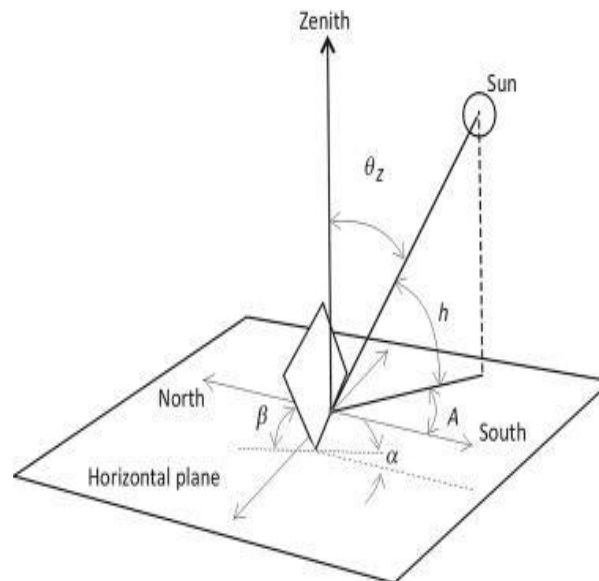


Figura 2.8. Representación del ángulo de declinación solar (h) [14].

El ángulo horario (ω).

La posición del Sol con respecto al meridiano local se define como el desplazamiento angular de la Tierra respecto al mediodía solar (Fig. 2.9). Toma valores negativos por la mañana y positivos por la tarde, con una variación de 15° por hora [14].

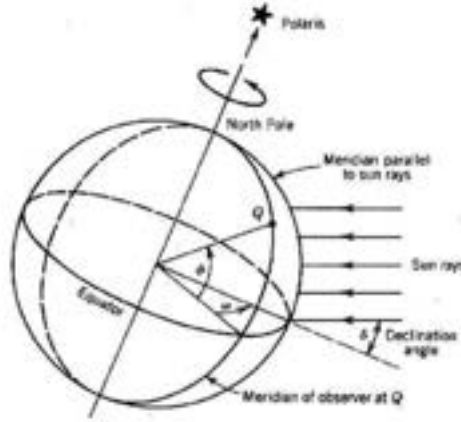


Figura 2.9. Representación del ángulo horario.

El ángulo cenital (θ_z)

Indica el ángulo formado entre la dirección del sol y la vertical del observador (fig. 2.9), un parámetro clave para determinar la irradiancia directa normal (DNI) y la irradiancia global horizontal (GHI). Su relación geométrica se expresa como (Ec. 2.5) [14]:

$$\cos \cos (\theta_z) = \sin \sin (\varphi) \sin \sin (\delta) + \cos \cos (\varphi) \cos \cos (\delta) \cos \cos (\omega) \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde φ es la latitud geográfica del sitio. Esta ecuación es esencial para modelar el flujo de radiación solar incidente sobre la superficie terrestre y para estimar el ángulo de incidencia en módulos fotovoltaicos.

Ángulo de elevación solar (α_s)

Es el complemento del ángulo cenital (Fig. 2.7), se define como el ángulo entre el horizonte y la posición del Sol, de modo que (Ec. 2.6):

$$\alpha_s = 90^\circ - \theta_z \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Ambos ángulos son fundamentales para calcular la irradiancia directa incidente sobre superficies inclinadas, mediante la proyección geométrica de la radiación sobre el plano receptor [14].

La radiación solar que llega a la superficie terrestre se compone de 3 componentes principales: irradiancia directa normal (DNI), irradiancia difusa (DHI) e irradiancia global horizontal (GHI). La suma de estos componentes representa la energía total disponible para la conversión fotovoltaica. Los instrumentos de medición más comunes son los piranómetros (para GHI y DHI) y los pirheliómetros (para DNI), que deben cumplir con las especificaciones de precisión establecidas en la ISO 9060:2018 y adoptadas en la IEC 61724-1:2021, la norma que regula los sistemas de monitoreo fotovoltaicos.

Estos parámetros geométricos y radiómetros constituyen la base para el análisis del recurso solar, la calibración de los modelos predictivos y la evaluación del potencial energético local. Herramientas como el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Permiten estimar el recurso solar a partir de datos meteorológicos, astronómicos y topográficos [14]. Por ello, el conocimiento preciso de la geometría solar resulta indispensable para determinar la orientación, la inclinación y el rendimiento óptimo de los SFV en condiciones reales.

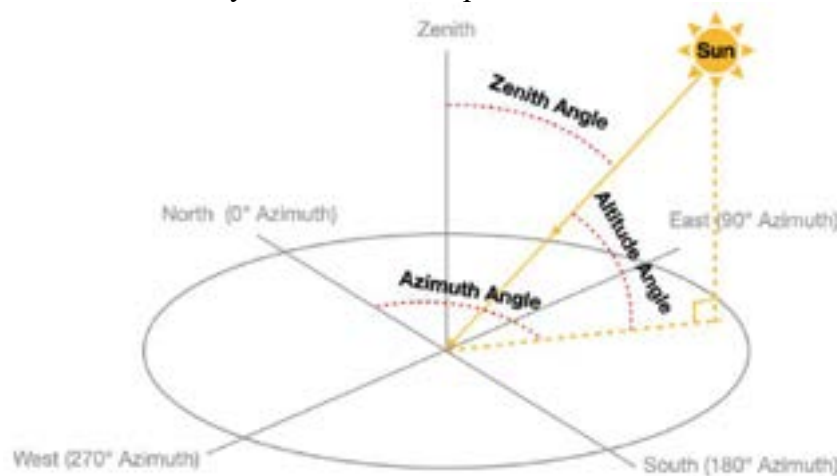


Figura 2.10. Representación de la geometría solar local que muestra la posición aparente del Sol en la esfera celeste. Se ilustran los ángulos cenitales, de elevación y azimutal, parámetros fundamentales para determinar la trayectoria solar y calcular la irradiancia incidente sobre superficies inclinadas [14].

2.5 Importancia del monitoreo solar

El monitoreo solar es un componente importante en la evaluación, el diseño y la optimización de sistemas fotovoltaicos, pues permite cuantificar con precisión el recurso solar disponible y su variabilidad temporal. Mediante el registro continuo de la irradiancia global, directa y difusa, así como de variables meteorológicas (temperatura, humedad relativa, velocidad del viento y nubosidad), es posible determinar el comportamiento real de la radiación incidente en un área específica. Esta información es fundamental para establecer pronósticos energéticos confiables y validar modelos de simulación del desempeño fotovoltaico [15].

El análisis sistemático de los datos de irradiancia permite identificar pérdidas por ensuciamiento, degradación de los módulos y fluctuaciones debidas a condiciones atmosféricas locales. En ese contexto, existen normas que establecen los lineamientos para la medición y el control en plantas fotovoltaicas, definiendo las clases de precisión, calibración y mantenimiento de los sensores [15]. Su aplicación garantiza la trazabilidad y la confiabilidad de los datos medidos, lo cual resulta crucial para la validación técnica de proyectos de generación distribuida y la evaluación del rendimiento energético en campo.

También el monitoreo solar continuo contribuye al desarrollo de bases de datos climatológicas y de modelos empíricos locales, lo que fortalece la planeación energética a nivel regional y nacional. En zonas donde la cobertura de estaciones meteorológicas es limitada, la instrumentación autónoma y el análisis de series temporales de irradiancia, proporcionan información muy importante para evaluar el potencial energético solar y orientar decisiones de inversión en tecnologías renovables [15]. En resumen, el monitoreo solar respalda la investigación científica y la ingeniería aplicada, y también es un pilar estratégico para la transición hacia sistemas energéticos sostenibles y resilientes.

En el capítulo 3 de esta tesis, se analizan los principales marcos normativos aplicables al diseño, la instalación y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos.

Referencias

1. Lewis, N. S. (2007). Toward cost-effective solar energy use. *Science*, 315(5813), 798–801. <https://doi.org/10.1126/science.1137014>
2. Green, M. A. (1982). *Solar cells: Operating principles, technology, and system applications*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
3. Ogliari, E., Dolara, A., Mazzeo, D., Manzolini, G., & Leva, S. (2023). Bifacial and monofacial PV systems performance assessment based on IEC 61724-1 standard. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 13(5), 756–763. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2023.3295869>
4. Ortega-Izquierdo, M., Paredes-Salvador, A., & Montoya-Rasero, C. (2019). Analysis of the decision-making factors for heating and cooling systems in Spanish households. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 100, 175–185. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.013>
5. Chen, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781118172841>
6. Li, D. H. W., Lou, S. W., & Lam, J. C. (2015). An analysis of global, direct, and diffuse solar radiation. *Energy Procedia*, 75, 388–393. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.399>
7. Adeeb, J., Farhan, A., & Al-Salaymeh, A. (2019). Temperature effect on performance of different solar cell technologies. *Journal of Ecological Engineering*, 20(5), 249–254. <https://doi.org/10.12911/22998993/105543>
8. Ferrada, P., Araya, F., Marzo, A., & Fuentealba, E. (2015). Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile. *Solar Energy*, 114, 356–363. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.02.009>
9. Gueymard, C. A. (2004). The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76(4), 423–453. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.039>
10. Zeiske, S., Kaiser, C., Meredith, P., & Armin, A. (2020). Sensitivity of sub-bandgap external quantum efficiency measurements of solar cells under electrical and light bias. *ACS Photonics*, 7(1), 256–264. <https://doi.org/10.1021/acsp Photonics.9b01531>

11. Lázár, I., Szegedi, S., Tóth, T., & Csákberényi-Nagy, G. (2020). An estimation model based on solar geometry parameters for solar power production. *Energy Reports*, 6, 1636–1640. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.03.033>
12. Mundo Aeronáutico, “Los Movimientos de la Tierra y las Estaciones del Año,” YouTube. Jun. 20, 2021. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=Kbrq-ZGipJQ>
13. Chiang, J. C. H., & Broccoli, A. J. (2023). A role for orbital eccentricity in Earth’s seasonal climate. *Geoscience Letters*, 10(1), 58. <https://doi.org/10.1186/s40562-023-00313-7>
14. Duffie, J. A. (Deceased), Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind* (1st ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119540328>
15. Imbrie, J., & Imbrie, J. Z. (1980). Modeling the climatic response to orbital variations. *Science*, 207(4434), 943–953. <https://doi.org/10.1126/science.207.4434.943> Lewis, N. S. (2007). Toward cost-effective solar energy use. *Science*, 315(5813), 798–801. <https://doi.org/10.1126/science.1137014>

Capítulo 3: Marco normativo

Se presentan los lineamientos normativos aplicables al diseño, la instalación y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos en México, que vinculan el marco jurídico nacional con los estándares internacionales más relevantes en el ámbito de la energía solar.

3.1 Normas nacionales e internacionales

Se presentan los principales lineamientos normativos aplicables al diseño, la instalación y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos en México, vinculando el marco jurídico nacional con los estándares internacionales más relevantes en el ámbito de la energía solar. Su análisis permite contextualizar la aplicación de dichas normas en el proyecto de monitoreo de la radiación solar y determinar el potencial energético de una zona específica. En este capítulo se discuten, además, las principales normas relativas a la instalación de sistemas fotovoltaicos y al monitoreo de la irradiancia solar, fundamentales para garantizar la calidad y la confiabilidad de los datos obtenidos.

3.1.1 Normativa nacional vigente

En el ámbito nacional, la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 establece los requisitos de seguridad, diseño y operación eléctrica para instalaciones de uso, incluidos los sistemas fotovoltaicos (SFV) [1]. Esta norma constituye la base regulatoria para la evaluación de la conformidad, proceso que se realiza mediante los Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC) y las Unidades de Verificación acreditadas para realizar pruebas de aislamiento, de continuidad eléctrica y de resistencia de tierra. Sin embargo, debido a que su redacción antecede al desarrollo masivo de la generación distribuida y a la incorporación de tecnologías emergentes como los inversores inteligentes, los sistemas de almacenamiento de energía o la infraestructura de carga para vehículos eléctricos, ha sido necesario complementarla con normas NMX-ANCE y estándares internacionales emitidos por la IEC (International Electrotechnical Commission) y el NEC (National Electrical Code) de los Estados Unidos de América.

3.1.2 Normativa internacional aplicable

Entre los estándares internacionales más relevantes se encuentra la IEC 61724-1:2021, que define los criterios para el monitoreo del desempeño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, estableciendo clases de precisión (A y B) y requisitos específicos de calibración, mantenimiento y validación de los datos. Asimismo, la IEC 61215 aborda la calificación de diseño de módulos fotovoltaicos, garantizando su confiabilidad frente a condiciones ambientales extremas mediante pruebas térmicas, de humedad, de radiación ultravioleta y de cargas mecánicas [2].

En conjunto, la NOM-001-SEDE-2012, la IEC 61724-1:2021 y la IEC 61215 conforman un marco técnico y regulatorio integral que respalda la seguridad eléctrica, la trazabilidad de los datos de monitoreo y la calidad operativa de los sistemas fotovoltaicos. Este conjunto normativo resulta esencial para asegurar la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad en la implementación de sistemas solares, y sirve además como referencia para la evaluación del potencial energético real y la optimización del diseño de instalaciones fotovoltaicas en México.

Por último, el cumplimiento de la NOM-001-SEDE-2012 en proyectos fotovoltaicos contribuye a mitigar los riesgos de incendio, prevenir fallas por sobretensión y garantizar la interoperabilidad con la red eléctrica. En particular, el Capítulo 6, Artículo 690, y el Capítulo 7, Artículo 705, abordan los aspectos técnicos de los SFV. A continuación, se presenta un resumen de su contenido.

3.2 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 6 artículo 690 Sistemas solares fotovoltaicos

Este artículo establece los lineamientos técnicos y de seguridad específicos para la instalación de sistemas fotovoltaicos (FV), que abarcan tanto los sistemas interconectados a la red eléctrica como los autónomos o con almacenamiento en baterías [1].

Entre las disposiciones principales se incluyen:

1. Alcance: Aplica a todos los SFV y sus componentes eléctricos, definiendo los requisitos de instalación, protección, y conexión con otras fuentes de energía
2. Definiciones técnicas: Precisa conceptos fundamentales como celda solar, módulo, panel, arreglo fotovoltaico y circuito de fuente FV, así como los dispositivos de desconexión, de protección contra sobrecorriente y de conversión de corriente directa a corriente alterna (DC-AC).
3. Identificación y marcado: Establece que los conductores, las canalizaciones y las cajas asociadas a la fuente fotovoltaica deben estar claramente identificados con la leyenda “Fuente de energía fotovoltaica (FV)”, repetida a intervalos no mayores de 3 metros.
4. Tensión y seguridad: Limita la tensión máxima del sistema a 600 V CD, y dispone que los circuitos con tensiones superiores a 150 Volts (V) en instalaciones residenciales solo sean manipulados por personal calificado.
5. Canalización y agrupamiento: Señala que los conductores fotovoltaicos no deben compartirse con otros circuitos eléctricos y que deben instalarse en canalizaciones separadas, preferentemente metálicas, en interiores, para reducir el riesgo de interferencia y sobrecalentamiento.

En síntesis, el artículo 690 regula desde la definición de los elementos del sistema hasta los criterios de seguridad, señalización y disposición estructural, asegurando la correcta operación y la protección eléctrica de los sistemas solares fotovoltaicos.

3.3 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 7 artículo 705 Sistemas solares fotovoltaicos

El Artículo 705 establece los requisitos técnicos y de seguridad aplicables a las fuentes de generación eléctrica que operan interconectadas a la red pública, incluidos los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Su objetivo es garantizar una operación segura, coordinada y estable entre el sistema de generación distribuida y la red eléctrica [1].

Entre las disposiciones y directrices más importantes se destacan:

Desconexión automática ante fallos: Ante la pérdida de la fuente principal (por ejemplo, un apagón), los inversores o fuentes interconectadas deben desconectarse automáticamente y permanecer fuera de servicio hasta que se restablezca la red. Algunos equipos certificados permiten la reconexión automática o manual, siempre que se cumplan los tiempos y condiciones de restablecimiento establecidos por la norma [1].

1. Protección contra fallas a tierra: Debe implementarse en la fuente de generación. De forma excepcional, puede ubicarse del lado de la carga, siempre que se garantice la protección integral frente a todas las fuentes de alimentación.
2. Puesta a tierra: Todas las fuentes interconectadas deben cumplir con los criterios establecidos en el artículo 250 de esta norma. En sistemas de corriente directa (CD) que emplean inversores, se permiten métodos alternativos de puesta a tierra siempre que proporcionen una protección equivalente.
3. Dimensionamiento y protección contra sobrecorriente: Los conductores y los dispositivos de protección, tanto en el lado de entrada como en el de salida del inversor, deben dimensionarse para operar en modo continuo, con una capacidad mínima del 125 % de la corriente máxima prevista. Los puntos críticos del sistema deben incorporar dispositivos de desconexión y protección adecuados.
4. Accesibilidad y señalización del inversor: Cuando el inversor se instale en áreas de difícil acceso (por ejemplo, techos o azoteas), deberá contar con desconectores visibles en los lados de corriente continua (CC) y de corriente alterna (CA), además de una señalización clara y permanente.
5. Sistemas híbridos y almacenamiento: Los sistemas que integren almacenamiento de energía deben incluir un marcado visible que indique la tensión de operación máxima y la polaridad del conductor conectado a tierra. En los sistemas híbridos, la conexión con la red puede realizarse mediante inversores interactivos, capaces de gestionar la energía proveniente de múltiples fuentes.
6. Equilibrio y desequilibrio de fases: Los sistemas trifásicos deben incorporar mecanismos de desconexión automática ante la pérdida de potencia o cualquier desequilibrio significativo entre las fases.

7. En conjunto, este artículo regula los aspectos esenciales de la interconexión, la seguridad eléctrica, la protección activa y la operación coordinada entre los sistemas fotovoltaicos y la red de suministro, garantizando la estabilidad, la confiabilidad y la compatibilidad operativa de ambos.

Adicionalmente, debido a la importancia de la instalación y supervisión de SFV, se mencionan los Estándares de Competencia que debe cumplir el personal técnico asignado a dichas instalaciones.

Estándar: Certifica:

EC0586.01 Instalación en residencia, comercio e industria.

EC1181 Supervisión de SFV.

CONOCER: Es el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales y depende directamente de la Secretaría de Educación Pública (SEP) del Gobierno de México [2].

Con base en las normas previamente descritas, se presenta la metodología empleada para el análisis de los datos teóricos y experimentales. Los procedimientos y criterios utilizados se detallan en el capítulo siguiente.

3.4 Las normas aplicables en el presente estudio son:

3.4.1 NOM-001-SEDE-2012

No se aplica al tratamiento de datos de irradiancia solar, ya que su alcance se limita a la seguridad de las instalaciones eléctricas.

3.4.2 IEC 61724-1

Proporciona el marco técnico más relevante para el monitoreo, el análisis y la evaluación del desempeño de los SFV [3].

No existe una NOM ni una IEC que establezca una ecuación normativa única para calcular la irradiancia promedio anual. Se basa en criterios científicos aceptados, no en una norma jurídica.

3.4.3 Qué se puede mejorar en cuanto a normas

No se encontró en México un marco normativo que establezca una metodología estandarizada para el procesamiento y la validación de datos de irradiancia solar, en particular para la comparación entre fuentes satelitales y mediciones locales.

Aspectos no regulados: factores de corrección de datos satelitales, correlación estadística, tratamiento de la incertidumbre de la irradiancia, validación metrológica de estaciones locales.

En resumen, se revisaron las normas nacionales aplicables a SFV y al monitoreo solar (la NOM-001-SEDE-2012 y la IEC 61724-1). En conjunto, el marco normativo planteado en el tema de objetivos específicos muestra que, aunque México cuenta con bases sólidas para garantizar la seguridad y la correcta instalación de sistemas fotovoltaicos, aún existen vacíos en el tratamiento y la validación de los datos de irradiancia. Esto sugiere que la práctica técnica sigue dependiendo en gran medida de criterios científicos más que de lineamientos regulatorios específicos. Por ello, resulta necesario integrar normas internacionales para fortalecer la confiabilidad de los proyectos y su evaluación energética real.

Referencias

1. Secretaría de Economía. (2012). NOM-001-SEDE-2012: Instalaciones eléctricas (utilización). Diario Oficial de la Federación, México. Se ubica en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-2012.pdf?utm_source
2. CONOCER. (2024). Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales. <https://conocer.gob.mx/>
3. Ogliari, E., Dolara, A., Mazzeo, D., Manzolini, G., & Leva, S. (2023). Bifacial and Monofacial PV Systems Performance Assessment Based on IEC 61724-1 Standard. *IEEE Journal Of Photovoltaics*, 13(5), 756-763. <https://doi.org/10.1109/jphotov.2023.3295869>

Capítulo 4: Metodología

En este capítulo se describen el sitio y el período de estudio, así como el procedimiento para la recolección de datos teóricos y experimentales. Para las fuentes de datos teóricas son 4 fuentes: y para los datos experimentales son obtenidos a partir de 5 fuentes.

4.1 Definición del sitio de estudio

Se presenta el análisis del potencial energético solar en la zona del Ecocampus BUAP, en el edificio Val 2, San Pedro Zacachimalpa, Puebla, Pue., con el propósito de evaluar las condiciones reales de irradiación y la viabilidad de implementar SFV.

El sitio de estudio se localiza en las siguientes coordenadas geográficas:

- Latitud: 18.9371° ($18^{\circ}56'13.8''N$)
- Longitud: -98.1525° ($98^{\circ}09'22.5''W$)

4.1.1 Latitud

La latitud es la distancia angular que existe entre un punto de la superficie terrestre y el ecuador, medida en grados hacia el norte o al sur. En el caso del Ecocampus BUAP, una latitud de $18.9371^{\circ} N$ indica que se encuentra dentro de la franja tropical del hemisferio norte, lo que se traduce en una alta disponibilidad de radiación solar a lo largo del año y en condiciones favorables para el aprovechamiento fotovoltaico [12].

4.1.2 Longitud

La longitud es la distancia angular entre un punto determinado y el meridiano de Greenwich, medida hacia el este o hacia el oeste. La longitud de $-98.1525^{\circ} W$ ubica al sitio en el centro-sur de México, región caracterizada por una variabilidad moderada de la irradiancia y un clima relativamente estable, factores que contribuyen a mantener un potencial energético constante y adecuado para la instalación de sistemas solares.

4.1.3 Ecocampus BUAP

Tal como se describe, la geolocalización de la zona de estudio corresponde al municipio de Puebla, México, y forma parte del análisis desarrollado en este trabajo. Dicha ubicación puede visualizarse en plataformas cartográficas y satelitales como Google Maps y Google Earth, que permiten confirmar su localización exacta y las características geográficas del entorno (Fig. 4.1).

