



Instituto Politécnico Nacional

Centro Mexicano para la Producción más Limpia

Doctorado en Energía

**Modelado de irradiación solar superficial en México para aplicaciones en
energía renovable**

Tesis Doctoral

M. en C. Ricardo Miranda Jiménez

Directores:

Dr. Osvaldo Vigil Galán

Dr. Ángel R. Terán Cuevas

Ciudad de México, México

Mayo, 2024



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REGISTRO DE TEMA DE TESIS Y DESIGNACIÓN DE DIRECTORES DE TESIS

México, D.F. a 10 de Marzo del 2020

El Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de CMP+L en su sesión ordinaria No. 7^{ma} celebrada el día 7 del mes de Julio del año 2019 conoció la solicitud presentada por el alumno:

Miranda
Apellido paterno

Jiménez
Apellido materno

Ricardo
Nombre (s)

Con registro:

B	1	8	1	0	5	9
---	---	---	---	---	---	---

Aspirante de:

1.- Se designa al aspirante el tema de tesis titulado:

Modelado de irradiación solar superficial en México para aplicaciones en energía renovable.

De manera general el tema abarcará los siguientes aspectos:

Radiación Solar

Percepción Remota y Sistemas de Infomación Geográfica

Energía Renovable

2.- Se designan como Directores de Tesis a los Profesores:

Dr. Osvaldo Vigil Galán (ESFM) y Dr. Ángel Refugio Terán Cuevas (CIEMAD)

3.- El trabajo de investigación base para el desarrollo de la tesina será elaborado por el alumno en:
CIEMAD, ESFM y CMP+L

que cuenta con los recursos e infraestructura necesarios.

4.- El interesado deberá asistir a los seminarios desarrollados en el área de adscripción del trabajo desde la fecha en que se suscribe la presente hasta la aceptación de la tesis por la Comisión Revisora correspondiente:

Directores de Tesis

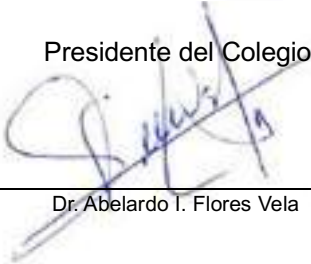

Dr. Osvaldo Vigil Galán


Dr. Ángel Refugio Terán Cuevas

Aspirante


M. en C. Ricardo Miranda Jiménez

Presidente del Colegio


Dr. Abelardo I. Flores Vela





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
Dirección de Posgrado

SIP-14
REP 2017

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 12:00 horas del día 26 del mes de Abril
del 2024 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de
Profesores de Posgrado de: CMP+L para examinar la tesis titulada:

"Modelado de irradiación solar superficial en México para aplicaciones en energía renovable" del alumno:

Apellido Paterno:	Miranda	Apellido Materno:	Jiménez	Nombre (s):	Ricardo
-------------------	---------	-------------------	---------	-------------	---------

Número de boleta:

B 1 8 1 0 5 9

Alumno del Programa Académico de Posgrado: Doctorado en Energía

Una vez que se realizó un análisis de similitud de texto, utilizando el software antiplagio, se encontró que el trabajo de tesis tiene 4 % de similitud. **Se adjunta reporte de software utilizado.**

Después que esta Comisión revisó exhaustivamente el contenido, estructura, intención y ubicación de los textos de la tesis identificados como coincidentes con otros documentos, concluyó que en el presente trabajo **SI** ☐ **NO** ☒ **SE CONSTITUYE UN POSIBLE PLAGIO.**

JUSTIFICACIÓN DE LA CONCLUSIÓN:

Las similitudes identificadas están dispersas a lo largo de todo el texto, y la mayoría de ellas corresponden a palabras y frases comúnmente utilizadas en investigaciones, así como en temas intrínsecos al objeto de estudio de la tesis Doctoral.

**Es responsabilidad del alumno como autor de la tesis la verificación antiplagio, y del Director o Directores de tesis el análisis del % de similitud para establecer el riesgo o la existencia de un posible plagio.

Finalmente y posterior a la lectura, revisión individual, así como el análisis e intercambio de opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR** ☒ **SUSPENDER** ☐ **NO APROBAR** ☐ la tesis por **UNANIMIDAD** ☒ o **MAYORÍA** ☐ en virtud de los motivos siguientes:

Se concluyeron las actividades planteadas y se cumplieron los objetivos del trabajo de investigación. La tesis incluye las observaciones de los miembros de la comisión revisora.

COMISIÓN REVISORA DE TESIS

Director de Tesis
Dr. Osvaldo Vigil Galán

Director de Tesis
Dr. Ángel Refugio Terán Cuevas

Miembro del Comité
Dra. Maria Eugenia Gutiérrez
Castillo

Miembro del Comité
Dra. Leticia Gómez Mendoza

Miembro del Comité
Dr. Luis Raúl Tovar Garza

Presidente del Colegio de Profesores
Dr. Raúl Hernández Altamirano



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE AUTORIZACIÓN DE USO DE OBRA PARA DIFUSIÓN

En la Ciudad de México el día 26 del mes de abril del año 2024, el que suscribe Ricardo Miranda Jiménez alumno del programa Doctorado en Energía con número de registro B181059, adscrito al Centro Mexicano para la Producción más Limpia manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del Dr. Osvaldo Vigil Galán y del Dr. Ángel Refugio Terán Cuevas, y cede los derechos del trabajo intitulado "Modelado de irradiación solar superficial en México para aplicaciones en energía renovable", al Instituto Politécnico Nacional, para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expresado del autor y/o director(es). Este puede ser obtenido escribiendo a las siguiente(s) dirección(es) de correo. mirandaryckardo@gmail.com, osvaldo@esfm.ipn.mx y ateranc@ipn.mx. Si el permiso se otorga, al usuario deberá dar agradecimiento correspondiente y citar la fuente de este.

Ricardo Miranda Jiménez

Créditos

El trabajo de investigación que sustenta esta tesis de Doctorado fue realizado en las instalaciones del Centro Mexicano para la Producción más Limpia (CMP+L) y en el Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre el Medio Ambiente y Desarrollo (CIEMAD) del Instituto Politécnico Nacional (IPN), bajo la dirección del Dr. Ángel Refugio Terán Cuevas y el Dr. Osvaldo Vigil Galán.

Este proyecto de investigación recibió el apoyo financiero de los proyectos de investigación de la Secretaría de Investigación y Posgrado (SIP) del CIEMAD números 20195607, 20202208, 20211626, 20221848, 20220658; por parte del Sistema de Becas por Exclusividad (SIBE) de la Comisión de Operaciones y Fomento de Actividades Académicas (COFAA) del IPN; y principalmente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca nacional otorgada para el programa 005573 – Doctorado en Energía (CVU: 544839).

Agradecimientos

Este proyecto doctoral fue realizado gracias a la ayuda de numerosas personas, que directa o indirectamente me apoyaron en diferentes momentos. Agradezco a todos por su ayuda y sus consejos.

Especial agradecimiento a los miembros de mi comité, que durante todo el proyecto estuvieron guiándome y aconsejándome, Dra. María Eugenia Gutiérrez Castillo, Dra. Leticia Gómez Mendoza y al Dr. Luis Raúl Tovar Gálvez, y a mis directores de tesis el Dr. Ángel Refugio Terán Cuevas y el Dr. Osvaldo Vigil Galán.

Agradezco al Ing. Miguel Ángel Medina Benavides y al Servicio Meteorológico Nacional (SMN), por facilitarme la información disponible de radiación solar de las estaciones meteorológicas automáticas de 1999 al 2018, y por la guía al visitar la estación meteorológica en el SMN.

A los alumnos de servicio social y tesis que me permitieron estar en esa etapa de su vida estudiantil, por apoyarme al desarrollo de mi persona como director de tesis y al apoyarme en algunas fases de mi proyecto doctoral, la Ing. Diana Gutiérrez Ramírez, el Ing. Rodrigo Quintero Solís, el Ing. Marcos Alberto Domínguez Alonso, el Ing. Teodoro López González, el Ing. Aldo Martín Suarez Cruz, y la Ing. Andrea Arzate Hernández.

También quiero agradecer a mis amigos y colegas el M. en C. Isaac Pineda Rosas, Dra. Rocío Reyes González, M. en C. Jennifer Morales Uribe, Dra. Jocelyn Cortez Núñez, M. en C. Mixtli Torres Sebastián, M. en C. Valeria Juárez Casildo, por su apoyo y consejos en el transcurso del Doctorado.

Le quiero dar un agradecimiento especial al Dr. Jesús Roberto González Castillo que me acompañó en el proceso del artículo que se publicó a partir de uno de los capítulos de este trabajo doctoral.

Dedicatoria

Este trabajo se lo dedico a mis padres Rocío Jiménez Carrillo y Gabriel Ricardo Miranda Padilla, que sin su ayuda, ánimos y amor no estaría aquí. A mi hermana, Monserrat y su familia que han estado a la distancia pendiente del proceso. A mi hermano Edgar, que está pasando por algo más complicado que hacer esto y del cual espero que un día se recupere por completo. Agradezco a toda mi familia y les dedico este trabajo con mucho amor.

Tabla de contenido

Créditos.....	V
Agradecimientos	VI
Dedicatoria.....	VII
Tabla de contenido	VIII
Lista de figuras	X
Lista de tablas.....	XV
Lista de acrónimos.....	XIX
Resumen.....	XXI
Abstract.....	XXII
1 Introducción.....	23
1.1 Problema de frontera.....	23
1.2 Hipótesis.....	27
1.3 Objetivos generales.....	27
1.3.1 <i>Objetivos específicos</i>	27
1.4 Justificación	28
2 Marco teórico	31
2.1 Irradiación solar superficial.....	31
2.2 Algoritmos de irradiación solar superficial	35
2.3 GOES 16	38
2.4 Energía solar fotovoltaica	42
2.5 Potencial de energía solar fotovoltaica.....	47
3 Modelo ROCIS	50
3.1 Área de estudio	50
3.2 Diseño del modelo ROCIS	51
3.3 Datos de entrada	52
3.3.1 <i>Pre-procesamiento de los datos</i>	55
3.4 Diseño del algoritmo.....	58
3.4.1 <i>Radiación solar extraterrestre</i>	59
3.4.2 <i>Factor de reflectancia</i>	63
3.4.3 <i>Albedo terrestre</i>	64
3.4.4 <i>Albedo de nubes</i>	68

3.4.5	<i>Índice de nubes</i>	71
3.4.6	<i>Factor de transmisión atmosférica</i>	71
3.4.7	<i>Radiación de onda corta incidente superficial</i>	72
3.5	Validación del algoritmo ROCIS	74
4	Identificación de zonas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México.....	78
4.1	Diseño del estudio	78
4.2	Definición de criterios y restricciones	79
4.3	Área total restringida	81
4.4	Reclasificación de criterios	84
4.4.1	<i>Criterios climáticos</i>	84
4.4.2	<i>Criterios topográficos</i>	87
4.4.3	<i>Criterio ambiental</i>	87
4.4.4	<i>Criterios técnicos y económicos</i>	88
4.5	Metodología AHP	88
4.6	Mapa de idoneidad	92
5	Selección de tecnologías fotovoltaicas en México	93
6	Resultados y discusiones.....	96
6.1	Geobases de datos del algoritmo ROCIS	96
6.2	Validación del algoritmo ROCIS	97
6.3	Ventajas y desventajas del algoritmo ROCIS.....	101
6.4	Productos del algoritmo ROCIS	106
6.5	Identificación de zonas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México	112
6.6	Selección de tecnologías fotovoltaicas.....	118
7	Conclusiones.....	124
	Referencias.....	128
	Anexos	142

Lista de figuras

Figura 1 Compuestos de mediciones de TSI sin filtro de onda (CPMDF1, azul) y con filtro de onda (CPMDF2, naranja). Para efectos de comparación, se incluye el compuesto previo (C3, línea gris) (Fröhlich, 2006) y la media móvil de 30 días de CPMDF1 (línea discontinua amarilla/púrpura). Los recuadros naranjas indican los mínimos solares (SM, por sus siglas en inglés) de cada ciclo solar. Además, se muestra el número mensual de manchas solares para mayor contexto (PMOD/WRC, 2022)	31
Figura 2 Variación de la radiación solar extraterrestre durante un año, editado de Zheng (2017).....	32
Figura 3 Diagrama de ángulos solares, figura editada de Kalogirou (2014)	34
Figura 4 Geometría de la matriz corregida de ABI GOES 16, figura editada de Valenti (2018).....	40
Figura 5 Niveles de cobertura de ABI GOES 16. Full Disk cubre todo el hemisferio occidental de la Tierra, CONUS cubre las regiones adyacentes a Estados Unidos y Mesoescala o MESOs, son dos áreas móviles de 1000 x 1000 km, figura editada de UW & CIMSS (2019).....	41
Figura 6 Relación de producción de energía mundial entre la energía renovable y convencional. Gráfica generada a partir de los datos reportados en los Global Status Report de IRENA entre el 2012 y 2022	43
Figura 7 Costo promedio ponderado global de la energía generada para servicios públicos de diferentes tecnologías renovables entre el 2010 y 2021, figura editada de IRENA (2022b)	44
Figura 8 El mapa muestra la irradiancia superficial media mundial expresada en W/m^2 , calculado a partir de observaciones realizadas por satélites meteorológicos entre 1990 y 2004 (Albuisson et al., 2006).	46
Figura 9 Adición anual a la capacidad instalada a nivel global de las tecnologías renovables más representativas. Gráfica elaborada a partir de los datos obtenidos de IRENA (2022c).....	46
Figura 10 Centrales solares en México, reportadas en 2020 por ASOLMEX (2022)	47
Figura 11 Clasificación climática de Köppen ajustada para México y modificada por Enriqueta García. Mapa creado a partir de los datos de García & CONABIO (1998)...	50
Figura 12 Diagrama metodológico general para el desarrollo y validación del algoritmo ROCIS.....	51
Figura 13 Estructuración de los productos Rad y DSR dentro de AWS de NOAA.....	55

Figura 14 Producto L1b de ABI GOES 16, conocido como “Radiancias” dado en $W/m^2sr\mu m$ con cobertura CONUS, desplegado a través del software Panoply de Goddard Institute for Space Studies (GISS) de la NASA. El producto corresponde al día 19 de abril del 2019 a las 01:01 UTC. La falta de información se debe a un error en el barrido del canal 02	57
Figura 15 Producto L2 de ABI GOES 16, conocido como “Downward Shortwave Radiation” en W/m^2 y con cobertura CONUS, desplegado a través del software Panoply de Goddard Institute for Space Studies (GISS) de la NASA. El producto corresponde al 1 de enero del 2020 a las 18:01 UTC. Los errores de estimación se pueden observar fácilmente en los bordes del producto donde existe puntos con valores nulos.....	57
Figura 16 Diagrama del proceso general del algoritmo ROCIS	58
Figura 17 Área de cobertura del algoritmo ROCIS. La forma tan particular del área de cobertura se establece a partir de la forma del área del producto Rad	59
Figura 18 La gráfica muestra la variación de la distancia entre el Sol y Tierra a lo largo del año 2020. Los datos seleccionados para esta gráfica pertenecen al canal 01 de ABI del GOES 16 de la geobase de datos pre-procesada. La hora seleccionada de cada día es 18:00 UTC que es el medio día del centro de México	60
Figura 19 Interpolación de la matriz de datos de la radiación solar extraterrestre sobre el área de cobertura, la estimación corresponde al 01 de enero del 2020 a las 18:00 UTC.	62
Figura 20 Diferencia de los tamaños de las matrices de las imágenes: A) CONUS y B) Área de estudio. Las imágenes muestran el factor de reflectancia del canal 6 de ABI GOES 16, el 22 de octubre del 2019 a las 17:01 UTC	64
Figura 21 Firmas espectrales como funciones de la longitud de onda para cinco tipos de superficies. Esta gráfica fue realizada para el AHI (Advanced Himawari Imager) de Himawari 8, el cual se considera como un sensor gemelo al ABI de GOES 16, figura editada de Zhuge et al. (2017).....	65
Figura 22 Variación diurna del factor de reflectancia de las bandas seleccionadas (A) y el promedio de estas (B) en el elemento de la matriz con coordenadas 19.429285, -99.073814, cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez en la Ciudad de México durante el 11 de abril del 2019 (Fecha local)	66
Figura 23 Conjunto de datos del factor de reflectancia promedio de un elemento de la matriz, donde el albedo terrestre es $\rho_{Tt}(i,j) = 0.172$. El elemento de la matriz se localiza en 19.429285, -99.073814 cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez de la Ciudad de México, la hora seleccionada fue 18:00 UTC en el período del 02 de abril al 01 de mayo del 2019	67
Figura 24 Albedo terrestre de ROCIS a las 18:00 UTC del día 03 de mayo del 2019 (Día 123 del año).	68

Figura 25 Variación diurna del factor de reflectancia de las bandas seleccionadas (A) y el promedio de estas (B) en el elemento de la matriz con coordenadas 19.429285, -99.073814, cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez en la Ciudad de México durante el 11 de abril del 2019 (Fecha local)	69
Figura 26 Conjunto de datos del factor de reflectancia promedio de un elemento de la matriz, donde el albedo de nubes es $\rho_{Nti,j} = 0.49$. El elemento de la matriz se localiza en 19.429285, -99.073814 cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez de la Ciudad de México durante el 02 de abril al 03 de mayo del 2019.	70
Figura 27 Albedo de nubes de ROCIS a las 18:00 UTC del día 03 de mayo del 2019 (Día 123 del año).	70
Figura 28 Relación entre el índice de nubes (nt) y el factor de transmisión atmosférica en cielo despejado (K_C), editado de Schroedter-Homscheidt et al. (2019).	72
Figura 29 Gráficos de densidad a partir de los datos de las muestras mínimas de los productos ROCIS y DSR para el año 2020	76
Figura 30 El mapa es un ejemplo en el que se puede observar la diferencia que existe en las resoluciones espaciales entre DSR y ROCIS, por medio de la cantidad elementos presentes en una misma área de cobertura (cuadro rojo). La cantidad de elementos de DSR (puntos rojos) es de 9, mientras que la cantidad de elementos de ROCIS (puntos azules) es de 1256	77
Figura 31 Diagrama metodológico para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México	78
Figura 32 Mapa de los humedales de México	82
Figura 33 Mapa de las áreas naturales protegidas de México	82
Figura 34 Mapa de las zonas arqueológicas en México.....	83
Figura 35 Delimitación del área de la zona arqueológica Teotihuacán en el Estado de México, México. El área delimita es de 2.45 Km ²	83
Figura 36 Ejemplo gráfico del proceso de reclasificación de los criterios climáticos, a través de los datos de irradiancia superficial de México. El mapa número 1 muestra la interpolación de los datos, el mapa número 2 la extracción de los datos territoriales, el mapa número 3 la clasificación de los datos territoriales y el mapa número 4 la reclasificación de los datos territoriales	85
Figura 37 Diagrama jerárquico establecido para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México	89
Figura 38 Ilustración del funcionamiento de la herramienta Weighted Overlay de ArcGIS.	93

Figura 39 Diagrama metodológico para seleccionar el tipo de tecnología fotovoltaica en México.....	93
Figura 40 Diagrama jerárquico establecido para evaluar la tecnología de paneles fotovoltaicos comerciales que mejor se adaptan a las condiciones climáticas de México	95
Figura 41 Correlación de Spearman de la radiación de onda corta incidente superficial del algoritmo ROCIS versus el producto DSR para el año 2020	98
Figura 42 Distribución espacial del coeficiente de correlación de Spearman estimado para los datos de ROCIS y DSR en el área de cobertura del algoritmo ROCIS (izquierda) y en el territorio mexicano (derecha) durante el 2020	98
Figura 43 Distribución espacial del Error Absoluto Medio (MAE) estimado para los datos de ROCIS y DSR en el área de cobertura del algoritmo ROCIS (izquierda) y en el territorio mexicano (derecha) durante el 2020	99
Figura 44 Distribución espacial del Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE) estimado para los datos de ROCIS y DSR en el área de cobertura del algoritmo ROCIS (izquierda) y en el territorio mexicano (derecha) durante el 2020	99
Figura 45 Distribución y nombre de las estaciones meteorológicas con piranómetro seleccionadas por Medina (2014).....	100
Figura 46 En el mapa de la izquierda (A) se observa la radiación de onda corta incidente superficial en W/m^2 estimado por ROCIS y en la imagen de la derecha (B) se muestra el producto Geocolor desde una vista satelital. Ambos productos fueron desarrollados para el 01 de enero del 2020 a las 18:00 UTC sobre el área de cobertura del algoritmo ROCIS	107
Figura 47 En el mapa de la izquierda (A) se observa la irradiancia superficial promedio diario (W/m^2) y en la imagen de la derecha (B) se muestra irradiancia superficial diaria (Wd/m^2). Ambos productos fueron desarrollados para el 01 de enero del 2020 sobre el área de cobertura del algoritmo ROCIS	108
Figura 48 Mapas del promedio mensual de la irradiancia superficial diaria en Wd/m^2 sobre el territorio mexicano en el 2022. Los mapas se realizaron a partir de la geobase de datos del algoritmo ROCIS	109
Figura 49 Mapas del promedio anual de la irradiancia superficial diaria en Wd/m^2 sobre el territorio mexicano. Los mapas se realizaron a partir de la geobase de datos del algoritmo ROCIS para los años 2020, 2021 y 2022	110
Figura 50 Ejemplo de los productos satelitales de GOES 16 dentro de la página web prototipo.....	111

Figura 51 Ejemplo de los productos SIG del proyecto doctoral dentro de la página web prototipo.....	111
Figura 52 Apartados de solicitud de información y de contacto de la página web prototipo.	112
Figura 53 Área total restringida y viable para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica.....	113
Figura 54 Mapas de idoneidad de las alternativas no sustentable (superior) y sustentable (inferior) para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México	115
Figura 55 Reclasificación del promedio anual de la irradiancia superficial (W/m^2) en México durante el 2020	118
Figura 56 Reclasificación del promedio anual de la temperatura superficial ($^{\circ}\text{C}$) en México durante el 2020	120
Figura 57 Reclasificación del promedio anual del índice de nubes en México durante el 2020	121
Figura 58 Mapas de idoneidad de las tecnologías de paneles solares en México.....	122

Lista de tablas

Tabla 1 Estudios que estiman o estimaron la radiación solar superficial en México	36
Tabla 2 Características generales de los satélites meteorológicos con información para México.....	39
Tabla 3 Modalidades de escaneo de ABI GOES 16, tabla editada de Losos (2021)	40
Tabla 4 Características de los canales de ABI GOES 16, tabla editada de Schmit & Gunshor (2020).....	41
Tabla 5 Valores de eficiencia reportado para paneles solares comerciales en el 2022 (Green et al., 2022).....	44
Tabla 6 Criterios seleccionados por diferentes trabajos para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos	49
Tabla 7 Criterios seleccionados para los archivos descargados de los productos de ABI GOES 16.....	54
Tabla 8 Ejemplo de los valores de <i>E_{sun}</i> para el sensor ABI GOES 16 de Schmit et al. (2012). Los valores no son fijos, varían en el tiempo y son obtenidos directamente de los metadatos. Schmit muestra diferentes valores a los observados en los metadatos, ya que son valores calculados a partir de funciones de respuesta espectral simulada	63
Tabla 9 Tamaño de las matrices y cantidad de datos de cada banda de ABI en GOES 16, de acuerdo con la resolución espacial. Entre más pequeña la resolución, más grande es la matriz de datos.....	64
Tabla 10 Fracción del total de energía del espectro electromagnético de la radiación extraterrestre con una constante solar de 1353 Wm^2 , tabla editada de Zheng (2017). 73	
Tabla 11 Cantidad de archivos que se encuentran en la geobase de datos generada por el algoritmo ROCIS	74
Tabla 12 Cantidad de información generada por el algoritmo ROCIS y descargada para el producto DSR durante el año 2020	74
Tabla 13 Cantidad de información de ROCIS y DSR en el año 2020 después del pre-procesamiento	74
Tabla 14 Tamaño de la muestra mínima representativa de los productos ROCIS y DSR, calculada a partir de la población de archivos durante el año 2020	75
Tabla 15 Pérdida de información de la población de datos del primer tamaño de muestra mínima seleccionada para los productos DSR y ROCIS.....	75

Tabla 16 Estadística descriptiva, medidas de asimetría y pruebas de normalidad de los productos ROCIS y DSR para el año 2020	76
Tabla 17 Restricciones y criterios seleccionados	79
Tabla 18 Reclasificación de los criterios climáticos, topográficos, ambientales, técnicos y económicos.....	86
Tabla 19 Escala de Saaty para evaluar los criterios (R. W. Saaty, 1987)	89
Tabla 20 Matriz de comparación por pares para la alternativa no sustentable	90
Tabla 21 Matriz de comparación por pares para la alternativa sustentable	90
Tabla 22 Matriz de comparación por pares normalizada para la alternativa no sustentable	91
Tabla 23 Matriz de comparación por pares normalizada para la alternativa sustentable	91
Tabla 24 Valor del índice aleatorio para diferentes tamaños de matriz (T. L. Saaty, 2001)	92
Tabla 25 Índices de consistencia de la metodología AHP.....	92
Tabla 26 Escala numérica de cada tecnología fotovoltaica evaluada	94
Tabla 27 Pérdida de potencia de salida respecto a la potencia máxima (Susten, 2019; Virtuani et al., 2010).....	94
Tabla 28 Reclasificación de los criterios climáticos.....	94
Tabla 29 Matriz de comparación por pares	95
Tabla 30 Matriz de comparación por pares normalizada.....	95
Tabla 31 Índices de consistencia de la selección de tecnologías fotovoltaicas en México	95
Tabla 32 Cantidad de archivos descargados de los productos de GOES 16 utilizados en ROCIS.....	96
Tabla 33 Cantidad de archivos descargados de los productos de GOES 16 utilizados en ROCIS después del pre-procesamiento	96
Tabla 34 Características técnicas de la geobase de datos de la radiación de onda corta incidente superficial generada por el algoritmo ROCIS	97
Tabla 35 Variables calculadas para la validación general del algoritmo ROCIS	97

Tabla 36 Estadística descriptiva de los datos calculados para la validación del algoritmo ROCIS, en cada elemento de la matriz de datos hubo 1,198 observaciones con $p < 0.001$	98
Tabla 37 Promedio, desviación estándar y pérdida de información de las mediciones radiación solar de la EMAs, tabla editada de Medina (2014)	101
Tabla 38 Costo del algoritmo ROCIS a partir de los precios establecidos por SolarGIS	102
Tabla 39 Valores de exactitud en diferentes algoritmos publicados que estiman la radiación solar superficial	104
Tabla 40 Tamaño promedio de los archivos generados por ROCIS y por los productos de la NOAA	105
Tabla 41 Estadística descriptiva de los mapas mensuales del 2022 de la Figura 48, donde se observa el promedio mensual de la irradiación superficial diaria (Wd/m^2) sobre el territorio mexicano	108
Tabla 42 Estadística descriptiva de los datos mostrados en los mapas anuales, donde se observa el promedio anual de la irradiación superficial diaria (Wd/m^2) sobre el territorio mexicano.....	110
Tabla 43 Restricciones seleccionadas para la identificación de zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica	112
Tabla 44 Pesos relativos calculados en otros trabajos en comparación con los pesos relativos calculados para cada alternativa de este proyecto doctoral	114
Tabla 45 Áreas disponibles por categoría de idoneidad en México de acuerdo con las alternativas establecidas	116
Tabla 46 Áreas disponibles por categoría de idoneidad para cada estado de México, de acuerdo con la alternativa sustentable	116
Tabla 47 Categoría de idoneidad correspondiente a las centrales solares con mayor capacidad en el 2020 de acuerdo con ASOLMEX (2022)	117
Tabla 48 Área que le corresponde a cada tecnología fotovoltaica de acuerdo con el promedio anual de la irradiancia superficial en el 2020.....	119
Tabla 49 Área que le corresponde a cada tecnología fotovoltaica de acuerdo con el promedio anual de la temperatura superficial en el 2020.....	119
Tabla 50 Área que le corresponde a cada tecnología fotovoltaica de acuerdo con el promedio anual del índice de nubosidad en el 2020	120

Tabla 51 Disponibilidad de área para las diferentes tecnologías de paneles solares en México.....	122
---	-----

Tabla 52 Porcentaje de área de cada tecnología de paneles solares dentro de las categorías de idoneidad en la alternativa sustentable para México	123
---	-----

Lista de acrónimos

Acrónimo	Definición
ABI	Advanced Baseline Imager
AHI	Advanced Himawari Imager
AHP	Analytic Hierarchy Process
ASOLMEX	Asociación Mexicana de Energía Solar
AU	Astronomical Units
AWS	Amazon Web Service
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
BDP	Big Data Program
BSRN	Baseline Surface Radiation Network
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CdTe	Cadmium Telluride
CI	Consistency Index
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide
CIEMAD	Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre el Medio Ambiente y Desarrollo
COFAA	Comisión de Operaciones y Fomento de Actividades Académicas
CMP+L	Centro Mexicano para la Producción más Limpia
CONABIO	Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
CONACyT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONUS	Contiguous United States
COP	Conferencias por Partes
CPMDF	Composite PMOD Data Fusion
CR	Consistency Ratio
CRS	Climatological Solar Radiation
CVS	Comma-Separated Values
DD	Decimal Degree
DEM	Digital Model Elevation
DNI	Direct Normal Irradiance
DSRS	Downward Shortwave Radiation at the Surface
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EMAs	Estaciones Meteorológicas Automáticas
EXIS	Extreme Ultraviolet and X-ray Irradiance Sensors
FM	Figura de Mérito
GEI	Gases Efecto Invernadero
GHI	Global Horizontal Irradiance
GIS	Geographic Information System
GISS	Goddard Institute for Space Studies
GLM	Geostationary Lightning Mapper
GOES	Geostationary Operational Environmental Satellite
GRS80	Geodetic Reference System 1980
GSIP	GOES Surface and Insolation Product
GTI	Global Tilted Irradiance
HDF5	Hierarchical Data Format 5
IBM	International Business Machines Corporation
ILO	International Labour Organization
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía

Acrónimo	Definición
IPN	Instituto Politécnico Nacional
IR	Infrared
IRENA	International Renewable Energy Agency
JSON	JavaScript Object Notation
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LSTC	Land Surface Temperature CONUS
MAE	Mean Absolute Error
MAG	Magnetometer
MCDM	Multiple-Criteria Decision-Making
MODIS	Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer
NaN	Not A Number
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
NESDIS	National Environmental Satellite Data and Information
NetCDF	Network Common Data Form
NIR	Near Infrared
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NODD	NOAA Open Data Dissemination
NPP	National Polar-orbiting Partnership
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NSRDB	National Solar Radiation Database
OLCI	Ocean and Land Color Instrument
OLI	Operational Land Imager
OMM	Organización de Meteorología Mundial
OR	Operational system Real time data
PMOD	Physikalisch Meteorologisches Observatorium Davos
RAM	Random Acces Memory
RI	Random Index
RMSE	Root Mean Square Error
ROCIS	Radiación de Onda Corta Incidente Superficial
SEISS	Space Environment In Situ Suite
SENER	Secretaría de Energía
SIBE	Sistema de Becas por Exclusividad
SIP	Secretaría de Investigación y Posgrado
SM	Solar Mínima
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SSL	Secure Sockets Layer
SURFRAD	Surface Radiation Budget Network
SUVI	Solar Ultraviolet Imager
TOA	Top Of Atmosphere
TSI	Total Solar Irradiance
UTC	Universal Time Coordinated
VIIRS	Visible Infrared Imaging Radiometer Suite
WGS 84	World Geodetic System 1984
WRC	World Radiation Center

Resumen

La energía solar fotovoltaica ha emergido como una de las alternativas más prometedoras para la producción de energía limpia y sostenible en los últimos años, debido a la reducción de costos en su manufactura e instalación, así como al constante aumento de la eficiencia de las celdas solares. México, con su ubicación geográfica privilegiada, posee un vasto potencial en este campo, con un promedio diario de irradiación solar superficial considerable, lo que lo posiciona como uno de los líderes en este sector a nivel mundial. Sin embargo, la falta de información precisa sobre la distribución espacial de la irradiación solar en el país presenta un desafío. Aunque se están desarrollando parques solares en México, persiste la incertidumbre sobre la selección de ubicaciones y tecnologías de paneles solares. En este contexto, el presente trabajo aborda la estimación de la irradiación solar superficial mediante un algoritmo combinado denominado ROCIS (Radiación de Onda Corta Incidente Superficial), que utiliza datos satelitales de alta resolución del GOES 16. Este algoritmo ha generado geobases de datos horarias del índice de nubes y de la irradiancia superficial a nivel nacional. Estos datos han sido validados y permiten comprender la dinámica espaciotemporal de la irradiación solar superficial en México.