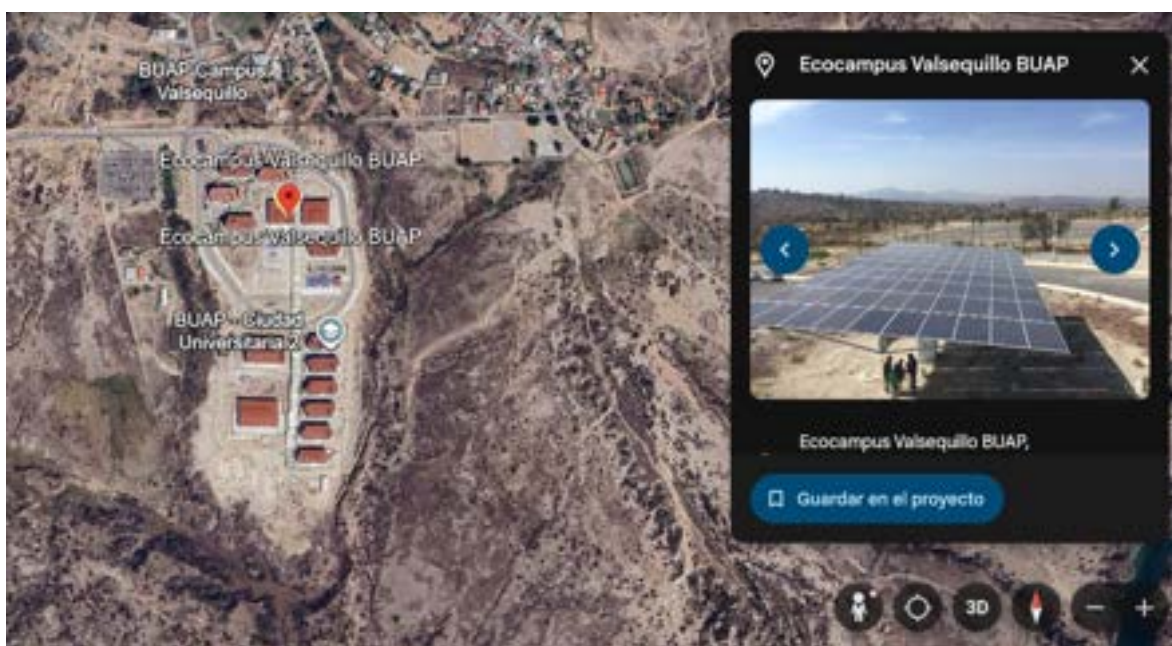


Figura 4.1. Fotografía tomada de Google Earth de la zona de estudio [35].

Con el propósito de llevar a cabo el análisis presentado en este estudio, que incluye la instalación de un sistema de monitoreo solar en la zona previamente descrita, se trabajó de manera complementaria con diversas bases de datos de irradiancia. Estas herramientas permiten estimar el comportamiento promedio de la radiación solar y obtener valores de referencia con la mayor precisión posible.

Para el presente análisis se utilizaron las siguientes fuentes de datos teóricos:

1. NASA (National Aeronautics and Space Administration): base de datos POWER Data Access Viewer, que proporciona información climatológica y radiométrica derivada de observaciones satelitales.

2. National Renewable Energy Laboratory (NREL): base de datos NSRDB (National Solar Radiation Database), que proporciona información solar y meteorológica de alta resolución (irradiancia global, directa y difusa, así como variables atmosféricas), generada mediante modelos físicos validados y datos satelitales, orientada a aplicaciones en energía fotovoltaica y al análisis de recursos solares.
3. PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): sistema desarrollado por el Joint Research Centre de la Comisión Europea, utilizado para estimar el potencial solar y el rendimiento fotovoltaico.
4. GSA (Global Solar Atlas): plataforma desarrollada por el World Bank Group y ESMAP que ofrece datos geospaciales sobre la irradiancia solar global y el potencial energético solar a nivel mundial.
5. SunCalc (Cálculo Solar): herramienta en línea que permite determinar la trayectoria del sol, su inclinación y la duración del día en función de la ubicación geográfica.

Cada una de estas fuentes cuenta con distintos sistemas y metodologías de estimación que se complementan entre sí, lo que permite comparar y analizar con mayor precisión la irradiancia solar en la zona seleccionada.

Las fuentes de datos experimentales utilizadas para el análisis de datos se mencionan a continuación:

1. El estudio se fundamenta en datos provenientes de la colaboración entre la Red Automática de monitoreo meteorológico (RAMM CU2 de la DIAU, VIEP, BUAP) y CONAGUA.

4.2 Periodo del estudio

El desarrollo de la presente investigación se llevó a cabo entre octubre de 2023 y septiembre de 2024, periodo durante el cual se realizaron las actividades de medición, registro y análisis de la irradiancia solar en las instalaciones del Ecocampus de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP). La selección de un ciclo anual completo responde a la necesidad de considerar la variabilidad estacional de la radiación solar, que depende de

factores astronómicos y atmosféricos, como la inclinación del eje terrestre, la duración del día, la nubosidad y las condiciones meteorológicas locales.

El monitoreo continuo durante doce meses permite obtener un conjunto de datos representativo del comportamiento de la irradiancia solar en el sitio de estudio, que abarca las distintas condiciones que se presentan a lo largo del año, incluyendo periodos de mayor radiación asociados a la estación seca, así como intervalos de menor disponibilidad energética vinculados a temporadas de mayor cobertura nubosa o de mayor precipitación. Este enfoque temporal es fundamental para caracterizar el recurso solar local y reducir sesgos derivados de mediciones de corta duración.

Durante el periodo establecido se efectuó el registro sistemático de los valores de irradiancia mediante instrumentación especializada (con la colaboración de la estación meteorológica RAAM Ecocampus BUAP), lo que permitió conformar una base de datos cronológica que posteriormente fue sometida a procesos de depuración, organización y análisis estadístico. La información obtenida constituye un insumo relevante para evaluar el potencial solar disponible en el Ecocampus BUAP, así como para estimar su posible aprovechamiento en aplicaciones relacionadas con sistemas de generación de energía solar.

De esta manera, el intervalo comprendido entre octubre de 2023 y septiembre de 2024 permitió integrar una serie de mediciones continuas que reflejan el comportamiento anual del recurso solar en el área de estudio, proporcionando un marco temporal adecuado para el análisis del potencial energético y la generación de información útil para la planeación de proyectos basados en energías renovables.

A continuación, se describe cómo se realizaron la adquisición y el procesamiento de datos teóricos y experimentales de irradiancia y de variables meteorológicas. Cabe señalar que los datos experimentales fueron el resultado de la colaboración de la estación RAMM CU2 (Red automática de monitoreo meteorológico), ubicada en el edificio Val 2 del Ecocampus BUAP y dependiente del Departamento de Investigaciones Arquitectónicas y Urbanísticas (DIAU) de la BUAP. En seguida, se describe el procedimiento para la obtención y el procesamiento de dichas bases de datos.

4.3 Datos Teóricos

Existen en el mundo diversas fuentes de datos de irradiancia, de las cuales se han elegido para revisión las siguientes:

NASA	National Aeronautics and Space Administration (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio).
(NREL)	National Renewable Energy Laboratory, base de datos NSRDB (National Solar Radiation Database)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica).
GSA	Global Solar Atlas
SUN CALC	Calculadora solar. Herramienta, disponible como aplicación web.

La Tabla 4.1 presenta las fuentes de datos utilizadas y sus principales características, consultadas durante el desarrollo y el análisis de este estudio.

Tabla 4.1. Comparación de las principales características de las fuentes teóricas de irradiancia.

Fuente	Resolución Espacial	Resolución Temporal	Base de Datos	Ventajas	Limitaciones	Recomendación
NASA (POWER)	~1° (~111 km)	Diaria/Mensual	Satélites (CERES, MERRA-2)	Datos globales, largo historial (30+ años)	Baja resolución, no ideal para microclimas	Útil para análisis general, no para comparación detallada
NREL (NSRDB)	~4 km	Horaria	Satélites (GOES) + modelos (PSM)	Alta precisión horaria, validado en EE.UU. y parcialmente en México	Menor cobertura de estaciones en México	Buena opción si hay datos validados en la zona
PVGIS	~0.1° (~11 km)	Horaria/Diaria	Satélites (CMSAF) + modelos (ERA5)	Datos horarios, buena cobertura en América Latina	Validación regional limitada	Excelente equilibrio entre resolución y accesibilidad
GSA (Solargis)	1 km	Horaria/Diaria	Satélites + modelos (Solargis)	Máxima precisión espacial, ideal para terrenos complejos	Basado en año meteorológico típico (TMY)	Mejor opción para comparación detallada
SunCalc	-	-	Modelo solar geométrico	Herramienta para posición solar y sombras	No incluye irradiancia real (solo cálculo astronómico)	No aplica para validación experimental

4.3.1 Proceso para obtener datos de la NASA

De acuerdo con la información recopilada de la NASA, la irradiancia solar se obtiene a partir de mediciones satelitales, modelos atmosféricos, datos históricos y modelos de predicción. Por lo anterior, se define la NASA para su comparación con datos experimentales [2].

Aunque los datos de satélites ofrecen observaciones reales, la irradiancia solar en un momento específico se obtiene mediante modelos que interpretan dichas observaciones junto con datos históricos y predicciones meteorológicas. Esto permite un cálculo bastante preciso, aunque no constituye una medición directa en tiempo real. La literatura precisa que estos cálculos están respaldados por mediciones directas de instrumentos satelitales y terrestres, lo que garantiza su fiabilidad.

En cuanto a las aproximaciones que emplea la NASA, cabe precisar que utiliza varios métodos y modelos para calcular la irradiancia solar en un punto geográfico específico. Estas aproximaciones incluyen [2] :

- Mediciones satelitales, en particular del instrumento Earth Polychromatic Imaging Camera (EPIC) del satélite Deep Space Climate Observatory (DSCOVR).
- Modelos atmosféricos: Utilizan modelos como MERRA-2 (Análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones, versión 2) y GEOS-5 (Goddard Earth Observing System Model, versión 5), que consideran la absorción y dispersión de la radiación solar en la atmósfera.
- Datos históricos: Usan registros de proyectos como el CERES (Clouds and the Earth's Radiant Energy System) y el proyecto GEWEX (Global Energy and Water Exchanges) Surface Radiation Budget (SRB).
- Modelos de predicción: A través del proyecto Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER), se predice la energía solar disponible mediante diversos métodos analíticos y algoritmos ajustados a las condiciones climáticas.

Estos datos son fundamentales para comprender el impacto de la energía solar en el clima y en la vida en la Tierra.

Para obtener los datos de la NASA, se procede a:

- Ingresar a la página con la dirección: NASA POWER (Fig. 4.2)

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>



Figura 4.2 Página NASA POWER para obtención de datos teóricos.

Seleccionar de menú: Single Point

1. Seleccionar de User Community: Select a Community: Renewable Energy
2. Seleccionar de Temporal Level: Hourly
3. Seleccionar de Location: Enter Latitude y Longitude
4. Seleccionar periodo de estudio en: Time Extent (oct. 2023 a sep. 2024, la frecuencia de registro de datos es por hora, por lo tanto, de esta base de datos se tendrían, 24 datos por día, que da un total de 8,640 datos por año; sin embargo, el rango de datos que nos interesa es de 6:00 a 18:00 h, mientras hay luz, por lo tanto, únicamente usaremos 12 datos al día por 30 días por 12 meses por año, total 4,320 datos al año.
5. Seleccionar: Parameters
6. Seleccionar Parámetros; irradiancia y variables atmosféricas de interés en:
7. Solicitar reporte en formato CSV: (Fig. 4.2)
8. Se emite un reporte de datos crudos en formato CSV o Excel para alinearlos según se muestra en la tabla 4.2, con el tiempo solar local (LST, local solar time). El reporte se emite con registro de datos por hora y contempla el periodo del 1 de enero de 2023 al 30 de julio de 2024.

Tabla 4.2 NASA, datos crudos

```
-BEGIN HEADER-
NASA/POWER Source Native Resolution Hourly Data
Dates (month/day/year): 01/01/2023 through 12/31/2023 in IST
Location: Latitude 18.9 Longitude -98.1
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 2146.67 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):
ALLSKY_SFC_SW_DWN CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance (Wh/m^2)
-END HEADER-
YEAR MO DY HR ALLSKY_SFC_SW_DWN
2023 1 1 0 0.00
2023 1 1 1 0.00
2023 1 1 2 0.00
2023 1 1 3 0.00
2023 1 1 4 0.00
2023 1 1 5 0.00
2023 1 1 6 39.97
2023 1 1 7 234.15
2023 1 1 8 450.75
2023 1 1 9 625.40
2023 1 1 10 746.00
**** * * ** *** **
```

Tabla 4.3. Base de datos NASA periodo enero 2023 a julio 2024

NASA Fecha Formateada (dd/mm/aaaa hh:00)	Irradiance (Wh/m^2) ALLSKY_SFC _SW_DWN
10/1/2023 0	0
10/1/2023 1	0
10/1/2023 2	0
10/1/2023 3	0
10/1/2023 4	0
10/1/2023 5	10.8
10/1/2023 6	129.55
10/1/2023 7	309.5
10/1/2023 8	526
10/1/2023 9	761.17

Una vez alineados los datos con el formato de registro por hora (Tabla 4.3), se toman de dicha tabla las muestras por estación para el análisis, como se indica en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. NASA: valores de irradiancia de un día por estación.

Tiempo (Hr)	Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia (W/m ²)	Integrated Y1	Integrated Y2	Integrated Y3	Integrated Y4
	NASA 23 Otoño (1 oct)	NASA 23 Invierno (21 dic)	NASA 24 Primavera (21 mar)	NASA 24 Verano (3 jun)	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 241.772	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 224.785	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 304.326	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 313.945
5	11	0	4	49	0	0	0	0
6	130	57	140	237	3	1	3	6
7	310	277	373	465	12	8	14	21
8	526	494	617	670	29	24	34	44
9	761	671	818	824	56	48	64	75
10	852	782	954	942	90	79	101	112
11	877	828	1033	1005	126	112	143	153
12	815	791	1004	961	161	146	185	194
13	632	663	890	873	191	176	224	232
14	500	490	713	710	215	200	258	265
15	294	279	494	497	231	216	283	290
16	98	64	242	271	240	223	298	306
17	2	0	22	56	242	225	304	313
18	0	0	0	0	242	225	304	314
19	0	0	0	0	242	225	304	314

4.3.2 Proceso para obtener datos de NREL

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) depende del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE); sus plataformas abiertas permiten consultar y descargar información meteorológica y solar a nivel mundial. El portal más utilizado para el análisis de la radiación solar y la evaluación de sistemas fotovoltaicos es el NSRDB (National Solar Radiation Database). Este sistema recopila y procesa datos satelitales y terrestres, generando series horarias de irradiancia global (GHI), irradiancia directa normal (DNI) e irradiancia difusa horizontal (DHI), así como de variables atmosféricas como la temperatura, la presión, la humedad, la nubosidad y la velocidad del viento. Para acceder a la base de datos se ingresa al sitio oficial de NREL: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php> . Desde la sección Data Viewer, se puede localizar un punto geográfico específico introduciendo coordenadas de latitud y longitud en formato decimal o en grados, minutos y segundos. El sistema muestra las variables disponibles y permite exportar los datos en formatos compatibles con software

científico, como CSV, NetCDF o JSON, para integrarlos en plataformas de análisis como MATLAB, Python o Excel [3].

Acceder a <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> e insertar la dirección, aparecerán las coordenadas geográficas. Se ingresan las coordenadas (Fig. 4.3).

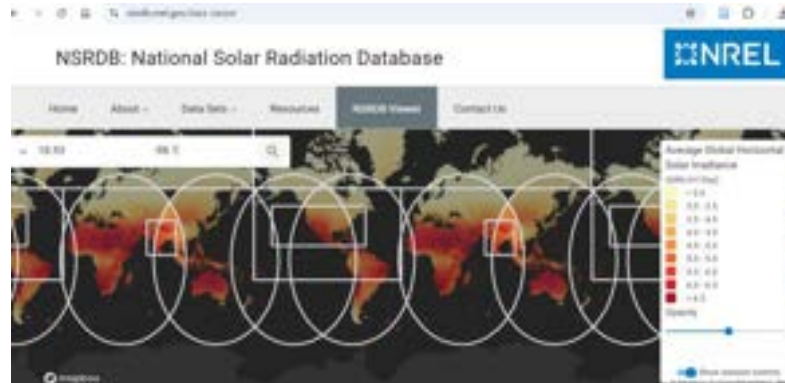


Figura 4.3 Pagina NREL

Seleccionar la localidad, los atributos, el año, el intervalo de tiempo y la hora local, e ingresar el e-mail para recibir el archivo con los datos (Fig. 4.4).

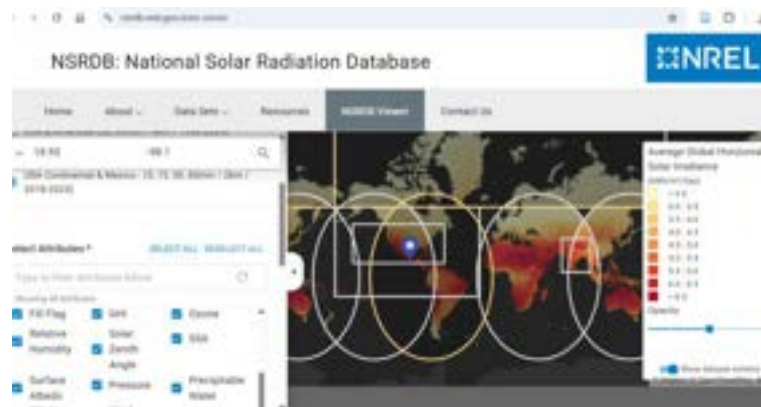


Figura 4.4 Página NREL, selección de ubicación



Figura 4.5 Página NREL, introducir coordenadas.

Una vez descargado el archivo de datos crudos (tabla 4.5), se procede a alinear los datos en el formato establecido.

Tabla 4.5 NREL irradiancia datos crudos

Mes	Día	Hora	Irradiación en haz (W/m ²)	Irradiación difusa (W/m ²)	Temperatura ambiente (°C)	Velocidad del viento (m/s)	Albedo	Irradiación en el plano de campo (W/m ²)	Temperatura de celdas (°C)
1	1	0	0	0	10	2.3	0.17	0	10
1	1	1	0	0	9	2.5	0.17	0	9
1	1	2	0	0	9	2.7	0.17	0	9
1	1	3	0	0	9	3	0.17	0	9

Se alinean los datos e integra la irradiancia. Se obtuvo una muestra de un día por estación del año) ver Tabla 4.6

Tabla 4.6: Irradiancia NREL de una muestra por estación del año.

Tiempo (h)	Irradiancia (W/m ² /día)	Irradiancia (W/m ² /día)	Irradiancia (W/m ² /día)	Irradiancia (W/m ² /día)	Integrated Y1	Integrated Y2	Integrated Y3	Integrated Y4
	NREL 23 Otoño (1 oct)	NREL 23 Invierno (21 dic)	NREL 23 Primavera (21 mar)	NREL 23 Verano (3 jun)	Integrate from 6 to 19 Area = 8319.98	Integrate from 6 to 19 Area = 6869.63	Integrate from 6 to 19 Area = 5140.08	Integrate from 6 to 19 Area = 4176.09
6	0	13	0	0	0	0	0	0
7	256	186	192	135	96	67	128	99
8	525	361	476	426	430	348	518	373
9	761	512	738	670	1037	895	1161	809
10	937	450	946	859	1879	1659	2009	1290
11	691	483	1082	979	2892	2579	2823	1756
12	390	635	1136	697	4001	3417	3364	2315
13	519	347	1105	981	5122	4255	3818	2806
14	433	435	990	863	6169	5178	4295	3197
15	382	425	800	676	7064	5947	4703	3627
16	191	216	555	434	7742	6503	4989	3948
17	56	101	276	150	8157	6795	5112	4106
18	0	19	25	0	8308	6870	5140	4166
19	0	0	0	0	8320	6870	5140	4176

4.3.3 Proceso para obtener datos de PVGIS

El Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS; https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis_en) es una plataforma desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, diseñada para proporcionar información geoespacial sobre el potencial solar y el rendimiento fotovoltaico a nivel global. PVGIS, contiene bases de datos de irradiancia solar y variables meteorológicas obtenidas mediante satélites y modelos climáticos de alta resolución tales como SARAH-2, ERAS 5 y CAMS Radiation Service. Para acceder a la base de datos, se ingresa al portal de PVGIS (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) y se especifican las coordenadas de la zona de estudio (latitud y longitud), o bien se selecciona el sitio directamente en el mapa interactivo. Al estar en el punto de análisis, el sistema permite descargar datos históricos, diarios o mensuales de irradiancia global horizontal (GHI), irradiancia directa normal (DNI), irradiancia difusa (DHI), temperatura ambiente y velocidad del viento [3].

- Se procede a obtener los datos crudos de la página de PVGIS, como se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 PVGIS Irradiancia datos crudos

Latitude (decimal degr	19.043	P	PV system power (W)
Longitude (decimal de	-98.196	G(i)	Global irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m ²)
Elevation (m): ²	2150	H_sun	Sun height (degree)
Radiation database: ³	PVGIS-ERA5	T2m:	2-m air temperature (degree Celsius)
		WS10m:	10-m total wind speed (m/s)
			Int:
Slope: 21 deg. (optimum)			
Azimuth: -17 deg. (optimum)			PVGIS (c) European Univ 2001-2025
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp): ¹	10		
System losses (%): ¹⁴	14.0		

Time	P	G(i)	H sun	T2m	WS10m	Int
20230101:0030	0	0	0	17	3	0
20230101:0130	0	0	0	15	2	0
20230101:0230	0	0	0	14	2	0
20230101:0330	0	0	0	13	1	0
20230101:0430	0	0	0	13	1	0
20230101:0530	0	0	0	12	2	0
20230101:0630	0	0	0	11	2	0

- Se alinean datos y se integra la irradiancia, sacando una muestra de un día por estación del año, como se observa en tabla 4.7

Tabla 4.7. PVGIS: Irradiancia media diaria por estación.

Tiempo (Hs)	Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia (W/m ²)	Irradiancia (W/m ²)	Integrated Y1	Integrated Y2	Integrated Y3	Integrated Y4
	PVGIS 23 Otoño (1 oct)	PVGIS 23 Invierno (21 dic)	PVGIS 24 Primavera (21 mar)	PVGIS 24 Verano (3 jun)	Integrate from 7.5 to 18.5 Area = 7827.31	Integrate from 7.5 to 18.5 Area = 7271.78	Integrate from 8.5 to 18.5 Area = 6748.92	Integrate from 7.5 to 18.5 Area = 6567.96
7.5	--	0	0	0	0	0	--	0
8.5	169	55	237	9	119	5	0	28
9.5	445	273	526	185	500	102	307	192
10.5	685	512	782	551	1,154	470	871	584
11.5	879	719	974	804	2,032	1,147	1,653	1,200
12.5	969	876	1,087	994	3,062	2,047	2,577	1,997
13.5	983	965	1,116	1,100	4,163	3,094	3,553	2,918
14.5	893	958	1,061	1,083	5,252	4,185	4,491	3,879
15.5	787	852	899	1,002	6,233	5,227	5,330	4,784
16.5	598	648	642	822	7,003	6,139	6,023	5,534
17.5	366	533	417	574	7,533	6,837	6,505	6,125
18.5	121	353	172	295	7,827	7,272	6,749	6,568
--	0	154	15	121	--	--	--	--

4.3.4 Proceso para obtener datos de GSA

Acceso al Global Solar Atlas y uso de sus datos

El Global Solar Atlas (GSA) es una herramienta web pública, elaborada por el Banco Mundial/ESMAP en colaboración con Solargis, que proporciona, de forma gratuita, mapas y datos sobre el recurso solar y el potencial fotovoltaico a escala global.

Una vez dentro, ubica tu zona de estudio utilizando el mapa interactivo o ingresando las coordenadas de latitud y longitud. La sección de descargas (Download) permite obtener datos como la irradiancia global horizontal (GHI), la irradiancia directa normal (DNI), la irradiancia difusa (DIF o DHI), así como datos de temperatura y de potencial fotovoltaico. globalsolaratlas.info+2globalsolaratlas.info+2 Puedes elegir capas de datos promedio a largo plazo (anuales o mensuales) o mapas GIS en formatos como GeoTIFF.

Para estudios más detallados, GSA ofrece datos rasterizados de todos los parámetros: GHI, DIF, DNI, temperatura del aire y el recurso PV “GTI” (irradiancia en el plano inclinado

óptimo). Los archivos descargados incluyen metadatos que indican la resolución espacial, el periodo de referencia y las licencias de uso.

Con esos datos puedes importar las capas en software GIS (como QGIS o ArcGIS) o analizarlas directamente en Excel, Python, MATLAB, etc. Integrar los valores de irradiancia en tus mediciones experimentales permite comparar los recursos estimados con el recurso real de tu sitio y ajustar los modelos o proponer factores de corrección locales [4].

1. Se entra a la página de la GSA (Fig. 4.6); <https://globalsolaratlas.info/map>
<https://globalsolaratlas.info/map?s=18.937084,-98.156269&m=site&c=18.936437,-98.15644,18>

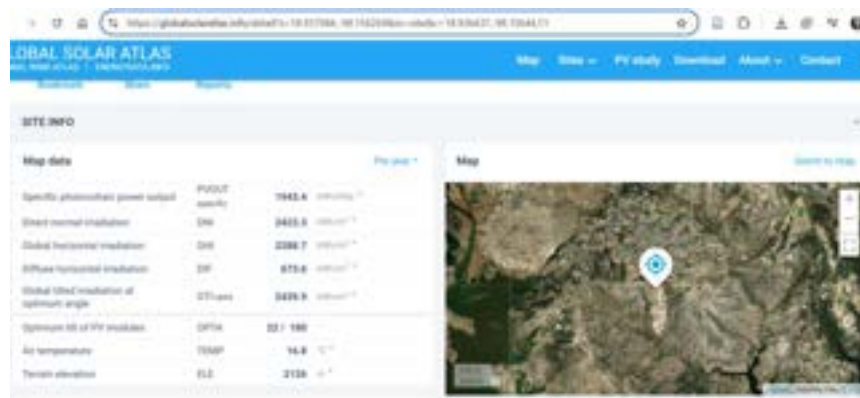


Figura 4.6 Página de la Global Solar Atlas

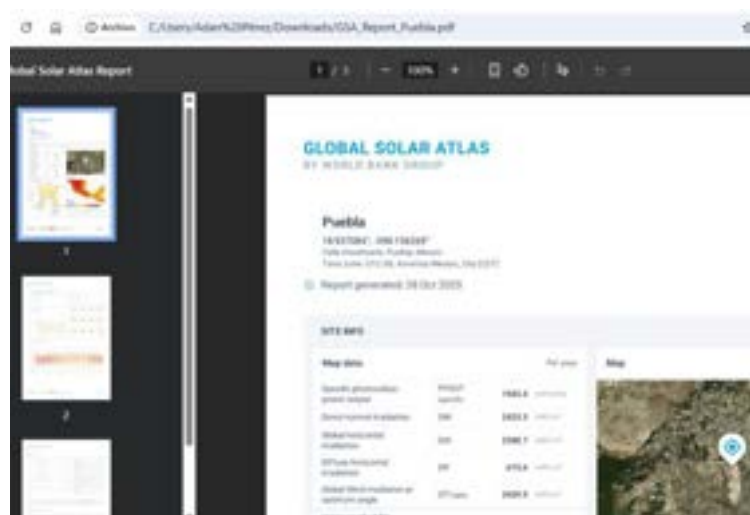


Figura 4.7 Reporte con coordenadas y valores de irradiancia del sitio de estudio

2. Se seleccionan los parámetros (Fig. 4.7) y se descarga el archivo (Tabla 4.8).

Tabla 4.8 GSA Irradiancia promedio diario

Promedio mensual

Horario promedio

Irradiancia normal directa

	Jan	Feb	Mar	Apr	May
7 - 8	217	276	441	452	364
8 - 9	605	647	680	628	512
9 - 10	746	783	801	738	623
10 - 11	821	863	867	801	686
11 - 12	849	895	889	821	713
12 - 13	850	891	885	812	686

Promedios mensuales

DNI

kWh/m²

Jan	230.9
Feb	225.9
Mar	253.1
Apr	220.1
May	183

4.3.5 Proceso para obtener datos SUN-Calc

SunCalc.org es una herramienta web gratuita que permite visualizar de forma interactiva la posición del sol en cualquier lugar del planeta, en cualquier fecha y hora. Fue diseñada inicialmente con fines astronómicos, arquitectónicos y fotográficos, pero también es muy útil para ingenieros que necesitan analizar:

1. Ángulos de elevación y azimut del sol
2. Horas de salida, puesta y culminación solar
3. Recorridos del sol a lo largo del día o del año
4. Orientación óptima de paneles fotovoltaicos
5. Sombreamientos en entornos urbanos o rurales

SunCalc no entrega directamente valores numéricos de irradiancia en kWh/m², pero ofrece información importante para modelar la geometría solar, que es fundamental en la estimación de la irradiancia sobre superficies inclinadas o seguimiento solar [5].

1. Entra a la web: Accede a: <https://www.suncalc.org>
2. Seleccionar una ubicación (Fig. 4.9)

- En la búsqueda, escribir el nombre del estado.
- Hacer clic directamente en el mapa interactivo.

3. Se define fecha y la hora

Se cambian el día y la hora en la parte superior (Fig. 4.8). El gráfico se actualizará con la posición solar correspondiente.



Figura 4.8 Página SUNCalc selección de ubicación



Figura 4.9 Página SUNCalc Seleccionar fecha y hora.

4. Se observa sobre el mapa:

- a) Una línea amarilla → indica la dirección del amanecer.
- b) Una línea naranja → la posición actual del sol.

- c) Una línea roja → la dirección del atardecer.
- d) Arcos solares que muestran el recorrido del Sol a lo largo del día.
- e) Ángulos de azimut y elevación del Sol en tiempo real.

Conociendo estos ángulos, se puede determinar en qué horas del día la irradiancia será mayor en una superficie dada, o si un objeto (árbol, edificio) proyectará sombra parcial o total. Aunque SunCalc no entrega irradiancia directamente, se puede:

1. Cruzar los datos de ángulos solares con bases de datos como el Global Solar Atlas o PVGIS, que sí proporcionan datos de irradiancia.
2. Puede usarse como apoyo para modelar la orientación e inclinación de paneles FV, especialmente al realizar simulaciones en PV*Sol, PVSyst o SketchUp.
3. Estimar visualmente la duración de la ventana solar efectiva (cuántas horas de sol directo habrá según los obstáculos locales).

En la tabla 4.9 se muestran datos de irradiancia obtenidos manualmente al desplazar el cursor cada hora.

Tabla 4.9 SUN-Calc Irradiancia, muestra por estación

Latitud	N	18° 56' 13.57"	18.93710°	
Longitud	W	18° 9' 22.09"	-98.15614°	
Tiempo (h)	Irradiancia (W/m²)			
	Invierno 2023 Dic	Primavera 2024 Mar	Verano 2024 Jun	Otoño 2024 Sep
Hora	23	20	21	18
05:00	0	0	0	0
05:30	0	0	0	0
06:00	0	0	454	0
06:30	0	514	641	487
07:00	0	624	813	728
07:30	631	832	923	872
08:00	638	943	984	971
08:30	946	1015	1034	1038
09:00	1025	1070	1066	1074
09:30	1071	1107	1094	1103
10:00	1106	1134	1111	1127
10:30	1130	1155	1126	1143
11:00	1147	1170	1136	1155

4.4 Datos experimentales

Las fuentes experimentales utilizadas en este estudio provienen de distintas redes e instituciones dedicadas a la medición y registro de variables meteorológicas y de radiación

solar. En primer lugar, la Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM CU2), instalada en el edificio Val 2 del Ecocampus BUAP, proporciona datos de irradiancia global, temperatura y humedad relativa a intervalos horarios, que permiten caracterizar las condiciones locales del sitio de estudio. De forma complementaria, la RAMM CU2 del Departamento de Investigaciones Arquitectónicas y Urbanísticas (DIAU) aporta registros de radiación solar y de variables atmosféricas con fines de verificación cruzada y control de calidad. Por otro lado, el Instituto de Energías Renovables (IER-UNAM) ofrece series históricas validadas de irradiancia y temperatura empleadas para contrastar las mediciones experimentales. Finalmente, los datos de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), obtenidos de su red meteorológica oficial, permiten comparar los valores de precipitación y nubosidad, lo que contribuye a la interpretación integral del comportamiento de la radiación solar en la región de estudio. A continuación, se describen los procedimientos de cada fuente.

4.4.1 Proceso para obtener datos de la RAMM CU2

La Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM), implementada por el Departamento de Investigaciones Arquitectónicas y Urbanísticas (DIAU) de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP), es una plataforma institucional de observación ambiental cuyo propósito es la recolección, el almacenamiento y el análisis en tiempo real de variables meteorológicas y radiométricas.

Gracias a la colaboración de la dirección y del Maestro Juan Pablo Báez Vázquez (Coordinador de la Red), se cuenta con su base de datos para el presente trabajo.

La RAMM opera mediante estaciones meteorológicas automatizadas distribuidas estratégicamente en diversas instalaciones universitarias, con el objetivo de generar datos confiables para proyectos académicos, tecnológicos y de sostenibilidad energética [6].

Variables medidas

Las estaciones de la RAMM (Fig. 4.10) están equipadas con sensores calibrados y certificados que permiten registrar, entre otras variables (Fig. 4.11):

1. Irradiancia global horizontal (GHI) [W/m^2]

2. Temperatura ambiente [°C]
3. Humedad relativa [%]
4. Velocidad y dirección del viento [m/s, °]
5. Presión atmosférica [hPa]
6. Precipitación pluvial [mm]



Figura 4.10 Estaciones RAMM equipadas con sensores.

Estas variables son fundamentales para el análisis climático, los estudios de confort térmico, el modelado energético y el diseño de sistemas fotovoltaicos, especialmente en entornos urbanos o en campus académicos [7].



Figura 4.11. Consola de registro de variables atmosféricas e irradiancia.

Los datos generados por la RAMM están disponibles para la comunidad universitaria, ya sea mediante plataformas institucionales o previa solicitud a la DIAU, y han sido utilizados en:

- Evaluaciones de potencial solar fotovoltaico
- Validación de simulaciones energéticas (ej., PVSyst, SAM, PV*Sol)
- Proyectos de arquitectura bioclimática
- Estudios sobre cambio climático local y planificación urbana sustentable

La calidad y la resolución temporal de los datos (hasta cada 10 minutos, en algunos casos) permiten un alto nivel de detalle en la caracterización de las condiciones solares y ambientales, superando la precisión de las estimaciones satelitales para aplicaciones a escala local.

Importancia para proyectos solares

El uso de datos reales (ver tablas 4.8, 4.10 y 4.11) de irradiancia provenientes de la RAMM representa una ventaja significativa frente a bases de datos satelitales o modelos, ya que permite [8]:

- Reducir la incertidumbre en la estimación de generación eléctrica
- Calcular de forma precisa el rendimiento (Yield) y el Performance Ratio (PR)
- Diseñar sistemas fotovoltaicos optimizados para condiciones reales de operación

Tabla 4.10 RAMM CU2: Datos crudos de irradiancia y variables meteorológicas.

fecha	temperatura (°C)	humedad relativa (%)	presion (mbar)	precipitacion (mm)	viento_velocidad (m/s)	viento_direccion (°)	radiacion (W*m ²)	uv (indice)
22/11/2023 11:15	15.6666667	76	625.147532	0	0	0	0	0
22/11/2023 11:30	16.1666667	75	625.263951	0	2.2352	270	0	0
22/11/2023 11:45	17.2222222	72	625.494795	0	4.4704	135	0	0
22/11/2023 12:00	17.6111111	69	625.845916	0	4.91744	135	0	0
22/11/2023 12:15	17.1111111	71	625.54986	0	6.7056	135	0	0
22/11/2023 12:30	17.3888889	69	625.457307	0	5.36448	135	0	0
22/11/2023 12:45	17.8888889	69	625.0952	0	6.25856	135	0	0
22/11/2023 13:00	17.9444444	70	624.850638	0	5.81152	135	0	0
22/11/2023 13:15	17.9444444	68	624.310771	0	6.25856	135	0	0
22/11/2023 13:30	20	65	624.834446	0	3.12928	135	0	0
22/11/2023 13:45	21	63	624.963084	0	3.57632	135	0	0
22/11/2023 14:00	21.0555556	62	624.78701	0	2.68224	292.5	0	0
22/11/2023 14:15	20.5	63	624.763916	0	2.2352	337.5	0	0
22/11/2023 14:30	20.9444444	62	624.671742	0	2.2352	315	0	0
22/11/2023 14:45	21	62	624.436357	0	2.2352	225	0	0

Tabla 4.11 RAMM CU2 Base de datos experimental de irradiancia del periodo de septiembre de 2023 a julio de 2024.

RAMM CU2 SEP 2023 Y JUL 2024	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Presión (mbar)	Precipitación (mm)	Viento_velocidad (m/s)	viento_ direccion (°)	Irradiancia (W / m ²)	uv (indice)
01/09/2023 0	14.4444	86	795.9	0.8	0	0	0	0
01/09/2023 1	14.3889	86	795.4	0.6	0	0	0	0
01/09/2023 2	14.7222	86	795.2	0	0	0	0	0
01/09/2023 3	14.7778	85	794.7	0	0	0	0	0
01/09/2023 4	14.8333	85	794.1	0	0	0	0	0
01/09/2023 5	14.8333	84	794.2	0	0	0	0	0
01/09/2023 6	14.6111	84	794.3	0	0	0	0	0
01/09/2023 7	14.6111	85	794.3	0	0	0	0	0
01/09/2023 8	16.3333	80	795	0	0	0	0	0
01/09/2023 9	18.6667	69	795.6	0	1.7882	315	0	0
01/09/2023 10	21.8889	57	795.6	0	1.3411	112.5	0	0
01/09/2023 11	22.6111	51	795.2	0	1.3411	180	0	0
01/09/2023 12	23.5	50	794.6	0	2.6822	135	0	0
01/09/2023 13	24.6111	48	793.4	0	2.6822	270	0	0
01/09/2023 14	24.2778	55	792.8	0	3.1293	247.5	0	0
01/09/2023 15	24.9444	56	791.8	0	3.5763	270	0	0
01/09/2023 16	24.4444	58	791	0	2.2352	270	0	0

Tabla 4.12 RAMM CU2 Relación de variables meteorológicas

RAMM CU2 SEP 2023 Y JUL 2024	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Presion (mbar)	Precipitacion (mm)	Viento_veloc idad (m/s)	Viento_ direccio n (°)	UV (indice)
01/12/2023 0	15.44	88	627.80	0	0.00	0.00	0
01/12/2023 1	14.06	91	627.33	0	0.45	67.50	0
01/12/2023 2	13.11	94	626.82	0	0.89	67.50	0
01/12/2023 3	13.06	95	626.43	0	0.89	67.50	0
01/12/2023 4	12.72	96	625.93	0	0.89	90.00	0
01/12/2023 5	13.06	96	625.98	0	0.00	0.00	0
01/12/2023 6	12.83	97	625.79	0	0.45	67.50	0
01/12/2023 7	13.50	96	626.29	0	1.34	67.50	0
01/12/2023 8	15.44	91	627.30	0	0.45	67.50	0

4.4.2 Proceso para obtener datos de la RAMM DIAU

La RAMM DIAU es una estación meteorológica con el mismo tipo de equipamiento que la RAMM CU2 y también es administrada por el personal del DIAU; por ello, el procedimiento

es similar al de la RAMM CU2. Sin embargo, los datos de esta estación difieren de manera importante de los datos de la RAMM CU2 (esta dispersión se supone por motivos de calibración de equipos), motivo por el cual no se consideraron para el análisis.

4.4.3 Proceso para obtener datos de la CONAGUA

CONAGUA (Comisión Nacional del Agua) es un organismo descentralizado del Gobierno de México, adscrito a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que administra, conserva y regula el uso del agua en el país. Opera una de las redes meteorológicas más grandes de México, llamada: Red de Estaciones Climatológicas e Hidrometeorológicas, esta red incluye [8]:

1. Estaciones automáticas y convencionales
2. Medición de variables meteorológicas clave para estudios solares
3. Registro histórico de datos en alta resolución (horaria, diaria, mensual)

CONAGUA no mide irradiancia directamente como otras entidades, sus datos (tabla 4.13) permiten caracterizar el clima del sitio donde se instalará un sistema FV, lo cual es esencial para:

1. Calcular rendimiento energético realista
2. Evaluar pérdidas por temperatura
3. Analizar efectos de nubosidad estacional
4. Determinar riesgos por eventos meteorológicos extremos

Variables disponibles:

Tabla 4.13. CONAGUA: variables meteorológicas de las que dispone.

Variable	Descripción	Utilidad en FV
Temperatura del aire (°C)	Promedio, máxima, mínima	Cálculo de eficiencia del módulo y pérdidas térmicas
Precipitación (mm)	Lluvia diaria/mensual	Limpieza natural de paneles; riesgo de escurrimientos
Velocidad del viento (m/s)	Viento promedio y ráfagas	Diseño estructural del sistema FV
Humedad relativa (%)	Saturación del aire	Cálculo de pérdidas ópticas o por condensación
Nubosidad / Evaporación / Presión atmosférica	(varía por estación)	Modelos climáticos o simulaciones térmicas

Se accede a CONAGUA mediante la siguiente página: <https://smn.conagua.gob.mx>
Del SMN (Servicio Meteorológico Nacional), una división de CONAGUA.

Para descargar datos, se sigue el siguiente procedimiento.

1. Se entra en página (Fig. 4.12):

<https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-ema-s>

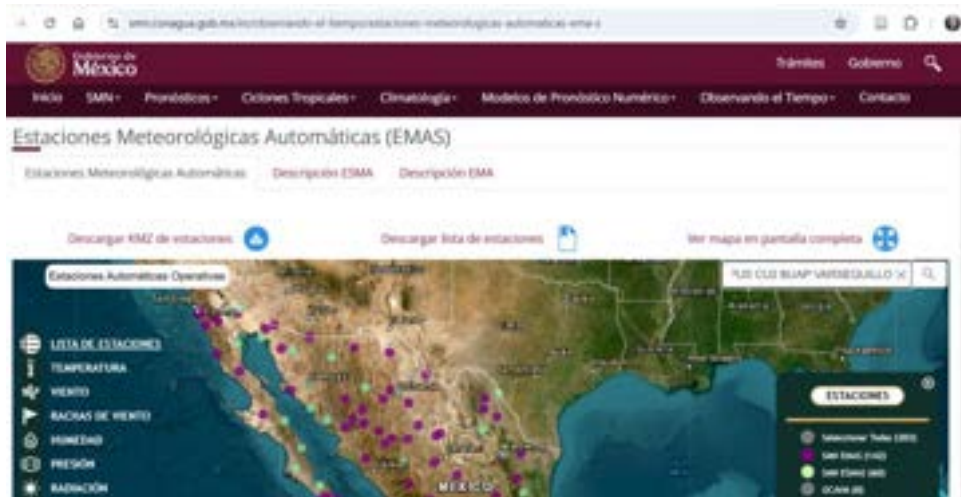


Figura 4.12 Página de CONAGUA

En la búsqueda, se selecciona el estado deseado. Aparecerá un listado de estaciones meteorológicas de esa entidad. Se elige la estación que más convenga, en este caso, Puebla, como se muestra en la Fig. 4.14. Se podrán descargar archivos en formato CSV o TXT con la información indicada en la Fig. 4.13 y la tabla 4.14:



Figura 4.13 Página CONAGUA estación Puebla.

Tabla 4.14. CONAGUA: Muestra de irradiancia, periodo de 90 días.

Servicio Meteorológico Nacional										
Estación	PUEBLA								Latitud	19.0548639
Estado	Puebla								Longitud	-98.163125
Municipio	Puebla								Altitud	2179
Fecha Local	Fecha UTC	Temperatura del Aire (°C)	Precipitación (mm)	Humedad relativa (%)	Presión Atmosférica (hpa)	Radiación Solar (W/m²)	Dirección del Viento (grados)	Rapidez de viento (km/h)	Dirección de ráfaga (grados)	Rapidez de ráfaga (km/h)
2025-10-28 13:00:00	2025-10-28 19:00:00	26.1	0	22	785.3	915	167	7.92	247	19.8
2025-10-28 12:50:00	2025-10-28 18:50:00	25.9	0	21	785.5	928	209	10.8	272	22.68
2025-10-28 12:40:00	2025-10-28 18:40:00	26	0	19	785.6	928	197	6.48	301	17.28
2025-10-28 12:30:00	2025-10-28 18:30:00	25.4	0	21	785.8	944	191	6.48	287	18.36
2025-10-28 12:20:00	2025-10-28 18:20:00	25.3	0	21	786	940	219	7.92	351	16.92
2025-10-28 12:10:00	2025-10-28 18:10:00	25.1	0	21	786.1	950	189	7.92	285	19.08
2025-10-28 12:00:00	2025-10-28 18:00:00	24.7	0	20	786.3	931	194	7.2	268	13.68
2025-10-28 11:50:00	2025-10-28 17:50:00	25.3	0	23	786.5	928	110	5.76	213	12.96
2025-10-28 11:40:00	2025-10-28 17:40:00	24.7	0	24	786.7	924	140	7.2	239	14.04
2025-10-28 11:30:00	2025-10-28 17:30:00	24.3	0	21	786.8	910	183	5.04	303	14.4
2025-10-28 11:20:00	2025-10-28 17:20:00	23.5	0	20	787	902	216	5.4	329	12.96
2025-10-28 11:10:00	2025-10-28 17:10:00	23.6	0	24	787.1	893	220	6.84	273	13.32

Es necesario precisar que CONAGUA no entrega irradiancia directa, pero sí proporciona un conjunto de variables meteorológicas clave para estudios fotovoltaicos. Es especialmente útil para el análisis térmico, el modelado de pérdidas, la validación climática y el diseño estructural.