Además, se han utilizado estos datos junto con otras variables y restricciones para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos energéticos fotovoltaicos en México mediante la metodología AHP - GIS. Como resultado, se han generado mapas de idoneidad que revelan las áreas más favorables para la implementación de proyectos solares en el país y se han recomendado las tecnologías de paneles solares comerciales más adecuadas con base en los criterios climáticos que mayor impacto tienen en los paneles solares en México. Este proyecto doctoral proporciona información geográfica relevante a nivel regional para el país y puede ser de utilidad para instituciones públicas, empresas privadas y tomadores de decisiones en la planificación y desarrollo de recursos energéticos fotovoltaicos. Los datos y metodologías utilizados en este proyecto son de libre acceso y replicables, lo que permitirá su continuo desarrollo y mejora. Este estudio representa un paso inicial hacia un programa integral y sistemático a nivel nacional para mejorar las instalaciones fotovoltaicas en México, teniendo en cuenta las variaciones climáticas locales, los avances tecnológicos y las necesidades nacionales en diversos sectores.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, Sistemas de Información Geográfica (SIG), Proceso Analítico Jerárquico (AHP), paneles solares, mapa de idoneidad, imágenes satelitales

Abstract

Photovoltaic solar energy has emerged as one of the most promising alternatives for clean and sustainable energy production in recent years, thanks to cost reductions in manufacturing and installation, as well as the continuous increase in solar cell efficiency. Mexico, with its privileged geographical location, has vast potential in this field, with a considerable daily average of surface solar irradiation, positioning it as one of the leaders in this sector globally. However, the lack of precise information on the spatial distribution of solar irradiation in the country presents a challenge. Although solar parks are being developed in Mexico, uncertainty persists regarding the selection of locations and solar panel technologies. In this context, the present work addresses the estimation of surface solar irradiation using a combined algorithm called ROCIS (Radiación de Onda Corta Incidente Superficial), which utilizes high-resolution satellite data from GOES 16. This algorithm has generated hourly geodatabases of cloud index and surface irradiance nationwide. These data have been validated and allow for an understanding of the spatiotemporal dynamics of surface solar irradiation in Mexico.

Furthermore, these data have been used along with other variables and constraints to identify the most suitable areas for developing photovoltaic energy projects in Mexico using the AHP - GIS methodology. As a result, suitability maps have been generated revealing the most favorable areas for solar project implementation in the country, and the most suitable commercial solar panel technologies have been recommended based on the climatic criteria that have the greatest impact on solar panels in Mexico. This doctoral project provides relevant geographical information at the regional level for the country. It can be useful for public institutions, private companies, and decision-makers in the planning and development of photovoltaic energy resources. The data and methodologies used in this project are freely accessible and replicable, allowing for their continuous development and improvement. This study represents an initial step towards a comprehensive and systematic national program to enhance photovoltaic installations in Mexico, considering local climatic variations, technological advancements, and national needs in various sectors.

Keywords: Photovoltaic solar energy, Geographic Information Systems (GIS), Analytical Hierarchy Process (AHP), solar panels, suitability map, satellite images.

1 Introducción

1.1 Problema de frontera

El constante aumento de la demanda energética, la disminución de las reservas convencionales (petróleo, gas, etc.), el crecimiento de la población y el aceleramiento del cambio climático a nivel mundial, han establecido una situación global preocupante. En este contexto, el consumo de energía eléctrica crece a un ritmo exponencial. Las energías renovables (energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica, eólica, etc.) se han establecido como un amortiguador ante la situación global actual, y se conceptualizan conjugando políticas integrales con objetivos económicos, ambientales y sociales. La transición hacia energías renovables tiene como objetivo resolver el futuro desabasto por el aumento constante de la demanda energética, y al mismo tiempo reducir en un 70 % las emisiones de gases efecto invernadero relacionadas con la producción de energía, entre el 2020 – 2050 (IRENA, 2020). Los gobiernos de las principales potencias mundiales ofrecen diferentes estímulos fiscales a las empresas que utilicen energías renovables y generen nuevas fuentes de trabajo, con el objetivo de alcanzar las metas establecidas en las diferentes Conferencias por Partes (COP) que se han realizado en los últimos años. En 2021, la cantidad de empleos directamente relacionados con la energía renovable fue de 12.7 millones (IRENA & ILO, 2022), y se estima que entre el 2020 y 2050 se generen 42 millones de empleos a escala mundial (IRENA, 2020). Los estímulos fiscales pueden ejecutarse a través de paquetes de iniciativas políticas como el Pacto Verde Europeo o en forma de leyes, como la Ley General de Cambio Climático (LGCC) del marco normativo de energías renovables en México.

Dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica es considerada como una de las mejores opciones, esta distinción se le otorga en términos de disponibilidad, costo, eficiencia, accesibilidad, bajo impacto ambiental, adaptabilidad y crecimiento tecnológico (Kabir et al., 2018; Kannan & Vakeesan, 2016; Mohanty et al., 2016). Sin embargo, al igual que cualquier otro tipo de energía, conocer su potencial para su aprovechamiento depende de la calidad de información disponible, así como su accesibilidad, robustez y confiabilidad en relación con la disponibilidad espacial, intermitencia, predictibilidad y variabilidad temporal. En particular, esta última característica es crítica para la comercialización de los diferentes tipos de proyectos solares (Sengupta et al., 2017). Teniendo en cuenta que la fuente abastecedora para este tipo de energía renovable es el Sol, la obtención y evaluación de datos de irradiación solar superficial juega un papel crucial en la investigación, desarrollo y uso de la energía solar, ya sea a través de celdas

solares fotovoltaicas basadas en el principio fotovoltaico o indirectamente mediante concentradores solares basados en el principio de termosifón (Mohanty et al., 2016).

La irradiación solar superficial, también es conocida comúnmente como radiación incidente superficial o radiación de onda corta incidente superficial, se puede obtener de tres formas según Liang et al. (2019): a) observaciones terrestres, b) modelado numérico y c) percepción remota satelital; cada una tiene sus ventajas y desventajas. Las observaciones terrestres son la forma más directa y confiable, siempre que se realice un mantenimiento de alta calidad a los sensores. En áreas donde existen pocas observaciones terrestres, hay un nivel de confiabilidad bajo al momento de caracterizar los patrones de la distribución espacial (Huang et al., 2019). Las observaciones terrestres que han adquirido mayor relevancia son la Irradiancia Global Horizontal (GHI, por sus siglas en inglés), la Irradiancia Global Inclínada (GTI, por sus siglas en inglés) y la Irradiancia Directa Normal (DNI, por sus siglas en inglés).

Los modelos numéricos se utilizados comúnmente para producir mapas de irradiación solar superficial a escalas regionales y globales. Los productos más comunes son reanálisis, como el Proyecto de Reanálisis del National Centers for Environmental Prediction y del National Center for Atmospheric Research (NCEP/NCAR) y el Reanálisis de ERA-Interim del European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). La principal desventaja de los modelos numéricos es su deficiencia para simular la cantidad de nubes presentes en la atmosfera, por lo que los productos de alta resolución temporal tienen grandes errores (Zhao et al., 2013).

La percepción remota satelital debido a su capacidad de observar la distribución espacial y la evolución de la dinámica de las nubes ofrece un medio único para monitorear y estimar la irradiación solar superficial a nivel regional e incluso global dependiendo de las características intrínsecas del satélite. Algunos ejemplos de modelos satelitales son: Diabaté et al., 1989; Geiger et al., 2008; Lefèvre et al., 2007; Oloo et al., 2015; Pinker & Laszlo, 1992; Posselt et al., 2012; Rigollier et al., 2004. El uso de esta tecnología es cada vez más demandante hoy en día debido a la necesidad de contar con información en tiempo real (Mohanty et al., 2016). Muchas investigaciones comparativas han reforzado la noción de que los productos satelitales son más precisos que los productos de modelos numéricos (Huang et al., 2019). Además, la incertidumbre de la irradiación solar superficial mensual es similar a la que se obtiene de las observaciones terrestres (Müller et al., 2015; Qin et al., 2011). La mayoría de las discrepancias entre las observaciones terrestres y satelitales se deben a las deficiencias en los sensores (Perez et al.,

2017); por lo tanto, la estimación satelital de la irradiación solar superficial a nivel regional es más prometedora en áreas donde existan pocas observaciones terrestres de calidad.

México cuenta con observaciones terrestres de la irradiación solar superficial a través de piranómetros instalados en algunas de las estaciones meteorológicas de la red del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). Sin embargo, el alto costo del mantenimiento preventivo y correctivo ha llevado a estas instituciones a limitar la frecuencia con la que se revisan los sensores (calibración), lo que puede ocasionar errores al momento de registrar las mediciones. Además, no existe una densidad suficiente y distribución adecuada de los sensores para tener una red de observaciones terrestres con cobertura nacional y así lograr interpolaciones fiables. Por lo tanto, la estimación de la irradiación solar superficial a través de datos satelitales se establece como una excelente opción para México, ya que el país no cuenta con información satelital propia y debe recurrir a instituciones internacionales como la NOAA para obtenerla. Actualmente, la información satelital de GOES 16 es la mejor opción para México, ya que proporciona observaciones con cobertura nacional a una resolución temporal de 5 min y una resolución espacial de 2 km.

Existe una gran variedad de algoritmos satelitales que permiten estimar la irradiación solar superficial. El principal problema de la mayoría de los algoritmos actuales es su complejidad, ya que utilizan demasiados datos y productos previos. Por ejemplo, el algoritmo DSRS utiliza como datos de entrada productos previamente calculados, como la máscara de nubes, la máscara de nieve, la fase de la nube, entre otros. Diseñar un algoritmo “sencillo” que consiga resultados similares sería una gran ventaja en un país con recursos limitados como México. Los resultados de dicho algoritmo pueden identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y establecer una recomendación tecnológica de los paneles solares más adecuados para el país, ayudando a facilitar el cumplimiento de los acuerdos internacionales (Acuerdo de París) y nacionales (Reforma energética), a los cuales se han comprometido gobiernos anteriores.

Por otra parte, la LGCC y la ley de Transición Energética establecen los compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático, definiendo las metas de eficiencia energética y generación de energía limpia. Estas leyes concluyen que para alcanzar las metas establecidas es importante realizar un conjunto de análisis y estudios sobre las condiciones técnicas, científicas, tecnológicas, económicas, financieras, fiscales, ambientales y sociales de la futura

infraestructura de explotación, producción, transformación, distribución y uso final de la energía (Cámara de Diputados México, 2013). Dentro de estos compromisos, se destaca la meta generar el 35% de la energía de México a través de energías renovables para el 2024 y el 43% en el 2030. Además, se busca la sustitución de combustibles pesados en la industria nacional (Hidalgo Gallardo et al., 2017).

Ante esta compleja situación, el presente proyecto de investigación doctoral se enfocó en primer lugar en desarrollar un algoritmo satelital que estima la irradiación solar superficial en México. Los resultados del algoritmo se validaron con datos satelitales del producto DSRS de la NOAA. En conjunto con otros criterios climáticos, sociales, ambientales, topográficos y técnicos, se identificaron las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos energéticos fotovoltaicos en México, a través de la metodología AHP – GIS (Analytic Hierarchy Process - Geographic Information System). Esta metodología también se utilizó para identificar la tecnología comercial de paneles solares más adecuada para México, basándose únicamente en criterios climáticos. Los resultados se muestran por medio de tablas y mapas en la tesis, y se presentan a través de un portal web prototipo, el cual se está optimizado para facilitar el acceso a la información generada en este proyecto.

A partir de las geobases de datos generadas en este proyecto de investigación doctoral se pueden desarrollar diferentes tipos de estudios. Por ejemplo, la geobase de datos de irradiación solar superficial puede ser utilizada en estudios de balance energético (Wild et al., 2013), cambio climático (Wild, 2009), productividad agrícola (Hall, 2000; Mavi & Tupper, 2004), termorregulación en animales (Norris & Kunz, 2012), etc. Por otro lado, los productos de idoneidad desarrollados pueden ser empleados para generar criterios y políticas de impacto visual de los sistemas solares (Munari Probst & Roecker, 2019), cuestiones de diseño urbano (Mohajeri et al., 2019), análisis de ahorro de energía (Rosas-Flores et al., 2019), recomendación de tecnología fotovoltaica de acuerdo a las características meteorológicas de la zona o infraestructura (Balaska et al., 2017), etc., dejando en claro de la importancia del proyecto y el impacto que puede tener en futuros estudios.

1.2 Hipótesis

El desarrollo de un algoritmo satelital permite analizar y caracterizar el comportamiento espaciotemporal de la irradiación solar superficial en México, a través de la generación de información georreferenciada confiable y de calidad. La irradiación solar superficial en conjunto con otros criterios climáticos, sociales, ambientales, topográficos y técnicos, y a través de la metodología AHP - GIS, permite identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos energéticos fotovoltaicos en México, y al mismo tiempo, dar una propuesta tecnológica de los paneles solares comerciales más adecuados para el país.

1.3 Objetivos generales

Desarrollar un algoritmo satelital validado con la finalidad de generar una geobase de datos robusta, confiable y de calidad para observar el comportamiento espacial de la irradiación solar superficial en México, por medio de mapas mensuales y anuales, y en conjunto con otros criterios climáticos, sociales, ambientales, topográficos y técnicos, identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos energéticos fotovoltaicos en México y recomendar la tecnología de paneles solares comerciales más adecuada para el país, por medio de la metodología AHP - GIS.

1.3.1 Objetivos específicos

1. Establecer la metodología que seguirá el algoritmo satelital para estimar la irradiación solar superficial, mediante una revisión de la literatura y el desarrollo del estado del arte.
2. Acopiar la información satelital de los canales espectrales 1, 2, 3, 5 y 6 de GOES 16 que registran la radiancia observada de México en diferentes partes del espectro electromagnético, por medio de programación en Python. Esta información son los datos de entrada del algoritmo satelital que estima la irradiación solar superficial.
3. Pre-procesar la información adquirida con la finalidad de obtener un conjunto de datos de calidad, utilizando programas desarrollados en Python para verificar que la información de los diferentes canales espectrales sea homogénea en cuanto a la fecha y hora de los archivos descargados. Además, se cerciora que no existan archivos corruptos debido a algún problema en la descarga.

4. Desarrollar el algoritmo satelital a través de programas en Python, utilizando la información pre-procesada con la finalidad de generar la geobase de datos de la irradiación solar superficial.
5. Validar el algoritmo con el fin de conocer el grado de confianza y robustez, por medio de programación en Python. La validación se realiza contra los datos del producto DSRS de NOAA.
6. Establecer una metodología para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos energéticos fotovoltaicos en México y para hacer la recomendación tecnológica de paneles solares comerciales más adecuados para México, a través, de realizar una revisión literaria y desarrollar el estado del arte.
7. Analizar y evaluar estadísticamente la irradiancia e irradiación solar superficial, las zonas de idoneidad para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y la recomendación tecnológica de paneles solares comerciales para México, por medio de mapas, tablas, etc.
8. Integrar los resultados en un portal web prototipo, con la finalidad de demostrar que los productos desarrollados se pueden visualizar desde un portal web.

1.4 Justificación

Los estudios de diagnóstico dentro de la energía solar fotovoltaica son un paso complejo y decisivo para aumentar el éxito del proyecto, asegurando su viabilidad, vida útil y producción de energía, ahorrando tiempo e inversión (Kannan & Vakeesan, 2016). Identificar y seleccionar la tecnología y el lugar son ejemplos de estudios de diagnóstico. Estos estudios se ven fortalecidos por información geográfica, lo que ayuda en las evaluaciones de las instituciones públicas, tomadores de decisiones y empresas en la planeación estratégica de los recursos energéticos fotovoltaicos en México. La ley de Transición Energética y la LGCC establecen que estos estudios de diagnóstico son importantes para la explotación, producción, transformación, distribución y uso final de la energía (Cámara de Diputados México, 2013).

La identificación de las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y la recomendación tecnológica de paneles solares comerciales precisan de una evaluación robusta, confiable y validada de las condiciones en la que se encuentra la irradiación solar superficial. México mide y registra la irradiación solar superficial, por medio de piranómetros instalados en algunas estaciones meteorológicas del SMN de la CONAGUA, por lo que conocer la frecuencia con la que se calibran los sensores es esencial para conocer la calidad de la

información. Un piranómetro calibrado y con mantenimiento adecuado puede tener un error promedio de entre - 4 % hasta 2.5 %, con un error máximo del 10 % (Castillo Matadamas et al., 2017) al medir la irradiación solar superficial, lo que genera imprecisiones en las interpolaciones de los datos. Por esta razón, se solicitó al SMN un informe de calibración que se realizó a los piranómetros de las Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAs) en México en el 2013, pero se obtuvo como respuesta que la información solicitada es inexistente, ya que el reporte fue realizado por personal ajeno a la institución (Anexo 1). Además, el alto costo que involucra el mantenimiento preventivo y correctivo han llevado a las instituciones a limitar la frecuencia con la que se revisan los sensores. En conjunto, México no cuenta con una densidad suficiente y distribución adecuada de los piranómetros para tener observaciones terrestres con cobertura nacional, situación que se observa en la investigación de Medina (2014), quien estudió 136 estaciones con piranómetro distribuidas a lo largo de México, concluyendo que tan solo 36 de ellas (26 %) parecen ser libres de errores de medida. Huang et al., 2019 menciona que en zonas de estudio donde existen pocas observaciones terrestres, hay un nivel de confiabilidad bajo al momento de caracterizar los patrones de la distribución espacial de la irradiación solar superficial. La falta de calibración, la mala distribución y la poca densidad de los piranómetros en México, nos obliga a buscar alternativas para estimar la irradiación solar superficial. Los algoritmos satelitales se presentan como la mejor opción para México, y a través del Big Data Program (BDP), se proporciona información satelital gratuita para México de diferentes satélites y productos. Entre ellos, se encuentran las imágenes de GOES 16 con cobertura nacional, resolución temporal de 5 minutos y resolución espacial de 2 km. La diversidad de algoritmos para estimar la irradiación solar superficial nos permite seleccionar los más adecuados o generar uno propio a partir de los establecidos. Actualmente, los algoritmos satélites, como el de DSRS, presentan una exactitud general de 1.6 % y una precisión de 24.1 % con respecto a las mediciones superficiales de la Baseline Surface Radiation Network (BSRN) para datos espaciales con una resolución espacial de 5 km. A medida que la aumenta la resolución espacial, disminuye el error, y aumenta la precisión y exactitud (Laszlo & Kim, 2018).

El principal problema de este tipo de algoritmos es la complejidad, por lo que desarrollar un algoritmo satelital “sencillo” que produzca resultados similares sería una gran ventaja en un país donde no se tiene grandes recursos. En este contexto, el proyecto de investigación doctoral desarrolla un algoritmo satelital para estimar la irradiación solar superficial. Los resultados del algoritmo son utilizados para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y recomendar la tecnología de paneles solares más adecuada para

México, lo que ayudaría a comprender de mejor manera el recurso de energía solar fotovoltaica en el país, generando estrategias de desarrollo con sustento científico, a través de datos geográficos que facilitan la visualización espacial del recurso, ahorrando tiempo y dinero a las instituciones públicas encargadas del cumplimiento de los acuerdos internacionales (Acuerdo de París) y nacionales (Reforma energética) a los que se han comprometido los distintos gobiernos de México para conseguir la transición energética.

2 Marco teórico

2.1 Irradiación solar superficial

Se define como irradiación a la radiación solar que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada (energía), su unidad es Wh/m^2 o J/m^2 . Por otro lado, la irradiancia se refiere a la radiación solar que incide en un instante sobre una superficie determinada (potencia), su unidad es W/m^2 (Lešny et al., 2018). La radiación solar es energía emitida por el Sol, transmitida por medio de ondas electromagnéticas que no requieren de un medio para propagarse y viajan a la velocidad de la luz. La radiación solar varía debido a la actividad solar, variaciones orbitales, procesos atmosféricos y características superficiales de la Tierra. La actividad solar, como las manchas y el viento solares, son fenómenos que pueden variar la radiación solar en aproximadamente 0.1 % (Fröhlich, 2000, 2012; Fröhlich & Lean, 2004). Esta variación se puede observar aproximadamente cada 11 años, a través de las mediciones satelitales de la Irradiación Solar Total (TSI, por sus siglas en inglés) que se han llevado a cabo desde 1978 hasta el presente año (2022), como se observa en la Figura 1. El promedio de las mediciones de TSI define la constante solar 1366.1 W / m^2 (Blaga & Paulescu, 2018; Schmit et al., 2012).

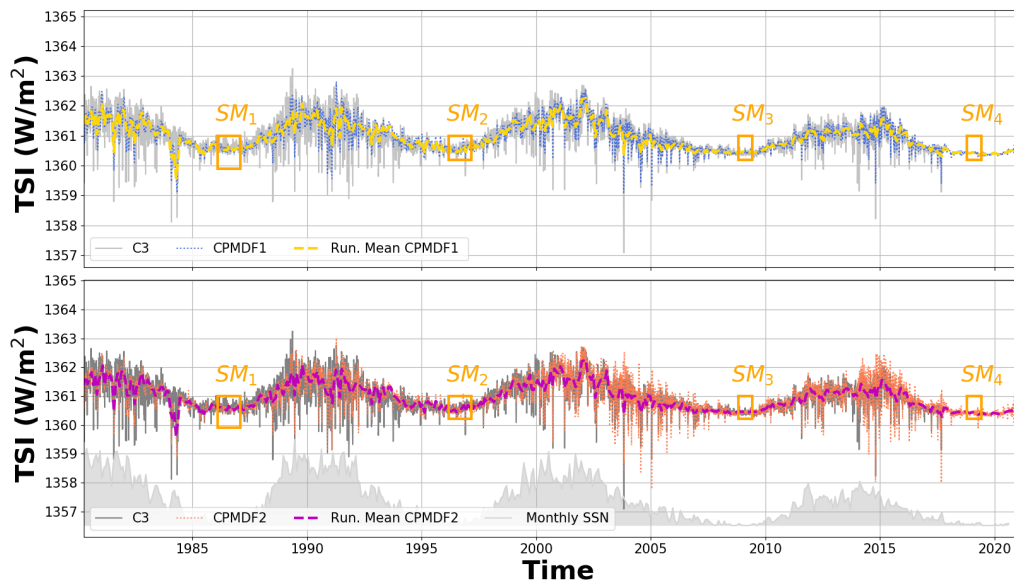


Figura 1 Compuestos de mediciones de TSI sin filtro de onda (CPMDF1, azul) y con filtro de onda (CPMDF2, naranja). Para efectos de comparación, se incluye el compuesto previo (C3, línea gris) (Fröhlich, 2006) y la media móvil de 30 días de CPMDF1 (línea discontinua amarilla/púrpura). Los recuadros naranjas indican los mínimos solares (SM, por sus siglas en inglés) de cada ciclo solar. Además, se muestra el número mensual de manchas solares para mayor contexto (PMOD/WRC, 2022)

Las variaciones orbitales (ciclos de Milankovitch) como la precesión, oblicuidad, excentricidad, traslación y rotación, también varían a la radiación solar. Las tres primeras variaciones orbitales tienen periodos de miles de años, por lo que sus efectos solo se pueden observar en la Paleoclimatología (Council, 2006; Imbrie et al., 1992; Petit et al., 1999; Thomson, 2018), mientras que los efectos que tiene la traslación en la radiación solar se observan en la radiación solar extraterrestre, la cual varía $\pm 3.3 \%$ dependiendo de la época del año (Zheng, 2017), como se observa en la Figura 2.