Por tal razón, se presenta únicamente una muestra del reporte que ofrece la página de CONAGUA.

4.5 Sistema fotovoltaico (SFV)

Se obtuvo la colaboración de un proveedor de un SFV en operación para comparar los datos de nuestro estudio con los de un sistema ya instalado. A continuación, se presenta la información de dicho sistema.

4.5.1 Cálculo de la generación de energía eléctrica (en colaboración con un SFV instalado).

Antes de entrar al tema de Generación o Rendimiento, será necesario presentar el respaldo normativo para Generación energética o Rendimiento, que además incluye los temas de monitoreo y aplicación de sensores, entre ellos la norma IEC 61724-1:2021 y su relación con la Ec. 4.1:

$$E = P_{inst} \times HSP \times PR \quad (\text{Ec. 4.1}) \quad [9]$$

Donde:

E	kWh/día	Energía diaria generada
P_{inst}	kWp	Potencia instalada o nominal
H_{sol}	(*) kWh·m ⁻² / kWp·m ⁻²	Irradiancia solar promedio del sitio
PR	adimensional	Performance Ratio total del sistema (ÍNDICE DE RENDIMIENTO).

(*) H irradiancia diaria promedio del sitio de 5 a 6 kWh/m²/día (o equivalente en horas sol kWh·m⁻² / kWp·m⁻²) [9]

La norma IEC 61724-1:2021 (International Electrotechnical Commission), titulada “Photovoltaic system performance” (en la Parte 1: Monitoring), establece lineamientos para el monitoreo, la adquisición de datos y el análisis del desempeño de los sistemas fotovoltaicos. Precisa los sensores requeridos, los métodos de medición, los tipos de rendimiento (o yields) y la terminología clave para evaluar el comportamiento real frente al diseño [9]. En cuanto al PR (Performance Ratio), o índice de rendimiento, se describe a continuación y se representa mediante la ecuación (Ec.). 4.2:

- Yield o Rendimiento o Generación de referencia Y_r (kWh·m⁻²/kW·m⁻²) = irradiancia incidente en el plano del sistema dividida entre 1 kW/m², que equivale a las Horas Sol Pico (HSP).
- Yield o Rendimiento o Generación final Y_f (kWh/kW) = energía eléctrica real entregada por unidad de potencia nominal.
- Performance Ratio (PR) = Y_f / Y_r , (eficiencia global del sistema al relacionar energía generada con irradiancia disponible). Como se muestra en la ecuación 4.2.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\text{Energía real generada kWh/kW}_p}{\text{Irradiancia total kWh·m}^{-2}/\text{kW·m}^{-2}} \quad (\text{Ec.4.2})$$

El PR, o índice de rendimiento, es una medida internacionalmente establecida que cuantifica el grado de utilización de un sistema fotovoltaico completo [16]. Representa la relación entre la electricidad de CA utilizable (en el contador de alimentación) y la

energía que podría generarse si los módulos funcionaran en condiciones estándar de prueba (STC), de forma continua y sin pérdidas adicionales en el sistema. Se define en la norma IEC 61724 (1) como la relación entre el rendimiento final del sistema fotovoltaico (Y_f) y el rendimiento de referencia (Y_r) y se denomina PR (véase la ecuación (4.2)). La eficiencia de los módulos fotovoltaicos (FV) y de otros componentes de los sistemas fotovoltaicos ha aumentado de forma continua en las últimas décadas. Como resultado, el rendimiento del sistema ha mejorado considerablemente. El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos suele evaluarse mediante la determinación y el análisis del Índice de Rendimiento (PR) [10]. Los rangos típicos del PR aumentaron del 50 % al 75 % a finales de la década de 1980, del 70 % al 80 % en la década de 1990 y superaron el 80 % en la actualidad.

La norma establece que la irradiancia global horizontal (GHI) o la irradiancia en el plano del arreglo (POA) constituye un parámetro fundamental para la evaluación. Por lo tanto, la fórmula $E = P_{inst} \times HSP \times PR$ está alineada con los conceptos de la norma, que son:

- P_{inst} = potencia nominal del sistema (kWp)
- HSP = Horas Sol Pico (se calcula a partir de la irradiancia dividida entre 1000 W/m²)
- PR = Performance Ratio

Según la IEC 61724-1, esta ecuación permite estimar la Energía Esperada (E) a partir de la irradiancia medida o estimada y se ajusta a los criterios de monitoreo definidos por la norma.

De manera ilustrativa, se inicia este ejercicio haciendo las siguientes precisiones: 1 kWp (kilowatio pico) equivale a la potencia eléctrica que un sistema fotovoltaico puede generar en condiciones estándar de prueba (STC) [9], que son:

1. Irradiancia: 1000 W/m²
2. Temperatura de célula: 25 °C
3. Masa de aire (AM): 1.5

Por lo tanto, 4.400 kWp indica que el sistema tiene una capacidad máxima teórica instalada de 4.4 kW cuando se somete a dichas condiciones ideales de laboratorio. En consecuencia,

con datos del SFV instalado, se muestran los siguientes datos para el cálculo de la generación de energía diaria:

$$E_{\text{día}} = P_{\text{inst}} \times H_{\text{sol}} \times PR$$

$$E_{\text{día}} = 4.4 \text{ kWp} \times 5 \text{ kWh/kWp} \cdot \text{día} \times 0.80 = 17.6 \text{ kWh/día}$$

Resumiendo (ver tabla 4.15), el sistema de 4.4 kWp (diseñado con 8 paneles solares de 550 W) bajo condiciones favorables de irradiación (entre 1,500 y 2,000 kWh/m²/año) [10] equivale a un promedio de 6,336 kWh/año. Resumido en la tabla 4.4.

Se observa una dispersión: 4.59 % (Tabla 4.15) entre la energía ANUAL calculada y la generación del SFV.

Tabla 4.15. Dispersión entre la energía generada calculada y la medida observada en el SFV.

	P_{inst}	H_{sol}	PR	E_{anual} Calculada	E_{anual} Medida	Dispersión
calculada	4.4	1,500.0	0.75	4,950.0	6,641.0	25.46%
	4.4	1,800.0	0.80	6,336.0	6,641.0	4.59%
	4.4	2,000.0	0.85	7,480.0	6,641.0	-12.63%

Tabla 4.16. Resumen del cálculo de la generación del SFV en operación.

Parámetro	Valor	Interpretación
Capacidad instalada (kWp)	4.4 kWp	Es la potencia pico máxima que pueden generar todos los paneles solares juntos bajo condiciones ideales.
Generación anual esperada (kWh)	6,641 kWh	Es la energía eléctrica total que se espera que el sistema genere durante un año. Esta cantidad depende de la radiación solar real, eficiencia del sistema y pérdidas.
Horas anuales a plena carga (h)	1,509.32 h	Es un indicador del aprovechamiento del sistema. Se calcula como se muestra a continuación:

Las horas a plena carga se representan en Ec. 4.3 [9]:

-

$$H_{\text{plena carga}} = \frac{E_{\text{real}} \text{ (kWh)}}{P_{\text{instalada}} \text{ (kWp)}} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

donde:

E_{real} Energía generada (kWh)
 $P_{instalada}$ Potencia instalada (kW)

Sustituyendo: $Horas\ a\ plena\ carga\ (h) = \frac{6,641(kWh)}{4.4(kWp)} = 1,509.32h$

Tabla 4.17 Cálculo de horas plenas diarias y anuales.

Energía anual generada (kWh)	6,641.0
Potencia instalada (kWp)	4.4
Horas plenas (año) (h)	1,509.3
Horas plenas (día) (h)	4.1

Cabe aclarar que no se debe confundir la H plena carga con la HSP (Hora Solar Pico). La Hora Solar Pico representa el potencial solar disponible en el sitio, mientras que las horas a plena carga reflejan el desempeño efectivo del SFV. Ambas magnitudes se relacionan mediante el Performance Ratio, pero no son conceptualmente equivalentes. La HSP se representa mediante la Ec. 4.3a:

$$HSP = \frac{H}{kW \cdot m^{-2}} = \frac{kWh \cdot m^{-2}}{kWp \cdot m^{-2}} = h \quad (\text{Ec. 4.3a})$$

Donde:

H irradiación diaria (kWh/m^2),
 STC irradiancia de referencia STC (Standard Test Conditions) (kW/m^2).

Las horas a plena carga se relacionan con la HSP cuando se consideran las pérdidas del sistema y se expresan de la siguiente manera en la Ec. 4.3b:

$$h_{plena\ carga} = HSP \cdot PR \quad (\text{Ec. 4.3b})$$

donde:

PR Performance Ratio (índice de rendimiento) adimensional

En cuanto a la tabla 4.17, indica que, a lo largo del año, el SFV produce la misma energía que si funcionara a su máxima potencia (4.4 kWp) durante 1,509 horas. Dicho de otra manera:

1. El sistema no trabaja todo el tiempo a 4.4 kWp, porque la radiación varía durante el día, según la estación del año y variables meteorológicas.
2. Las 1,509 h equivalen a 4.1 horas diarias promedio de sol útil
3. Según Hernández-Escobedo, Q. & Rodríguez-García 2015 (Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of México," Renewable and Sustainable Energy Reviews Elsevier, vol. 43(C), pages 216-238), este valor se sitúa dentro del rango típico de las zonas con alta radiación solar en México (entre 4 y 6 h/día). De acuerdo con estudios recientes en México, los valores promedio de irradiación global se estiman en 5.0 kWh/m²·día, dependiendo de la inclinación del SFV, la irradiancia y las condiciones meteorológicas [19].

En la siguiente tabla 4.18, se describe detalladamente la ecuación 4.1 (de la página 62):

Tabla 4.18. Descripción de la ecuación de la energía generada anualmente.

Símbolo	Descripción	Unidad	Valor típico
E_{anual}	Energía producida anualmente	kWh/año	—
P_{inst}	Potencia instalada (capacidad pico)	kWp	4.4 (en SFV)
H_{sol}	Irradiación promedio anual del sitio	kWh/m ² /año o equivalentes horas pico sol (kWh/kWp·año)	1500–2000 kWh/kWp·año en zonas altas de irradiancia
PR	Performance Ratio (rendimiento global del sistema) incluye pérdidas térmicas, cableado, inversores, orientación, etc.	adimensional	0.75–0.85

Con datos del SFV; se cuenta con los siguientes datos para el cálculo de la generación de energía anual:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{inst}} &= 4.4 \text{ kWp} \\
 H_{\text{sol}} &= 1,800 \text{ kWh/kWp} \cdot \text{año} \quad [19]
 \end{aligned}$$

$$PR = 0.80$$

Entonces: $E_{\text{anual}} = 4.4 \times 1800 \times 0.80 = 6,336 \text{ kWh/año}$

El análisis del SFV evidencia que los valores de irradiancia estimados por la NASA tienden a sobreestimar los obtenidos mediante mediciones locales. Esto no implica que la base de datos de la NASA sea incorrecta; simplemente refleja la dispersión natural entre fuentes teóricas y experimentales, derivada de los métodos de modelado satelital frente a las mediciones directas en sitio. Esta comparación permite comprender las diferencias esperables y ajustar adecuadamente los modelos de diseño fotovoltaico. En el capítulo siguiente se presentan los resultados del análisis comparativo entre los datos teóricos y los experimentales. Se describen los detalles de la variabilidad observada, las tendencias identificadas y las implicaciones para el diseño y la validación de SFV [20].

4.5 Cálculo del factor de corrección

El factor de corrección es un coeficiente adimensional que se utiliza para ajustar datos teóricos o modelados de irradiancia solar (comúnmente provenientes de bases de datos satelitales, como la de la NASA) a las condiciones reales del sitio de estudio. Su aplicación permite reducir la sobreestimación o subestimación inherente a los modelos teóricos, incorporando los efectos locales de la nubosidad, los aerosoles, la altitud, el microclima y las condiciones atmosféricas, que estos no resuelven plenamente [21].

El factor de corrección se define como la relación entre la irradiancia (o irradiación) medida experimentalmente y la estimada teóricamente (ver Ec. 4.5):

$$k = \frac{H_{\text{real}}}{H_{\text{teórica}}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

k Es el factor de corrección (adimensional),
 H_{real} Irradiación medida en sitio (kWh/m²·día o kWh/m²·año),

$H_{teórica}$ Irradiación obtenida de bases de datos teóricas o satelitales (kWh/m²·día o kWh/m²·año).

Una vez determinado el factor de corrección, el valor corregido de irradiación se obtiene aplicando la ecuación 4.6:

$$H_{corregida} = k \cdot H_{teórica} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Según Huld et al. (2012), el uso del factor de corrección permite que otros parámetros, como la Hora Solar Pico (HSP) y la estimación de la energía generada, reflejen de manera más realista el comportamiento del sistema fotovoltaico en condiciones operativas locales. De esta forma, se mejora la confiabilidad del dimensionamiento, la evaluación del desempeño y la comparación con la producción real del SFV.

Se recomienda aplicar el factor de corrección en los siguientes escenarios [20]:

1. Cuando no se dispone de series históricas completas de mediciones in situ y se emplean exclusivamente datos teóricos o satelitales.
2. Cuando se detecta una sobreestimación sistemática de la irradiancia teórica respecto de las mediciones locales o de la generación real de un SFV.
3. En estudios de factibilidad, para reducir la incertidumbre en la estimación del potencial solar.
4. En evaluaciones comparativas entre distintas fuentes de datos (teóricas vs. experimentales).

No se recomienda su aplicación cuando se dispone de mediciones locales continuas y confiables, ya que en ese caso los datos experimentales deben prevalecer sobre los teóricos. En resumen, según Gueymard, et al. (2016), la aplicación de un factor de corrección a los datos teóricos de irradiancia permite ajustar las estimaciones del recurso solar a las condiciones reales del sitio, reduciendo la incertidumbre asociada a los modelos satelitales y mejorando la confiabilidad en el análisis y el dimensionamiento de SFV [21].

Referencias

1. Localización: San Pedro Zacachimalpa, Puebla. Pue.
https://earth.google.com/web/@18.93660646,-98.15590158,2113.01578954a,592.16786997d,35y,-0h,0t,0r/data=CgRCAGgBQgIIAEoNCP_wEQAA?authuser=7&hl=es
2. NASA (National Aeronautics and Space Administration): base de datos POWER Data Access Viewers <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
3. PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): Joint Research Centre de la Comisión Europea, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR
4. GSA (Global Solar Atlas): World Bank Group y ESMAP. <https://globalsolaratlas.info/map?c=18.942778,-98.156111,11&s=18.942778,-98.156111&m=site>
5. SunCalc (Cálculo Solar): <https://www.suncalc.org/#/18.9371,-98.1562,18/2025.11.19/21:31/1/1>
6. Nelson, J. (2003). The Physics of Solar Cells. London: Imperial College Press. <https://doi.org/10.1142/p276>
7. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable Power Generation Costs in 2022. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
8. Perlin, J. (2013). Let It Shine: The 6,000-Year Story of Solar Energy. Novato, CA: New World Library. ISBN 978-1-60868-132-7
9. International Electrotechnical Commission (IEC). (2021). IEC 61724-1: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Geneva, Switzerland: IEC.
10. Liu, G., Yu, W., & Zhu, L. (2018c). Condition classification and performance of mismatched photovoltaic arrays via a pre-filtered Elman neural network decision making tool. Solar Energy, 173, 1011-1024. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.044>

11. Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto: Academic Press. ISBN 978-0-12-373750-2
12. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4th ed.). Hoboken, NJ: John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
13. Gueymard, C. A. (2003b). The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76(4), 423-453. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.039>
14. Los Movimientos de la Tierra y las Estaciones del año. Mundo Aeronáutico <https://www.youtube.com/watch?v=Kbrq-ZGipJQ&t=788s>
15. Berger, A. (1988). Milankovitch theory and climate. *Reviews of Geophysics*, 26(4), 624–657. <https://doi.org/10.1029/RG026i004p00624>
16. Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., & Shelby, J. (2018). The National Solar Radiation Database (NSRDB). National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68913.pdf>
17. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC) y Unidades de Verificación. <https://platiica.economia.gob.mx/evaluacion-de-la-conformidad/>
18. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. IEEE Press. Autor Gilbert M. Masters Edición 2 Editor John Wiley & Sons, 2013 ISBN 1118633490, 9781118633496 Largo 720
19. Hernández-Escobedo, Q. & Rodríguez-García, E. & Saldaña-Flores, R. & Fernández-García, A. & Manzano-Agugliaro, F., 2015. "Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 43(C), pages 216-238. Handle: RePEc:eee:rensus:v:43:y:2015:i:c:p:216-238 DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.
20. D. Yang, J. M. Bright Worldwide validation of 8 satellite-derived and reanalysis solar radiation products: A preliminary evaluation and overall

metrics for hourly data over 27 years. Solar Energy, 2020. DOI:
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.016>

21. Solar irradiance time series derived from high-quality measurements, satellite-based models, and reanalyses at a near-equatorial site in Brazil. Author Germán Salazar a b, Christian Gueymard c, Janis Bezerra Galdino a, Olga de Castro Vilela a, Naum Fraidenraich <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.10947>

8

Capítulo 5: Resultados y discusión

En este capítulo se muestran y se comparan los resultados obtenidos tanto de fuentes teóricas (NASA, NREL, PVGIS, GSA y Sun Calc) como de fuentes experimentales (RAMM CU2, RAMM DIAU, CONAGUA), mediante un análisis detallado de la irradiancia en la zona de estudio seleccionada. Esta comparación entre ambos conjuntos de datos permite evaluar la capacidad predictiva de los modelos de estimación empleados en este caso, basados en datos satelitales proporcionados por la NASA, frente a las condiciones reales registradas en el sistema de monitoreo instalado o en la estación meteorológica RAMM CU2, así como cuantificar la incertidumbre inherente al aprovechamiento eficiente del recurso solar en esta zona de estudio [1].

Las fuentes consultadas con mayor información sobre datos teóricos y experimentales se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Relación de fuentes consultadas, indicando los meses con registro de datos.

	2023												2024											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
NASA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
NREL										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PVGIS										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GSA										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SUNCALC										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
RAMM CU2										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				
RAMM DIAU	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CONAGUA	X	X	X							X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X

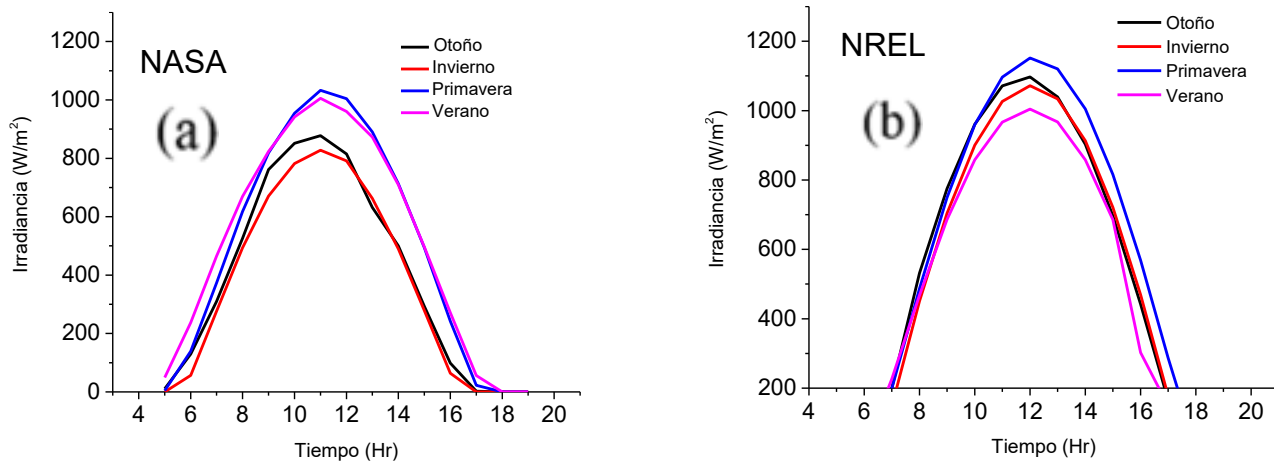
5.1 Resultados de datos teóricos

En la Fig. 5.1, incisos (a), (b), (c), (d) y (e), se presentan los perfiles de irradiancia obtenidos a partir de las bases de datos teóricas mencionadas, para un día representativo de cada estación del año. Se observa que el valor máximo de la irradiancia corresponde a la

primavera, seguido del verano. En contraste, las curvas correspondientes al otoño y al invierno presentan niveles de irradiancia más bajos durante el día.

Este comportamiento se explica por la inclinación del eje terrestre y la posición relativa del Sol respecto de la zona de estudio (Puebla, México), ubicada en latitudes medias del hemisferio norte. Durante la primavera (del 21 de marzo al 20 de junio) y el verano (del 21 de junio al 21 de septiembre), el ángulo de incidencia de la radiación solar es más directo y el día es más largo, lo que se traduce en un mayor aprovechamiento energético. En cambio, durante el otoño (del 22 de septiembre al 20 de diciembre) y el invierno (del 21 de diciembre al 20 de marzo), los días son más cortos y el ángulo solar es más bajo, lo que reduce la intensidad de la irradiación [3].

A continuación, se presenta una muestra de irradiancia por estación (Fig. 5.1) para determinar la dispersión entre fuentes y seleccionar la fuente con un comportamiento típico y valores congruentes con la constante universal de irradiancia, con los siguientes resultados:



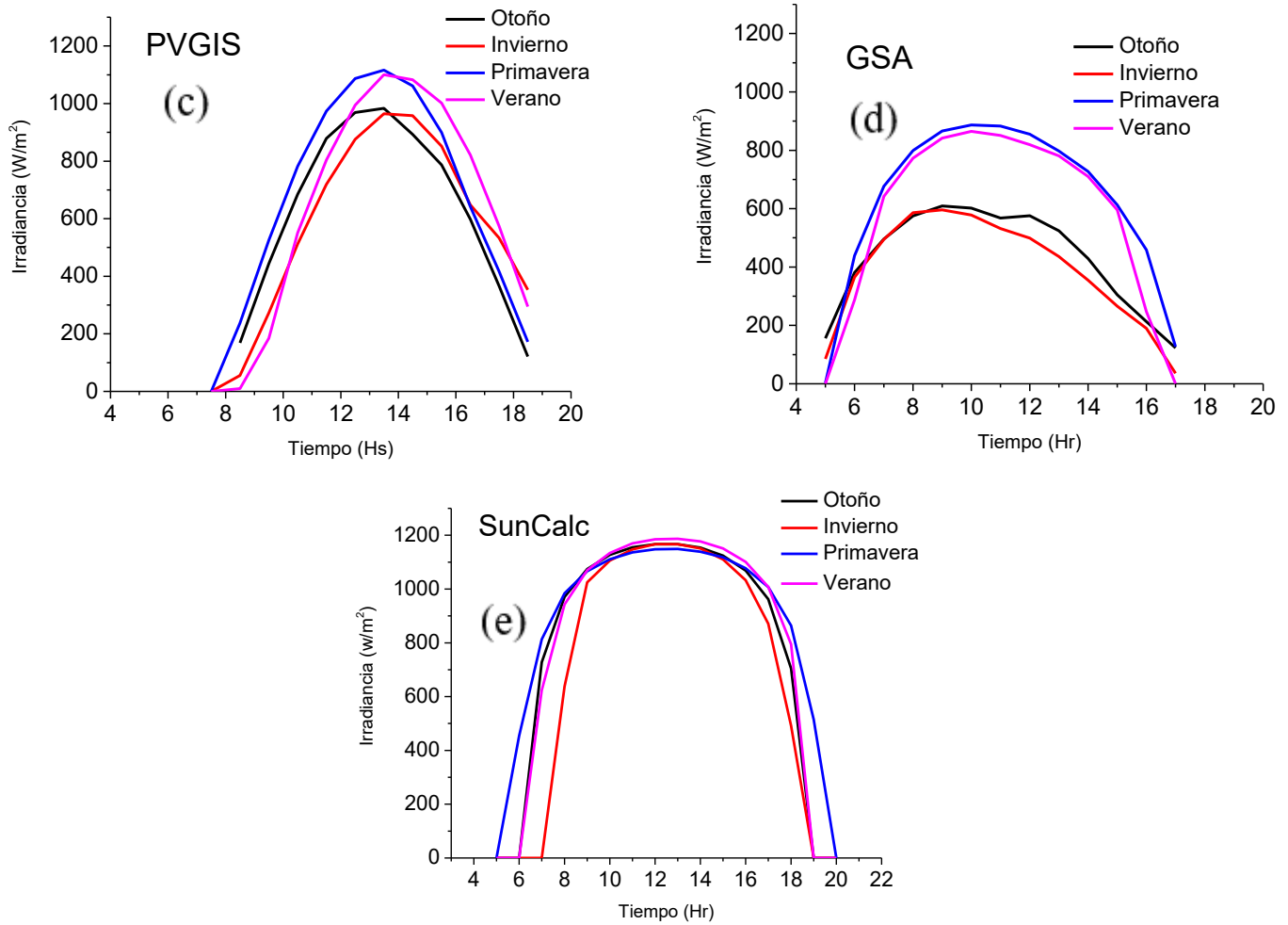


Figura 5.1 Irradiancia de fuentes teóricas, muestra de un día por estación (a)

NASA, (b) NREL, (c) PVGIS, (d) GSA y (e) SunCalc.

Para una mejor visualización, en la tabla 5.2 se presentan los valores de la Fig. 5.1. Donde podemos observar el comportamiento de cada fuente y en cada estación.

Tabla 5.2. Valores de irradiación (Wh/m^2) de fuentes teóricas; muestra 1 día por estación y por fuente.

AÑO	ESTACION	NASA	NREL	PVGIS	GSA	SUN-CALC
2023	Otoño	5,802	9,018	7,540	4,958	12,576
2023	Invierno	5,394	9,135	6,809	7,413	11,476
2024	Primavera	7,703	10,672	7,927	8,067	12,737
2024	Verano	7,534	8,971	6,914	5,417	13,629

El análisis comparativo de la irradiancia teórica entre las distintas bases de datos (NASA, NREL, PVGIS, GSA y SUN-Calc) evidencia la variabilidad entre los modelos y fuentes de estimación satelital comúnmente utilizados para evaluar el recurso solar. En la Fig. 5.1 se observa una tendencia general de incremento de la irradiancia durante los periodos de primavera y verano, coherente con la mayor declinación solar y el aumento de las horas de insolación. Sin embargo, las discrepancias entre fuentes reflejan diferencias metodológicas en la modelación de la radiación, en la resolución espacial de los satélites y en los algoritmos de corrección atmosférica empleados [4].

En particular, los valores más elevados reportados por SUN-Calc y NREL pueden atribuirse al uso de modelos empíricos con menor atenuación por la nubosidad y los aerosoles, lo que tiende a sobreestimar la radiación incidente en condiciones reales. Por el contrario, las estimaciones de GSA presentan valores más conservadores, debido a su ajuste a datos históricos validados por la empresa Solargis, que utiliza coeficientes de pérdida atmosférica más rigurosos. PVGIS y NASA muestran valores intermedios, lo que confirma su estabilidad como fuentes de referencia para la estimación de la irradiancia media a nivel regional [4].

Estas diferencias subrayan la importancia de validar los modelos teóricos mediante mediciones experimentales locales, como las proporcionadas por la Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM), a fin de ajustar los factores de corrección específicos de cada zona. En síntesis, la comparación permite identificar el rango de incertidumbre entre fuentes y determinar qué modelos son más representativos del sitio de estudio, lo que constituye un paso esencial para estimar de forma confiable el potencial energético solar y el diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos [5].

Cabe destacar la importancia del cálculo de la Hora Solar Pico (HSP), que representa el número de horas en las que la irradiancia solar promedio alcanza $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, un estándar internacionalmente utilizado para el dimensionamiento y el análisis de sistemas fotovoltaicos. En términos prácticos, la HSP condensa la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal o inclinada en un único parámetro horario, lo que permite expresar la radiación diaria en unidades de energía por potencia estándar ($\text{kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$).

El cálculo de la HSP es fundamental para la evaluación del recurso solar y del potencial energético de una zona, ya que permite comparar distintas fuentes de irradiancia (tanto teóricas como experimentales) con una misma referencia. En el contexto del presente estudio, la determinación de la HSP en cada estación del año permite analizar la variabilidad estacional de la radiación disponible y estimar la energía útil que un sistema fotovoltaico podría generar en condiciones reales [6].

Asimismo, la HSP es un parámetro clave para el dimensionamiento óptimo de sistemas FV, ya que se utiliza para estimar la potencia instalada requerida y los posibles rendimientos diarios, mensuales o anuales de un conjunto de paneles. En la práctica, su empleo facilita la comparación entre ubicaciones, estaciones o modelos de estimación (NASA, PVGIS, NREL, GSA, Sun-Calc, entre otros), aportando un criterio homogéneo para el análisis técnico del recurso solar y la eficiencia de conversión de los sistemas evaluados. Para fines ilustrativos, se calcula la hora pico solar (HSP) según se indica en la Ec. 5.1:

$$HSP = \frac{\text{Irradiación}}{\frac{kWh}{m^2}} = \frac{kWh}{m^2 \frac{kWh}{m^2}} = h \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Quedando, la HSP para la irradiancia teórica, como se muestra en la tabla 5.3:

Tabla 5.3. Cálculo de la hora solar (h) a partir de fuentes teóricas.

Estación	NASA HSP (h)	NREL HSP (h)	PVGIS HSP (h)	GSA HSP (h)	SUN-Calc HSP (h)
Otoño	5.8	9.0	7.5	5.0	12.6
Invierno	5.4	9.1	6.8	7.4	11.5
Primavera	7.7	10.7	7.9	8.1	12.7
Verano	7.5	9.0	6.9	5.4	13.6

Estos valores representan las horas equivalentes de sol pleno diarias en cada estación, útiles para estimar el potencial energético. Como se observa en la Fig. 5.2, el valor de la muestra de irradiancia de un día por estación y su HSP correspondiente.

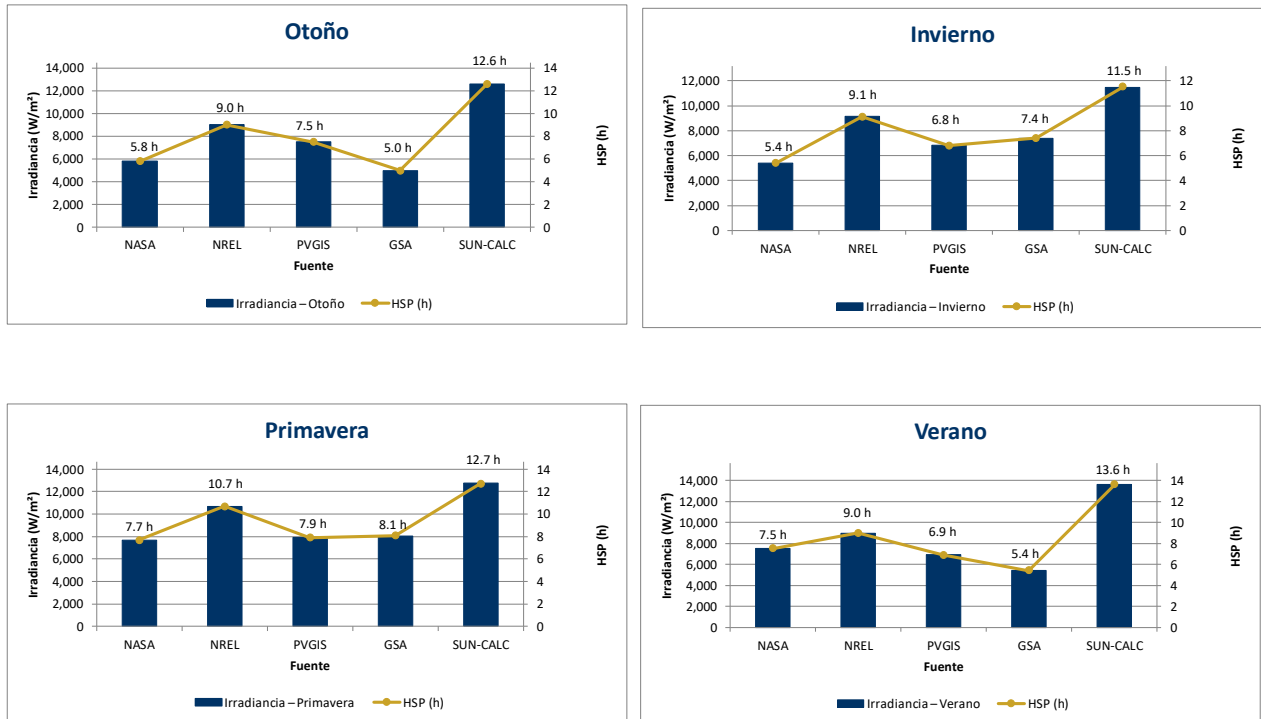


Figura 5.2. Gráfica de irradiación teórica, comparativa por estación y fuente.

El análisis comparativo de la irradiancia teórica obtenida a partir de distintas bases de datos (NASA POWER, NREL, PVGIS, GSA y SUN-Calc) permite observar la variabilidad entre los modelos de estimación satelital empleados para evaluar el recurso solar. Los valores máximos se registran durante la primavera y el verano, que coinciden con la mayor declinación solar y la mayor exposición a las horas de irradiación o insolación en el hemisferio norte, mientras que el otoño e invierno presentan niveles más bajos debido a la menor altura solar y a la menor duración del día [7].

Estas variaciones estacionales confirman el papel determinante de los parámetros astronómicos (como la declinación solar, el ángulo cenital y la excentricidad de la órbita terrestre) en la modulación del flujo energético incidente sobre la superficie terrestre [8]. En el contexto de la zona de estudio (Puebla, México), situada a 18.93° N, los periodos de máxima irradiancia se asocian con una mayor estabilidad atmosférica y una menor nubosidad promedio, lo que favorece un aprovechamiento solar más eficiente.

La comparación entre fuentes muestra, además, diferencias metodológicas: SUN-Calc y NREL tienden a sobrestimar los valores debido al uso de modelos empíricos de cielo despejado con correcciones limitadas a los efectos de los aerosoles, mientras que GSA ofrece resultados más conservadores al integrar ajustes radiativos y la validación con estaciones de campo. PVGIS y NASA, en cambio, proporcionan valores intermedios y consistentes, con variaciones moderadas ($< 14.8\%$) entre estaciones, lo que respalda su fiabilidad como referencia para estudios regionales del recurso solar [8]. Estas diferencias evidencian la necesidad de combinar análisis teóricos con mediciones experimentales locales para reducir la incertidumbre asociada a los modelos satelitales.

La Tabla 5.2 sintetiza los valores de irradiancia (muestra) por estación y fuente, lo que refleja la dispersión de los datos teóricos. Dichas diferencias, si bien esperadas, resultan críticas al evaluar el potencial energético de una zona, pues una sobreestimación de la irradiancia puede conducir a errores en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y, en consecuencia, a desviaciones en la estimación de la energía generada. En ese sentido, las fuentes de datos con mayor validación empírica (como GSA y PVGIS) constituyen un punto de partida más realista para estudios de planeación energética.

Por otra parte, el cálculo de la Hora Solar Pico (HSP) constituye una herramienta complementaria para interpretar estos resultados. Este parámetro, definido como el número de horas equivalentes en las que la irradiancia alcanza 1000 W m^{-2} , permite expresar la energía diaria incidente en horas, lo que simplifica la evaluación del recurso solar disponible. La HSP facilita la comparación entre estaciones y modelos teóricos, y su determinación (Tabla 5.3) muestra una clara correlación con las tendencias de la irradiancia: los valores más altos corresponden a primavera y verano, con rangos de 6 a 8 HSP, mientras que otoño e invierno presentan promedios de 4 a 5 HSP.

En términos prácticos, la HSP es un parámetro de diseño fundamental para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que permite estimar la energía útil diaria (ver la ecuación Ec. 5.2) [7]:

$$E = P \times \text{HSP} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

E	Energía generada o disponible	(kWh)
P	Potencia nominal del sistema fotovoltaico	(kW)
HSP	Horas Sol Pico	(h)

La ecuación 5.2 es una de las relaciones fundamentales para estimar la energía generada o aprovechable en un sistema fotovoltaico. Y evaluar la relación entre la radiación disponible y la potencia instalada. Por ello, la comparación de resultados teóricos mediante la HSP no solo valida la coherencia estacional de los modelos, sino que también sienta las bases para el análisis de la concordancia con los datos experimentales obtenidos mediante la Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM-CU2), que se presentarán en la siguiente sección.

En conjunto, los resultados teóricos (Fig. 5.3) confirman que la región de estudio presenta un recurso solar estable y de alta disponibilidad, con un promedio anual superior a $5 \text{ kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$ [9], lo que la posiciona como un sitio con gran potencial para la generación fotovoltaica interconectada a la red. Sin embargo, las diferencias entre modelos recalcan la importancia de realizar calibraciones locales que consideren las condiciones atmosféricas reales, la topografía y la orientación del plano receptor, a fin de garantizar proyecciones más precisas del rendimiento energético.

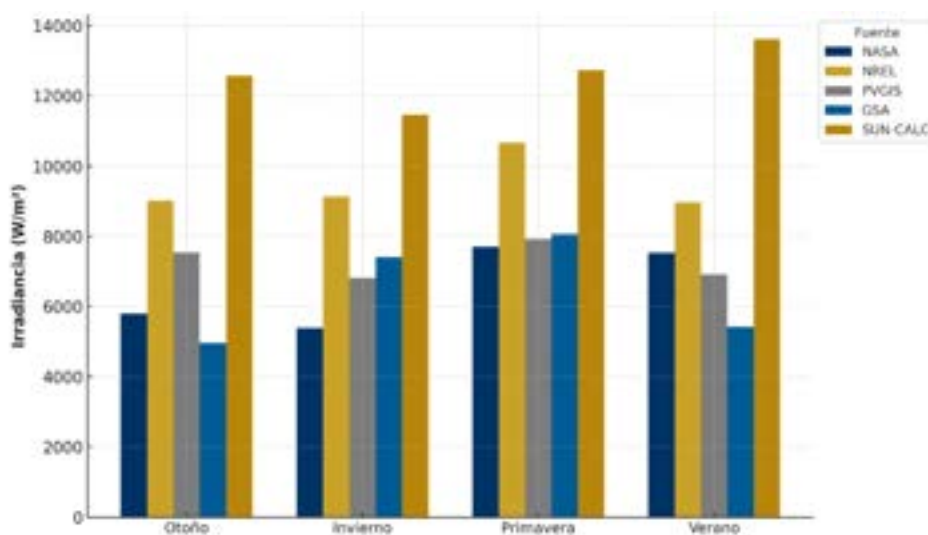


Figura 5.3 Gráfica de comparativo de irradiancia de fuentes teóricas por estación.

5.2 Resultados datos experimentales

La Fig. 5.4 y las tablas 5.4, 5.5 muestran que, para cada estación del año, la irradiancia registrada por RAMM CU2 tiende a ser mayor que la registrada por RAMM DIAU, lo que podría atribuirse a variaciones en la instrumentación, en la orientación de los sensores, en las condiciones de sombra o de mantenimiento, o a microclimas locales. Este tipo de discrepancias se han documentado en estudios de validación de instrumentos de radiación solar, que destacan que la calidad, la calibración y la ubicación de las estaciones desempeñan un papel crítico para asegurar la coherencia entre las redes [11].

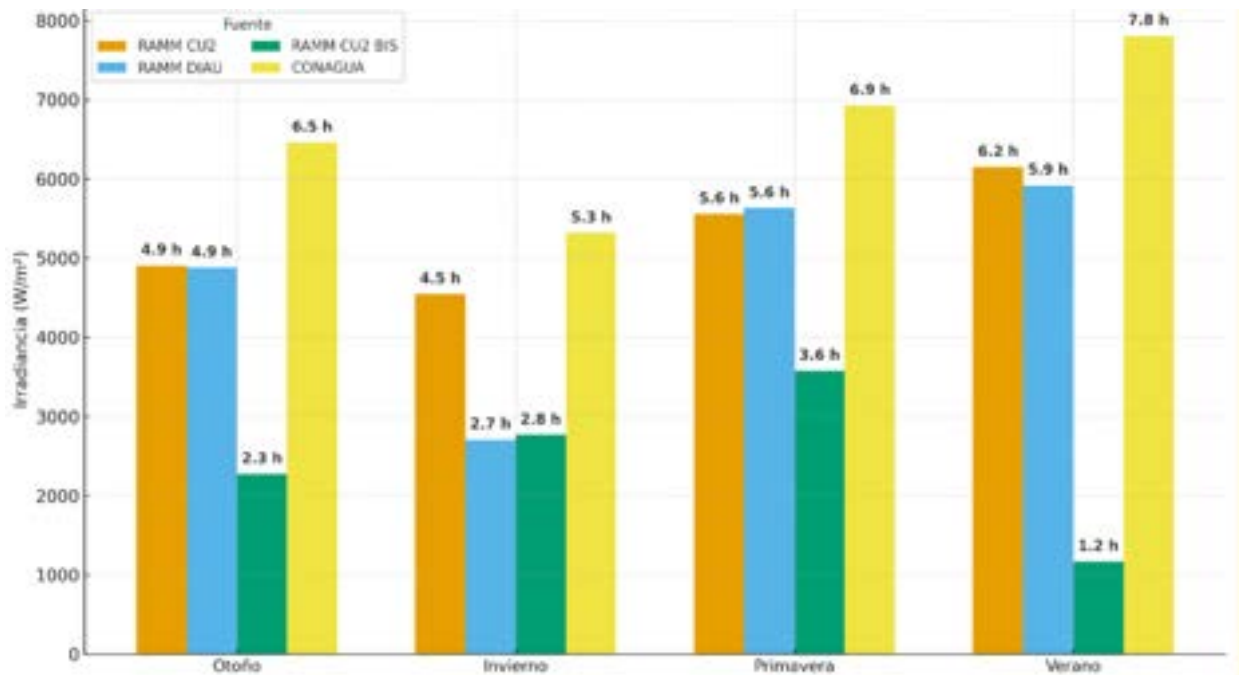


Figura 5.4 Irradiancia y HSP de fuentes experimentales

Tabla 5.4 Irradiación (Wh/m²) fuentes experimentales muestra por estación por fuente

AÑO	ESTACION	RAMM CU2 (Wh/m²)	RAMM DIAU (Wh/m²)	RAMM CU2 BIS (Wh/m²)	CONAGUA (Wh/m²)
2023	Otoño	4,907	4,883	2,273	6,460
2023	Invierno	4,547	2,708	2,769	5,319
2024	Primavera	5,560	5,632	3,580	6,927
2024	Verano	5,255	5,918	1,168	7,807

Tabla 5.5. Cálculo del promedio de horas solares (h) a partir de datos experimentales.

AÑO	ESTACION	RAMM CU2 HSP (h)	RAMM DIAU HSP (h)	RAMM CU2 BIS HSP (h)	CONAGUA HSP (h)
2023	Otoño	4.9	4.9	2.3	6.5
2023	Invierno	4.5	2.7	2.8	5.3
2024	Primavera	5.6	5.6	3.6	6.9
2024	Verano	5.2	5.9	1.2	7.8

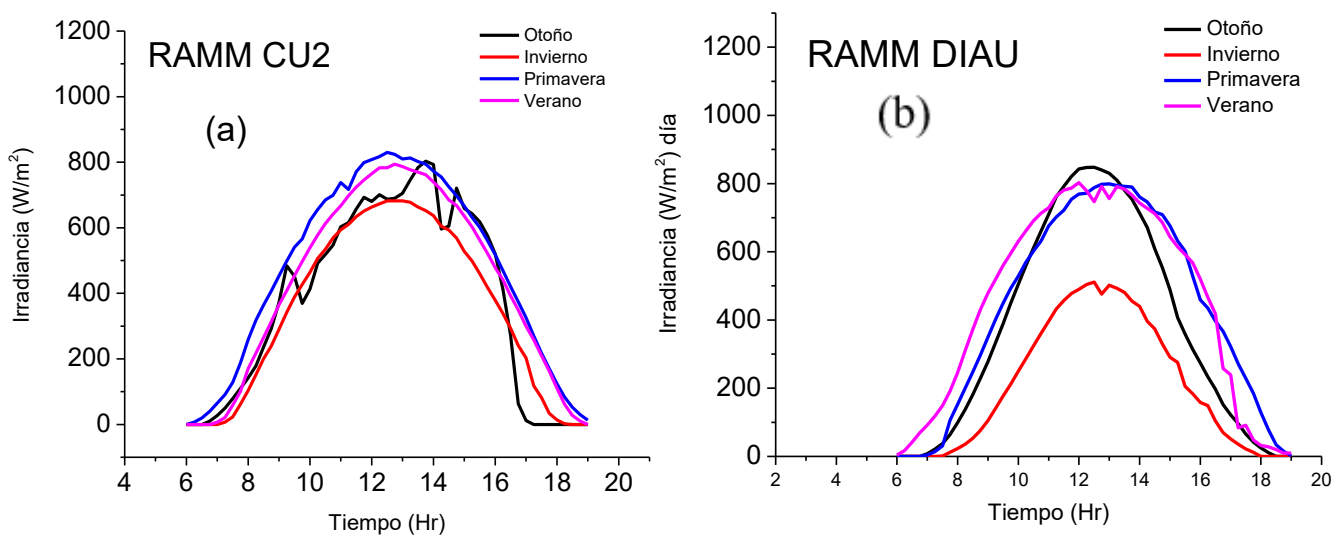
Desde una perspectiva estacional, los datos experimentales confirman el patrón esperado: irradiancias más altas en primavera y verano, y menores en otoño e invierno. Esto se relaciona directamente con la mayor altura del sol, la menor masa de aire y la menor trayectoria del rayo solar en los meses cálidos, así como con menores coberturas nubosas típicas de esos periodos. Sin embargo, la amplitud de las diferencias entre estaciones en los datos experimentales es menor que la observada entre algunas fuentes teóricas, lo que sugiere que las condiciones reales del sitio presentan atenuaciones (por nubes, aerosoles, ensuciamiento de los sensores, etc.) que suavizan la variabilidad estacional (un comportamiento coherente con lo señalado en el «Worldwide benchmark of modelled solar irradiance data») [12].