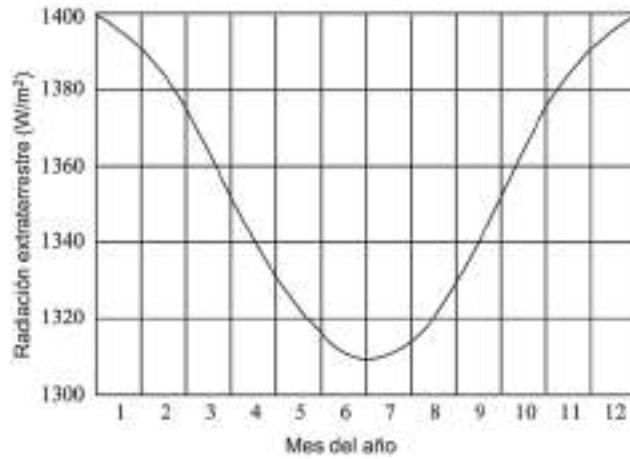


Figura 2 Variación de la radiación solar extraterrestre durante un año, editado de Zheng (2017)

La radiación solar extraterrestre se define como la radiación solar que recibe un plano normal, el cual puede estar sobre la Exosfera, la capa más alta de la atmosfera, o sobre la línea divisora imaginaria conocida como tope atmosférico (TOA, por sus siglas en inglés). De acuerdo con Zheng (2017), la radiación extraterrestre se puede calcular a partir de la ecuación de Spencer (1971), la cual tiene una precisión de $\pm 0.01 \%$ (Ecuación 1).

$$G_{on} = G_{sc}(1.0001100 + 0.034221 \cos B + 0.001280 \sin B + 0.000719 \cos 2B + 0.000077 \sin 2B) \quad (1)$$

Donde:

- G_{on} es la radiación solar extraterrestre incidente en un plano normal durante un día específico del año (n).
- G_{sc} es la constante solar.
- B esta dada por (Ecuación 2):

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (2)$$

Para cuestiones de ingeniería se utiliza la Ecuación 3, menos precisa (Zheng, 2017):

$$G_{on} = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \quad (3)$$

Cuando la radiación solar extraterrestre incide sobre una superficie paralela a la superficie terrestre en un momento dado, se conoce como radiación solar extraterrestre horizontal y está dada por la Ecuación 4 (Kalogirou, 2014):

$$G_{oH} = G_{on} \cos \phi = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [\cos L \cos \delta \cos h + \sin L \sin \delta] \quad (4)$$

Donde:

- G_{oH} es la radiación solar extraterrestre en una superficie horizontal (W/m^2).
- ϕ es el ángulo solar cenital en grados en una superficie horizontal.
- L es la latitud en grados.
- δ es la declinación en grados.
- h es ángulo horario en grados.

Si la radiación solar extraterrestre incide sobre una superficie rugosa, la superficie tiene un ángulo de inclinación respecto al horizonte, por lo que la Ecuación 4 se modifica para una superficie inclinada con cualquier orientación, Ecuación 5 (Kalogirou, 2014):

$$G_{oB} = G_{on} \cos \theta = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [\sin L \sin \delta \cos \beta - \cos L \sin \delta \sin \beta \cos Z_s + \cos L \cos \delta \cos h \cos \beta + \sin L \cos \delta \cos h \sin \beta \cos Z_s + \cos \delta \sin h \sin \beta \sin Z_s] \quad (5)$$

Donde:

- G_{oB} es la radiación solar extraterrestre en una superficie inclinada (W/m^2).
- θ es el ángulo solar cenital en grados en una superficie inclinada.
- β es el ángulo de inclinación sobre una superficie horizontal en grados.
- Z_s es el ángulo azimut superficial en grados.

Para un plano horizontal θ es igual ϕ , por lo que la Ecuación 4 es la más ideal a utilizar, y si la superficie está orientada hacia el Sur, la Ecuación 5 se puede reducir (Ecuación 6).

$$G_{oB} = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [\sin(L - \beta) \sin \delta + \cos(L - \beta) \cos \delta \cos h] \quad (6)$$

Como se observa en las Ecuaciones 4 y 5, el efecto de la rotación está intrínseco en los ángulos que se generan entre cualquier punto del horizonte y la trayectoria del Sol (Figura 3).

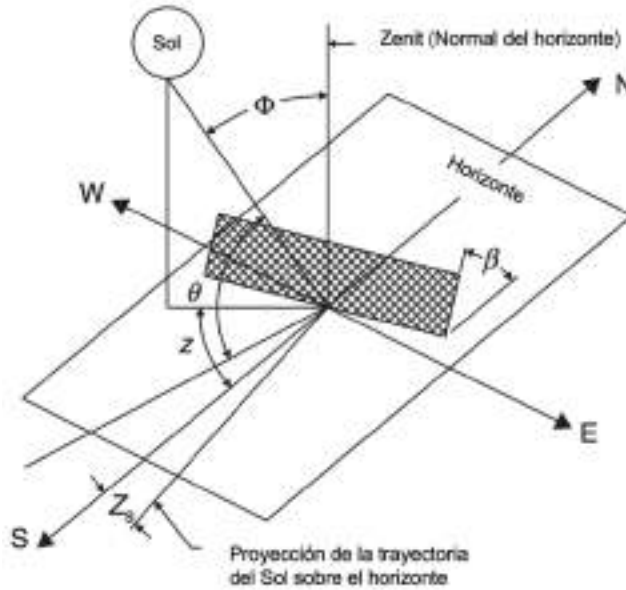


Figura 3 Diagrama de ángulos solares, figura editada de Kalogirou (2014)

La radiación solar, al momento de ingresar a la atmosfera, empieza a experimentar procesos de absorción y dispersión con los gases presentes, como ozono, dióxido de carbono, vapor de agua, aerosoles, etc. (Abal & Durañona, 2013). El proceso de dispersión atmosférica está compuesto por la reflectancia y transmitancia, y en conjunto con la absorción, se conocen como procesos atmosféricos de atenuación de la radiación solar. Wild et al. (2013), menciona que el promedio global de la radiación solar de onda corta reflejada es de 100 W/m^2 (29 %), mientras que el promedio global de la radiación solar de onda corta absorbida es 79 W/m^2 (23 %), por lo que solo llega a la superficie el 48 % de la radiación solar de onda corta incidente, la cual interacciona con el tipo de cobertura vegetal, uso de suelo y rugosidad, presentes en la zona de incidencia, parámetros que afectan directamente el albedo (relación de la radiación reflejada respecto a la radiación incidente sobre una superficie). Normalmente, los diversos modelos y algoritmos estiman la irradiación solar superficial en la parte más energética del espectro electromagnético,

entre el 0.3 - 2.5 μm que corresponde a la luz visible e infrarrojo cercano, esta parte del espectro contiene el 95 % de la energía de la radiación solar (Zheng, 2017).

2.2 Algoritmos de irradiación solar superficial

Estimar la irradiación solar superficial es un trabajo complicado donde intervienen diferentes factores geográficos, astronómicos, geométricos, físicos y meteorológicos (Gutiérrez-Trashorras et al., 2018) y de acuerdo con Liang et al. (2019) existen 3 principales metodologías de estimar la irradiación solar superficial: observaciones terrestres, modelado numérico y percepción remota satelital, cada uno sus respectivas ventajas y desventajas. En la literatura se observa que la irradiación solar superficial, también es conocida comúnmente como radiación incidente superficial o radiación de onda corta incidente superficial.

Las observaciones terrestres son la forma más directa y confiable, siempre que los sensores tengan un mantenimiento de alta calidad. Sin embargo, en áreas donde existen pocas observaciones terrestres, hay un nivel de confiabilidad bajo al momento de caracterizar los patrones de la distribución espacial (Huang et al., 2019). Las observaciones terrestres que han adquirido mayor relevancia son GHI, GTI y DNI.

Los modelos numéricos normalmente son utilizados para producir mapas de irradiación solar superficial a escalas regionales y globales, los productos más comunes son reanálisis, como los proyectos NCEP/NCAR y ERA-Interim de ECMWF. La principal desventaja de estos modelos es su deficiencia en la simulación de la cantidad de nubes, lo que trae como consecuencia grandes errores en productos de alta resolución temporal (Zhao et al., 2013).

La percepción remota satelital por su capacidad de observar la distribución espacial y la evolución de la dinámica de las nubes ofrece un medio único para monitorear y estimar la irradiación solar superficial a nivel regional e incluso global dependiendo de las características intrínsecas del satélite. Actualmente, muchas investigaciones comparativas han reforzado la noción de que los productos satelitales son más precisos que los productos de modelos numéricos (Huang et al., 2019). Además, la incertidumbre de la irradiación solar superficial mensual es similar al de las observaciones terrestres (Müller et al., 2015; Qin et al., 2011). La mayoría de las discrepancias entre las observaciones terrestres y satelitales se deben a las deficiencias en los sensores (Perez et al., 2017), por lo tanto, la estimación satelital de la irradiación solar superficial a nivel regional

es más prometedora en áreas donde existan pocas observaciones terrestres de calidad. La principal desventaja de utilizar la percepción remota satelital es que siempre se estima indirectamente la irradiación solar superficial.

En la historia del modelado de la irradiación solar superficial existen decenas de modelos o algoritmos, como se puede observar en los trabajos de revisión de Ahmad & Tiwari (2011), Badescu et al. (2012), Gutiérrez-Trashorras et al. (2018) y Huang et al. (2019). Muchos de estos estudios siguen vigentes y se siguen utilizándose en diferentes partes del mundo. La complejidad del modelo seleccionado para estimar la irradiación depende de la calidad y cantidad de información disponible en la zona de estudio. En México son pocos los estudios realizados sobre el tema, algunos de los más importantes se observan en la Tabla 1. La mayoría de los estudios previos al 2010 no tienen su información actualmente disponible o son trabajos citados por otras fuentes, lo que dificulta el acceso a la información. Las fuentes más recientes tienen su información disponible, pero su acceso resulta ser limitado (Cuahutle, 2016; Miranda-Jiménez, 2016; Sánchez Díaz, 2019), de acceso complicado (Laszlo et al., 2020; SMN CONAGUA, 2022; Yang, 2021), privada (SSM - UNAM, 2022) o de paga (Solargis, 2017).

Tabla 1 Estudios que estiman o estimaron la radiación solar superficial en México

Autor (Año)	Variable	Metodología	Producto	Referencia
Lasdillao	Radiación solar	Mediciones a través	Boletines de la radiación	Hernández-
Gorczyński	directa	de un periheliómetro	solar directa en el SMN	Hernández et al.
(1920)				(1991)
Almanza & López	Insolación	Modelo de	Mapas de mensuales y	Almanza &
(1975)		Jeevananda Reddy	anual	López (1975)
		(1971)		
Hernández	Radiación solar	Modelo de Angstrom	Insolación horaria de 98	Hernández-
Hernández (1976)	global	(1924)	localidades	Hernández et al.
				(1991)
Galindo & Chávez	Irradiación solar	Modelo de Angstrom	Irradiación global diaria de	Valdes-Barrón
(1977)	global	(1924)	136 localidades	et al. (2014)
Jáuregui (1978)	Irradiación solar	Modelo de Angstrom	Mapas de isohelias a	Estrada-Cajigal
	global	(1924)	mano libre	(2008)
Justus et al.	Insolación	Modelo de Tarpley	Mapas para Norteamérica	Justus et al.
(1986)		(1979)		(1986)

Autor (Año)	Variable	Metodología	Producto	Referencia
Galindo, Castro & Valdes (1991)	Irradiación solar global	Modelo de Tarpley (1979)	Mapas mensuales de febrero y septiembre Valores mensuales de las principales ciudades del país	Galindo et al. (1991)
Hernández-Hernández et al. (1991)	Irradiación solar global	Brichambaut & Lamboley (1974)	Atlas solar de la República Mexicana, mapas mensuales y estacionales	Hernández-Hernández et al. (1991)
Almanza, Estrada & Barrientos (1992)	Irradiación solar global	Mediciones de 54 localidades entre 1941 - 1980	Mapas de isolineas mensuales y promedio anual	Valdes-Barrón et al. (2014)
Galindo & Valdés (1992)	Irradiación solar global	Modelo de Tarpley (1979)	Mapas mensuales para México	Valdes-Barrón et al. (2014)
Galindo & Cifuentes (1996)	Irradiación solar global	Modelo de Tarpley (1979)	Mapas mensuales para México	Valdes-Barrón et al. (2014)
Renné, George & Veldés (2000)	Irradiación solar global	Comparación de modelos	Modelo CRS de Maxwell (1998) fue el más preciso	Gay-García & Rueda-Abad (2015)
Perez et al. (2002)	Irradiancias globales y directas	Nuevo modelo satelital	Nuevo modelo satelital de irradiancia para Norteamérica	Perez et al. (2002)
Estrada-Cajigal & Almanza-Salgado (2005)	Irradiación directa normal, directa horizontal y difusa horizontal	Modelo de Jeevananda Reddy (1971)	Mapas de promedio diarios mensuales	Estrada-Cajigal & Almanza-Salgado (2005)
Tejeda-Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)	Irradiación solar global, directa y difusa	Calibración del software Solex, a través de EMAs	Promedios mensuales de la irradiación solar global, directa y difusa	Tejeda-Martínez & Gómez-Azpeitia (2015)
Cuahutle (2016)	Radiación solar global	Modelo Heliosat 1	Mapas mensuales de enero y agosto de México	Cuahutle (2016)
Miranda-Jiménez (2016)	Radiación solar directa, difusa y extraterrestre	Modelos Spencer (1982), Hottel (1976) y Liu & Jordan (1960)	Mapas estacionales y anual ajustados con el modelo GSIP de la península de Baja California	Miranda-Jiménez (2016)
SolarGis (2018)	DHI y GHI	Modelo de Perez et al. (2002)	Mapas de acumulados diarios desde 1999 - 2018	Solargis (2017)

Autor (Año)	Variable	Metodología	Producto	Referencia
Sánchez Díaz (2019)	Radiación solar global	Modelo Heliosat 2	Mapas mensuales de México	Sánchez Díaz (2019)
Laszlo et al. (2020)	Radiación de onda corta incidente superficial	DSRS	Mapas horarios de Norteamérica	Laszlo et al. (2020)
National Renewable Energy Laboratory (2022)	DHI y GHI	Physical Solar Model	Mapas de DHI y GHI cada 5 min, 15 min, 30 min, 60 min y desarrollo de NSRDB	Yang (2021)
Servicio Solarimétrico mexicano (2022)	Radiación solar global y Radiación solar directa	Registro a través de piranómetros en una red privada	Mapas mensuales y anual	SSM - UNAM (2022)
SMN CONAGUA (2022)	Radiación solar global	Registro a través de piranómetros instalados en las EMAs	Registro puntual cada 10 min de la radiación solar global	SMN CONAGUA (2022)

2.3 GOES 16

La tendencia en los últimos años dentro de los estudios que estiman la irradiación solar superficial, indica que la metodología predilecta es la percepción remota satelital por la alta correlación de los datos satelitales con los datos superficiales, la cobertura espacial, la resolución espacial y temporal. México por su ubicación geográfica tiene acceso a diferentes fuentes de datos satelitales, como los satélites Sentinel, AQUA y TERRA, Suomi NPP (National Polar-orbiting Partnership), NOAA 20, GOES, etc. Estos satélites meteorológicos tienen sensores con características propias que observan el clima en la Tierra (Tabla 2), a partir de las cuales se puede deducir que el Advanced Baseline Imager (ABI) de GOES 16, se establece como el mejor sensor para observar constantemente el clima a nivel regional en México.

GOES 16 es un satélite geoestacionario de última generación desarrollado, lanzado y operado por la NOAA y la NASA (National Aeronautics and Space Administration). Fue lanzado en noviembre de 2016 y puesto en operación en diciembre de 2017 (Goodman, 2020). Su objetivo es proveer información atmosférica y superficial del hemisferio occidental de la Tierra, así como observar el clima del Sol, a través de sus seis instrumentos (Sullivan, 2020): 1) Advanced Baseline Imager (ABI), 2) Geostationary Lightning Mapper (GLM), 3) Extreme Ultraviolet and X-

ray Irradiance Sensors (EXIS), 4) Solar Ultraviolet Imager (SUVI), 5) Space Environment In Situ Suite (SEISS) y 6) Magnetometer (MAG).

Tabla 2 Características generales de los satélites meteorológicos con información para México

Sensor	ABI	MODIS	VIIRS	OLCI	OLI 2
Satélite	GOES 16	AQUA y TERRA	Suomi NPP y NOAA 20	Sentinel 3	Landsat 9
Orbita	Geoestacionaria	Cuasi-Polar Helio-sincrónica	Polar Helio-sincrónica	Polar Helio-sincrónica	Cuasi-Polar Helio-sincrónica
Cobertura espacial	Hemisferio occidental	Global	Global	Global	Global
Resolución espacial (m)	500, 1000, 2000	250, 500, 1000	375, 750	300, 1200	15, 30
Resolución temporal	30 s, 5 y 10 min	8 y 16 días	8 y 16 días	27 días	16 días
Resolución espectral (μm)	0.47 - 13.30	0.40 - 14.28	0.41 - 12	0.40 - 1.02	0.43 - 2.30
Canales	16	36	22	21	9

MODIS es el acrónimo en inglés de Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer, OLCI es Ocean and Land Color Instrument, VIIRS es Visible Infrared Imaging Radiometer Suite y OLI es el acrónimo de Operational Land Imager

El radiómetro de imagen multicanal conocido como ABI es el sensor que se utiliza para aplicaciones climáticas, oceánicas, terrestres y de riesgos, como erupciones volcánicas, huracanes e incendios (Sullivan, 2020). Estas aplicaciones se pueden observar directamente en los productos generados, los cuales se dividen en 3 niveles, cada uno representa un nivel de procesamiento diferente (Losos, 2021; Schmit & Gunshor, 2020):

- Nivel 0 (L0): Los datos en este nivel, son las observaciones directas de los instrumentos sin ningún tipo de procesamiento.
- Nivel 1 (L1b): Los datos están calibrados y corregidos geográficamente. Los valores de las diferentes magnitudes físicas están en unidades estándar. Este nivel procesa los datos L0, un ejemplo de este proceso es el producto de radiancia.
- Nivel 2 (L2): Son productos generados a partir de los datos L1b. En este nivel, ABI produce productos como: la temperatura superficial, agua total precipitable, detección de aerosoles, etc., mientras que el sensor GLM genera el producto de detención de rayos. En conjunto los productos de ABI y GLM ayudan a pronosticar y monitorear el clima en su área de cobertura.

La matriz de datos de los productos L1b y L2 de ABI, es una matriz rectificada para un elipsoide con un Sistema de Referencia Geodésico de 1980 (GRS 80, por sus siglas en inglés), conocida como “Matriz corregida de ABI”. La matriz corregida de ABI es una cuadrícula fija, lo que permite generar diversas matrices de datos (productos) con las mismas coordenadas X, Y (Longitud, Latitud), donde su punto de origen se encuentra en $Y = 0$, $X = 0$ (Latitud = 0.0, Longitud = -75.0), como se observa en la Figura 4. Dependiendo del producto ABI, la matriz corregida puede tener alguna de las resoluciones espaciales nativas de ABI (2 km, 1 km, 0.5 km). Los puntos de la matriz corregida de ABI tienen la misma separación angular en la dirección de escaneo horizontal (De Este a Oeste), conocida como “ X_j ” y en la dirección de escaneo vertical (De Norte a Sur), conocida como “ Y_i ” y su unidad está dada grados radianes ($1 \text{ km} = 28 \mu\text{rad}$).

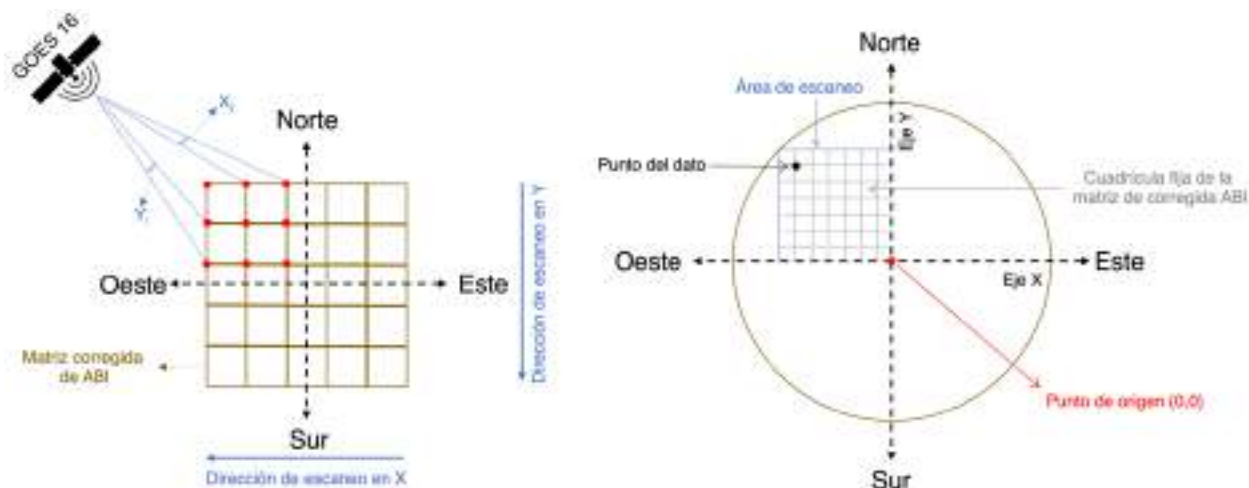


Figura 4 Geometría de la matriz corregida de ABI GOES 16, figura editada de Valenti (2018)

ABI puede generar diferentes productos gracias a las diferentes modalidades de escaneo (Tabla 3), niveles de cobertura (Figura 5), resolución radiométrica y resolución espacial de sus 16 canales (Tabla 4). Todos estos productos se pueden obtener gratuitamente gracias a la NOAA que tiene un programa de diseminación de datos abiertos (NODD, por sus siglas en inglés), donde se encuentran disponibles los productos generados por GOES 16 y a los cuales se puede acceder desde las plataformas de Amazon Web Service (AWS), Google Cloud Platform, IBM, Microsoft Azure, etc.

Tabla 3 Modalidades de escaneo de ABI GOES 16, tabla editada de Losos (2021)

Modo	Full Disk (F)	CONUS (C)	Mesoescala
3	15 min	5 min	1 min
4	5 min	-	-
6	10 min	5 min	1 min

CONUS es el acrónimo en inglés de Contiguous United States

Tabla 4 Características de los canales de ABI GOES 16, tabla editada de Schmit & Gunshor (2020)

Canal	Longitud de onda nominal central (μm)	Resolución espacial (km)	Tipo	Nombre
1	0.47	1	Visible	Blue
2	0.64	0.5	Visible	Red
3	0.86	1	NIR	Vegetation
4	1.37	2	NIR	Cirrus
5	1.6	1	NIR	Snow / Ice
6	2.2	2	NIR	Cloud particle size
7	3.9	2	IR	Shortwave window
8	6.2	2	IR	Upper-level tropospheric water vapor
9	6.9	2	IR	Mid-level tropospheric water vapor
10	7.3	2	IR	Lower-level tropospheric water vapor
11	8.4	2	IR	Cloud-top pase
12	9.6	2	IR	Ozone
13	10.3	2	IR	Clean IR longwave window
14	11.2	2	IR	IR longwave window
15	12.3	2	IR	Dirty IR longwave window
16	13.3	2	IR	CO ₂

NIR es el acrónimo e inglés de Near Infrared e IR es Infrared

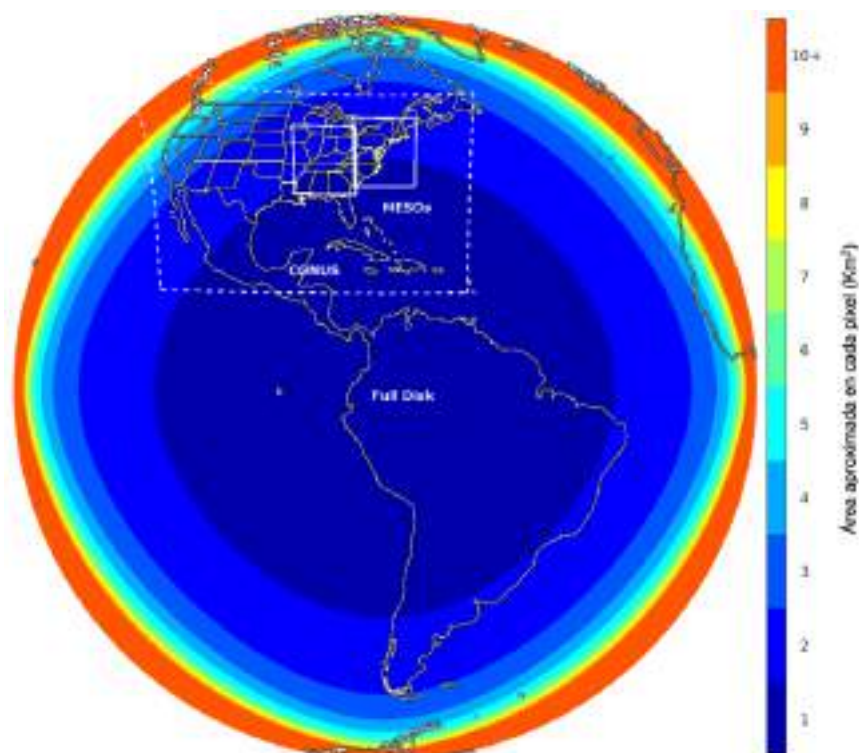


Figura 5 Niveles de cobertura de ABI GOES 16. Full Disk cubre todo el hemisferio occidental de la Tierra, CONUS cubre las regiones adyacentes a Estados Unidos y Mesoescala o MESOs, son dos áreas móviles de 1000 x 1000 km, figura editada de UW & CIMSS (2019)

2.4 Energía solar fotovoltaica

El incremento constante de la población mundial conlleva un aumento en el consumo de energía, en la temperatura y en los Gases de Efecto Invernadero (GEI), lo que establece una situación global preocupante. Para abordar esta situación, se crearon políticas y acuerdos internacionales, como el Protocolo de Kioto en 1997 y el Acuerdo de París en 2015, que establecieron los primeros compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático, con el objetivo de alcanzar metas de eficiencia y generación de energía limpia. Por lo tanto, es importante realizar análisis y estudios sobre las condiciones técnicas, científicas, tecnológicas, económicas, financieras, fiscales, ambientales y sociales de la futura infraestructura de explotación, producción, transformación, distribución y uso final de la energía (Cámara de Diputados México, 2013).

La diversificación tecnológica en la producción energética genera una transformación en la economía global, conocida como Tercera Revolución Industrial o Revolución Científico-Tecnológica, planteada por Rifkin (2011), donde se establecen los siguientes puntos:

- Transición energética.
Sustituir la energía convencional por medio de energías renovables o limpias.
- Transformación de la estructura energética actual.
Eliminar las centrales eléctricas convencionales actuales y convertir cualquier edificio o casa en una microcentral eléctrica o nanocentral eléctrica que aproveche la energía renovable in situ.
- Almacenamiento más eficiente y con menos niveles de contaminación.
Mejorar las características de las baterías usadas en energías renovables intermitentes, como su capacidad de almacenamiento y vida útil. Además de bajar los costos y niveles de contaminación que conllevan su manufactura.
- El internet como base para transformar la infraestructura y monitorear la red eléctrica.
Crear una red energética compartida que en la práctica pueda tener un funcionamiento similar al internet actual.
- Evolución y transición del transporte público y privado.
El transporte debe comenzar a utilizar energía renovable con motores eléctricos alimentados a través de las nuevas redes de distribución energética, y monitoreado mediante el internet de las cosas.

Actualmente, se puede observar cómo la transición energética se está produciendo de forma gradual. En los últimos años las energías renovables han estado aumentando su producción de energía en comparación con las energías convencionales (Figura 6), a pesar de las crisis sanitarias, humanitarias, sociales y económicas desencadenadas por la pandemia del Coronavirus. Este crecimiento paulatino pero constante se debe a que muchos países incluyen proyectos de investigación y desarrollo sobre las energías renovables dentro de sus planes de gobierno. Como resultado, existe una reducción de costos en la manufacturación e implementación de tecnología de energía renovable, además de un aumento en la eficiencia para transformar el recurso natural a energía, pilares en la transición energética y económica.

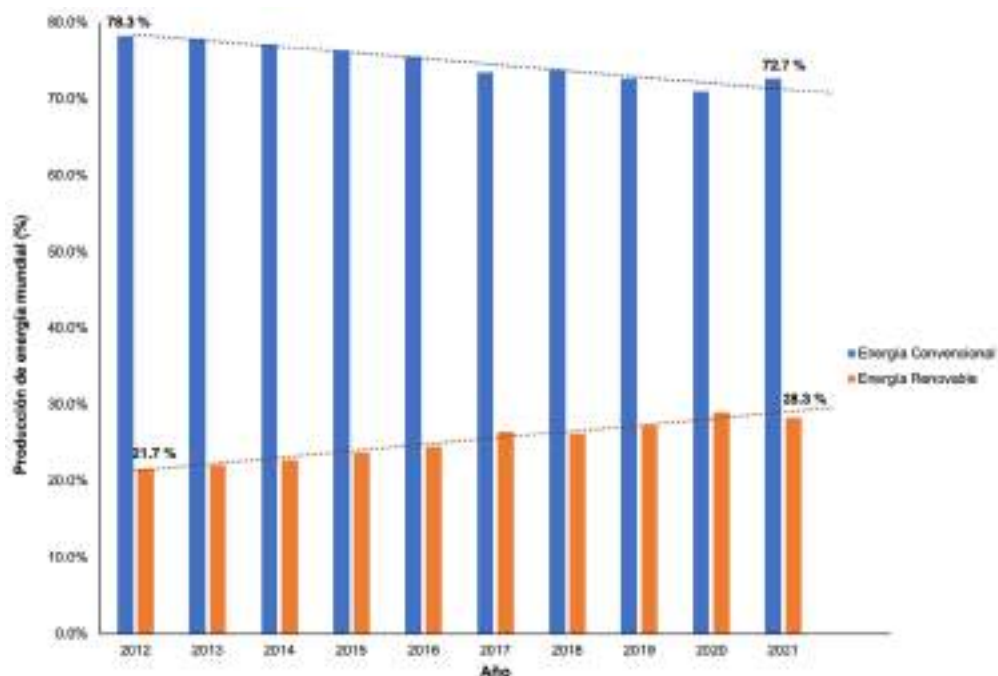


Figura 6 Relación de producción de energía mundial entre la energía renovable y convencional. Gráfica generada a partir de los datos reportados en los Global Status Report de IRENA entre el 2012 y 2022

Dentro de las energías renovable, la energía solar fotovoltaica es la que ha mostrado mayor crecimiento en los últimos años, por encima de la hidroeléctrica, eólica y otras fuentes de energía renovable, conclusión que se establece a partir de la evaluación de diferentes puntos. Por ejemplo, el avance tecnológico, reducción de costos y disponibilidad del recurso.