Asimismo, el cálculo de la Hora Solar Pico (HSP), presentado en la tabla 5.5 para cada estación, ofrece un parámetro para resumir el recurso en horas equivalentes a sol pleno (1000 W m^{-2}). Los valores confirman que la zona de estudio presenta rangos medios de HSP de 4.9 h en otoño, 4.5 h en invierno y 5.6 y 5.2 h en primavera y verano, respectivamente. Estos rangos permiten estimar la energía diaria del sistema fotovoltaico mediante la ecuación (5.1) de la página 76, integrando de manera concisa el recurso solar disponible [7].

Este análisis resulta relevante para el dimensionamiento y el diseño de sistemas fotovoltaicos. La diferencia entre las dos estaciones experimentales sugiere que, al proyectar la energía generada, es crucial adoptar el valor más conservador (RAMM DIAU) o incorporar un factor de corrección local que refleje las condiciones reales del sitio. Además, dado que los resultados están mediados por condiciones atmosféricas específicas (humedad, limpieza del sensor, velocidad del viento), es recomendable incluir un análisis de incertidumbre asociado a la HSP y considerar factores de degradación o de ensuciamiento, de acuerdo con las prácticas internacionales de monitoreo [13].

Es decir, los datos experimentales validan el recurso solar de la zona como apto para la generación fotovoltaica y evidencian la importancia de contar con mediciones locales de calidad. Este enfoque permite ajustar la estimación del potencial energético, reducir sesgos de sobreestimación inherentes a los datos teóricos o satelitales y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos con base en las condiciones reales del entorno.

Por otra parte, los resultados obtenidos a partir de fuentes experimentales permiten analizar de manera integral el comportamiento de la radiación solar y de las variables atmosféricas en el sitio de estudio. Los datos registrados por la RAMM CU2 y la RAMM DIAU se procesaron y depuraron para eliminar valores atípicos, garantizando la coherencia temporal de las mediciones de irradiancia global, temperatura ambiente, humedad relativa y velocidad del viento. En cuanto a la RAMM CU2 BIS, no se consideró por su amplia dispersión con RAMM CU2, debido a la variación de los datos registrados. Posteriormente, se compararon los valores observados con los registros históricos de la CONAGUA para validar su consistencia y contextualizar las variaciones interanuales o estacionales. La integración de estas bases experimentales permitió generar series representativas, gráficas comparativas (Fig. 5.5) de la irradiancia, que sustentan la estimación del potencial energético solar en la zona de estudio.



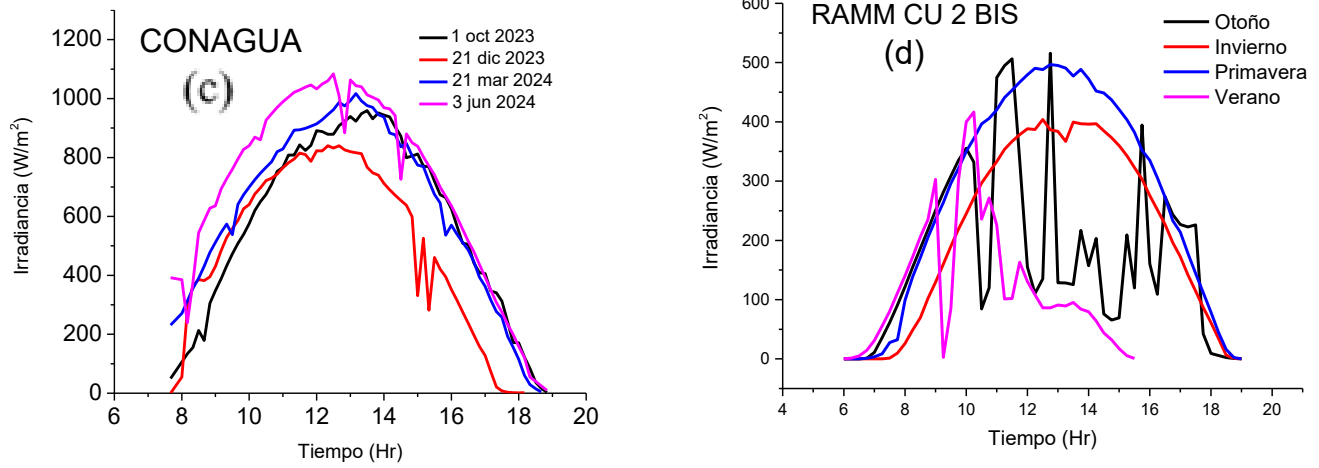


Figura 5.5. Gráfica de irradiancia de fuentes experimentales: a, b, c y d.

Los valores de irradiación de la Fig. 5.6 se presenta en la tabla 5.4. Y conforme Ec. 5.1 Se calcula la hora solar pico (HSP), que se muestra en la tabla 5.6.

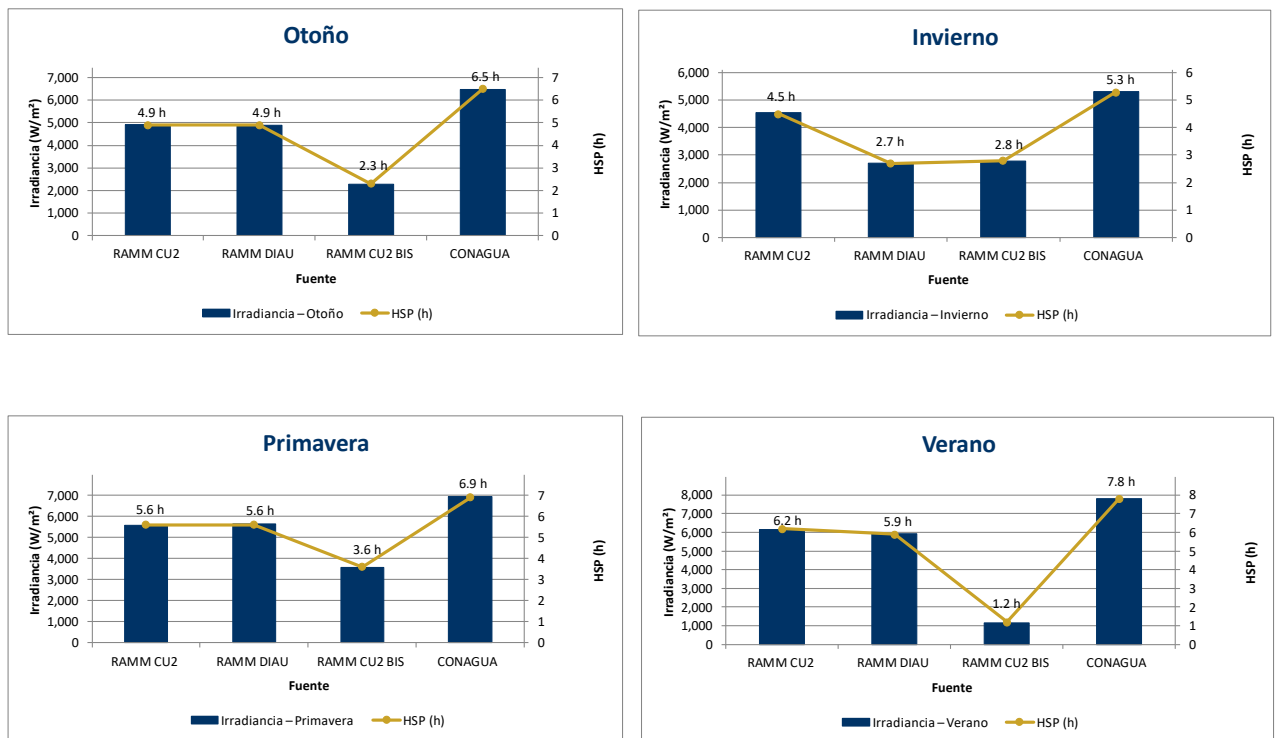


Figura 5.6 Irradiación experimental comparativa por estación y fuente.

Los datos obtenidos de las estaciones experimentales de la Red Automática de Monitoreo Meteorológico RAMM CU2 y de la Red Automática de Monitoreo Meteorológico DIAU permiten una evaluación detallada del recurso solar en el sitio, así como de las variables ambientales asociadas (temperatura, humedad relativa y velocidad del viento) en la zona de estudio. Tras la limpieza de datos y la eliminación de valores atípicos, las series resultantes proporcionan un panorama confiable del comportamiento estacional de la irradiancia global, lo cual es esencial para estimar el potencial energético solar.

5.3 Comparativo de bases de datos NASA y RAMM CU2

La elección de las bases de datos NASA y RAMM CU2 se fundamenta en criterios de representatividad, fiabilidad y validez científica indispensables para el análisis del recurso solar en la región de estudio. En las investigaciones sobre el potencial solar, la precisión y la consistencia de los datos de irradiancia son determinantes para la caracterización energética del sitio (ver Tabla 5.6). Por ello, se seleccionaron fuentes complementarias que abarcan tanto la escala global (NASA) como la medición local (RAMM CU2), lo que permite una validación cruzada robusta entre los datos teóricos y experimentales (Fig. 5.9) [13].

Tabla 5.6. Valores de irradiación y de HSP de las fuentes seleccionadas para el análisis.

Estación	NASA (Teórica) (Wh/m ²)	NASA HSP (h)	RAMM CU2 (Experimental) (Wh/m ²)	RAMM CU2 HSP (h)
Otoño	5,802	5.8	4,907	4.9
Invierno	5,394	5.4	4,547	4.5
Primavera	7,703	7.7	5,560	5.6
Verano	7,534	7.5	5,255	5.2

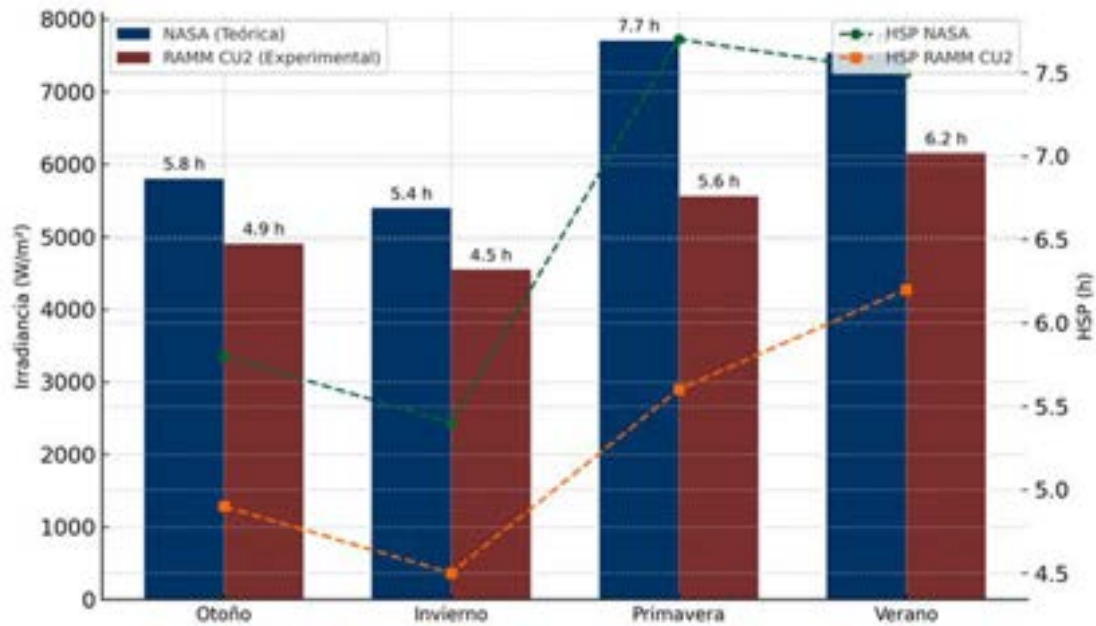


Figura 5.9 Gráfica comparativa de irradiación y HSP de fuentes teórica y Experimental seleccionadas para estudio.

La base de datos de la National Aeronautics and Space Administration (NASA), a través del proyecto Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER), ofrece registros de irradiancia global, directa y difusa con una resolución temporal diaria y espacial de 0.5° , derivados de modelos radiativos integrados con observaciones satelitales y reanálisis atmosféricos [15]. Su principal ventaja radica en la homogeneidad metodológica y la continuidad histórica de los datos, que permiten identificar patrones interanuales y tendencias de largo plazo. La NASA constituye una referencia estándar en estudios de energía solar a nivel internacional, avalada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) en las guías técnicas sobre el modelado solar [16].

En las Fig. 5.10 y 5.11 se presentan gráficas de las fuentes recopiladas, en las que se observa concordancia (con cierto sesgo de sobreestimación por parte de la NASA respecto de la RAMM CU2).

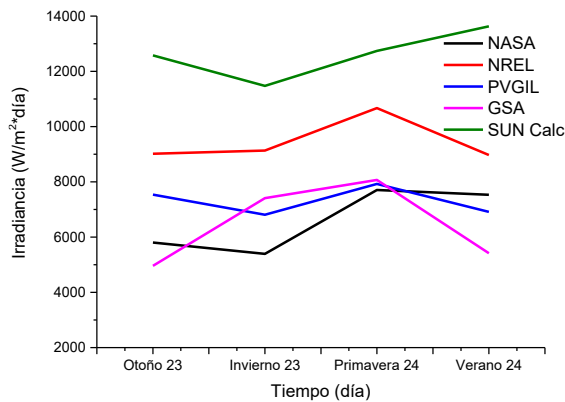


Figura 5.10. Gráficas de datos teóricos, irradiación de un día por estación del año.

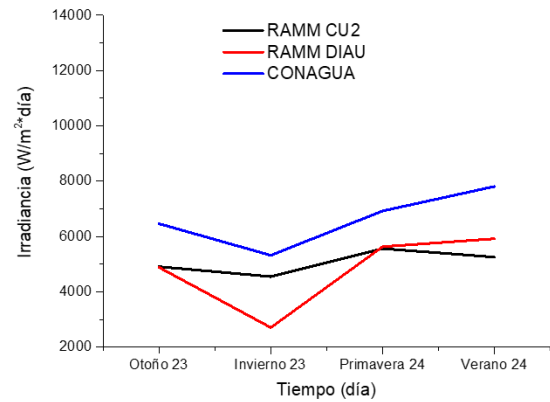


Figura 5.11. Gráficas de datos experimentales, irradiación de un día por estación del año

La combinación de ambas fuentes permite realizar un análisis integral del recurso solar. Mientras la NASA aporta una perspectiva muy espacial y de largo plazo, la RAMM CU2 ofrece información de alta resolución y representatividad local. Este enfoque dual fortalece el proceso de validación entre modelos satelitales y mediciones experimentales, reduciendo los márgenes de error e incrementando la fiabilidad del análisis estadístico. En particular, la correlación entre ambas bases facilita la determinación de coeficientes locales de ajuste de la irradiancia global, así como la estimación precisa de la Hora Solar Pico (HSP) y del rendimiento energético teórico de los sistemas fotovoltaicos en condiciones reales de operación [17].

5.3.1 Análisis de la irradiación por estación y anualmente: NASA vs. RAMM CU2

Conforme al análisis efectuado de irradiación y HSP en la NASA, con muestra por estación (Tabla 5.7 y Fig. 5.12) y total anual (Tabla 5.8 y Fig. 5.13), y en RAM CU2, con muestra por estación (Tabla 5.10 y Fig. 5.14) y total anual (Tabla 5.11 y Fig. 5.15), se presentan los siguientes resultados [7].

Tabla 5.7. NASA: Irradiación promedio por estación.

Estación	NASA Irradiación (promedio estaciones) kWh/m ²
Primavera	7.3
Verano	6.5
Otoño	5.7
Invierno	5.2

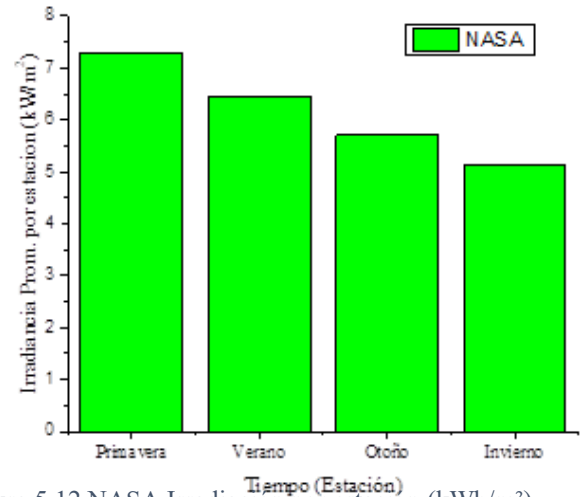


Figura 5.12 NASA Irradiación por estación (kWh/m²)

Tabla 5.8 NASA Irradiación anual

Tiempo (mes)	NASA Irradiación (mensual promedio) kWh/m ² · mes
Sep	196.3
Oct	164.1
Nov	152.8
Dic	140.4
Ene	154.9
Feb	168.6
Mar	222.2
Abr	217.7
May	217.1
Jun	185.1
Jul	195.9
Ago	199.4
Irradiación (anual) (kWh/m² · año)	2,214.5

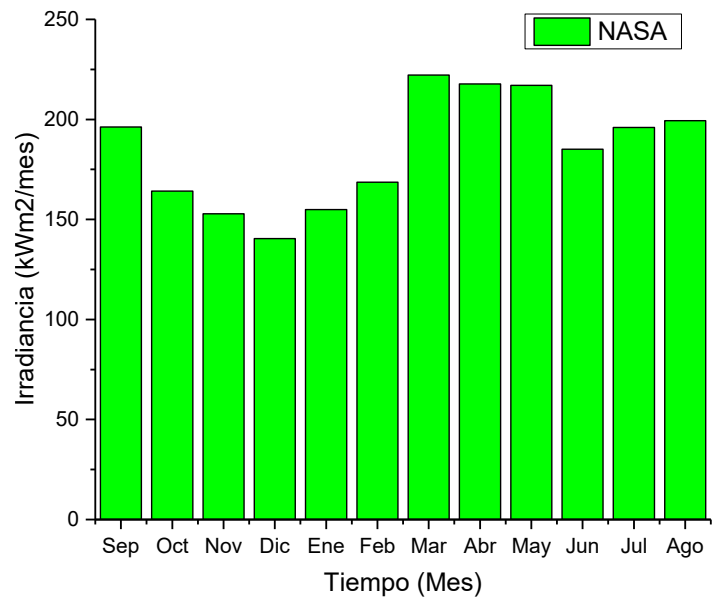


Figura 5.13 NASA Irradiación mensual (kWh/m²)

Tabla 5.10 RAMM CU2 Irradiación por estación

Estacion	RAMM CU2 Irradiación (promedio) kWh/m ²
Primavera	5.5
Verano	5.2
Otoño	4.9
Invierno	4.5

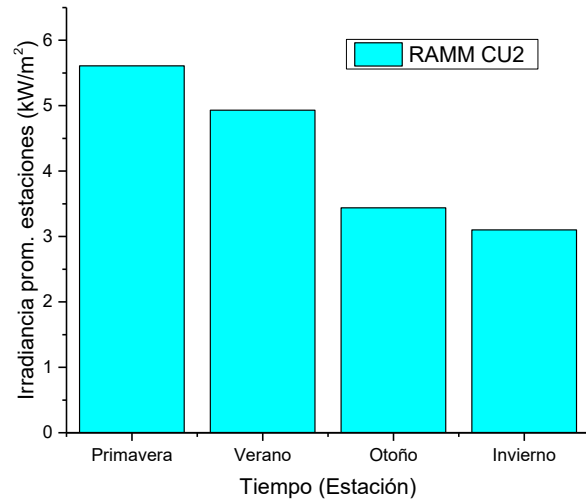


Figura 5.14 RAMM CU2 irradiación por estación
(kWh/m²)

Tabla 5.11 RAMM CU2 irradiación anual

Estación	RAMM CU2 Irradiación (promedio) kWh/m ²
Sep	113.35
Oct	107.27
Nov	92.37
Dic	99.38
Ene	115.24
Feb	119.85
Mar	168.35
Abr	171.98
May	175.61
Jun	142.56
Jul	153.91
Ago	157.31
Total (anual)	1617.17

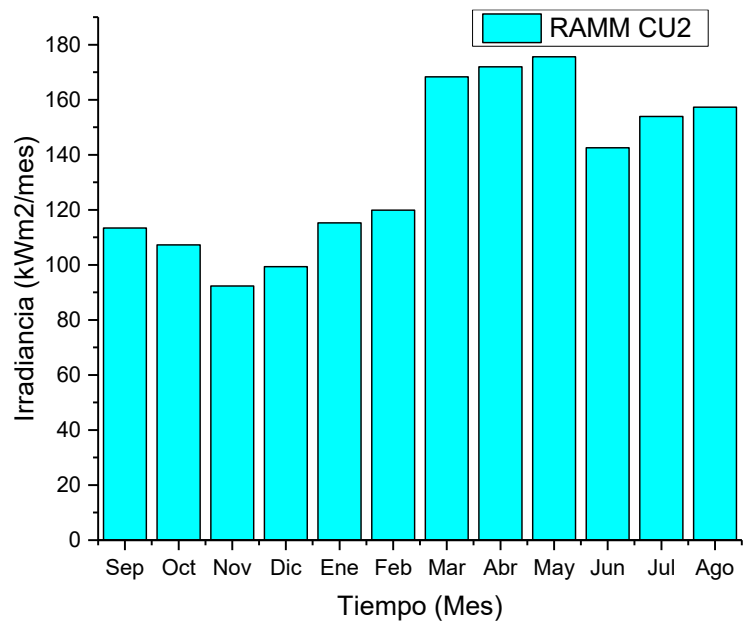


Figura 5.15 RAMM CU2 Irradiación por mes (kWh/m²)

El análisis estacional y anual de la irradiancia, obtenido a partir de fuentes teóricas de la NASA y de mediciones experimentales de la RAMM CU2, permite identificar un comportamiento solar consistente a lo largo del año en la zona de estudio. En ambos conjuntos de datos se observa una variación marcada por la estacionalidad, con valores de irradiancia más elevados durante la primavera y el verano, mientras que el otoño e invierno presentan reducciones asociadas principalmente a una mayor nubosidad y a una menor altura solar. Este patrón confirma la regularidad del recurso solar y su dependencia directa de las condiciones astronómicas y atmosféricas locales.