- Avance tecnológico y reducción de costos.

Algunos de los principales avances de la energía solar fotovoltaica ha sido la identificación de nuevos materiales y la generación de técnicas innovadoras para aumentar la eficiencia de

conversión de energía y al mismo tiempo reducir los costos de fabricación de los paneles solares. Gracias a estos avances, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las fuentes de energías renovables más económicas en la actualidad, con un costo de manufactura de menos de 1 dólar por watt (IRENA, 2022b). Además, el costo de generación de energía ha disminuido significativamente en los últimos años, como se puede observar en la Figura 7.

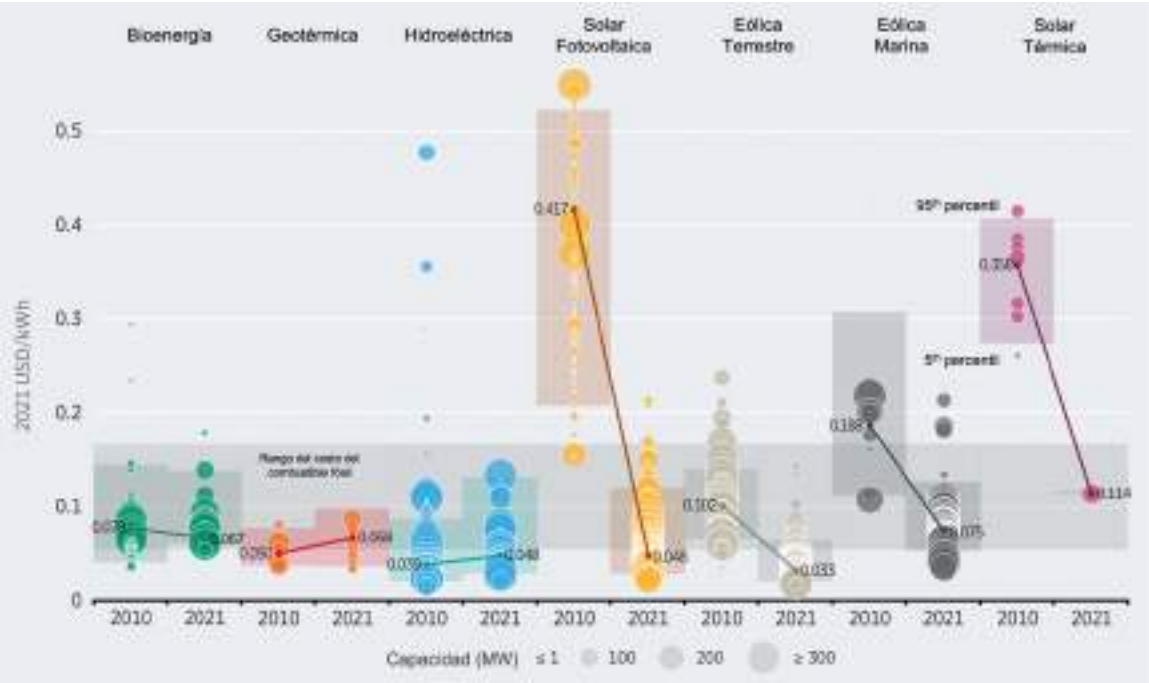


Figura 7 Costo promedio ponderado global de la energía generada para servicios públicos de diferentes tecnologías renovables entre el 2010 y 2021, figura editada de IRENA (2022b)

Entre el 2010 al 2020, la eficiencia de conversión promedio de los paneles solares ha aumentó de un 14.7 % a un 20 % (Manpreet & Congressional Research Service, 2022). La eficiencia varía dependiendo del tipo material o tecnología utilizada en el panel solar (Tabla 5). Actualmente, existen paneles solares que han reportado valores hasta del 47.1% de eficiencia de conversión (Geisz et al., 2020), pero cabe recalcar que estos valores son generados en laboratorios y aún no son comerciales.

Tabla 5 Valores de eficiencia reportado para paneles solares comerciales en el 2022 (Green et al., 2022)

Tecnología	Eficiencia (%)
Silicio Monocristalino	24.4
Silicio Policristalino	20.4
Silicio Amorfo	12.3
CIGS	19.2
CdTe	19.5

La diversificación de la tecnología en los paneles solares ha generado una gran variedad de opciones en el mercado. En la actualidad, el mercado de paneles solares está dominado por la tecnología de células solares monofaciales de silicio monocristalino y policristalino, que representan el 80% del mercado (Jiménez Olarte, 2010). El otro 20 % lo completan tecnologías de capa fina de CdTe, CIGS y silicio amorfo. También se ofrecen comercialmente otro tipo de células solares semitransparentes (Miyazaki et al., 2005) y bifaciales (Guerrero-Lemus et al., 2016). Las primeras se utilizan en edificios conocidos como BIPV (por sus siglas en inglés) que aprovechan la radiación que llega al área lateral de los edificios (Jelle & Breivik, 2012). Los segundos, por su parte, aprovechan la radiación difusa, incrementando la potencia eléctrica suministrada en un 25 % en comparación la tecnología monofacial, acoplando de mejor manera la potencia entregada durante las horas del día en las que hay mayor demanda de consumo eléctrico.

En general, se han diseñado y producido diferentes tipos de paneles solares fotovoltaicos (Green et al., 2022; Smirnov et al., 2010) con el objetivo de resolver diferentes retos y la elección del panel más adecuado dependerá de diferentes factores, como la eficiencia, el costo, la disponibilidad de materiales, las condiciones climáticas y la estética.

- Disponibilidad del recurso.

La energía solar fotovoltaica al utilizar la radiación solar como recurso primario, se puede desarrollar a lo largo del cinturón solar de la Tierra, que es la zona con mayor incidencia de radiación, ubicado entre las latitudes 40° Norte y 40° Sur (Figura 8). En esta gran área se encuentra la mayoría de la población mundial, convirtiendo a la energía solar fotovoltaica en la energía renovable más accesible en comparación con otros tipos. Por ejemplo, la energía hidroeléctrica solo se puede desarrollar en zonas donde exista una gran cantidad de agua, mientras que la energía eólica requiere de zonas donde el viento sea constante y a una magnitud de entre 3.5 y 11 m/s (Hulscher & Fraenkel, 1994).

El constante aumento de la capacidad instalada de la energía solar fotovoltaica (Figura 9) en los últimos años indica que aún existe una gran área disponible para su aprovechamiento y que, en comparación con otras fuentes de energía renovable, es la que está teniendo mayor impulso. No obstante, es importante tener en cuenta que los paneles solares son dispositivos que ocupan una superficie, por lo que el crecimiento exponencial de las instalaciones fotovoltaicas traerá como consecuencia un uso exponencial del terreno, lo que podría generar problemas con el uso

de suelo designado para otros propósitos, como la agricultura, la ganadería o la construcción de viviendas e infraestructura.

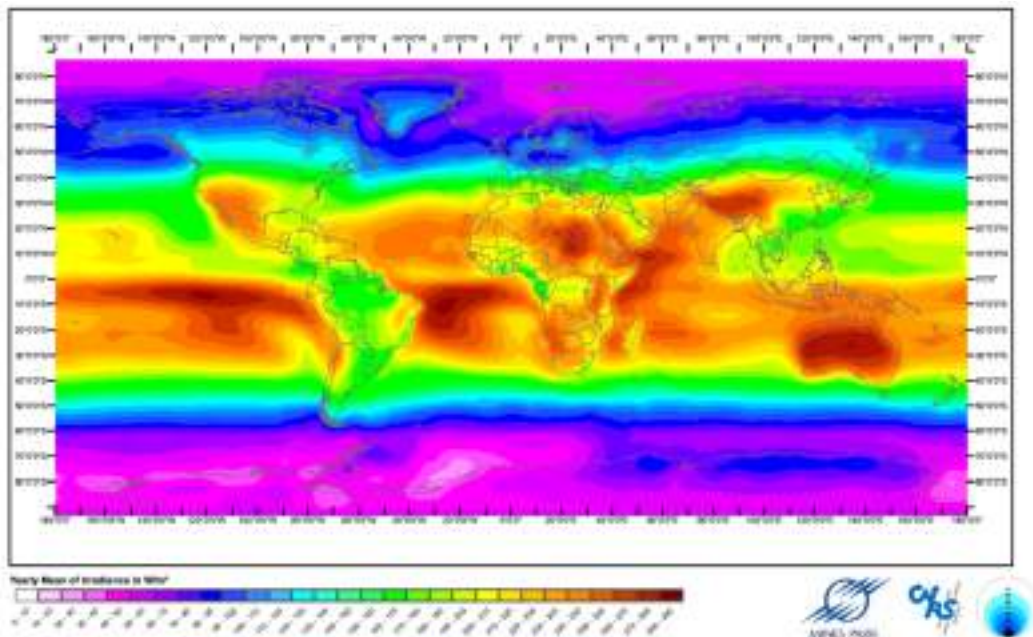


Figura 8 El mapa muestra la irradiación superficial media mundial expresada en W/m^2 , calculado a partir de observaciones realizadas por satélites meteorológicos entre 1990 y 2004 (Albuissou et al., 2006)

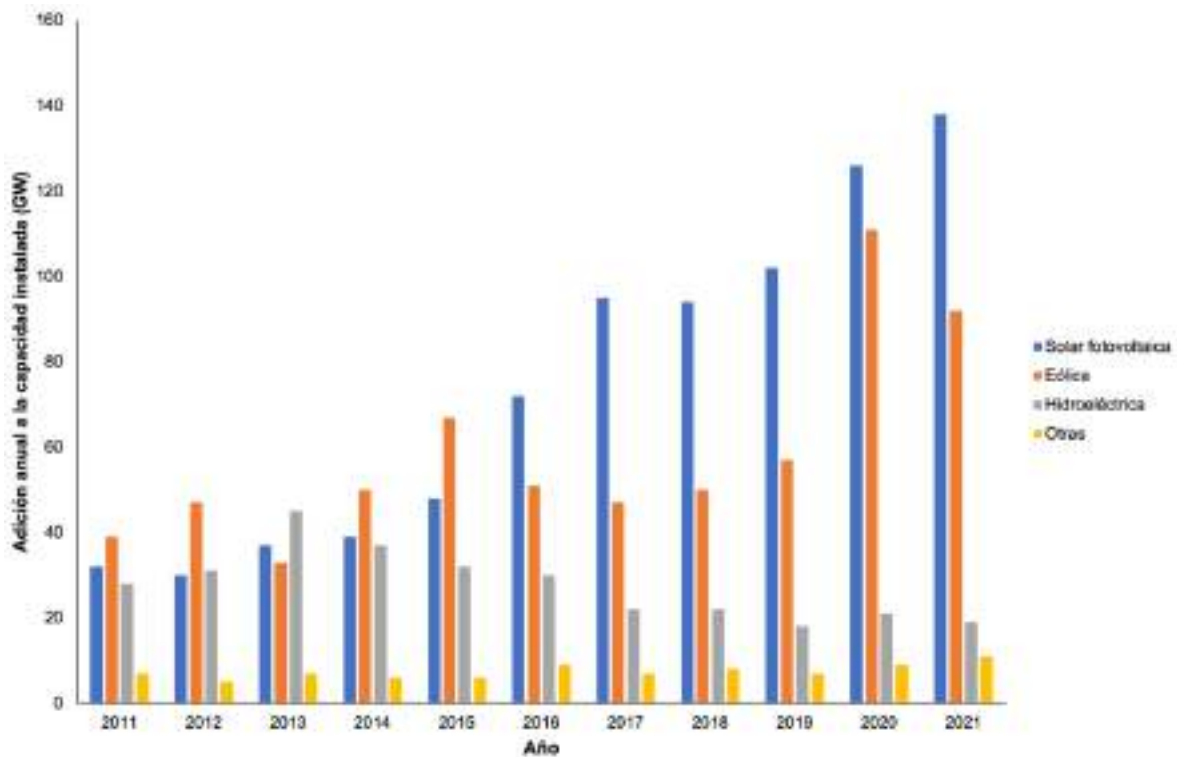


Figura 9 Adición anual a la capacidad instalada a nivel global de las tecnologías renovables más representativas. Gráfica elaborada a partir de los datos obtenidos de IRENA (2022c)

De acuerdo con IRENA (2022a) en México, 2020 se consumió 48.7 PJ de energía solar fotovoltaica, lo que representa el 1.1 % del total de energía consumida ese mismo año, aproximadamente 4,383.4 PJ (SENER, 2022). La energía fotovoltaica producida en México durante el 2020 se generó a partir de las 64 centrales solares (Figura 10, Anexo 2) reportadas por la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX, 2022) con una capacidad instalada total de 5,805 MW, siendo las siguientes centrales las de mayor capacidad: 1) Villanueva, Coahuila (754 MW), 2) Puerto Libertad, Sonora (454 MW), 3) Potosí Solar, San Luis Potosí (300 MW), 4) Don José, Guanajuato (225 MW) y 5) Magdalena II, Tlaxcala (220 MW).

En términos de empleos generados, la energía fotovoltaica ocupó el primer lugar en México durante el 2021, con la creación de 24,000 puestos de trabajo (IRENA & ILO, 2022), seguida de la energía hidroeléctrica con 17,900 y la energía geotérmica con 17,500.

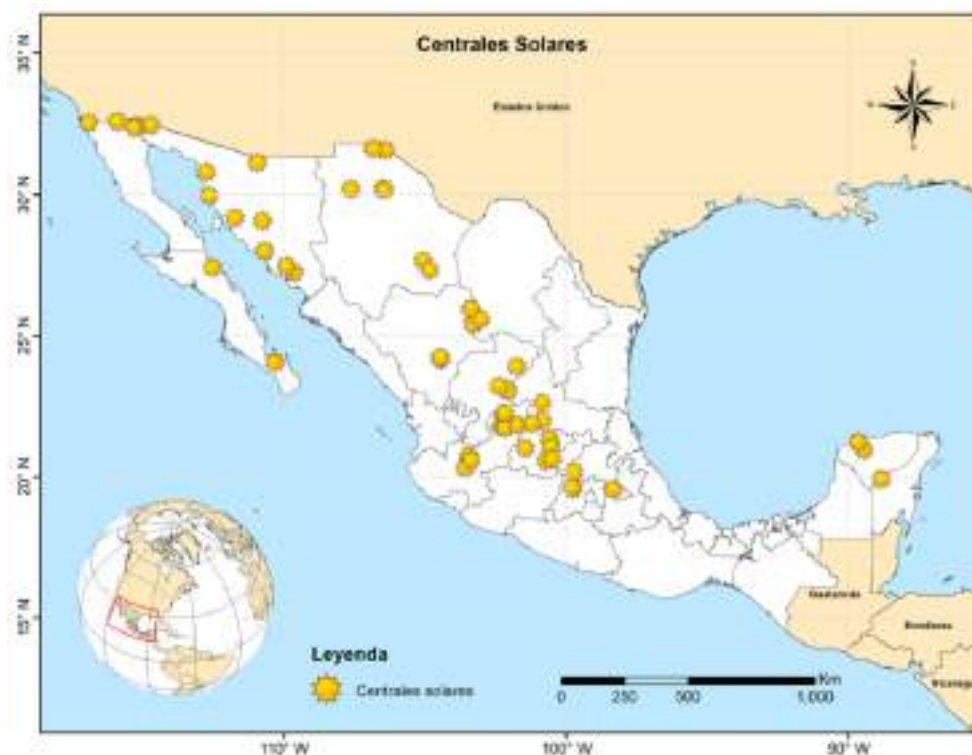


Figura 10 Centrales solares en México, reportadas en 2020 por ASOLMEX (2022)

2.5 Potencial de energía solar fotovoltaica

El cuarto informe de gobierno de la actual administración (2018 - 2024) (Presidencia de la República, 2022) menciona que se pretende incrementar la capacidad instalada de la energía solar fotovoltaica y desarrollar proyectos de energía sustentable en todo México. Todos los

proyectos mencionados en el cuarto informe son locales y parecen ser esfuerzos aislados con el único fin de aprovechar los fondos destinados para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía, lo cual indica la poca logística y planeación que existe a nivel nacional. De acuerdo con de Jesus Fernandez & Watson (2022), los sectores científico y logístico dentro de la energía solar fotovoltaica son los puntos más débiles en México. Ante una situación similar, algunos autores han optado por estimar el potencial de energía solar fotovoltaico.

El potencial de un recurso energético normalmente se conoce midiendo la disponibilidad del recurso (petróleo, gas, agua, viento, radiación solar, etc.) sobre un área o volumen, pero que al momento no ha sido explotado debido a las características propias del lugar o a la falta de recursos económicos, tecnológicos o de infraestructura. Actualmente, en México son varios los trabajos que solo toman en cuenta el valor de la radiación solar superficial para determinar el potencial de la energía solar fotovoltaica del país o de una región (Gallardo et al., 2020; Villicaña-Ortiz et al., 2015; Weber et al., 2020), si bien, esta práctica no es incorrecta tiene sus deficiencias al no tomar en cuenta otros criterios que afectan la explotación del recurso energético.

Trabajos como los de Ali et al. (2019), Asakereh et al. (2017), Coruhlu et al. (2022), Elboshy et al. (2022), Haddad et al. (2021), Rios & Duarte (2021), Ruiz et al. (2020), Suh & Brownson (2016), Tahri et al. (2015), Uyan (2013), Watson & Hudson (2015), Zoghi et al. (2017), toman en cuenta diferentes criterios (climáticos, topográficos, ambientales, técnicos y económicos) para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos (Tabla 6), lo que permite focalizar los esfuerzos, reducir los costos de inversión y evitar conflictos con respecto al uso de suelo. Algunos trabajos utilizan restricciones para identificar zonas donde está prohibido el desarrollo de cualquier tipo de proyectos, por ejemplo, áreas naturales protegidas, zonas arqueológicas, cuerpos de agua, etc.

La metodología preferente de los autores previamente citados, es el Proceso Analítico Jerárquico (Analytic Hierarchy Process, AHP), la cual es una metodología de toma de decisiones con criterios múltiples (Multiple-Criteria Decision-Making, MCDM), y en conjunto con los Sistemas de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés) generan mapas de idoneidad, lo que proporciona información relevante para las evaluaciones de los funcionarios públicos y tomadores de decisiones sobre la planificación (gestión y diseño) y desarrollo de proyectos fotovoltaicos en el país.

Tabla 6 Criterios seleccionados por diferentes trabajos para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos

Categoría	Criterio	Referencia									
		Rios & Duarte (2021)	Haddad et al. (2021)	Mohamed (2020)	Coruhlu et al. (2022)	Tahri et al. (2015)	Noorollahi et al. (2016)	Suh & Brownson (2016)	Ruiz et al. (2020)	Zoghi et al. (2017)	Noorollahi et al. (2022)
Climático	Radiación solar	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Temperatura					X	X	X	X		X
	Índice de nubes						X			X	X
	Humedad relativa						X		X	X	X
	Nieve / Lluvia									X	
	Días polvorientos						X			X	
	Horas de Sol							X		X	X
Topográfico	Pendiente	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Orientación de pendiente	X	X	X	X	X			X	X	X
	Elevación			X			X		X	X	X
	Sombras			X							
Uso de suelo y cobertura	Uso de suelo y cobertura	X		X	X	X	X				X
	Recursos hídricos superficiales / Pozos de agua		X	X	X						
	Proximidad a áreas urbanas	X				X				X	X
	Proximidad a asentamientos humanos		X	X			X		X		X
Económicos	Proximidad a caminos	X	X		X	X	X	X	X	X	X
	Proximidad a líneas de transmisión	X	X	X	X		X	X	X	X	X

3 Modelo ROCIS

3.1 Área de estudio

México es considerado un país megadiverso en términos biológicos, ecosistémicos y climáticos (Figura 11) (Mendoza-Ponce et al., 2020) con un área superficial de 1,964,375 km² y una población de 126,014,024 (INEGI, 2020). El país se encuentra ubicado entre los paralelos 14°32' y 32°43' de latitud norte, y los meridianos 86°42' y 188°27' de longitud oeste, lo que lo sitúa dentro del cinturón solar de la Tierra, con una irradiación solar global diaria promedio de 5.5 kWh/m² (Weber et al., 2020). En términos de infraestructura fotovoltaica, México contaba con una capacidad instalada de 5,630 MW en 2020 (IRENA, 2021), distribuida en sus 64 plantas solares (ASOLMEX, 2022). En 2021 la energía fotovoltaica generó 24,000 puestos de trabajo (IRENA & ILO, 2022).

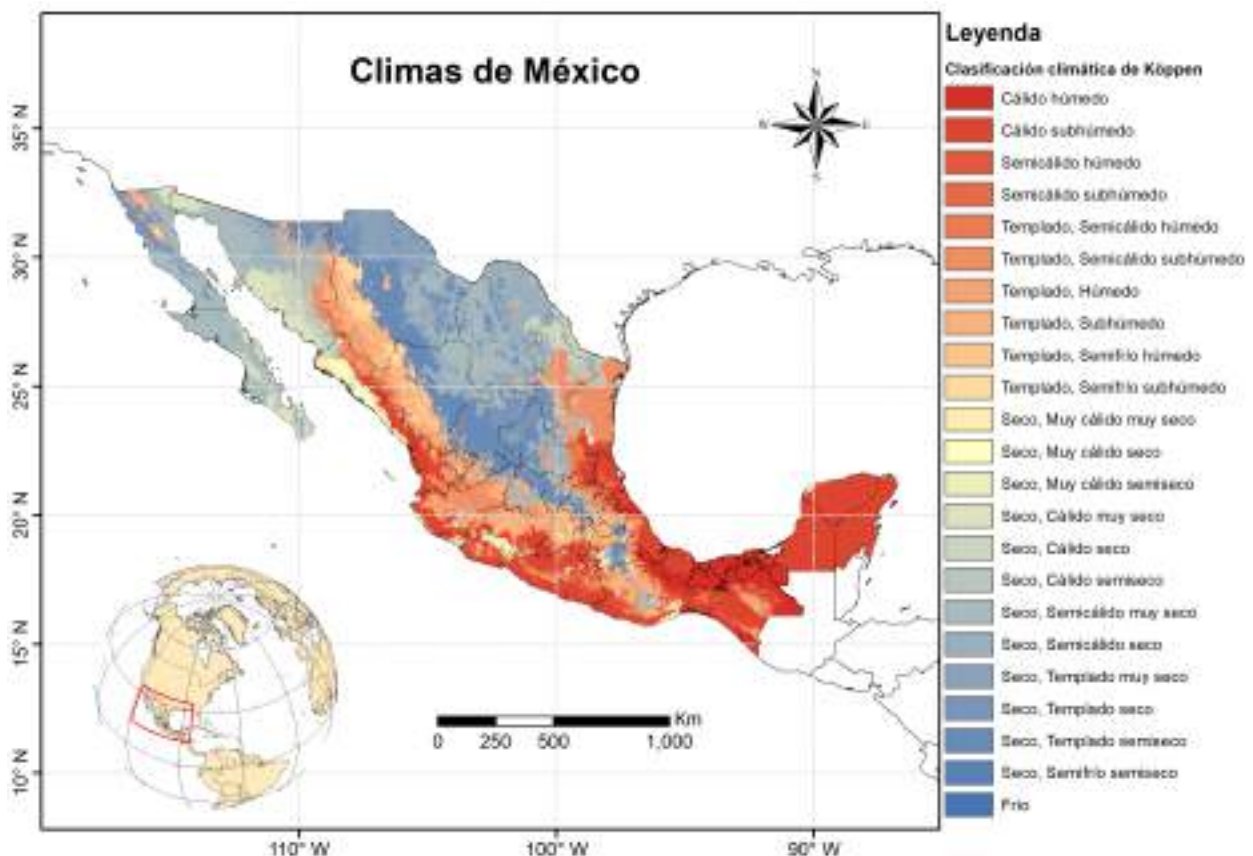


Figura 11 Clasificación climática de Köppen ajustada para México y modificada por Enriqueta García. Mapa creado a partir de los datos de García & CONABIO (1998)

3.2 Diseño del modelo ROCIS

El algoritmo ROCIS estimó la radiación de onda corta incidente superficial sobre el territorio mexicano, utilizando los datos satelitales del sensor ABI de GOES 16. El proceso se llevó a cabo siguiendo el diagrama metodológico general de la Figura 12.

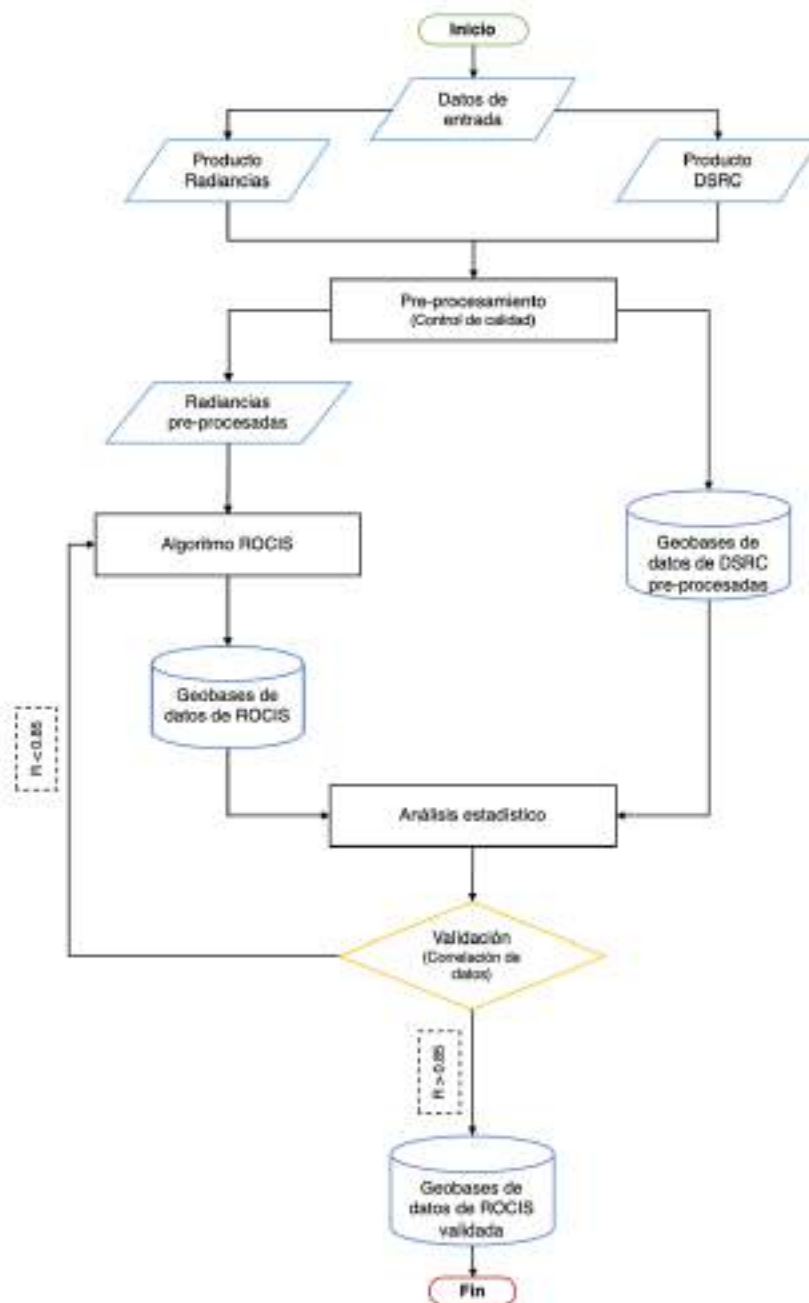


Figura 12 Diagrama metodológico general para el desarrollo y validación del algoritmo ROCIS

El diagrama general se dividió en cuatro etapas principales:

1. Datos de entrada.

En esta primera etapa se describieron los productos que se utilizaron y se explicó cómo se estructuran dentro del AWS de NOAA, con el objetivo de generar los scripts de descarga necesarios para crear las geobases de datos de los productos seleccionados.

2. Pre-procesamiento de los datos.

A continuación, se realizó un control de calidad de las geobases de datos generadas en la primera etapa, con el fin de homogeneizarlas y eliminar los archivos corruptos o innecesarios, a través de scripts en Python.

3. Algoritmo ROCIS.

En esta tercera etapa se desarrollaron y describieron las ecuaciones que estimaron la radiación extraterrestre, el factor de reflectancia, albedo terrestre, el albedo de nubes, el índice de nubes, el factor de transmisión atmosférica, y finalmente la radiación de onda corta incidente superficial en México. Las geobases de datos de radiación de onda corta incidente superficial e índice de nubes, son los principales productos de esta etapa.

4. Validación de los datos generados por ROCIS.

La última etapa consistió en validar el algoritmo ROCIS mediante una correlación lineal, utilizando los datos de DSR como variable de comparación. Se eligió DSR porque es un algoritmo establecido, robusto y validado que estima la misma variable en el área de estudio. Además, se realizó un análisis estadístico que incluyó la estadística descriptiva y pruebas de normalidad (Jarque-Bera y Kolmogorov-Smirnov) sobre la información descargada de DSR y la estimada de ROCIS.

3.3 Datos de entrada

Los productos utilizados del sensor ABI de GOES 16 fueron “Radiancias” y “Downward Shortwave Radiation”. El primero se utilizó como dato de entrada del algoritmo ROCIS, mientras que el segundo se utilizó para validar el algoritmo. Ambos productos se pueden identificar a través del acrónimo que la NOAA les designó: el producto “Radiancias” se identifica como Rad y “Downward Shortwave Radiation” como DSR. Los productos fueron descargados desde el AWS

de NOAA mediante diferentes scripts desarrollados en Python, los cuales ingresan al repositorio de AWS a través de la librería “s3fs” que genera credenciales anónimas para acceder a los datos públicos. Un ejemplo de cómo se puede acceder y descargar un archivo del producto Radiancias se observa en el Anexo 3.

Independiente del producto, el formato en el nombre de los archivos es el similar, lo que sirve como un identificador (ID) con el cual se conoce información relevante y fue útil en el desarrollo de los scripts de descarga. Para ejemplificar este punto, a continuación, se describe el ID de los productos utilizados:

ID del producto Rad y DSR

OR_ABI-L1b-RadC-M6C01_G16_s20190921801190_e20190921603563_c20190921604010.nc

OR_ABI-L2-DSRC-M6_G16_s20190921801190_e20190921603563_c20190921604010.nc

Donde:

OR: Sistema operacional de datos en tiempo real.

ABI: Nombre del sensor, Advanced Baseline Imager.

L1b ó L2: Nivel de procesamiento.

Rad: Radiancia ($W/m^2 sr \mu m$).

DSR: Downward Shortwave Radiation (W/m^2).

C: Escena de la cobertura espacial CONUS.

M6: Modalidad de escaneo.

C01: Canal o banda número 1, puede ser de 1 al 16.

G16: Acrónimo asignado para el satélite GOES 16.

s20190921601190:

s: Tiempo en el que inicia el escaneo (start).

2019: Año, 4 dígitos.

092: Día del año, 3 dígitos.

18: Hora UTC 2 dígitos.

01: Minuto, 2 dígitos.

19: Segundo, 2 dígitos.

0: Décima de segundo, 1 dígito.

e20190921603563:

e: Tiempo en el que termina el escaneo (end).

c20190921604010:

c: Tiempo en el que se crea el archivo NetCDF (creation).

nc: Extensión del archivo, NetCDF (Network Common Data Form).

Los diferentes canales del producto Rad tiene una resolución temporal de 5 minutos, generando 12 archivos por hora correspondientes a los minutos 01, 06, 11, 16, 21, 26, 31, 36, 41, 46, 51 y 56 de cada hora del día. Por otro lado, el producto DSR tiene una resolución temporal de 1 hora, por lo que solo genera un archivo al minuto 01 de cada hora del día. Para lograr que la resolución temporal del producto Rad coincidiera con la del producto DSR, se seleccionó solo el primer archivo generado cada hora del producto Rad, es decir, el archivo del minuto 01 dentro de la variable “s”, previamente descrita.

Los archivos generados entre las 04:00 UTC y las 10:00 UTC de cada día de los diferentes productos, no se descargaron debido a que corresponden a la noche del área de estudio y no son necesarios para el desarrollo del algoritmo ROCIS. Además, los archivos de DSR se empezaron a descargar desde el año 2020 porque las geobases de datos del producto Rad en el 2019 están incompletas, debido a que se seleccionó la última modalidad de escaneo conocida como M6. Esta modalidad de escaneo empezó a trabajar de manera continua desde abril 2019 y como DSR se utiliza para validar el algoritmo ROCIS se decidió seleccionar solo los años que estuvieran completos.

Los canales seleccionados del producto Rad fueron 01, 02, 03, 05 y 06, principalmente porque cubren la longitud de onda en la que los paneles solares comerciales trabajan, de 0 a 2.5 μm (Rühle, 2016; Shockley & Queisser, 2004). El canal 04 no fue seleccionado porque solo observa nubes cirrus, y se requiere que cada canal pueda observar tanto la atmósfera como la superficie. El producto DSR es un producto L2 por lo que es un producto único. Las demás características de los datos descargados se presentan en la Tabla 7. Ciertas características, como la resolución espacial, no se pueden seleccionar ya que son intrínsecas al producto.

Tabla 7 Criterios seleccionados para los archivos descargados de los productos de ABI GOES 16

Geobase	Producto	Canal	Escena de cobertura	Modalidad de escaneo	Resolución temporal	Resolución espacial	Periodo de descarga
1	Rad	01	C	M6	1 hr	1 km	2019 - 2022
2	Rad	02	C	M6	1 hr	0.5 km	2019 - 2022
3	Rad	03	C	M6	1 hr	1 km	2019 - 2022
4	Rad	05	C	M6	1 hr	1 km	2019 - 2022
5	Rad	06	C	M6	1 hr	2 km	2019 - 2022
6	DSR	-	C	M6	1 hr	0.25 DD	2020 - 2022

DD es el acrónimo en inglés de Decimal Degree

- Se identificó que algunos archivos estaban corrompidos o descargados incompletamente. Para

reflectancia de un punto de la matriz de datos, y para el producto DSR, el script extrajo algunas variables (latitud, longitud y DSR). Si la operación o la extracción de información fallaba, se eliminaba el archivo y se volvía a descargar. Si persistía alguno de los problemas, el archivo era eliminado definitivamente.

2. Verificación del minuto de los archivos descargados.

Como se describió anteriormente, el minuto seleccionado para descargar los productos es el 01, pero existieron algunas excepciones donde el minuto de inicio de escaneo era 00, por lo que fue necesario tomar en cuenta esta variación. La estructuración del script de descarga y de los archivos en AWS NOAA presuponen que el primer archivo siempre va a ser el archivo con el minuto 00 o 01, sin embargo, en algunas ocasiones, esto no se cumple debido a mantenimientos en el sensor ABI, por ejemplo: problemas con el escaneo, errores en la transmisión o generación de los productos, etc. Ante este problema, se desarrolló un script que eliminó los archivos que no corresponda al minuto 00 o 01, con el objetivo de tener la certeza de que todos los productos descargados corresponden al mismo minuto.

3. Verificación de la homogeneidad de las geobases de datos.

Idealmente, en el producto Rad se descargaron 5 archivos cada hora (un archivo por canal) pero en algunas ocasiones, uno o varios de los canales del sensor ABI fallaba por lo que existieron horas donde se descargaban menos archivos, generando una diferencia en la cantidad de archivos descargados. Para solucionar este problema, se desarrolló un script que verificó que existieran cinco archivos con la misma fecha y hora. Si faltaba algún archivo, se extraía el ID de dicho archivo con el cual se identificó el canal, la fecha y hora, posteriormente se identificó los archivos con la misma fecha y hora en los demás canales, con el objetivo de eliminarlos y así homogeneizar las geobases de datos. Para asegurar que las geobases de datos de Rad estaban homogéneas, el script imprimió la cantidad de archivos que existen en cada canal (geobase de datos). En el caso del producto DSR este pre-procesamiento se realizó previo a la validación del algoritmo ROCIS (capítulo 3.5).

A pesar del nivel de pre-procesamiento que se realizó, se detectaron errores que requieren de un pre-procesamiento más estricto. Por ejemplo, el producto Rad presentó en algunos archivos con error de barrido (Figura 14), mientras que el producto DSR tuvo errores en la estimación de la variable (Figura 15). Este tipo de errores se dejaron pasar, ya que corregirlos eliminaría

demasiada información, pero ambos errores se consideraron en el desarrollo del algoritmo ROCIS y la validación de este.

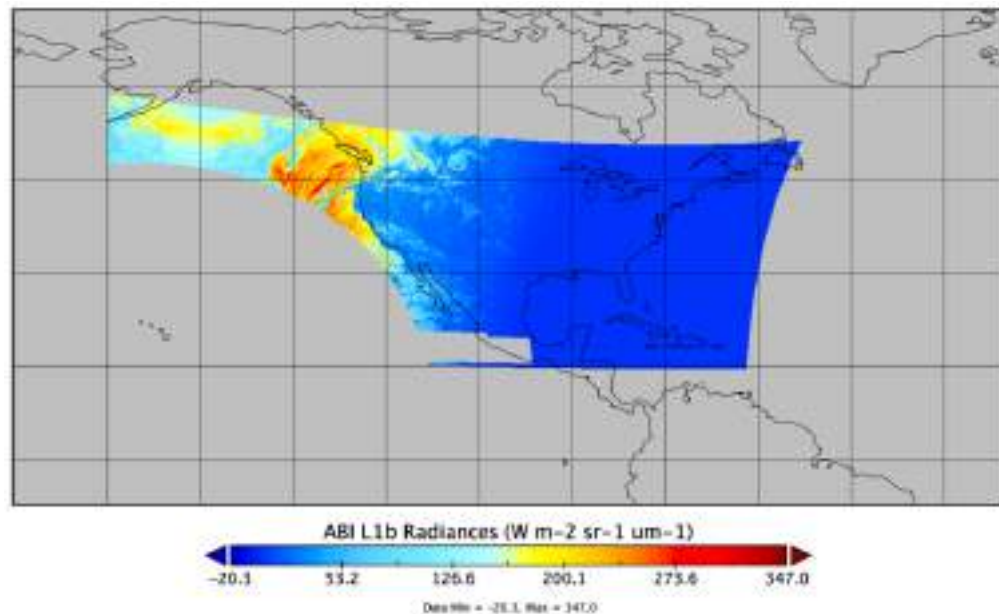


Figura 14 Producto L1b de ABI GOES 16, conocido como “Radiancias” dado en $W/m^2 sr \mu m$ con cobertura CONUS, desplegado a través del software Panoply de Goddard Institute for Space Studies (GISS) de la NASA. El producto corresponde al día 19 de abril del 2019 a las 01:01 UTC. La falta de información se debe a un error en el barrido del canal 02

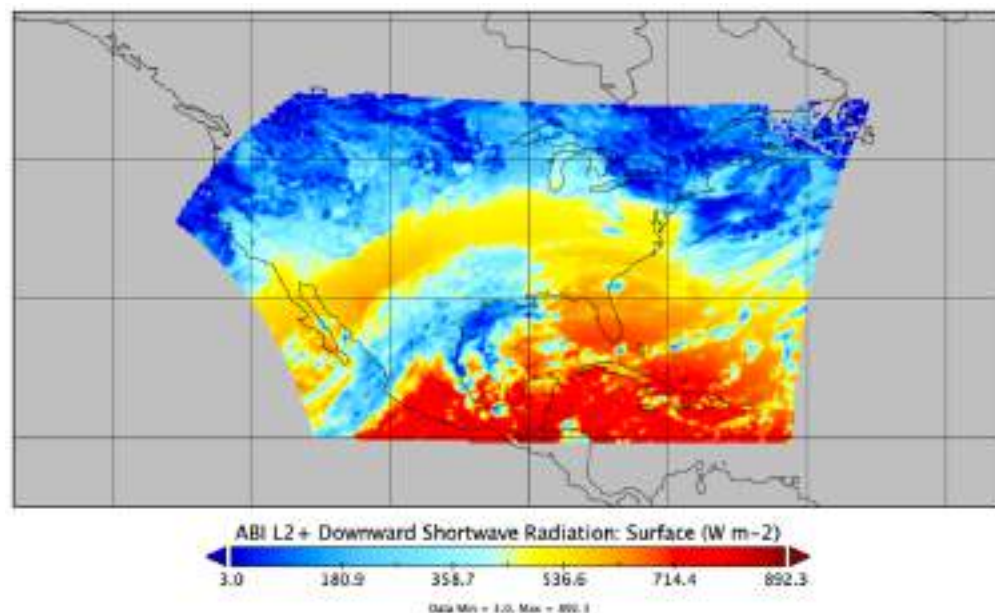


Figura 15 Producto L2 de ABI GOES 16, conocido como “Downward Shortwave Radiation” en W/m^2 y con cobertura CONUS, desplegado a través del software Panoply de Goddard Institute for Space Studies (GISS) de la NASA. El producto corresponde al 1 de enero del 2020 a las 18:01 UTC. Los errores de estimación se pueden observar fácilmente en los bordes del producto donde existe puntos con valores nulos

3.4 Diseño del algoritmo

El proceso del algoritmo ROCIS generado para este proyecto de investigación doctoral se puede observar en el diagrama de flujo de la Figura 16. El desarrollo del algoritmo se dividió en siete etapas principales, 1) Radiación solar extraterrestre (G_{oH}), 2) Factor de reflectancia (ρ), 3) Albedo terrestre (ρ_T), 4) Albedo de nubes (ρ_N), 5) Índice de nubes (n), 6) Factor de transmisión atmosférica (K_c) y 7) Radiación de onda corta incidente superficial (G_s). Cada una estimó una variable necesaria hasta llegar al resultado final y solo utilizó las geobases de datos pre-procesadas del producto Rad.

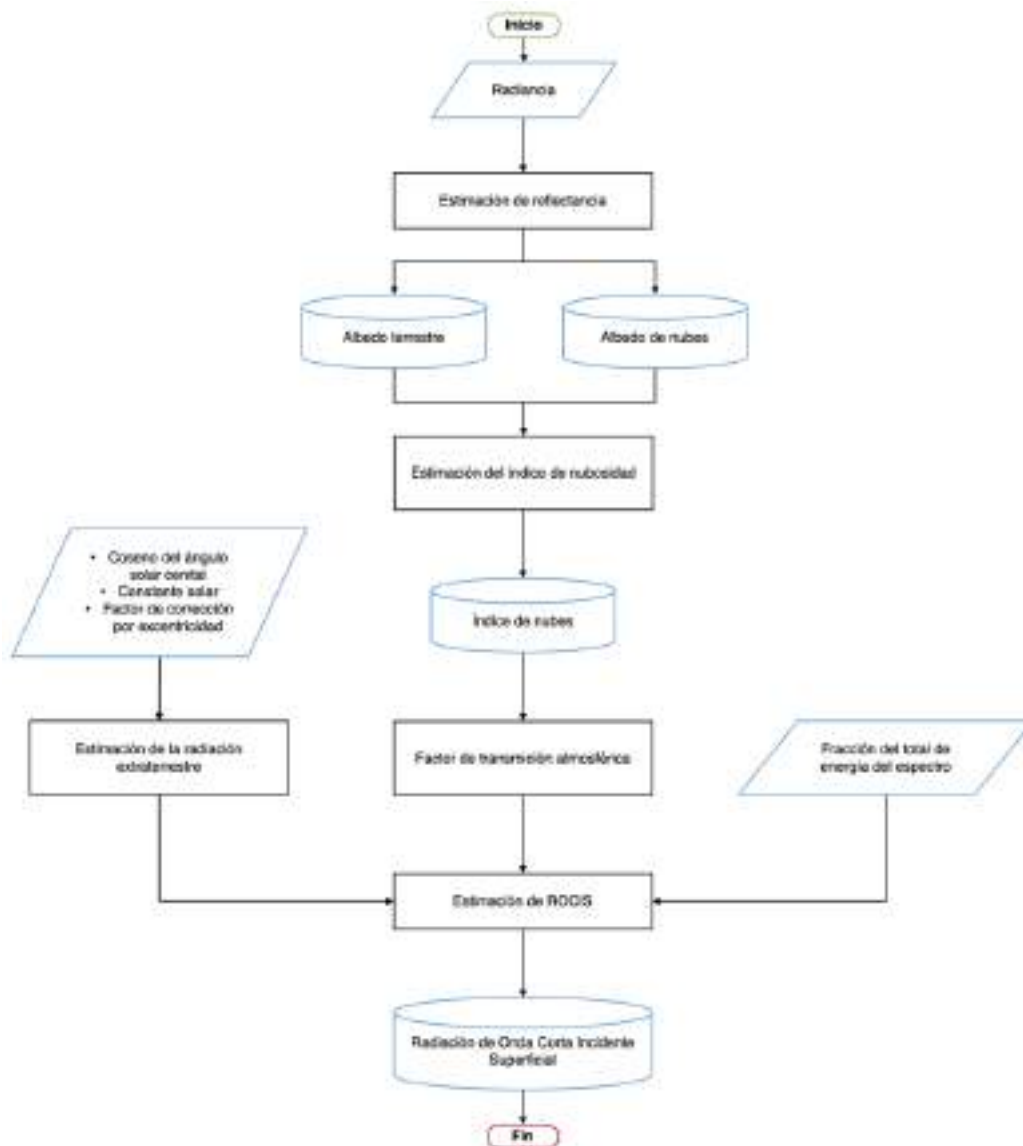


Figura 16 Diagrama del proceso general del algoritmo ROCIS

3.4.1 Radiación solar extraterrestre

La estimación de la radiación solar extraterrestre para un tiempo determinado (G_{oH}^t) se realizó con la Ecuación 7, que es una versión simplificada de la Ecuación 6.

$$G_{oH}^t = G_{sc} d^t \cos \theta^t \quad (7)$$

Donde:

- G_{sc} es la constante solar con un valor de 1366.1 W/m^2 (Schmit et al., 2012). Este valor es utilizado por la NOAA para generar sus diferentes productos de GOES 16.
- d^t es la distancia entre el Sol y la Tierra en Unidades Astronómicas (AU, por sus siglas en inglés) en un tiempo determinado.
- $\cos \theta^t$ es el coseno del ángulo solar cenital en un tiempo determinado, el coseno se tiene que calcular para cada elemento de la matriz corregida de ABI, ya que este varía tanto espacial como temporalmente.

La radiación solar extraterrestre no se estimó para la cobertura CONUS, sino se recortó para que cubriera solo el área de estudio (Figura 17).



Figura 17 Área de cobertura del algoritmo ROCIS. La forma tan particular del área de cobertura se establece a partir de la forma del área del producto Rad

La Ecuación 7 se puede reescribir para que estime la radiación solar extraterrestre de cada punto de la matriz corregida de ABI (Ecuación 8).

$$G_{oH}^t(i, j) = G_{sc} d^t \begin{bmatrix} \cos \theta^t(0,0) & \dots & \cos \theta^t(0,j) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \cos \theta^t(i,0) & \dots & \cos \theta^t(i,j) \end{bmatrix} \quad (8)$$

La variable d^t se encuentra como metadato dentro de los archivos NetCDF de las geobases pre-procesadas del producto Rad con el nombre de “Earth sun distance anomaly in AU”, por lo que solo fue necesario leer el metadato de cada archivo. Esta variable presenta el mismo valor para toda la matriz corregida de los diferentes canales descargados, siempre y cuando tengan la misma fecha, hora y minuto. La distancia entre el Sol y la Tierra tiene un ciclo de variación a lo largo del año, cuando el valor está por encima de 1 es primavera y si menor a 1 es invierno (Figura 18).

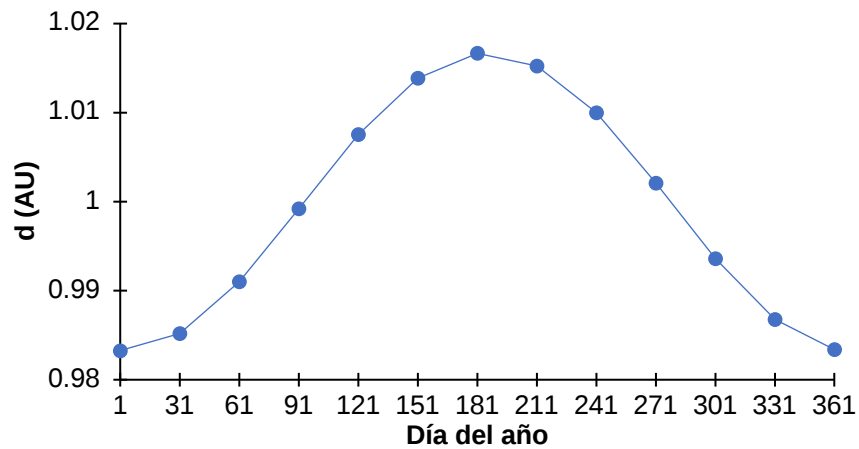


Figura 18 La gráfica muestra la variación de la distancia entre el Sol y Tierra a lo largo del año 2020. Los datos seleccionados para esta gráfica pertenecen al canal 01 de ABI del GOES 16 de la geobase de datos pre-procesada. La hora seleccionada de cada día es 18:00 UTC que es el medio día del centro de México

Por otro lado, $\cos \theta^t$ fue calculada a partir de los metadatos de los archivos y a través del módulo “Astronomy” de la librería “Pyorbital” en Python. La función que se utilizó fue `cos_zen(utc_time, lon, lat)`, la cual requirió de la fecha, hora UTC, longitud y latitud en coordenadas geográficas y grados decimal. Para obtener la fecha y hora UTC se utilizó el metadato llamado “t” (time), el cual representa el punto medio entre el inicio y el final del escaneo, dada en segundos con formato J2000, por lo que es necesario convertir “t” en un formato que pueda leer la función. Un ejemplo de este proceso se puede observar en el Anexo 4.

Finalmente, la latitud y longitud fueron estimadas a partir de las variables de escaneo, “x” e “y”, conocidas como coordenadas de proyección de la cuadrícula fija de GOES, dadas en radianes. Las coordenadas de proyección brindan información sobre el ángulo de cada píxel en referencia al sensor ABI (Figura 4). Las Ecuaciones 9 y 10 reportadas por Valenti (2018) se utilizaron para estimar la latitud y longitud y reproducidas en Python (Anexo 5).

$$Latitud = \phi = \arctan\left(\frac{r_{eq}^2}{r_{pol}^2} * \frac{S_z}{\sqrt{(H - S_x)^2 + S_y^2}}\right) \quad (9)$$

$$Longitud = \lambda = \lambda_0 - \arctan\left(\frac{S_y}{H - S_x}\right) \quad (10)$$

Donde:

- r_{eq} es el radio en el Ecuador de la Tierra (6,378,137 m), el metadato se conoce como “semi_major_axis”.
- r_{pol} es el radio en el Polo de la Tierra (6,356,752.31414 m), el metadato se conoce como “semi_minor_axis”.
- H es la distancia entre el satélite y el centro de la Tierra (42,164,160 m), dada por la ecuación 11:

$$H = h_{sat} + r_{eq} \quad (11)$$

h_{sat} es la altura entre el punto de perspectiva hasta GOES 16 (35,786,023 m), el metadato se conoce como “perspective_point_height”

- λ_0 es la longitud origen de la proyección, el metadato se conoce como “longitude_of_projection_origin”.
- S_x , S_y , S_z son las coordenadas de rotación de cada punto de la matriz corregida de ABI, definidas por las ecuaciones 12, 13 y 14:

$$S_x = r_s * \cos(x) * \cos(y) \quad (12)$$

$$S_y = -r_s * \sin(x) \quad (13)$$

$$S_z = r_s * \cos(x) * \sin(y) \quad (14)$$

r_s es la distancia entre el satélite GOES 16 hasta el punto superficial de interés, dada por la ecuación 15:

$$r_s = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (15)$$

Las variables a, b y c, se definen por las ecuaciones 16, 17 y 18:

$$a = \sin^2 x + \cos^2 x \left(\cos^2 y + \frac{r_{eq}^2}{r_{pol}^2} * \sin^2 y \right) \quad (16)$$

$$b = -2H * \cos(x) * \cos(y) \quad (17)$$

$$c = H^2 - r_{eq}^2 \quad (18)$$

Al finalizar el cálculo de las 3 principales variables tendríamos la radiación solar extraterrestre para un tiempo determinado sobre el área de cobertura (Figura 19)

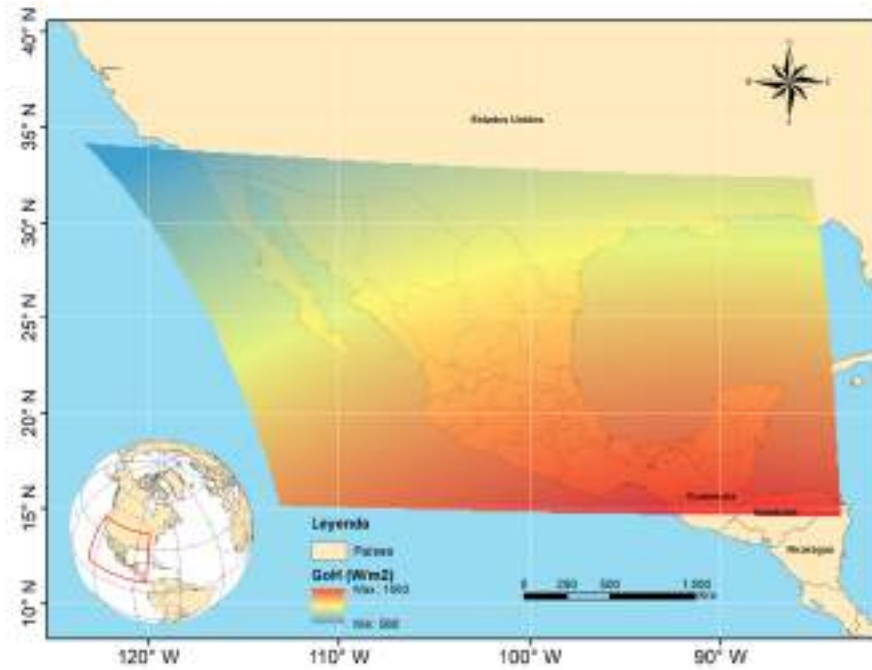


Figura 19 Interpolación de la matriz de datos de la radiación solar extraterrestre sobre el área de cobertura, la estimación corresponde al 01 de enero del 2020 a las 18:00 UTC

3.4.2 Factor de reflectancia

El factor de reflectancia se define como el porcentaje de energía electromagnética reflejada desde cualquier superficie en la Tierra (océanos, atmosfera, suelo), respecto a la energía electromagnética que incide. El factor de reflectancia se calculó a partir de la Ecuación 19, dada por Schmit et al. (2012):

$$\rho f_B^t(i, j) = \left(\frac{\pi(d^t)^2}{E_{sun}^t} \right) L_B^t(i, j) = \left(\frac{\pi(d^t)^2}{E_{sun}^t} \right) \begin{bmatrix} L_B^t(0,0) & \cdots & L_B^t(0,j) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ L_B^t(i,0) & \cdots & L_B^t(i,j) \end{bmatrix} \quad (19)$$

Donde:

- $\rho f_B^t(i, j)$ es el índice o factor de reflectancia, para cada banda (B) y elemento de la matriz (i, j) en un tiempo determinado (t).
- $L_B^t(i, j)$ es la radiancia espectral en $W/m^2 sr \mu m$, el metadato se conoce como “Rad”.
- d^t es la distancia entre el Sol y la Tierra en un tiempo determinado (t) dada en UA, el metadato se conoce como “earth_sun_distance_anomaly_in_AU”.
- E_{sun}^t es la irradiancia ponderada para el rango en el que trabaja cada banda del sensor ABI en un tiempo determinado (t), dada en $W/m^2 \mu m$ (Tabla 8), el metadato se conoce como “esun”.