Al comparar los resultados, los valores estimados por la NASA tienden a ser superiores tanto en el análisis estacional como en el total anual, lo cual es consistente con el carácter promedio y regional de los modelos satelitales, que no siempre capturan con precisión los efectos locales de la nubosidad, los aerosoles y el microclima. Por su parte, los registros de la RAMM CU2 reflejan de manera más directa las condiciones reales del sitio, mostrando valores ligeramente menores, pero más representativos del comportamiento diario de la irradiancia. Esta diferencia resalta la importancia de complementar los datos teóricos con mediciones in situ para reducir la incertidumbre en la estimación del recurso solar y mejorar la confiabilidad en el diseño y el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Se cuenta con datos de colaboración de un SFV instalado, que resultarán útiles para fines comparativos. Los valores del SFV (ver tabla 5.12) son los siguientes:

Tabla 5.12. Valores de SFV.

Planta: HORNO DE LA CHINA -CHINA POBLANA			
Capacidad instalada	4.40	(kWp)	Potencia pico máxima que pueden generar todos los paneles solares juntos en condiciones ideales.
Generación anual	6,641.00	(kWh)	
Generación promedio diaria	18.19	(kWh)	
Área total de 8 paneles	19.59	(m ²)	
Irradiación anual / panel	339.00	(kWh/m ²)	Es la energía eléctrica que se espera que el sistema genere durante un año y dependerá de la radiación solar real, de la eficiencia del sistema y de las pérdidas.
Horas a plena carga	1,509.32	(h)	(entre 365 días = 4,13 h efectivas/día) Horas efectivas de operación al año, que representan el tiempo real de funcionamiento útil a la potencia nominal.

Nota: El consumo promedio del usuario: 1,252 kWh por bimestre.

En la tabla 5.13 se muestran: la generación de energía eléctrica y las horas solares anuales. Así como la capacidad instalada en la tabla 5.12, que consta de 8 paneles solares de 550 W cada uno.

Tabla 5.13 Generación mensual y anual de SFV (período 2023).

Tiempo (mes)	Fecha	SFV Generación (kWh · mes)	SFV Horas a plena carga (h · mes)
1	01/2023	596	135.5
2	02/2023	494	112.3
3	03/2023	602	136.8
4	04/2023	608	138.2
5	05/2023	538	122.3
6	06/2023	550	125.0
7	07/2023	510	115.9
8	08/2023	512	116.4
9	09/2023	596	135.5
10	10/2023	555	126.1
11	11/2023	562	127.7
12	12/2023	493	112.1
Total generación anual (kWh · año)		6,616.0	
Total horas a plena carga anuales (h · año)			1,503.6



Figura 5.16 Imagen del sistema fotovoltaico (SFV) en operación (colaboración).

En la siguiente sección se calcula la generación de electricidad a partir de los datos obtenidos en este trabajo, tanto teóricos, provenientes de la NASA, como experimentales, provenientes de RAMM CU2. Para contar con un tercer punto de referencia real, se toman valores del SFV, arriba mostrado: el Horno China Poblana.

5.4 Cálculo de la generación anual de la NASA y de la RAMM CU2

De acuerdo con Jed et al. (2021) [20], la estimación de la generación energética en un SFV se fundamenta en parámetros como la irradiancia incidente, el rendimiento del sistema (PR) y factores asociados a las pérdidas operativas, así como en la hora solar pico (HSP) y el factor de corrección (K), que permiten evaluar el desempeño real del sistema en condiciones de operación.

A continuación, se calculan dichos parámetros en función de los datos mostrados en tabla 5.14 para la NASA, y 5.15 para la RAMM CU2, que se muestran abajo.

Utilizando la ecuación 5.1, también se calcularon la irradiancia y las HSP que inciden en el SFV, como se indica en la Fig.5.18 y en la tabla 5.18. Cabe señalar que el *PR* Performance Ratio (adimensional), o índice de rendimiento total del sistema, se considera igual a 0.8, lo cual corresponde al promedio de la zona de estudio [21].

Tabla 5.14 Generación promedio por día NASA (período 2023 / 2024)

NASA Por Estación	Irradiación (1 día por estación) kWh/m ²	(E) Generación por día kWh/día	Irradiación (promedio estaciones) Kwh/m ²	(E) Generación (promedio estaciones) kWh/día
Primavera	7.2	25.5	7.3	25.7
Verano	4.5	15.8	6.5	22.7
Otoño	5.6	19.8	5.7	20.1
Invierno	5.4	18.9	5.2	18.1
Generación promedio por día (kWh/día)		20.0	(kWh/día)	21.6

$$P_{inst} = 4.4$$

$$PR = 0.8$$

$$E = P_{inst} \times HSP \times PR$$

Generación SFV	6641	kWh / año	18.19	kWh/día
----------------	------	-----------	-------	---------

Tabla 5.15 Generación promedio por día RAMM CU2 (periodo 2023 / 2024)

RAMM CU2 Por estaciones	Irradiación (1 día por estación) kWh/m ²	Generación por día kWh/ día	Irradiación (promedio estaciones) kWh/m ²	Generación (promedio estaciones) kWh/día
Primavera	5.6	19.6	5.6	19.7
Verano	4.6	16.1	4.9	17.4
Otoño	4.0	14.1	3.4	12.1
Invierno	3.5	12.3	3.7	13.1
Generación promedio día (kWh/día)		15.5	(kWh/día)	15.6

Posteriormente, se comparó la generación diaria del SFV (18.19 kWh·día) con la generación diaria y el promedio de las 4 estaciones (véase la tabla 5.16).

Tabla 5.16. Comparativo de la generación diaria entre las fuentes: SFV, NASA y RAMM CU2.

	Generación por día (kWh/día)	Diferencia Generación por día (kWh/día)	Diferencia %	Generación prom. por estación (kWh/día)	Diferencia por estación (kWh/día)	Diferencia %
SFV	18.19			18.19		
NASA	20	1.81	9.95%	21.6	-3.41	-18.75%
RAMM CU2	15.5	-2.69	-14.79%	15.6	2.59	14.24%

Por último, se calcula la generación anual tanto de la NASA como de la RAMM CU2 mediante la ecuación Ec. 5.1.

$$E = P_{inst} \times HSP \times PR \quad (Ec. 5.1)$$

Mostrando los resultados en la tabla 5.17:

Tabla 5.17 Generación anual en NASA y RAMM CU2.

NASA				RAMM CU2				Sistema FV			
Estación	NASA Irradiación diaria promedio (kWh / m²·día)	Días por estación	Subtotal (kWh / m²·estación)	RAMM CU2 Irradiación diaria promedio (kWh / m²·día)	Días por estación	Subtotal (kWh / m²·estación)	SFV Generación diaria promedio (kWh/día)	Días por estación	Subtotal (kWh /-estación)		
Primavera	7.3	90	657	5.6	90	504	18.8	90	1692		
Verano	6.5	91	592	4.9	91	446	18.7	91	1702		
Otoño	5.7	92	524	3.4	92	313	17.6	92	1619		
Invierno	5.2	92	478	3.7	92	340	17.5	92	1610		
Irradiación Total Anual (kWh/m² · año)			2,251	(kWh/m² · año)			(kWh/año)			6,623	
Generación anual kWh/día · año			7,925	kWh/día · año			kWh/día·año			6,623	
Dispersión fuentes vs SFV (generación)			19.7%	-14.8%							

Los resultados del cálculo de la generación anual a partir de las bases de datos de la NASA y de la RAMM CU2 (ver Tabla 5.17), al compararlos con los valores reales medidos del SFV, permiten evaluar críticamente el grado de confiabilidad y representatividad de dichas fuentes para estudios de estimación energética a escala local. En términos generales, se observa una discrepancia entre las fuentes de irradiación satelitales y los datos experimentales, lo cual es consistente con lo reportado en la literatura (según Gueymard, C. A., and Ruiz-Arias, J. A., 2016) para regiones con condiciones atmosféricas y microclimáticas particulares [22].

La sobreestimación del 19.7 % (Tabla 5.17) registrada en los datos de la NASA respecto al SFV, Gueymard, C. A. (2009) precisa puede atribuirse principalmente a la naturaleza promediada de los modelos satelitales, que integran grandes celdas espaciales y no capturan con precisión fenómenos locales como la nubosidad orográfica [23], los aerosoles urbanos y las variaciones térmicas diurnas (según la NASA), en sus reportes sobre los métodos con los que operan para la estimación de la irradiancia y variables meteorológicas [22]. Estos factores, según Gueymard, C. A. (2009), influyen directamente en la irradiancia efectiva incidente sobre el generador fotovoltaico, lo que provoca que la energía producida real sea inferior a la estimada.

El análisis comparativo de la generación y su comportamiento estacional evidencia que, aunque ambas fuentes reproducen adecuadamente la tendencia general de la irradiación a lo largo del año, existen desviaciones significativas en la magnitud absoluta. Esto confirma que el uso de un *Performance Ratio* (PR) constante de 0.8, si bien es adecuado como aproximación regional, no compensa por completo las pérdidas reales asociadas a la temperatura de operación, la suciedad, la orientación y las condiciones específicas de instalación del SFV, por lo que se sugiere calcular el PR en cada caso.

5.5 Cálculo del factor de corrección por estación del año para la NASA

El factor de corrección (k) aplicado a las fuentes teóricas de irradiación es un coeficiente adimensional que se introduce para ajustar los valores modelados o satelitales a las condiciones reales del sitio. Su función principal es reducir la sobreestimación inherente a los modelos, que no representan explícitamente la nubosidad local, los aerosoles, la topografía ni las pérdidas atmosféricas transitorias. La aplicación de este factor permite

alinear las estimaciones teóricas con las mediciones experimentales, reduciendo la incertidumbre en el cálculo de la energía generada y mejorando la confiabilidad del dimensionamiento y de la evaluación del desempeño de los SFV [6]. El factor de corrección obtenido es una aportación del presente trabajo y se presenta en las tablas 5.19 y 5.20 y en las Fig. 5.18 y 5.19.

Debido a los valores de la irradiación de la NASA sobreestimados respecto de RAMM CU2, se propone un factor de corrección por estación del año (conforme a la Ec. 4.5), en lugar de utilizar un factor único para todo el año (ver tabla 5.19)

$$k = \frac{H_{real}}{H_{teórica}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Tabla 5.19. Cálculo del factor de corrección (k) para su aplicación en fuentes teóricas.

Tiempo (Estación)	NASA Irradiación día estación (kWh / m ² ·día)	RAMM CU2 Irradiación día estación (kWh / m ² ·día)	Factor de corrección local
Primavera	7.3	5.6	0.767
Verano	6.5	4.9	0.75
Otoño	5.7	3.4	0.60
Invierno	5.2	3.7	0.71

Tabla 5.20 Factor de corrección aplicado a la fuente teórica.

Tiempo (Estación)	Irradiación NASA K=0.71 KWh/m ²	Irradiación NASA k=varios KWh/m ²	Irradiación RAMM CU2 KWh/m ²	Tiempo (Estación)	Factor de corrección k
Primavera	466	499	504	Primavera	0.76
Verano	420	444	446	Verano	0.75
Otoño	372	309	313	Otoño	0.59
Invierno	340	339	340	Invierno	0.71

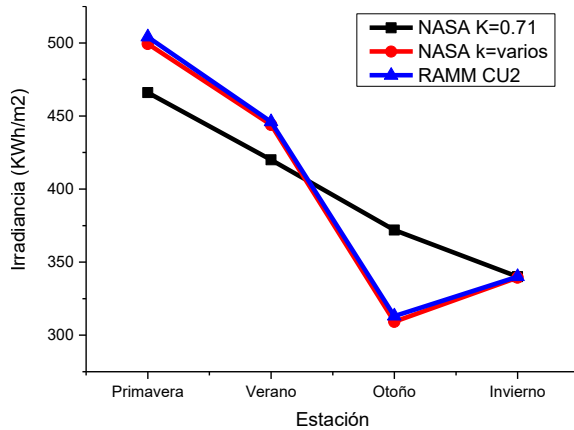


Figura 5.18. Irradiación NASA ajustada.

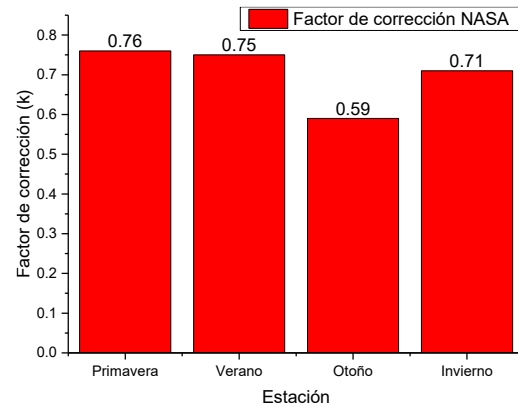


Figura 5.19 Factor de corrección por estación

Como puede observarse en la Fig. 5.18, con el factor de corrección anual $k = 0.71$, la irradiación de la NASA se ajusta linealmente y no refleja el comportamiento estacional observado en la irradiación experimental de la RAMM CU2. Por este motivo, se decide aplicar un factor de corrección por estación; $K_{\text{primavera}} = 0.76$, $K_{\text{verano}} = 0.75$, $K_{\text{otoño}} = 0.59$ y $K_{\text{invierno}} = 0.71$. De esta manera, la irradiación de la NASA presenta un comportamiento similar al de RAMM CU2. Se concluye que es necesario aplicar el factor de corrección preferentemente por estación cuando se cuenta con datos teóricos. Una vez ajustada la irradiación, se puede proceder al diseño y al cálculo del SFV.

5.6 Comparación entre los datos teóricos y los datos experimentales de la irradiación

Antes de mostrar el comparativo, es necesario aclarar que los datos de la NASA y de RAAM CU2 corresponden a recursos solares, mientras que el dato del SFV corresponde a la energía generada por el sistema; dicho de otra forma, no son magnitudes equivalentes; es decir, el SFV no mide la irradiación directamente. Por lo tanto, para realizar el comparativo de irradiación, fue necesario calcular la irradiación del SFV a partir de la generación, utilizando los datos del SFV de la tabla 5.21 y la Ec. 5.3

Tabla 5.21. Cálculo de la irradiación del SFV.

Mes	SFV Generación /mes (kWh)	SFV Irradiancia mes KWh/m ² /mes
ENE	596	169
FEB	494	140
MAR	602	171
ABR	608	173
MAY	538	153
JUN	550	156
JUL	510	145
AGO	512	145
SEP	596	169
OCT	555	158
NOV	562	160
DIC	493	140
6616		1880

Datos del SFV		
Potencia instalada	kWp	4.4
Generacion anual	kWh·año	6616
PR (Indice de rendimiento)	Adimensional	0.8
Numero de paneles	Pz	8
Area del generador	m ²	19.5

La energía generada por un SFV se relaciona con la irradiancia incidente en el mismo, por lo tanto, la energía anual generada por el SFV puede estimarse mediante la ecuación 5.2 [26]:

$$E_{anual} = A \cdot G_{anual} \cdot \eta_{SCT} \cdot PR \quad \text{Ec. 5.2}$$

Donde:

E_{anual}	Energía anual generada. Unidad: (kWh·año)
A	Área del generador Unidad: (m ²)
G_{anual}	irradiación solar anual incidente sobre el plano del módulo. Unidad: (kWh/m ² ·año)
η_{SCT}	eficiencia del módulo fotovoltaico bajo condiciones estándar de prueba STC (<i>Standard Test Conditions</i>). Unidad: (%).
PR	índice de rendimiento del sistema (<i>Performance Ratio</i>), el cual considera pérdidas globales del sistema fotovoltaico (temperatura, inversor, cableado, suciedad, sombras, etc.). Unidad: adimensional.

Como la eficiencia ya está considerada en los kWp del módulo, la forma correcta para ingeniería FV es [26]:

$$E_{anual} = P_{inst} \cdot PR \cdot H_{anual} \quad \text{Ec. 5.3}$$

Donde:

H_{anual} Irradiación anual (kWh/m²·año)

Entonces:

$$H_{anual} = \frac{E_{anual}}{P_{inst} \cdot PR} \quad \text{Ec. 5.3}$$

Mostrando los resultados de irradiación del SFV, en la tercera columna de la tabla 5.21

A continuación, se presenta la irradiación mensual (ver tabla 5.22), obtenida mediante la integración de la irradiancia diaria de las fuentes de estudio: NASA (ver tabla 4.3), RAMM CU2 (ver tabla 4.11) y el cálculo de la irradiación del SFV a partir de la generación del SFV, (ver tabla 5.21).

Tabla 5.22 Irradiación de fuentes mensual y anual.

Tiempo (mes)	Irradiación NASA kWh/m ² · mes	Irradiación RAMM CU2 kWh/m ² · mes	Irradiación SFV kWh/m ² · mes
Sep	196	113	169
Oct	164	107	158
Nov	153	92	160
Dic	140	99	140
Ene	155	115	169
Feb	169	120	140
Mar	222	168	171
Abr	218	172	173
May	217	176	153
Jun	185	143	156
Jul	196	154	145
Ago	199	157	145
Irradiación Total anual kWh/m² · año	2,215	1,617	1,880

La irradiación de las fuentes en estudio se grafica en la figura 5.20, que se muestra a continuación.

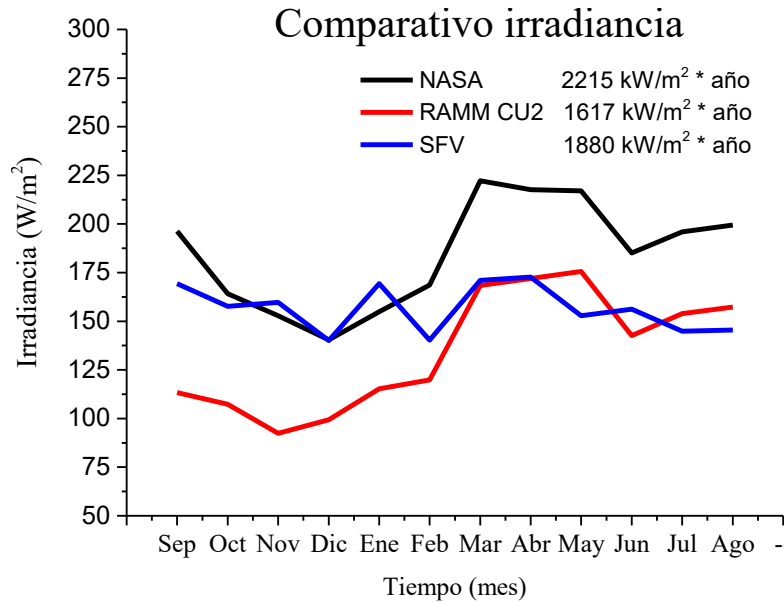


Figura 5.20. Comparación de irradiancia solar promedio mensual

En la figura 5.20 se observa que la irradiación estimada a partir de la generación del SFV no sigue exactamente el mismo comportamiento que el de las fuentes NASA y RAMM CU2. Esto se debe a que la estimación derivada del sistema fotovoltaico incorpora las condiciones reales de operación y de conversión energética del sistema, mientras que NASA y RAMM CU2 corresponden a fuentes de irradiación solar obtenidas mediante modelos satelitales y mediciones meteorológicas locales. Particularmente, la curva asociada al SFV presenta un comportamiento más estable y de menor amplitud que los máximos observados en NASA y en RAMM CU2. Esto sugiere que la respuesta energética del SFV está limitada por las condiciones reales de conversión del panel, ya que el incremento de la irradiancia no se traduce en un aumento proporcional de la energía generada. También influyen factores como la potencia nominal del módulo, las pérdidas térmicas, la eficiencia de conversión, la orientación e inclinación del arreglo, así como las restricciones operativas del sistema, que contribuyen a suavizar la curva del SFV frente a los picos de irradiación observados en las fuentes teóricas y meteorológicas. En resumen, según Skoplaki et al. (2009), el incremento de la irradiancia no produce un aumento lineal indefinido de la potencia, ya que los módulos FV presentan limitaciones reales en la conversión de energía [24] [28] [29].

5.7 Comparación entre los datos teóricos y los datos experimentales de la generación eléctrica fotovoltaica

Se procede a calcular la generación energética aplicando la ecuación 4.1 a partir de la irradiación mensual (ver tabla 5.22), obtenida mediante la integración de la irradiancia diaria de las fuentes de estudio: NASA (ver tabla 4.3), RAMM CU2 (ver tabla 4.11) y SFV (ver tabla 5.13).

$$E = P_{inst} \times HSP \times PR \quad (\text{Ec. 4.1})$$

A continuación, en la tabla 5.22 se presenta el cálculo de la generación energética de la NASA y de la RAMM CU2, así como los valores de generación del SFV.

Tabla 5.22. Valores de generación de las fuentes de datos en el análisis.

Tiempo (mes)	Generación (kWh · mes) NASA	Generación (kWh · mes) RAMM CU2	Generación (kWh · mes) SFV
Sep	691	399	596
Oct	578	378	555
Nov	540	325	562
Dic	535	350	493
Ene	545	406	596
Feb	593	422	494
Mar	782	593	602
Abr	766	605	608
May	764	618	538
Jun	730	502	550
Jul	705	542	510
Ago	690	500	512
Total anual kWh-año	7,920	5,639	6,616

Sobreestimación NASA vs SFV	19.7%
Subestimación RAMMCU2 vs SFV	-14.8%

Una vez calculadas la generación de la NASA, RAMM CU2 y del SFV, se procedió a graficar los valores para analizar su comportamiento durante el periodo de estudio.

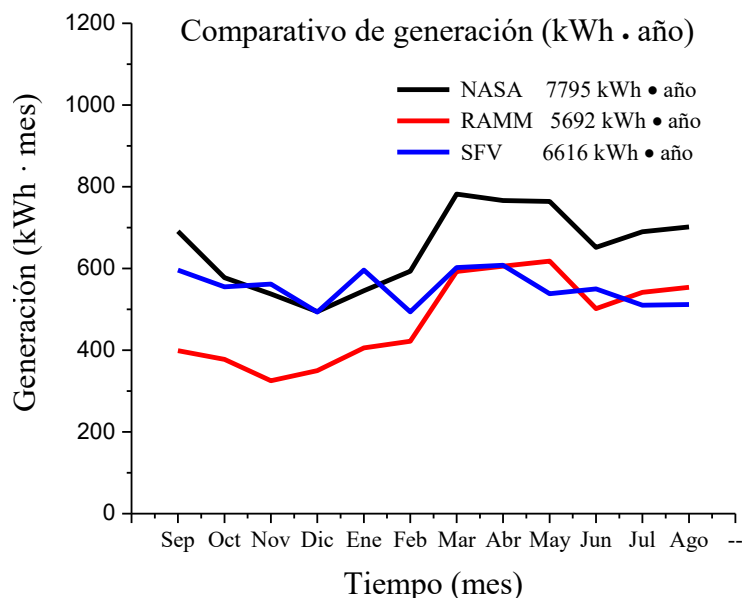


Figura 5.21. Gráfica de la generación de la fuente teórica, de la fuente experimental y del SFV

Finalmente, la comparativa de la irradiación (Fig. 5.20) y de la generación anual (Fig. 5.21) refuerza la necesidad de complementar las estimaciones basadas en bases de datos calculadas, con mediciones locales reales. En este sentido, el SFV proporciona una referencia experimental fundamental para la validación de modelos y el ajuste de factores de corrección, lo que contribuye a obtener estimaciones más precisas en el diseño y la evaluación del SFV en la zona de estudio. Por tanto, se sugiere que el uso de los datos satelitales de la NASA resulta útil para estudios preliminares o cuando no hay datos locales disponibles.