Tabla 8 Ejemplo de los valores de E_{sun} para el sensor ABI GOES 16 de Schmit et al. (2012). Los valores no son fijos, varían en el tiempo y son obtenidos directamente de los metadatos. Schmit muestra diferentes valores a los observados en los metadatos, ya que son valores calculados a partir de funciones de respuesta espectral simulada

Banda / Canal	Longitud de onda central (μm)	$E_{sun}(W/m^2 \mu m)$
1	0.47	2017.1648
2	0.64	1631.3351
3	0.86	957.06990
5	1.61	242.54037
6	2.26	76.8999

La Ecuación 19 se puede reescribir para calcular matrices completas (Ecuación 20), la cual se utilizó para calcular el factor de reflectancia de los canales seleccionados del productor Rad. Un ejemplo de este cálculo se puede ver en el Anexo 6.

$$\rho f_B^t = \left(\frac{\pi(d^t)^2}{E_{sun}^t} \right) L_B^t \quad (20)$$

Estimar la reflectancia para diferentes canales, implica tener diferentes resoluciones espaciales (Tabla 4), lo que representó un problema al momento de generar productos que involucren varios canales, como el albedo terrestre y el albedo de nubes. Tener diferentes resoluciones espaciales genera diferentes tamaños de matriz y cantidad de datos (Tabla 9), por lo que es necesario homogenizar la resolución espacial. Este problema se solucionó con la función “rebin” desarrollada en Python, la cual modifica el tamaño de una matriz con respecto a otra (Anexo 7). La matriz “A” obtiene el tamaño de la matriz “B”, a través, de promediar sus elementos. Las matrices de los canales 1, 2, 3 y 5 adquirieron el tamaño de matriz del canal 6. Una vez que las matrices se homogeneizaron, lo siguiente fue recortarlas para que cubrieran solo el área de estudio (Figura 17), lo que implica, que las matrices pasaron de tener un tamaño de 1,500 x 2,500 a 850 x 1350, lo que implica una cantidad de datos de 1,147,500 (Figura 20).

Tabla 9 Tamaño de las matrices y cantidad de datos de cada banda de ABI en GOES 16, de acuerdo con la resolución espacial. Entre más pequeña la resolución, más grande es la matriz de datos.

Banda / Canal	Resolución espacial (Km)	Tamaño de la matriz	Cantidad de datos
2	0.5	6,000 x 10,000	60,000,000
1, 3, 5	1.0	3,000 x 5,000	15,000,000
4, 6 -16	2.0	1,500 x 2,500	3,750,000

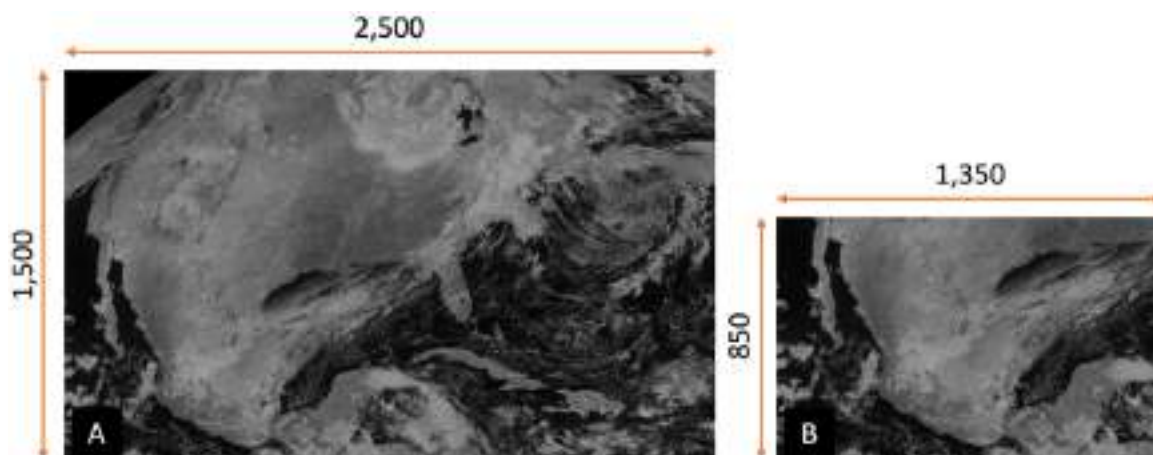


Figura 20 Diferencia de los tamaños de las matrices de las imágenes: A) CONUS y B) Área de estudio. Las imágenes muestran el factor de reflectancia del canal 6 de ABI GOES 16, el 22 de octubre del 2019 a las 17:01 UTC

3.4.3 Albedo terrestre

El albedo terrestre se calculó a partir de las matrices de datos del factor de reflectancia delimitadas al área de estudio y con la misma resolución espacial. Al tener una superficie tan grande como el área de estudio, la estimación se realizó para cada elemento (i,j) de la matriz de datos, debido a que cada elemento representa una área de 4 km². Idealmente, en cada elemento

el albedo terrestre sería el valor más pequeño del factor de reflectancia a medio día, este valor tiende a ser cercano a cero dependiendo del tipo de superficie que se encuentre, excepto por la nieve superficial (Figura 21).

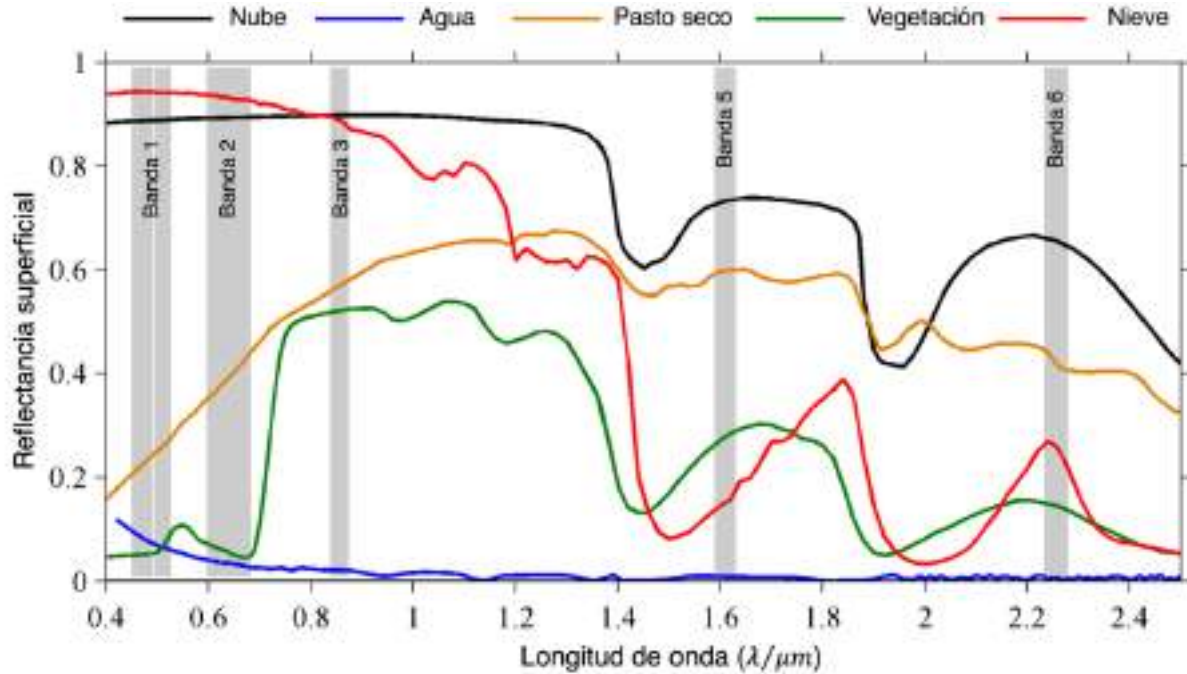


Figura 21 Firmas espectrales como funciones de la longitud de onda para cinco tipos de superficies. Esta gráfica fue realizada para el AHI (Advanced Himawari Imager) de Himawari 8, el cual se considera como un sensor gemelo al ABI de GOES 16, figura editada de Zhuge et al. (2017)

El albedo terrestre se estimó a partir del factor de reflectancia promedio de canales 1, 2, 3, 5 y 6, en un tiempo determinado ($\bar{x}\rho^t$) utilizando la Ecuación 21 (Figura 22). El factor de reflectancia promedio sería el porcentaje de energía electromagnética reflejada del área de estudio en el rango de $0.45 \mu m$ a $2.275 \mu m$, que es la longitud de onda que abarcan los canales seleccionados.

$$\bar{x}\rho^t = \frac{1}{n} \sum_{B=1}^n \rho f_B^t = \frac{\rho f_B^t + \dots + \rho f_{B_n}^t}{n} \quad (21)$$

Donde n es el total de canales o bandas seleccionadas.

Finalmente, para estimar el albedo terrestre se seleccionó el valor más pequeño dentro de un conjunto de datos del factor de reflectancia promedio, $\rho_T^t(i, j)$. Este conjunto de datos está delimitado por las siguientes normas (Figura 23):

- El período del conjunto de datos es de 30 días.
- Los datos del conjunto deben ser de la misma hora UTC.
- Los datos del conjunto deben ser del mismo elemento de la matriz (latitud y longitud) a través del tiempo.

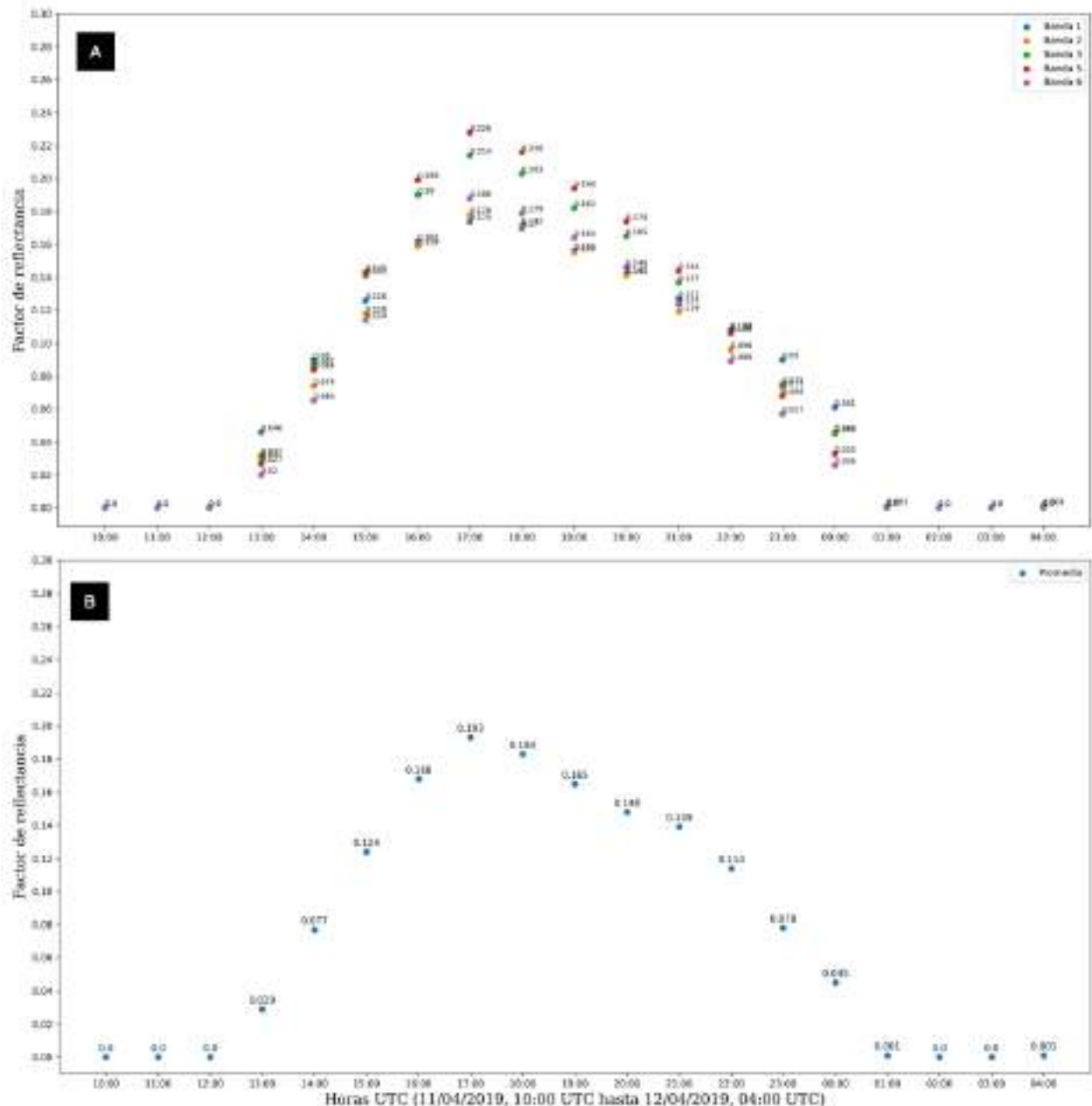


Figura 22 Variación diurna del factor de reflectancia de las bandas seleccionadas (A) y el promedio de estas (B) en el elemento de la matriz con coordenadas 19.429285, -99.073814, cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez en la Ciudad de México durante el 11 de abril del 2019 (Fecha local)

Las normas se establecieron para cada elemento de la matriz durante cada hora UTC dentro de los años de estudio. El proceso se reproduce para toda la matriz a través de la Ecuación 22, dando como resultado la Figura 24.

$$\rho_T^t = \begin{bmatrix} \rho_T^t(0,0) & \cdots & \rho_T^t(0,j) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_T^t(i,0) & \cdots & \rho_T^t(i,j) \end{bmatrix} \quad (22)$$

Donde:

- ρ_T^t es el albedo terrestre de la matriz de datos en un tiempo determinado (t).
- $\rho_T^t(i,j)$ es el albedo terrestre del elemento (i,j) en un tiempo determinado (t).

Normalmente, cada conjunto está formado por los 30 datos previos de cada elemento de la matriz al momento de ser definido. Los 30 datos corresponderían a los últimos 30 días, sin embargo, existen conjuntos donde los 30 datos seleccionados no corresponden a los últimos 30 días, sino a los últimos 31 días o 32 días, debido a la falta de información (capítulo 3.3.1).

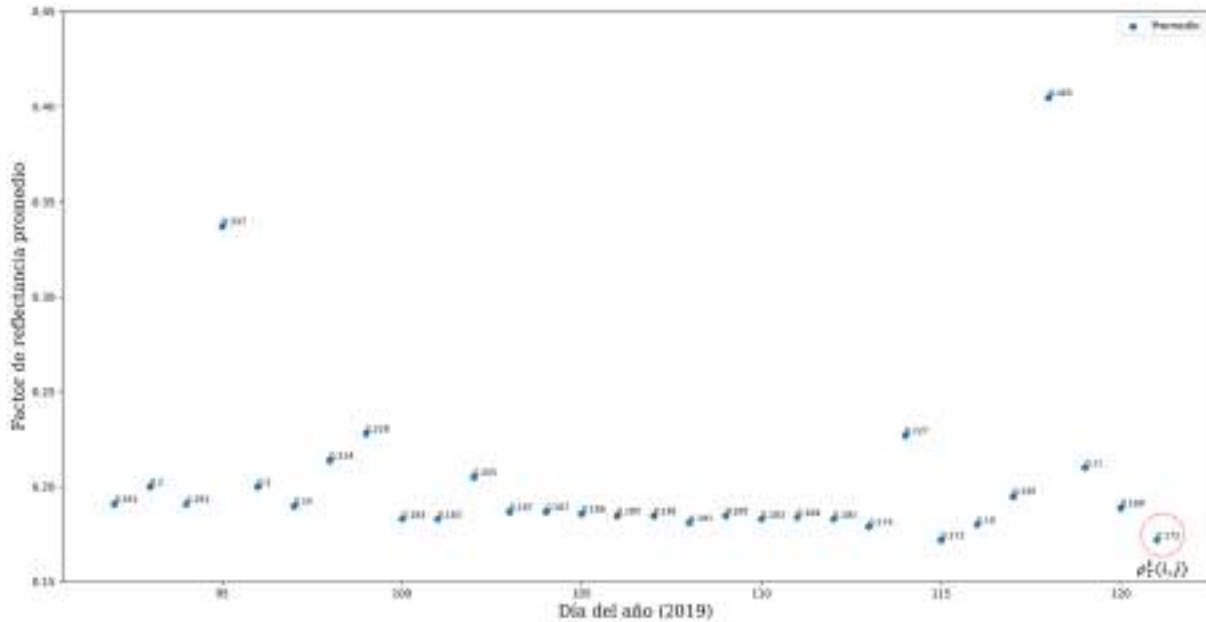


Figura 23 Conjunto de datos del factor de reflectancia promedio de un elemento de la matriz, donde el albedo terrestre es $\rho_T^t(i,j) = 0.172$. El elemento de la matriz se localiza en 19.429285, -99.073814 cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez de la Ciudad de México, la hora seleccionada fue 18:00 UTC en el periodo del 02 de abril al 01 de mayo del 2019

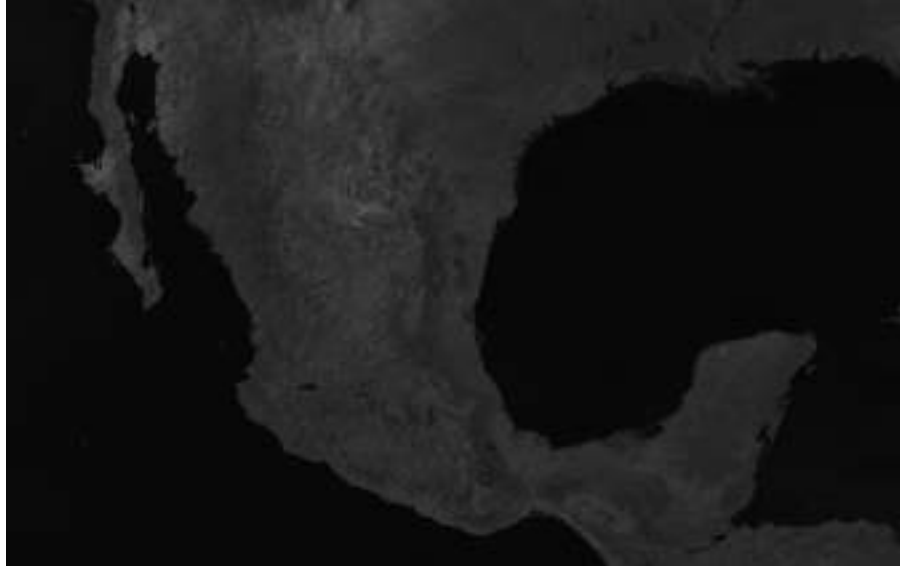


Figura 24 Albedo terrestre de ROCIS a las 18:00 UTC del día 03 de mayo del 2019 (Día 123 del año)

3.4.4 Albedo de nubes

El albedo de nubes también se calculó para cada elemento (i,j) de la matriz de datos a partir de las matrices de datos del factor de reflectancia delimitadas al área de estudio y con la misma resolución espacial. En este caso, se buscan los valores del factor de reflectancia más cercanos a uno. Se conoce que la firma espectral de la nieve se confunde con el de la nube, por lo que, para evitar conflictos no se utilizaron los canales 01, 02 y 03 (Figura 21). El proceso es similar al del albedo terrestre, lo primero que se realizó fue estimar el factor de reflectancia promedio de los canales 05 y 06 con la Ecuación 21 (Figura 25). Posteriormente, se establecieron las normas para establecer el conjunto de datos del factor de reflectancia promedio, donde se obtendría el albedo de nubes.

- El período del conjunto de datos es de 30 días.
- Los datos del conjunto deben tomar todas las horas UTC del periodo.
- Los datos del conjunto deben ser del mismo elemento de la matriz (latitud y longitud) a través del tiempo.

El conjunto de datos se compone por 510 datos en cada elemento de la matriz. Los 510 datos surgen de multiplicar las horas que el estudio cubre por día (17 horas) por los días del período. El albedo de nubes del elemento de la matriz fue el valor más grande en el conjunto establecido, $\rho_N^t(i,j)$, como se observa en la Figura 26.

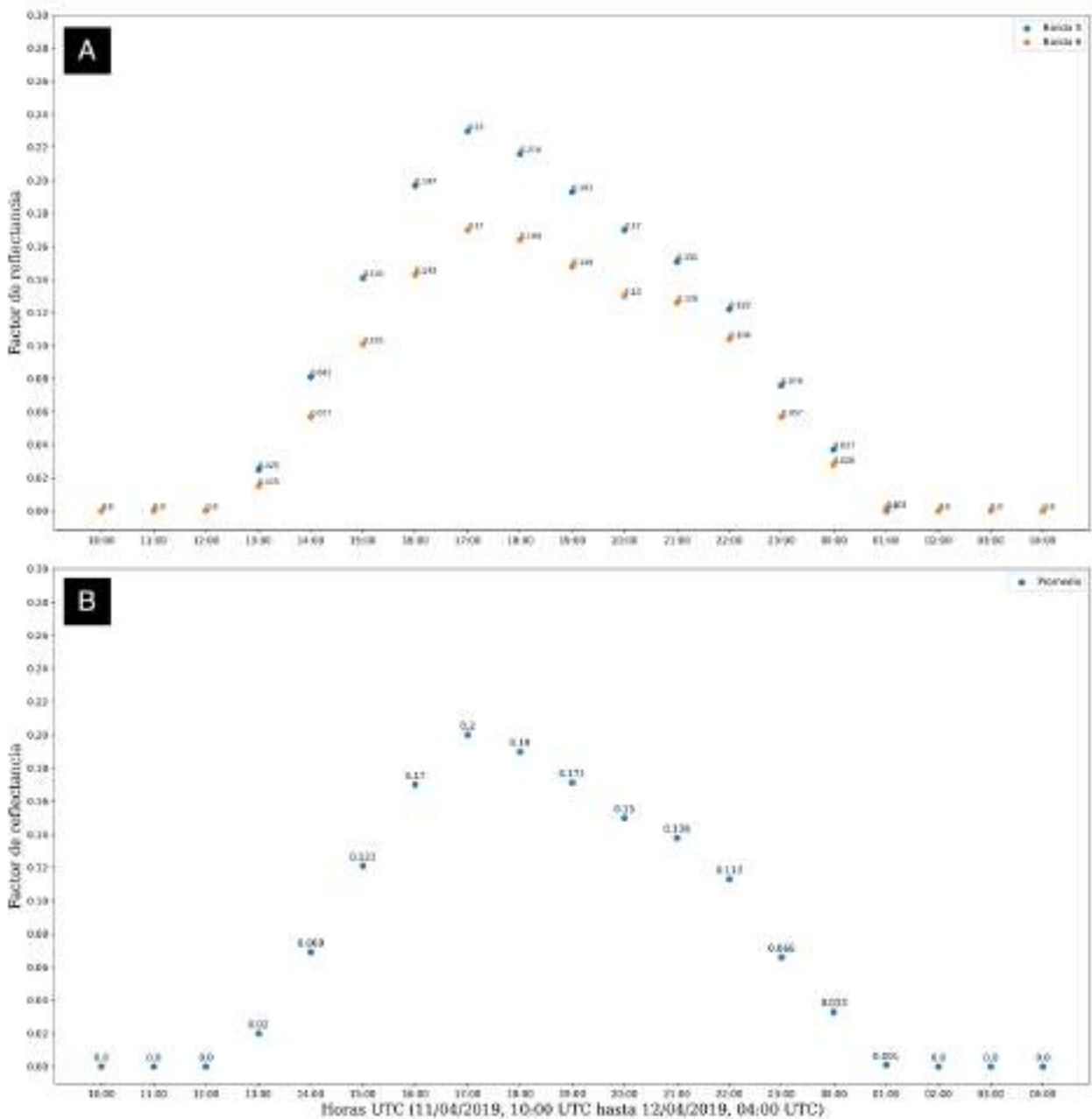


Figura 25 Variación diurna del factor de reflectancia de las bandas seleccionadas (A) y el promedio de estas (B) en el elemento de la matriz con coordenadas 19.429285, -99.073814, cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez en la Ciudad de México durante el 11 de abril del 2019 (Fecha local)

Las normas se establecieron para cada elemento de la matriz durante cada hora UTC dentro de los años de estudio. El proceso se reproduce para toda la matriz a través de la Ecuación 23, dando como resultado la Figura 27.

$$\rho_N^t = \begin{bmatrix} \rho_N^t(0,0) & \cdots & \rho_N^t(0,j) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_N^t(i,0) & \cdots & \rho_N^t(i,j) \end{bmatrix} \quad (23)$$

Donde:

- ρ_N^t es el albedo de nubes de la matriz de datos en un tiempo determinado (t).
- $\rho_N^t(i,j)$ es el albedo de nubes del elemento (i,j) en un tiempo determinado (t).

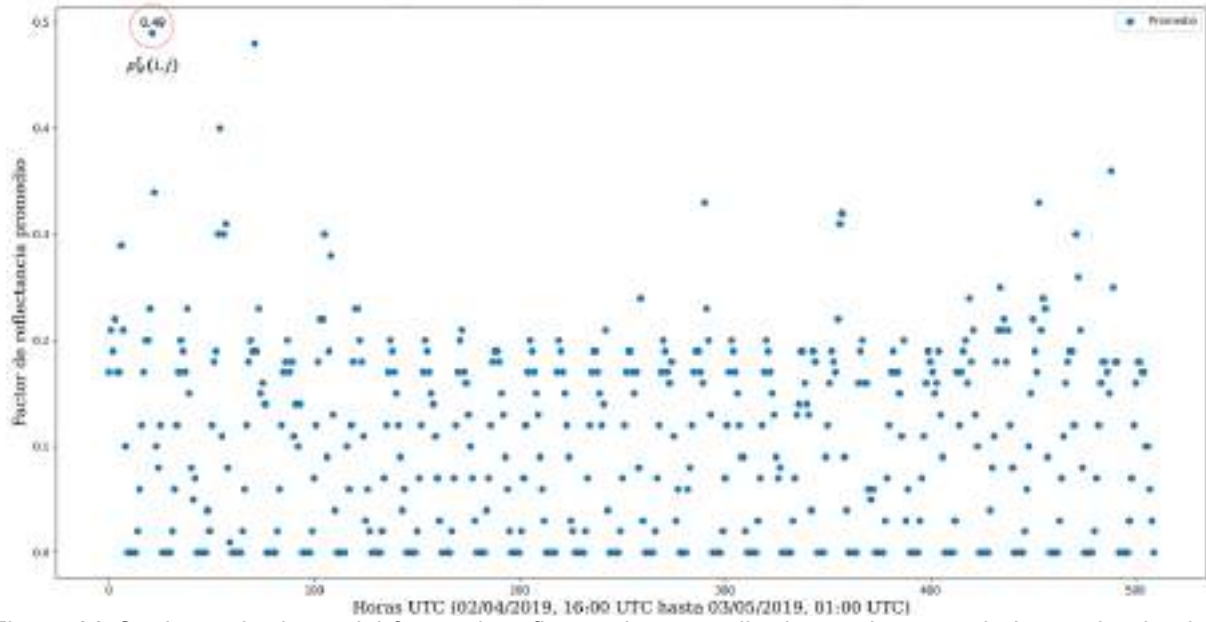


Figura 26 Conjunto de datos del factor de reflectancia promedio de un elemento de la matriz, donde el albedo de nubes es $\rho_N^t(i,j) = 0.49$. El elemento de la matriz se localiza en 19.429285, -99.073814 cerca del Aeropuerto Internacional Benito Juárez de la Ciudad de México durante el 02 de abril al 03 de mayo del 2019.