Por su parte, los datos de estaciones locales (como RAMM CU2) proporcionan una representación más fiel de las condiciones reales del sitio y, por tanto, una mayor precisión en la estimación del rendimiento de un SFV.

Tomando en cuenta los resultados anteriores, se puede precisar que si se usan los datos de la NASA para el diseño de SFV, el sistema obtenido tendría un sobredimensionamiento que elevaría la estimación de la generación de energía y, en consecuencia, el costo se elevaría de manera proporcional a dicha sobreestimación.

Por otro lado, al comparar los resultados experimentales de la potencia de la radiación solar en la zona del Ecocampus BUAP (de la base de datos RAMM CU2) con los resultados de irradiación y generación de potencia, se determinó que sí es posible optimizar la planeación, el diseño e instalación de SFV, usando datos reales de irradiación y variables meteorológicas.

Lo anterior se respalda con los resultados obtenidos y que se resumen en la tabla 5.15 (generación promedio diaria de RAMM CU2) y en la tabla 5.17 (generación anual), que arrojan un valor de 5,643 kWh/día·año, mismo valor que fue comparado con valores teóricos de la NASA y con los valores de un SFV (comparativo en misma tabla 5.17)

Los datos de la tabla 5.22 muestran que los valores de generación anual calculados para la NASA están sobreestimados en un 19.7 % respecto al SFV, y que la RAMM CU2 subestima la generación en un 14.8 % anualmente, igualmente respecto al SFV, lo que confirma la necesidad de utilizar un factor de corrección cuando se utilicen los datos teóricos, a falta de datos experimentales o medidos en sitio.

5.8 Variables meteorológicas y su efecto sobre la irradiancia

Las diferencias teórico-experimentales observadas se explican en buena medida por la influencia de variables meteorológicas locales, como son:

<u>Variables meteorológicas:</u>	<u>Cómo afecta a la irradiancia:</u>
Nubosidad:	Dispersión y absorción.
Aerosoles	Atenuación por absorción/dispersión
Vapor de agua:	Absorción en bandas del infrarrojo cercano.
Viento: velocidad y dirección.	Incide indirectamente en la formación y disipación de la nubosidad, así como en el transporte de aerosoles.

Según Yilmaz et al. (2026), la contaminación atmosférica y los factores meteorológicos influyen significativamente en los niveles de radiación solar, precisando que las variables atmosféricas influyen directamente en la cantidad de irradiación solar que alcanza la superficie terrestre y, por tanto, en la disponibilidad energética del recurso solar. Entre las

más relevantes se encuentran la temperatura ambiente, la humedad relativa, la velocidad del viento y la precipitación pluvial [14].

En la Fig. 5.22 se observa que los periodos de mayor temperatura coinciden con incrementos en la irradiancia promedio diaria, asociados a una mayor disponibilidad de radiación solar y a una menor nubosidad. Sin embargo, según Skoplaki, et al. (2009), las altas temperaturas pueden reducir el desempeño de los módulos fotovoltaicos, principalmente debido al aumento de las pérdidas térmicas [24].

Por otro lado, Yilmaz et al. (2026) precisan que la elevada humedad relativa disminuye la irradiancia efectiva debido a la dispersión y absorción de la radiación solar (Fig. 5.23). La velocidad del viento favorece la disipación térmica de los módulos y estabiliza las mediciones de irradiancia (Fig. 5.24), mientras que la precipitación pluvial atenúa la radiación solar debido a la presencia de nubosidad y de partículas de agua en la atmósfera, aunque las lluvias moderadas también pueden contribuir a la limpieza parcial de los módulos fotovoltaicos (Fig. 5.25) [14].

El análisis comparativo entre SunCalc y RAMM CU2 se realizó con el propósito de establecer un intervalo de referencia entre el comportamiento teórico y las condiciones meteorológicas reales del sitio de estudio. En este contexto, SunCalc representa un límite superior asociado a condiciones astronómicas ideales de disponibilidad solar, mientras que la RAMM CU2 constituye un límite inferior influido por variables atmosféricas reales, como la nubosidad, la humedad, la precipitación y las variaciones térmicas locales. La comparación entre ambos permite identificar el rango de variación de las condiciones meteorológicas que inciden en la irradiancia y, por consiguiente, en el desempeño energético del SFV [29].

Por lo anterior y por lo descrito en la literatura de referencia [14] [29], se establece que estas variables determinan las fluctuaciones diarias y estacionales de la irradiancia, lo cual resulta fundamental para la evaluación adecuada del recurso solar y el dimensionamiento de los SFV.

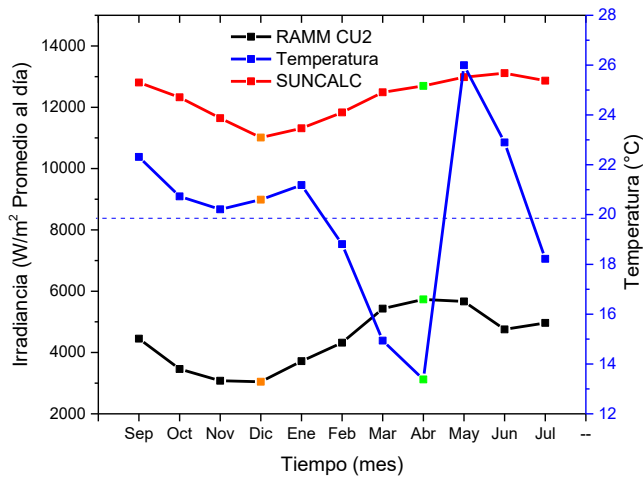


Figura 5.22 Gráfica de temperatura

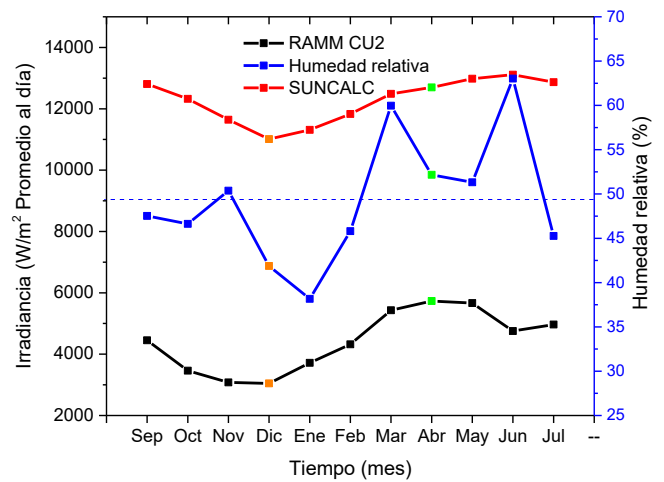


Figura 5.23 Gráfica de humedad relativa

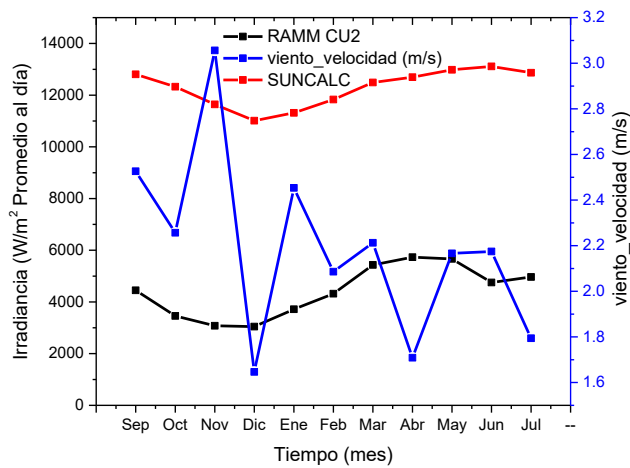


Figura 5.24 Gráfica de velocidad del viento

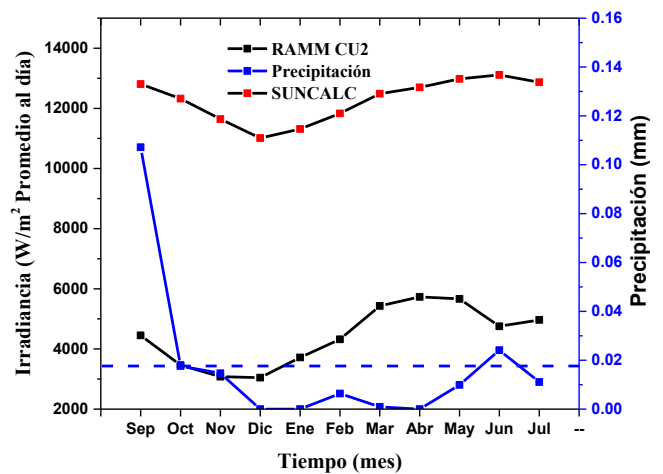


Figura 5.25 Gráfica de precipitación

Estacionalmente, la amplitud de la diferencia entre la base de datos teórica y la experimental aumenta en primavera y verano, cuando la radiación es mayor y el ensuciamiento acumula pérdidas (2 a 5 %) si no se limpia con periodicidad, y tiende a reducirse en otoño e invierno, cuando la nubosidad y la masa de aire aumentan y todos los modelos convergen hacia valores menores. A escala anual, el promedio por fuente confirma que la zona de estudio (Ecocampus BUAP) dispone de un recurso solar elevado (5 a 6 kWh m⁻² día⁻¹ equivalente) [21], pero la selección de la fuente teórica afecta la estimación de la energía esperada en un rango de ± 10 a 20 %. Por ello, la validación local con RAMM CU2 y el uso de HSP (Horas Sol Pico) como

métrica común ($HSP \approx \text{irradiancia}/1000 \text{ W/m}^2$) resulta clave para homologar la comparación y traducir la irradiancia a energía fotovoltaica ($E = P \times HSP$). En la práctica de diseño, se recomienda ajustar la fuente teórica seleccionada mediante un factor de corrección [19].

El análisis comparativo realizado, corrobora que: (a) los modelos satelitales representan adecuadamente la variabilidad temporal del recurso, (b) existen sesgos atribuibles a meteorología local y a supuestos radiativos que deben corregirse con mediciones, y (c) la cuantificación de HSP por estación/mes permite transferir el análisis de irradiancia a energía útil para el dimensionamiento, evaluación de desempeño (PR) y estudios de viabilidad técnico-económica del sitio, como se muestra en la tabla 5.23 (HSP Y PR).

En términos de traducción a energía, el uso de Horas Solares Pico (HSP) ($HPOA/1 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$) (ver tabla 5.23) homogeneiza la comparación entre fuentes (rendimiento o generación del sistema). El SFV (4.4 kWp, $PR = 0.8$) es ilustrativo: con una irradiación anual típica de 1,500 a 2,000 kWh/m²·año, se obtienen 1,509 h equivalentes anuales (4.1 h/día) y una generación medida de 6,641 kWh/año, que concuerda con el cálculo energético $E = P_{inst} \times HSP \times PR$ y arroja una dispersión de 4.59 %.

Tabla 5.23 Determinación de la hora solar pico (HSP) y el índice de rendimiento (PR)

Potencia Instalada = 4.4 kW

Area SFV = 19.59 m²

$HSP = E_{gen} / 365$

$E = (P_{inst} \times HSP \times 365) / A$

$PR = E_{generada} / E_{teórica}$

Estación	Irradiación/Generación anual (kWh / m ² · año)	HSP	Energía teórica generada al año (kWh · año)	PR
NASA	2,215.00	6.1	499.8	0.68
RAAM CU2	1,617.00	4.4	364.9	0.93
SFV	339	0.9		

$$E_{gen} = 339 \cdot 19.59 = 6641$$

Como se puede observar en la tabla 5.23, el índice de rendimiento (PR), que es el cociente entre la potencia generada y la potencia teórica, conforme a lo expuesto anteriormente en fuentes teóricas (NASA), es muy bajo, a diferencia de fuentes reales o medidas, como la RAMM CU2, donde se obtiene un PR alto de 0.93.

Así se logró determinar el potencial energético solar a partir del monitoreo y registro de la irradiancia real de la zona asignada (Ecocampus BUAP) y, mediante su análisis y operación, se establecieron parámetros precisos, como la irradiación por estación y anual, las horas pico solares (HSP), el índice de rendimiento (PR) y el factor de corrección (k), para la planeación, el diseño y el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Referencias

1. Localización: San Pedro Zacachimalpa, Puebla. Pue.
https://earth.google.com/web/@18.93660646,-98.15590158,2113.01578954a,592.16786997d,35y,-0h,0t,0r/data=CgRCAGgBQgIIAEoNCP_wEQAA?authuser=7&hl=es
2. Ineichen, P. (2016). Validation of models that estimate the clear sky global and beam irradiance. *Solar Energy*, 132, 398–414.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.017>
3. Willmott, C. J., & Matsuura, K. (2005). Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance. *Climate Research*, 30(1), 79–82.DOI:
<https://doi.org/10.3354/cr030079>
4. Duffie, J. A. (Deceased), Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind* (1st ed.). Wiley.
<https://doi.org/10.1002/9781119540328>
5. Gueymard, C. A. (2004). The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76(4), 423–453.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.039>
6. Gueymard, C. A., and Ruiz-Arias, J. A. (2016). Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Pergamon* 128, 1–30.
[doi:10.1016/j.solener.2015.10.010](https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.010)
7. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. IEEE Press. Autor Gilbert M. Masters. Edición 2 Editor John Wiley & Sons, 2013. ISBN 1118633490, 9781118633496 Largo 720
8. Huld, T., Müller, R., & Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating photovoltaic performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>
9. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013c). *Solar Engineering of Thermal Processes*. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>

10. Hernández-Escobedo, Q.; Rodríguez-García, E.; Saldaña-Flores, R.; Fernández-García, A.; Manzano-Agugliaro, F. (2015). “Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 216-238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.025>
11. Korevaar, M. A. N. (2022). Measuring Solar Irradiance for Photovoltaics. In *Solar Radiation – Measurement, Modeling and Forecasting Techniques for Photovoltaic Solar Energy Applications*. InTechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.105580>
12. Esposito, E., Leanza, G., & Di Francia, G. (2024). Comparative Analysis of Ground-Based Solar Irradiance Measurements and Copernicus Satellite Observations. *Energies*, 17(7), 1579. <https://doi.org/10.3390/en17071579>
13. Forstinger, A., Wilbert, S., Jensen, A. R., et al. (2023). Worldwide benchmark of modelled solar irradiance data. IEA-PVPS Task 16 Report.
14. Yilmaz, I., Kocer, A., Bodur, O., & Aksoy, E. (2026). Air pollution and meteorological factors significantly enhance solar radiation forecasting accuracy in the western Mediterranean region: a machine learning approach. *Frontiers In Energy Research*, 14. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2026.1807361>
15. Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto: Academic Press. ISBN 978-0-12-373750-2
16. Saha, S., Moorthi, S., Pan, H.-L., Wu, X., Wang, J., Nadiga, S., & Tripp, P. (2010). The NCEP Climate Forecast System Reanalysis (CFSR). *Bulletin of the American Meteorological Society*, 91(8), 1015–1058. <https://doi.org/10.1175/2010BAMS3001.1>
17. International Electrotechnical Commission. IEC 61724-1:2021 – Photovoltaic system performance – Sección 1: Monitoring. Secc. 3 Edition Terms and definitions (p. 11), Secc. 8 Irradiance (p. 27), Secc. 13 Calculated parameters, Secc. 14 Performance metrics. 2.0, July 2021, Geneva, Switzerland: IEC.

18. Gueymard, C. A., & Ruiz-Arias, J. A. (2016). Worldwide evaluation of modelled solar irradiance data: A review of quality assessment methods. *Solar Energy*, 130, 529–543. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.010>
19. Ineichen, P. (2016). Validation of models that estimate the clear sky global and beam irradiance. *Solar Energy*, 132, 398–414. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.017>
20. Jed, M. E. H., Logerais, P., Malye, C., Riou, O., Delaleux, F., & Bah, M. E. (2021). Analysis of the performance of the photovoltaic power plant of Sourdun (France). *International Journal Of Sustainable Engineering*, 14(6), 1756-1768. <https://doi.org/10.1080/19397038.2021.1971321>
21. G. Jiménez-Castillo, F.J. Muñoz-Rodríguez, C. Rus-Casas, P. Gómez-Vidal Improvements in performance analysis of photovoltaic systems: array power monitoring in pulse width modulation charge controllers, *Sensors*, 19 (9) (2019), p. 2150, 10.3390/S19092150
22. Gueymard, C. A. (2014). *Solar Energy*. DOI: 10.1016/j.solener.2014.05.002 Zhang, T., Stackhouse, P. W., Chandler, W. S., & Westberg, D. J. (2014). Application of a global-to-beam irradiance model to the NASA GEWEX SRB dataset: An extension of the NASA Surface meteorology and Solar Energy datasets. *Solar Energy*, 110, 117–131. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.006>
23. Gueymard, C. A. (2009). Direct and indirect uncertainties in the prediction of long-term average solar resource from measurements. *Solar Energy*, 83(8), 1315–1344. DOI 10.1016/j.solener.2008.11.004
24. Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
25. Mani, M., & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 3124–3131. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>

26. Thomas Huld a, Richard Müller b, Attilio Gambardella. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa Show more Add to Mendeley <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>
27. S Ghosh, J N Roy , C Chakraborty. A model to determine soiling, shading and thermal losses from PV yield data. Clean Energy, Volume 6, Issue 2, April 2022, Pages 372–391, <https://doi.org/10.1093/ce/zkac014>
28. Kotaro Kawajiri, Takashi Oozeki, Yutaka Genchi. Effect of Temperature on PV Potential in the World. [dx.doi.org/10.1021/es200635x](https://doi.org/10.1021/es200635x) | Environ. Sci. Technol. 2011, 45, 9030–9035
29. Kambezidis, H., Psiloglou, B., & Synodinou, B. (1997). Comparison between measurements and models for daily solar irradiation on tilted surfaces in Athens, Greece. Renewable Energy, 10(4), 505-518. [https://doi.org/10.1016/s0960-1481\(96\)00045-6](https://doi.org/10.1016/s0960-1481(96)00045-6)

Capítulo 6: Conclusiones

El presente trabajo permitió evaluar el potencial energético solar del Ecocampus BUAP mediante la comparación entre fuentes teóricas y datos experimentales obtenidos en sitio. Los resultados confirmaron que el recurso solar en la zona presenta un comportamiento estacional bien definido, con mayores valores de irradiancia en primavera y verano, y menores en otoño e invierno, en concordancia con las condiciones astronómicas y atmosféricas locales.

Entre las fuentes teóricas analizadas, la base de datos de la NASA mostró la mejor concordancia con la tendencia estacional respecto a la RAMM CU2, por lo que resultó adecuada como referencia para estudios preliminares del recurso solar. No obstante, su uso directo conduce a una sobreestimación del potencial energético local, por lo que no debe emplearse de forma aislada cuando se requiera un dimensionamiento más preciso de los sistemas fotovoltaicos.

La comparación con el sistema fotovoltaico de referencia mostró que la NASA sobreestima la generación anual en un 19.7 % respecto al SFV, mientras que la RAMM CU2 presenta una subestimación del 14.8 %. Estos resultados evidencian que las bases de datos satelitales y los registros meteorológicos locales no son plenamente equivalentes al comportamiento real de un sistema fotovoltaico en operación, pero sí constituyen herramientas valiosas para estimaciones energéticas cuando se interpretan con criterio técnico.

Una aportación relevante del trabajo fue la propuesta de un factor de corrección por estación del año para ajustar la irradiación de la NASA a las condiciones reales del sitio. Se observó que un factor anual único ($k = 0.71$) no reproduce adecuadamente la variación estacional, mientras que el ajuste por estación mejora la correspondencia con los datos experimentales. Los factores obtenidos fueron: $K_{\text{primavera}} = 0.76$, $K_{\text{verano}} = 0.75$, $K_{\text{otoño}} = 0.59$ y $K_{\text{invierno}} = 0.71$. Este resultado constituye una herramienta práctica para reducir la incertidumbre en estudios locales de diseño fotovoltaico.

Asimismo, el análisis del *Performance Ratio* (PR) mostró que el empleo de mediciones experimentales permite representar con mayor realismo el desempeño energético del sistema al incorporar pérdidas reales asociadas a la temperatura de operación, la suciedad, la orientación y las condiciones específicas de la instalación. En consecuencia, el uso de un valor fijo de PR debe considerarse solo una aproximación inicial y no un parámetro universal aplicable a todos los sistemas.

En el plano normativo, se concluye que las normas revisadas resultan útiles como marco de referencia para la seguridad y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos; sin embargo, aún no existe una metodología normativa específica para el procesamiento, la validación y la corrección de datos de irradiancia solar obtenidos de fuentes teóricas frente a mediciones locales. Esto pone de manifiesto la necesidad de fortalecer los criterios técnicos y metrológicos aplicables a este tipo de estudios.

En conjunto, los resultados permiten aceptar la hipótesis planteada, ya que la determinación experimental de la irradiancia y su comparación con fuentes teóricas mejoran la caracterización del recurso solar del sitio y aportan parámetros más confiables para la planeación, validación y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en el Ecocampus BUAP.

Trabajos a futuro

Se plantea ampliar la red de estaciones meteorológicas para incrementar la representatividad espacial de las mediciones y reducir la incertidumbre del recurso solar. Esta acción permitirá mejorar la confiabilidad de los datos utilizados en el diseño y la evaluación de sistemas fotovoltaicos.

Desarrollar bases de datos nacionales de irradiación solar y complementarlas con sistemas móviles de medición, con el propósito de determinar la variabilidad espacial del recurso solar en zonas remotas y contar con información para estudios y proyectos fotovoltaicos.

Como trabajo futuro, se propone actualizar los marcos normativos para incorporar criterios técnicos para la medición y la validación de la irradiancia solar. Esto contribuirá a reducir la incertidumbre en el diseño y el desempeño de los sistemas fotovoltaicos.

Agradecimientos

A mis directores de tesis

A comité tutorial

Departamento de Investigaciones Arquitectónicas y Urbanísticas
(DIAU) por su generosa colaboración

A La BUAP

A la SECIHTI

Ing. Mariana Téllez (alumna MEER)