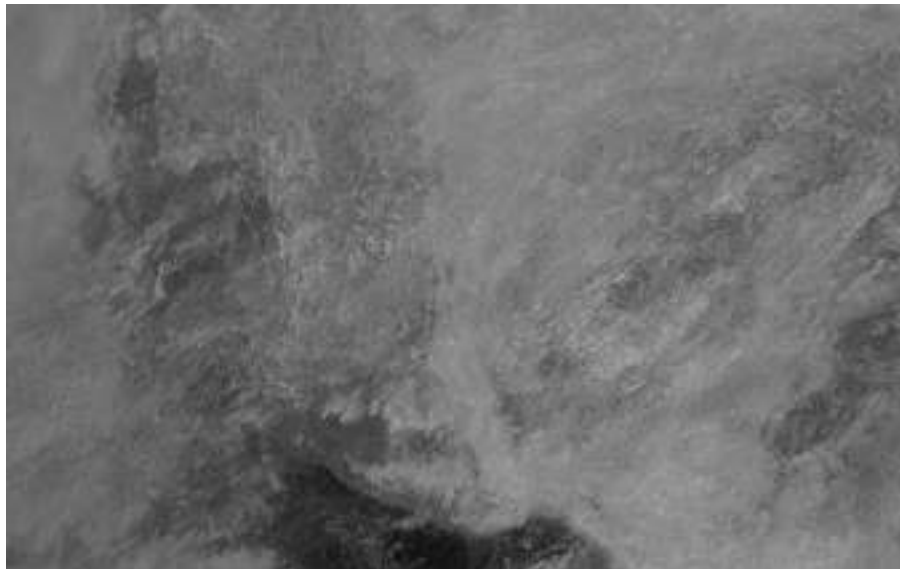


Figura 27 Albedo de nubes de ROCIS a las 18:00 UTC del día 03 de mayo del 2019 (Día 123 del año)

3.4.5 Índice de nubes

El índice de nubosidad (n) es un valor normalizado de la cantidad de nubes presentes en un elemento (i, j) de la matriz de datos para un momento determinado (t), su estimación está sujeta al albedo terrestre y al albedo de nubes. El índice de nubosidad fue calculado a partir de la Ecuación 24 que pertenece al método Heliosat-2 (Rigollier et al., 2004).

$$n^t(i, j) = \frac{\rho^t(i, j) - \rho_g^t(i, j)}{\rho_{cloud}^t(i, j) - \rho_g^t(i, j)} \quad (24)$$

Donde:

- $n^t(i, j)$ es el índice de nubosidad en un tiempo determinado (t) para un elemento (i, j) de la matriz de datos.
- $\rho^t(i, j)$ es el factor de reflectancia en un tiempo determinado (t) o albedo aparente.
- $\rho_{cloud}^t(i, j)$ es el albedo de nubosidad en un tiempo determinado (t), para un elemento (i, j) de la matriz de datos.
- $\rho_g^t(i, j)$ es el albedo terrestre en un tiempo determinado (t), para un elemento (i, j) de la matriz de datos.

La Ecuación 24 se modificó para mantener la misma nomenclatura que se ha estado usando en el desarrollo del algoritmo ROCIS y esta ecuación modificada estima el índice de nubes en un tiempo determinado (n^t) para toda la matriz de datos (Ecuación 25).

$$n^t = \frac{\rho^t - \rho_T^t}{\rho_N^t - \rho_T^t} \quad (25)$$

3.4.6 Factor de transmisión atmosférica

Rigollier y Wald en 1998 (Rigollier et al., 2004) propusieron las siguientes relaciones (Ecuaciones 26 - 29) a partir de la gráfica mostrada en la Figura 28. Estas relaciones se utilizaron en el método Heliosat-2 para calcular el factor de transmisión atmosférica (K_C).

$$\bullet \quad n^t(i, j) < -0.2, \quad K_C^t(i, j) = 1.2 \quad (26)$$

- $-0.2 \leq n^t(i,j) \leq 0.8,$ $K_C^t(i,j) = 1 - n^t(i,j)$ (27)

- $0.8 \leq n^t(i,j) \leq 1.1,$ $K_C^t(i,j) = 2.0667 - 3.6667n^t(i,j) + 1.6667(n^t(i,j))^2$ (28)

- $n^t(i,j) > 1.1,$ $K_C^t(i,j) = 0.05$ (29)

Donde:

- $K_C^t(i,j)$ es el factor de transmisión atmosférica en un tiempo determinado (t) para un elemento (i,j) de la matriz de datos.

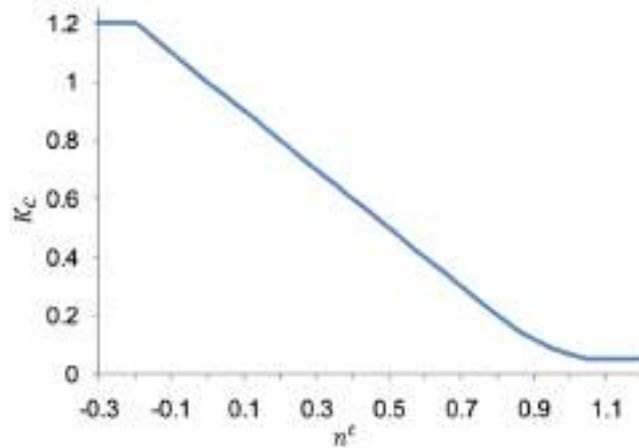


Figura 28 Relación entre el índice de nubes (n^t) y el factor de transmisión atmosférica en cielo despejado (K_C), editado de Schroedter-Homscheidt et al. (2019)

Para referirnos al factor de transmisión atmosférica de toda la matriz en un tiempo determinado (K_C^t), utilizamos la Ecuación 30.

$$K_C^t = \begin{bmatrix} K_C^t(0,0) & \cdots & K_C^t(0,j) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ K_C^t(i,0) & \cdots & K_C^t(i,j) \end{bmatrix} \quad (30)$$

3.4.7 Radiación de onda corta incidente superficial

La estimación de la irradiancia superficial se realizó con la Ecuación 31 que es una variación de la ecuación propuesta por Rigollier et al. (2004). La ecuación 31 estimó la irradiación superficial para toda la matriz en un tiempo determinado.

$$G_S^t = K_C^t * G_{oH}^t * F_e \quad (31)$$

Donde:

- G_s^t es la radiación de onda corta incidente superficial en un tiempo determinado (t) en el área de cobertura.
- K_c^t es el factor de transmisión atmosférica en cielo despejado en un tiempo determinado (t) en el área de cobertura.
- G_{oH}^t es la radiación solar extraterrestre sobre una superficie horizontal en un tiempo determinado (t) en el área de cobertura.
- F_e es la fracción energética en la que trabaja el algoritmo ROCIS (Ecuación 32).

$$F_e = f_{0 \sim \lambda_{Max}} - f_{0 \sim \lambda_{Min}} \quad (32)$$

Donde:

- $f_{0 \sim \lambda_{Max}}$ es 0.952 para una longitud de onda de $2.275 \mu m$ que es el valor máximo del canal 06.
- $f_{0 \sim \lambda_{Min}}$ es 0.151 para una longitud de onda de $0.450 \mu m$ que es el valor mínimo del canal 01.
- F_e es la fracción energética del algoritmo ROCIS, 0.801.

Los valores de $f_{0 \sim \lambda_{Max}}$ y $f_{0 \sim \lambda_{Min}}$ surgen de la Tabla 10. La variable de fracción energética se introdujo porque el algoritmo ROCIS solo estima las variaciones de la radiación solar en un rango específico de la longitud de onda del espectro electromagnético.

Tabla 10 Fracción del total de energía del espectro electromagnético de la radiación extraterrestre con una constante solar de $1353 W/m^2$, tabla editada de Zheng (2017).

$\lambda (\mu m)$	$G_{sc\lambda} (W/m^2\mu m)$	$f_{0 \sim \lambda} (-)$	$\lambda (\mu m)$	$G_{sc\lambda} (W/m^2\mu m)$	$f_{0 \sim \lambda} (-)$
0.24	63.0	0.001 4	1.6	245	0.886 1
0.25	70.9	0.001 9	1.8	159	0.915 9
0.30	514	0.012 1	2.0	103	0.934 9
0.35	1093	0.045 2	2.2	79	0.948 3
0.40	1429	0.087 3	2.4	62	0.958 6
0.45	2006	0.151 4	2.6	48	0.966 7
0.50	1942	0.226 0	2.8	39	0.973 1
0.55	1725	0.293 8	3.0	31	0.978 3
0.60	1666	0.356 8	4.0	9.5	0.990 6
0.70	1369	0.468 8	5.0	3.8	0.995 1
0.80	1109	0.560 2	6.0	1.8	0.997 2
0.90	891	0.633 7	7.0	1.0	0.998 2
1.00	748	0.694 9	8.0	0.59	0.998 8
1.2	485	0.784 0	10.0	0.24	0.999 4
1.4	337	0.843 3	50.0	3.9×10^{-4}	1.000 0

3.5 Validación del algoritmo ROCIS

La validación de los datos del algoritmo ROCIS se realizó a través de una correlación lineal contra datos del producto DSR de NOAA. El coeficiente de correlación obtenido es un índice estadístico que mide la relación lineal entre dos variables cuantitativas. La cantidad de información generada por el algoritmo ROCIS fue demasiado grande (Tabla 11), por lo que el proceso de validación solo se realizó con datos del año 2020 (Tabla 12). Los archivos descargados de DSR y de ROCIS del 2020 fueron homogenizados a través del pre-procesamiento descrito en el capítulo 3.3.1, por lo que se redujo la información (Tabla 13). Además, el tamaño de la matriz de DSR se recortó para que tuviera la misma cobertura que ROCIS.

Tabla 11 Cantidad de archivos que se encuentran en la geobase de datos generada por el algoritmo ROCIS

Año	Población ideal de archivos*	Población real de archivos	Información perdida
2019	6,205	4,092	34.05 %
2020	6,222	6,173	0.79 %
2021	6,205	6,159	0.74 %
2022	6,205	6,136	1.11 %
Total	24,837	22,560	9.17 %

*La cantidad ideal de archivos se calcula a partir de las horas del día que cubre el estudio por los días del año, es decir 17 horas x 366 días o 365 días

Tabla 12 Cantidad de información generada por el algoritmo ROCIS y descargada para el producto DSR durante el año 2020

Base de datos	ROCIS	DSR
Población de archivos	6,173	6,164
Porcentaje de pérdida archivos (%)	0.79	0.93
Tamaño de la matriz de cada archivo	1,147,500	65,404
Población de datos	7,083,517,500	403,150,256

Tabla 13 Cantidad de información de ROCIS y DSR en el año 2020 después del pre-procesamiento

Base de datos	ROCIS	DSR
Cantidad de archivos después del pre-procesamiento	6,151	6,151
Porcentaje de pérdida archivos (%)	1.14	1.14
Tamaño de la matriz de cada archivo	1,147,500	12,324
Población de datos después del pre-procesamiento	7,058,272,500	75,804,924

A partir de las geobases de datos pre-procesadas se realizó la estadística descriptiva y las pruebas de normalidad para conocer que método se utilizaría para realizar la correlación. Lo primero fue conocer el tamaño de la muestra mínima representativa, utilizando la fórmula de poblaciones finitas (Ecuación 33).

$$n = \frac{NZ^2pq}{e^2(N-1) + Z^2pq} \quad (33)$$

Donde:

- n , es el tamaño de muestra.
- N , es el tamaño de la población.
- Z es el parámetro estadístico que depende del nivel de confianza.
- e , es el error máximo aceptado.
- p , es la probabilidad de que ocurra el evento estudiado.
- q , es la probabilidad de que no ocurra el evento estudiado.

El tamaño de la muestra mínima (Tabla 14) se calculó con la población de archivos (N_A), con un nivel de confianza del 99 % ($Z = 2.576$), un error del 5 % y una probabilidad de p y q del 50 %. La ecuación 33 se utilizó solo para un producto, ya que ambos poseen la misma cantidad de archivos, después del pre-procesamiento durante el 2020, el cálculo se realizó a través de un script de Python, el cual se puede ver en el Anexo 8.

Tabla 14 Tamaño de la muestra mínima representativa de los productos ROCIS y DSR, calculada a partir de la población de archivos durante el año 2020

Variable	Dato
Población de archivos	6,151
Porcentaje de población	98.9 %
Nivel de confianza	99 %
Valor Z	2.575
Error	5 %
Muestra de archivos	599
Porcentaje de la muestra	9.7 %

Conociendo el tamaño de la muestra, se seleccionaron aleatoriamente los archivos pre-procesados de DSR y ROCIS con el objetivo de realizar la estadística descriptiva. El tamaño de la muestra mínima de archivos se duplicó porque la población de datos se redujo, ya que se les eliminó los valores nulos (valores NaN, Not A Number) y los valores menores o iguales a cero. La muestra mínima de archivos pasó de 599 a 1,198 archivos. Para calcular la población de datos de la muestra mínima de archivos, solo es necesario multiplicar el tamaño de la matriz por el tamaño de la muestra (Tabla 15).

Tabla 15 Pérdida de información de la población de datos del primer tamaño de muestra mínima seleccionada para los productos DSR y ROCIS

Variable	ROCIS	DSR
Muestra de archivos	1198	1198
Población de datos de la muestra	1,374,705,000	14,764,152
Población de datos NaN	0	6,353,298
Población con valores mayores a cero	390,195,639	18,049
Población final de la muestra	984,509,361	8,392,805
Porcentaje de la población final de la muestra	71.6 %	56.8 %

Las variables que se calcularon de la estadística descriptiva se pueden observar en la Tabla 16. Además, se estimaron medidas de asimetría y pruebas de normalidad como Kolmogorov-Smirnov y Jarque-Bera, las cuales son las pruebas más utilizadas cuando la población de datos es muy grande. Para cerciorarse de la normalidad de los datos también se graficó la distribución de estos (Figura 29). Todos los cálculos se realizaron a través de un script en Python (Anexo 8).

Tabla 16 Estadística descriptiva, medidas de asimetría y pruebas de normalidad de los productos ROCIS y DSR para el año 2020

Base de datos	ROCIS	DSR
Media (W/m^2)	472	476
Error estándar (W/m^2)	0.010	0.105
Máximo (W/m^2)	1,316	1,149
Mínimo (W/m^2)	1	1
Desviación estándar (W/m^2)	305	304
Varianza (W/m^2)	92,805	92,236
Curtosis (Kurtosis)	-1.139	-1.209
Asimetría (Skewness)	0.226	0.066
Kolmogorov-Smirnov (Estadístico, Significancia)	0.998, $P < 0.001$	0.992, $P < 0.001$
Jarque-Bera (Estadístico, Significancia)	0.998, $P < 0.001$	0.992, $P < 0.001$

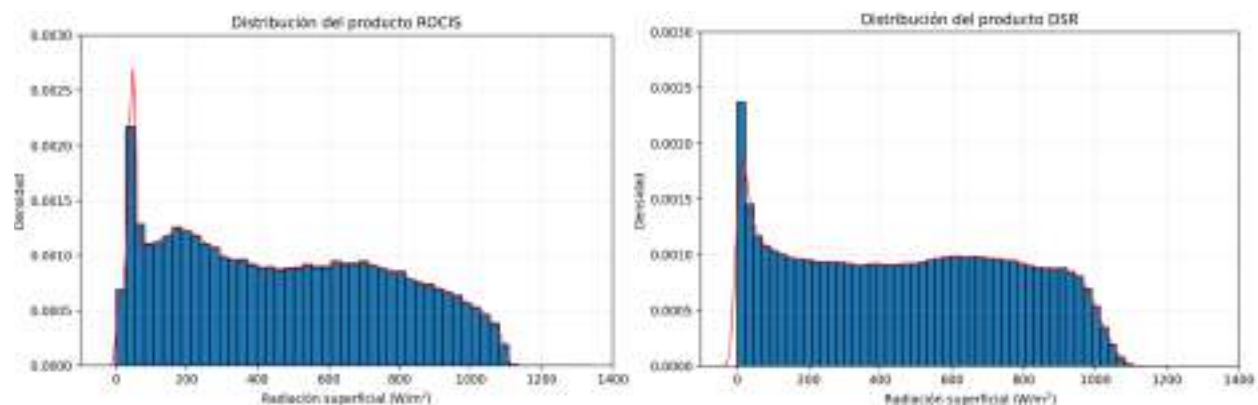


Figura 29 Gráficos de densidad a partir de los datos de las muestras mínimas de los productos ROCIS y DSR para el año 2020

ROCIS y DSR no pasaron las pruebas de normalidad y debido a la naturaleza de los datos, se utilizó una prueba no paramétrica, como Spearman, para realizar la correlación lineal de los datos. El principal problema fue correlacionar productos con diferente resolución espacial (Tabla 7, Figura 30), por lo que fue necesario homogeneizar la resolución espacial de ambos productos.

La homogeneización se hizo a través de un script en Python, el cual promedió los elementos de la matriz de ROCIS que están dentro del área de cobertura de cada elemento de la matriz de DSR (Figura 30), lo que generó una matriz de datos de ROCIS con el mismo tamaño y coordenadas que el producto DSR. La homogeneización de la resolución espacial se realizó para cada archivo de ROCIS generado en el 2020.

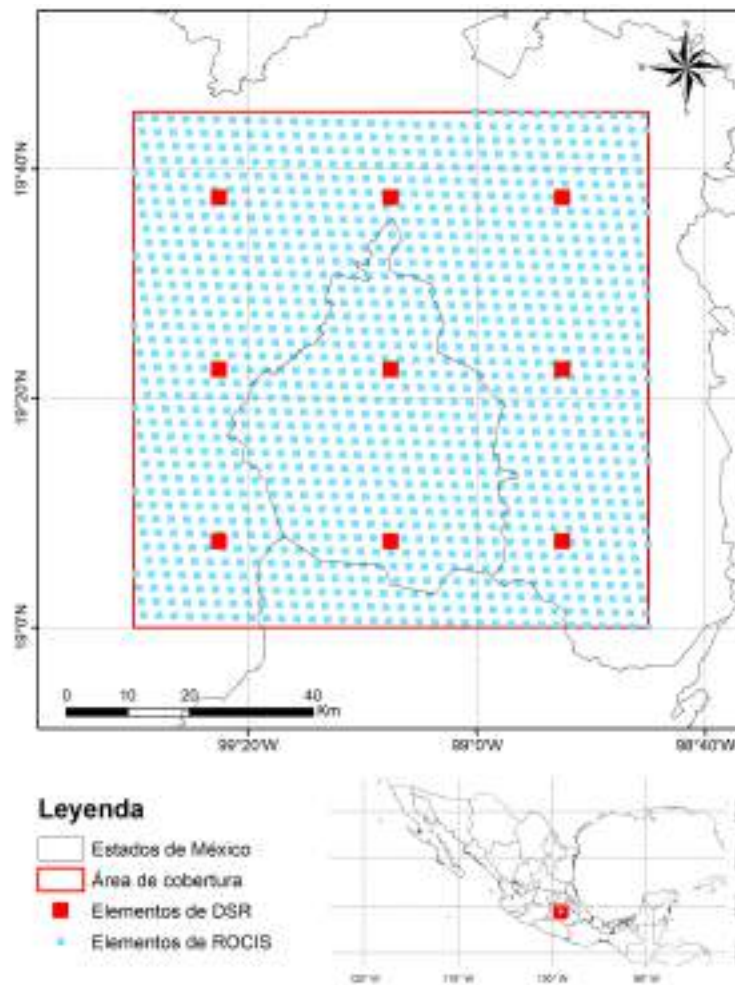


Figura 30 El mapa es un ejemplo en el que se puede observar la diferencia que existe en las resoluciones espaciales entre DSR y ROCIS, por medio de la cantidad elementos presentes en una misma área de cobertura (cuadro rojo). La cantidad de elementos de DSR (puntos rojos) es de 9, mientras que la cantidad de elementos de ROCIS (puntos azules) es de 1256

4 Identificación de zonas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México

4.1 Diseño del estudio

El diseño de esta sección del trabajo de investigación doctoral se estableció con base en la revisión bibliográfica de trabajos similares, la cual permitió comprender los criterios, restricciones y metodología utilizados para conseguir el objetivo de identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en el área de estudio, la cual para esta etapa solo contempla la parte territorial de México. Este proceso se guio por el diagrama metodológico presentado en la Figura 31, el cual se desglosó en las siguientes etapas:

1. Definición de criterios y restricciones.

En esta primera etapa, se seleccionaron y describieron los criterios y restricciones a través de una revisión literaria.

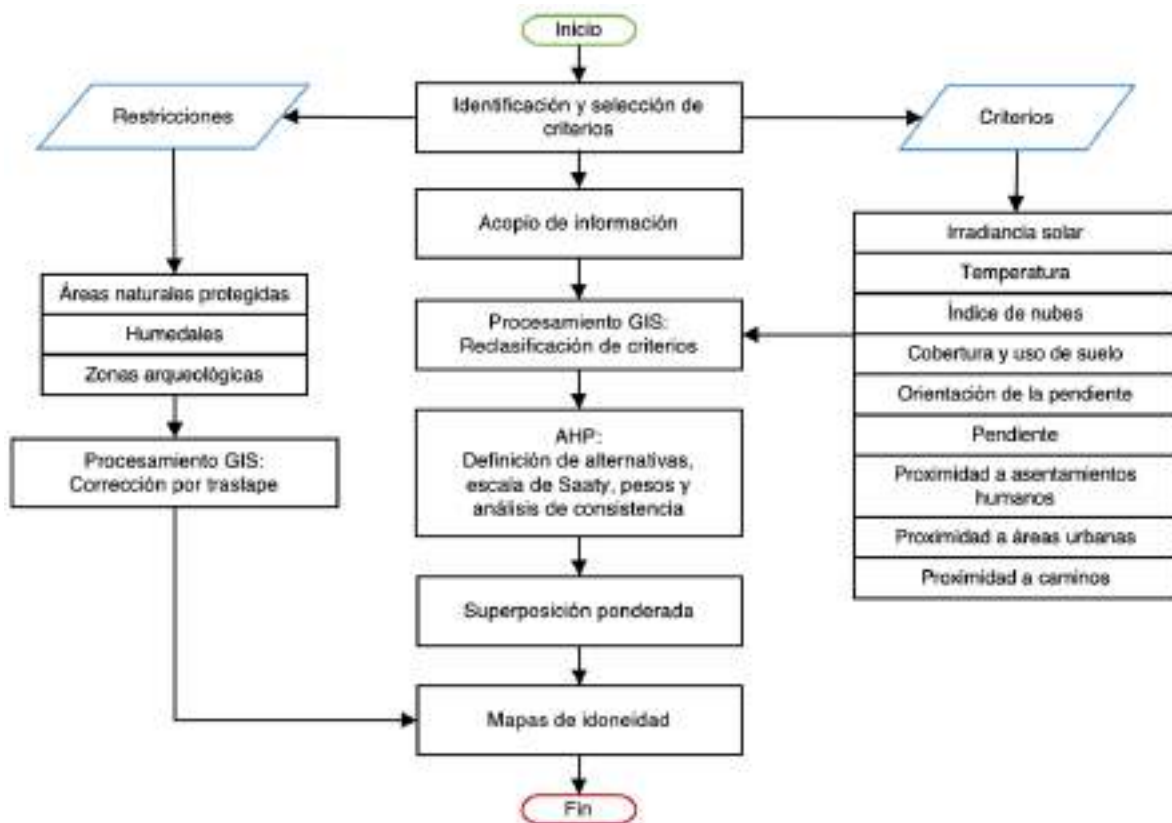


Figura 31 Diagrama metodológico para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México

2. Procesamientos GIS.

En esta etapa, se recopilaron y prepararon los datos (criterios y restricciones) para definir el área restringida y reclasificar los datos a través de las herramientas de ArcGIS.

3. Metodología AHP.

Se establecen las alternativas y se evalúan los criterios utilizando la escala de Saaty, mediante una matriz de comparación por pares, con el objetivo de calcular los pesos relativos de cada criterio.

4. Mapa de idoneidad.

En la etapa final, se emplearon las variables previamente calculadas, a través de la herramienta “Weighted overlay” de ArcGIS, generando un único ráster de salida que, en conjunto con el polígono del área restringida, se desarrolla el mapa de idoneidad que identifica las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica para cada alternativa establecida.

4.2 Definición de criterios y restricciones

Los diversos criterios y restricciones se seleccionaron de acuerdo con la información disponible y la revisión literaria realizada (Tablas 6 y 17). En este proyecto de doctorado, las restricciones son variables que nos permiten identificar las áreas donde la instalación y desarrollo de proyectos fotovoltaicos de gran escala no son posibles debido a la naturaleza del área. Por otro lado, los criterios son variables que contribuyen a alcanzar el objetivo.

Tabla 17 Restricciones y criterios seleccionados

	Categoría	Variable (Año)	Fuente	Referencias
Restricciones	Ambiental	Humedales (2020)	(SINA, 2021a)	Al Garni & Awasthi (2018; Asakereh et al. (2017); Coruhlu et al. (2022); Haddad et al. (2021); Noorollahi et al. (2022); Mohamed (2020); Rios & Duarte (2021); Watson & Hudson (2015).
		Áreas naturales protegidas (2021)	(SINA, 2021b)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Haddad et al. (2021); Noorollahi et al. (2022); Rios & Duarte (2021); Watson & Hudson (2015).
	Social	Zonas arqueológicas (2021)	INEGI (2021a)	Al Garni & Awasthi (2018); Noorollahi et al. (2022); Rios & Duarte (2021); Watson & Hudson (2015).

	Categoría	Variable (Año)	Fuente	Referencias
Criterios	Climático	Irradiancia superficial (2020)	ROCIS (Propia)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Coruhlu et al. (2022); Haddad et al. (2021); Mohamed (2020); Noorollahi et al. (2016); Noorollahi et al. (2022); Rios & Duarte (2021); Ruiz et al. (2020); Sengupta et al. (2021); Suh & Brownson (2016); Tahri et al. (2015); Watson & Hudson (2015); Zoghi et al. (2017).
		Temperatura (2020)	NOAA (2023a)	Al Garni & Awasthi (2018); Noorollahi et al. (2016); Noorollahi et al. (2022); Ruiz et al. (2020); Sengupta et al. (2021); Suh & Brownson (2016); Tahri et al. (2015)
		Índice de nubes (2020)	ROCIS (Propia)	Noorollahi et al. (2016); Noorollahi et al. (2022); Sengupta et al. (2021); Zoghi et al. (2017).
	Ambiental	Uso y cobertura de suelo (2021)	INEGI (2021b)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Mohamed (2020); Noorollahi et al. (2016); Noorollahi et al. (2022); Rios & Duarte (2021); Sengupta et al. (2021); Tahri et al. (2015); Watson & Hudson (2015).
	Topográfico	Pendiente (2016)	Guevara & Arroyo-Cruz (2016)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Cevallos-Sierra & Ramos-Martin (2018); Coruhlu et al. (2022); Haddad et al. (2021); Mohamed (2020); Noorollahi et al. (2016); Noorollahi et al. (2022); Rios & Duarte (2021); Ruiz et al. (2020); Sengupta et al. (2021); Suh & Brownson (2016); Tahri et al. (2015); Uyan (2013); Watson & Hudson (2015); Zoghi et al. (2017).
		Orientación de la pendiente (2016)	Guevara & Arroyo-Cruz (2016)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Coruhlu et al. (2022); Haddad et al. (2021); Mohamed (2020); Rios & Duarte (2021); Ruiz et al. (2020); Tarik et al. (2015); Watson & Hudson (2015); Zoghi et al. (2017).
	Técnico y económico	Red nacional de caminos (2021)	INEGI (2021a)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Coruhlu et al. (2022); Haddad et al. (2021); Noorollahi et al. (2016); Noorollahi et al. (2022); Rios & Duarte (2021); Ruiz et al. (2020); Sengupta et al. (2021); Suh & Brownson (2016); Tahri et al. (2015); Watson & Hudson (2015); Zoghi et al. (2017).
		Áreas urbanas (2021)	INEGI (2021b)	Al Garni & Awasthi (2018); Rios & Duarte (2021); Sengupta et al. (2021); Tahri et al. (2015); Watson & Hudson (2015); Zoghi et al. (2017).
		Asentamientos humanos (2021)	INEGI (2021b)	Al Garni & Awasthi (2018); Asakereh et al. (2017); Haddad et al. (2021); Mohamed (2020); Ruiz et al. (2020); Watson & Hudson (2015).

4.3 Área total restringida

Las variables que desempeñaron el papel de restricciones en el área de estudio fueron las Áreas Naturales Protegidas, los Humedales y las Zonas Arqueológicas. Estas variables se obtuvieron en forma de archivos shape file (shp). Estas variables combinadas nos proporcionaron una comprensión de las áreas en las que no sería factible llevar a cabo la instalación y desarrollo de proyectos fotovoltaicos a gran escala. Cada una de estas variables fue sometida a un proceso particular:

- La capa de Humedales (Figura 32) contempla diferentes cuerpos de agua, cómo: ríos, presas, lagunas, lagos, etc. Para calcular el área total de esta capa, se tuvo que sumar las áreas de los diferentes cuerpos de agua. Algunos polígonos que representaban áreas de los humedales se sobreponían, por lo que se utilizó la herramienta “Dissolve” de ArcGIS, que en términos simples unifica los límites adyacentes en función de los valores de un atributo en común.
- La capa de Áreas Naturales Protegidas (Figura 33) contempla reservas de la biosfera, parques nacionales, santuarios, áreas de protección de flora y fauna, áreas de protección de recursos naturales y áreas destinadas voluntariamente a la conservación. Algunas de estas áreas se localizaban en el territorio marítimo nacional, por lo que fueron eliminados. Las áreas naturales protegidas territoriales presentaron polígonos que se sobreponían por lo que se utilizó la herramienta “Dissolve” para eliminar este problema y posteriormente calcular el área total.
- La capa de Zonas arqueológicas (Figura 34) se descargó como un archivo shape de puntos, por lo que se tuvo que delimitar visualmente el área que cubría cada punto marcado como zona arqueológica, a través, de los mapas base de ArcGIS y Google Earth. La delimitación del área se realizó para los 218 puntos que conformaban la base de datos del shape, un ejemplo de este proceso se puede observar en la Figura 35.

Finalmente, para calcular el área total restringida, se unieron las capas de las diferentes restricciones por medio de la herramienta “Merge”. Al realizar este proceso, algunos polígonos se traslapaban por lo que se volvió a utilizar la herramienta “Dissolve” para eliminar estos problemas, y así obtener el área total restringida para México.

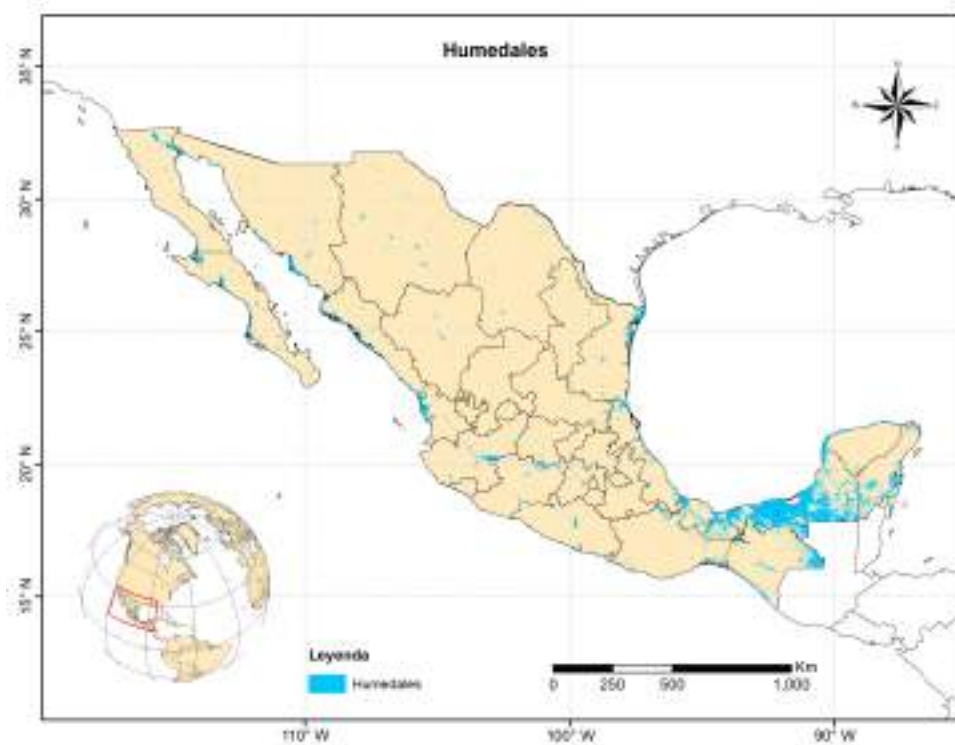


Figura 32 Mapa de los humedales de México, elaborado a partir de SINA (2021a)

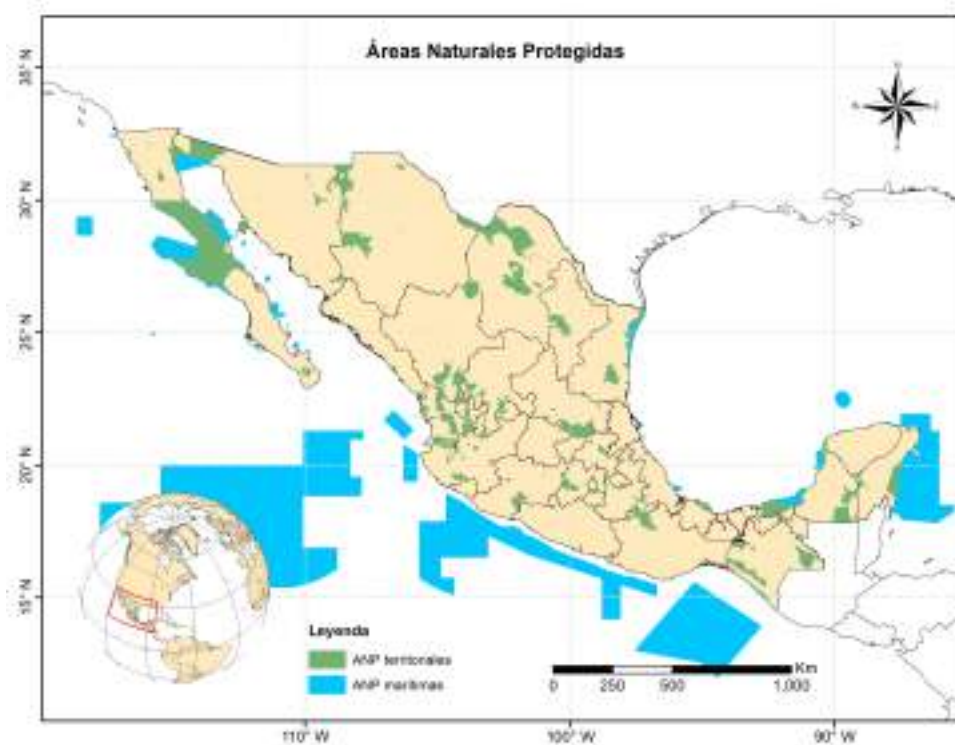


Figura 33 Mapa de las áreas naturales protegidas de México, elaborado a partir de SINA (2021b)



Figura 34 Mapa de las zonas arqueológicas en México, elaborado a partir de INEGI (2021a)

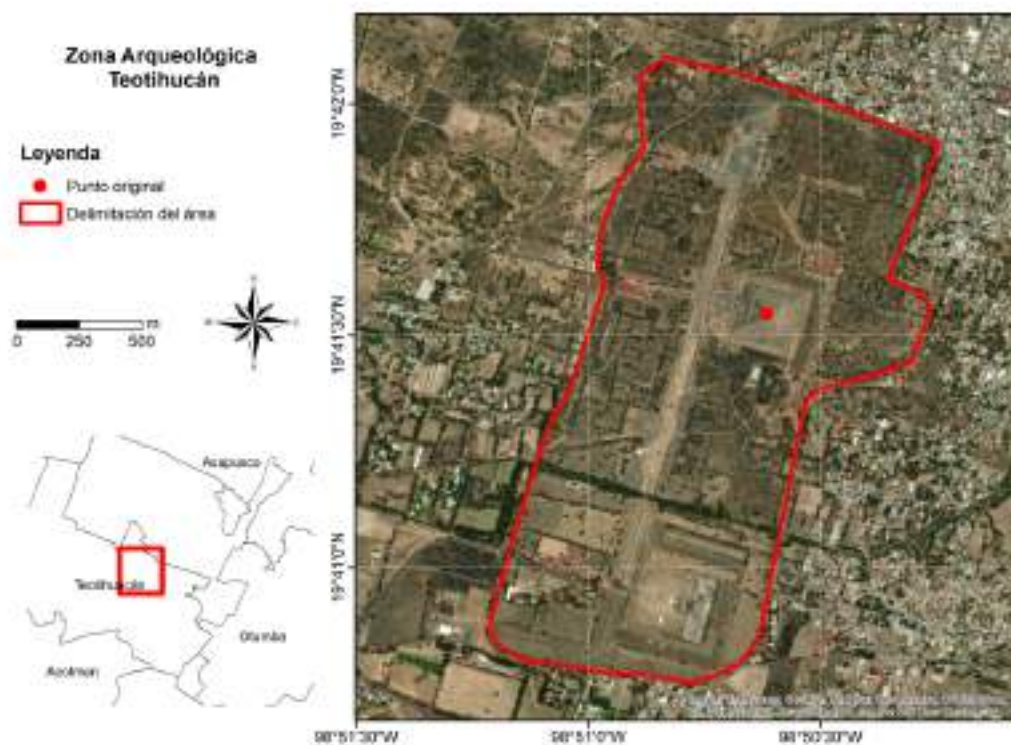


Figura 35 Delimitación del área de la zona arqueológica Teotihuacán en el Estado de México, México. El área delimita es de 2.45 Km². Polígonos generados a partir de INEGI (2021a)

4.4 Reclasificación de criterios

Los criterios seleccionados se descargaron desde distintas fuentes y en diferentes formatos, cada criterio tenía características propias, por lo que tuvieron que pasar por procesos previos a ser reclasificados. La reclasificación de los criterios tiene como objetivo homogeneizar sus características para poder ser utilizadas en las siguientes etapas (Figura 31). El proceso de reclasificación de todos los criterios se realizó en ArcGIS.

4.4.1 Criterios climáticos

Los datos de irradiancia superficial e índice de nubes fueron obtenidos a partir de las geobases de datos generadas por el algoritmo ROCIS. Lo que se realizó fue obtener un promedio anual para cada variable a partir de los 6,173 archivos generados durante el 2020, a través de un script de Python. El resultado se guardó como un archivo shape de puntos en una proyección WGS 84 (World Geodetic System 1984), que es la proyección en la que se descargaron y procesaron todos los datos de los diferentes criterios. El mismo proceso se realizó con los datos de temperatura superficial, solo que esta variable se descargó desde el AWS de NOAA, como Land Surface Temperature CONUS (LSTC) de GOES 16. Al igual que el producto DSR, LSCT siguió el mismo proceso de descarga y pre-procesamiento descrito en los capítulos 3.3 y 3.3.1. Una vez que los criterios climáticos tuvieron el mismo formato de archivo (shape de puntos), el proceso de reclasificación se llevó a cabo, a través de las siguientes etapas (Figura 36):

1. Interpolación.

El primer paso fue realizar una interpolación de los datos de cada criterio, la interpolación utilizada fue “Natural Neighbor”, como resultado se obtuvieron archivos tipo ráster con una resolución espacial de 2 Km y con una tolerancia de 1 Km.

2. Extracción de los datos territoriales.

Algunos de los datos interpolados se localizaban en zonas marítimas nacionales por lo que se tuvo que recortar solo la zona territorial, mediante la herramienta “Extract by Mask”.

3. Clasificación.

Los datos territoriales de los criterios de irradiancia superficial e índice de nubes fueron clasificados por la metodología de “Natural Jenks” que maximiza las diferencia entre categorías,

mientras que los valores de temperatura fueron clasificados manualmente y de acuerdo con la literatura, donde se menciona que la temperatura ideal para instalar paneles solares es de 25 °C, y que entre mayor es la temperatura mayor es la pérdida de potencia por lo que es menos recomendable la instalación (Susten, 2019; Virtuani et al., 2010).

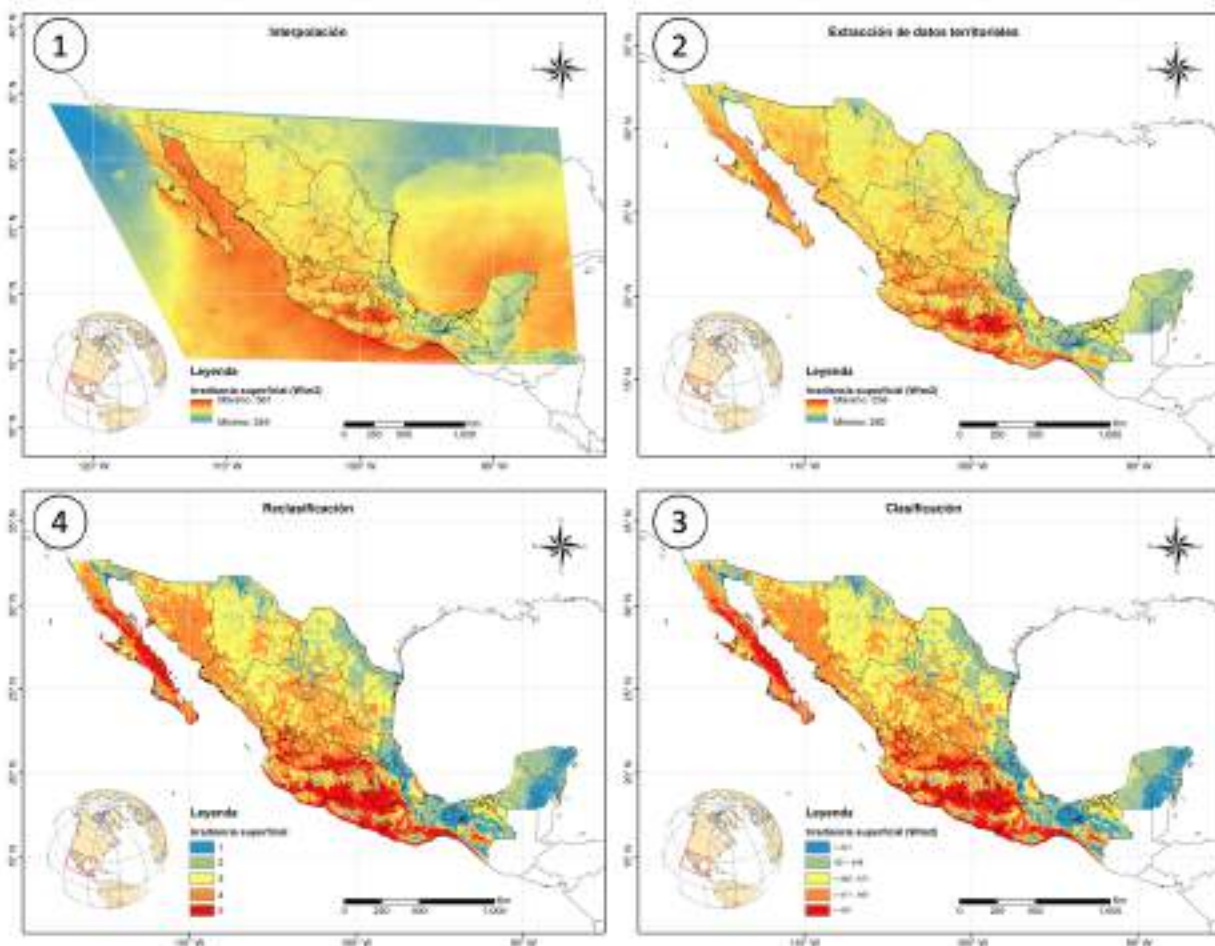


Figura 36 Ejemplo gráfico del proceso de reclasificación de los criterios climáticos, a través de los datos de irradiancia superficial de México. El mapa número 1 muestra la interpolación de los datos, el mapa número 2 la extracción de los datos territoriales, el mapa número 3 la clasificación de los datos territoriales y el mapa número 4 la reclasificación de los datos territoriales. Elaboración propia

4. Reclasificación.

Finalmente, se realizó la reclasificación de los datos con la herramienta "Reclassify". El proceso de reclasificación consiste en atribuir un nuevo valor (numérico) a las categorías que habían sido definidas en la etapa de clasificación. Los nuevos valores se asignan en función a la relevancia que cada categoría posee para alcanzar el objetivo final (categoría de idoneidad), cómo se puede observar en la Tabla 18.

Tabla 18 Reclasificación de los criterios climáticos, topográficos, ambientales, técnicos y económicos

Criterio climático (Unidad)	Valor de clasificación	Valor de reclasificación	Categoría de idoneidad
Promedio anual de la irradiancia superficial (W/m ²)	> 497	5	Muy alta
	471 - 497	4	Alta
	448 - 471	3	Moderada
	421 - 448	2	Baja
	< 421	1	Muy baja
Promedio anual de la temperatura superficial (°C)	< 24	5	Muy alta
	24 - 26	4	Alta
	26 - 28	3	Moderada
	28 - 30	2	Baja
	> 30	1	Muy baja
Promedio anual del índice de nubes (Adimensional)	< -0.246	5	Muy alta
	-0.246 - 0.126	4	Alta
	0.126 - 0.161	3	Moderada
	0.161 - 0.201	2	Baja
	> 0.201	1	Muy baja
Pendiente (Grados)	< 1	5	Muy alta
	1 - 5	4	Alta
	5 - 10	3	Moderada
	10 - 20	2	Baja
	> 20	1	Muy baja
Orientación de la pendiente (Tipo)	Sur y plano	5	Muy alta
	Sueste y Suroeste	4	Alta
	Este y Oeste	3	Moderada
	Noreste y Noroeste	2	Baja
	Norte	1	Muy baja
Uso y cobertura de suelo (Tipo)	Acuicultura	1	Muy baja
	Agricultura	1	Muy baja
	Bosque	1	Muy baja
	Manglar	1	Muy baja
	Selva	1	Muy baja
	Popal	1	Muy baja
	Tular	1	Muy baja
	Palmar	2	Baja
	Pastizal	2	Baja
	Pradera	2	Baja
	Sábana	2	Baja
	Asentamientos humanos	3	Moderada
	Matorral	3	Moderada
	Chaparral	3	Moderada
	Mezquite	4	Alta
	Vegetación secundaria	4	Alta
	Sin vegetación	5	Muy alta
Proximidad a red nacional de caminos (Km)	< 1	5	Muy alta
	1 - 2	4	Alta
	2 - 3	3	Moderada
	3 - 5	2	Baja
	> 5	1	Muy baja
Proximidad a áreas urbanas (Km)	< 1	5	Muy alta
	1 - 5	4	Alta
	5 - 10	3	Moderada
	10 - 20	2	Baja
	> 20	1	Muy baja
Proximidad a asentamientos humanos (Km)	< 1	5	Muy alta
	1 - 5	4	Alta
	5 - 10	3	Moderada
	10 - 20	2	Baja
	> 20	1	Muy baja

4.4.2 Criterios topográficos

Los paneles solares en proyectos fotovoltaicos en México deben estar orientadas hacia el Sur debido a la ubicación geográfica del país con respecto al Ecuador, por lo que es necesario considerar la orientación y pendiente del terreno (Al Garni & Awasthi, 2018). Los terrenos rugosos con muchas y grandes pendientes requerirán de una mayor inversión, este tipo de terrenos necesitarán de nivelación y movilización de tierras (IFC - WBG, 2015). Además, Ríos & Duarte (2021) indicaron que no existe un umbral consensuado sobre el valor máximo de la pendiente, por ejemplo, Uyan (2013) usó un valor máximo del 3 % ($\sim 1.7^\circ$), Mohamed (2020) usó un valor máximo del 5% ($\sim 2.9^\circ$), Cevallos-Sierra & Ramos-Martin (2018) utilizaron un valor máximo del 30 % ($\sim 16.7^\circ$). En este proyecto doctoral, se decidió no restringir ningún valor, pero sí dar un nivel muy baja idoneidad a valores superiores a 20° de pendiente (Tabla 18).

La pendiente y la orientación de la pendiente fueron calculados a partir del Modelo Digital de Elevación, mejor conocido como DEM (Digital Model Elevation), el cual tiene un 1 Km de resolución espacial. El cálculo de estas variables se realizó con las herramientas de ArcGIS llamadas “Slope” y “Aspect”, respectivamente. Como resultado se obtuvieron archivos tipo ráster con una resolución espacial de 2 Km y con una tolerancia de 1 Km. A partir, de estos archivos los valores de los criterios fueron clasificados y reclasificados, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 18.

4.4.3 Criterio ambiental

El criterio ambiental utilizado fue el uso y cobertura de suelo, el cual es fundamental para comprender y gestionar de manera efectiva el entorno natural y urbano. Esta capa de información proporciona valiosas perspectivas sobre cómo se está utilizando y distribuyendo la tierra en el área de estudio. Conocer el uso y cobertura del suelo es esencial para la toma de decisiones como planificación urbana, conservación ambiental, gestión de recursos y mitigación de riesgos. En términos de la planeación y desarrollo de proyectos energéticos ayuda a reducir los costos de inversión y evitar posibles demandas a futuro, por el mal uso de los suelos. Ríos y Duarte (2021), sugieren que las tierras áridas y de baja productividad son las más adecuadas para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, lo que permite proteger áreas con fines forestales y agrícolas de posibles procesos de degradación. La capa de datos de este criterio fue descargada como un shape de polígonos por lo que fue necesario utilizar la herramienta “Feature to raster”

para poder realizar la clasificación y reclasificación en ArcGIS (Tabla 18). Al igual que en los criterios anteriores los archivos de salida fueron ráster con una resolución espacial de 2 Km y con una tolerancia de 1 Km.

4.4.4 Criterios técnicos y económicos

La infraestructura vial y las líneas de transmisión, así como su relación con zonas urbanas o asentamientos humanos, aumentan la idoneidad para desarrollar un proyecto fotovoltaico. Entre mayor sea la distancia entre el proveedor y consumidor de energía fotovoltaica, se genera mayores costos y pérdidas eléctricas (Ali et al., 2019). Por el contrario, si la distancia es pequeña se podría provocar contaminación ambiental (Noorollahi et al., 2016). Una distancia correcta puede equilibrar la oferta y la demanda entre la energía generada y la energía consumida (Singh Doorga et al., 2019; Tahri et al., 2015). Las líneas de transmisión es una de las capas de información más utilizadas para lograr el objetivo de identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica, como se observa en la Tabla 6. En México esta capa de información no estaba disponible por considerarse elemento de seguridad nacional. Sin embargo, se encontraron disponibles los datos de la “Red Nacional Caminos”, “Asentamientos humanos” y “Zonas urbanas”. Los datos se descargaron como archivos shape de líneas y polígonos.

El procesamiento GIS para realizar la reclasificación de estos criterios fue el mismo, ya que se necesitaba conocer la distancia entre dos puntos, por lo que se utilizó la herramienta “Euclidian Distance” que nos proporciona un ráster de salida con una resolución espacial de 2 Km y con una tolerancia de 1 Km. Este ráster nos indica la distancia desde cada celda hasta al origen más cercano, llámese zona urbana, asentamiento humano o camino. A partir, de este ráster se realizó la clasificación y reclasificación de acuerdo con la Tabla 18.

4.5 Metodología AHP

Cómo se ha mencionado con anterioridad el Método Analítico Jerárquico en conjunto con los Sistemas de Información Geográfica son una metodología excelente para abordar problemas complejos de toma de decisiones que involucran múltiples criterios, restricciones y alternativas. Ayuda a los planificadores y tomadores de decisiones a tomar elecciones informadas y objetivas en contextos donde la evaluación y comparación de múltiples factores es esencial. De acuerdo

con R. W. Saaty (1987) y T. L. Saaty (2001) la metodología AHP se puede desarrollar en las siguientes etapas:

1. Modelación jerárquica del problema.

Esta primera etapa tiene como objetivo visualizar de manera gráfica el objetivo, los criterios, restricciones y alternativas del problema planteado (Figura 37).

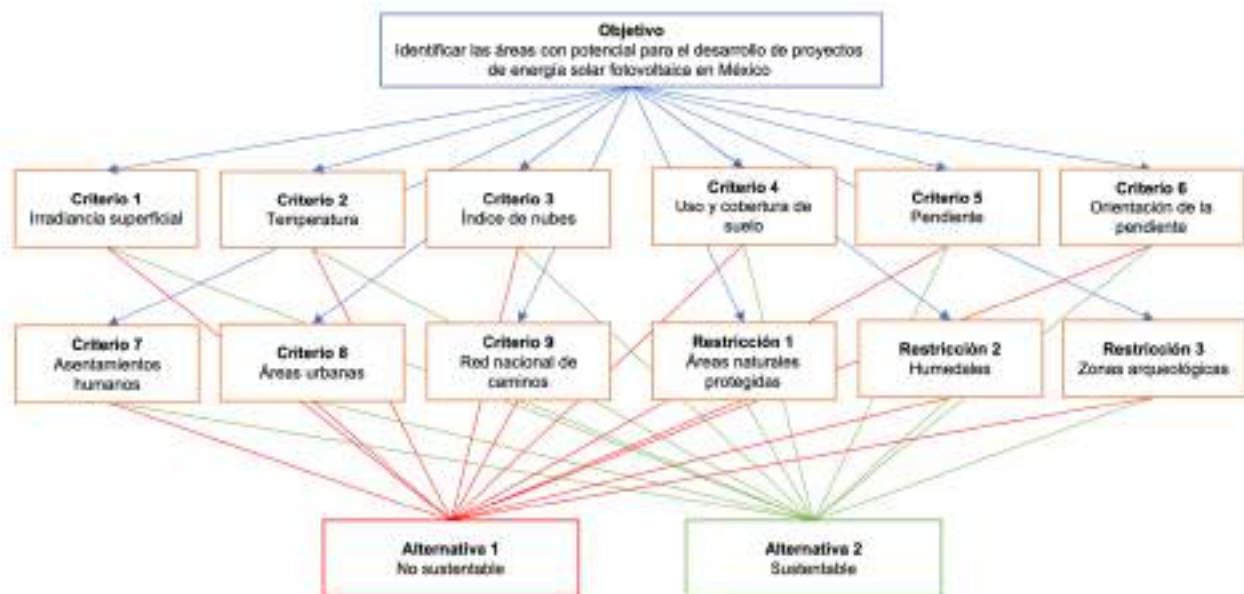


Figura 37 Diagrama jerárquico establecido para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México

2. Evaluación de los criterios.

A través de la escala de Saaty (Tabla 19) se evalúan los criterios, de acuerdo con la importancia que cada uno tiene con respecto a otro para alcanzar el objetivo. Esto se realizó para cada alternativa, mediante una matriz de comparación por pares (Tablas 20 y 21).

Tabla 19 Escala de Saaty para evaluar los criterios (R. W. Saaty, 1987)

Intensidad de importancia	Definición	Explicación
1	Igual importancia	Dos criterios contribuyen igualmente a los objetivos.
3	Importancia débil o moderada	La experiencia y el juicio favorecen ligeramente un criterio sobre el otro.
5	Importancia fuerte	La experiencia y el juicio favorecen fuertemente un criterio sobre el otro.
7	Importancia muy fuerte	Se favorece mucho un criterio por encima del otro; su dominio se demuestra en la práctica.
9	Extremadamente importante	La evidencia que favorece un criterio sobre el otro es del orden más alto posible de afirmación.
2, 4, 6, 8	Valores intermedios	Cuando es necesario llegar a un acuerdo.

Tabla 20 Matriz de comparación por pares para la alternativa no sustentable

Criterio	IS	IN	T	OP	P	AH	AU	UCS	RNC
IS	1	3	3	6	6	7	8	8	7
IN	0.33	1	1	3	3	3	3	5	6
T	0.33	1	1	3	3	3	3	5	6
OP	0.17	0.33	0.33	1	1	3	3	2	4
P	0.17	0.33	0.33	1	1	3	3	2	4
AH	0.14	0.33	0.33	0.3	0.33	1	1	2	3
AU	0.13	0.33	0.33	0.3	0.33	1	1	2	3
UCS	0.13	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	1	3
RNC	0.14	0.17	0.17	0.3	0.25	0.33	0.33	0.33	1
Total	2.54	6.7	6.7	15.42	15.42	21.83	22.83	27.33	37

Irradiancia Superficial (IS), Índice de Nubes (IN), Temperatura (T), Pendiente (P), Orientación de la Pendiente (OP), Asentamientos Humanos (AH), Áreas Urbanas (AU), Uso y Cobertura de Suelo (UCS), Red Nacional de Caminos (RNC).

Tabla 21 Matriz de comparación por pares para la alternativa sustentable

Criterio	IS	IN	T	OP	P	AH	AU	UCS	RNC
IS	1	3	3	6	6	7	8	1	7
IN	0.33	1	1	4	4	3	3	1	6
T	0.33	1	1	4	4	3	3	1	6
OP	0.17	0.25	0.25	1	1	1	1	0.50	4
P	0.17	0.25	0.25	2	1	1	1	0.50	4
AH	0.14	0.33	0.33	1	1	1	1	0.3	3
AU	0.13	0.33	0.33	1	1	1	1	0.3	3
UCS	1	1	1	2	2	3	3	1	5
RNC	0.14	0.17	0.17	0.25	0.25	0.33	0.33	0.20	1
Total	3.41	7.33	7.33	21.25	20.25	20.33	21.33	5.87	39

Irradiancia Superficial (IS), Índice de Nubes (IN), Temperatura (T), Pendiente (P), Orientación de la Pendiente (OP), Asentamientos Humanos (AH), Áreas Urbanas (AU), Uso y Cobertura de Suelo (UCS), Red Nacional de Caminos (RNC).

3. Cálculo de pesos relativos.

En este paso se normalizan los valores de cada elemento con respecto al total de cada columna (Ecuación 34) de las tablas 20 y 21. Posteriormente, se estima el peso relativo que es el promedio de la fila de cada criterio (Tablas 22 y 23). Para comprobar rápidamente si los valores están correctamente normalizados, la sumatoria de cada columna de los criterios debe de dar 1 y la sumatoria de las columnas de pesos debe de dar 100 %.

$$A' = \frac{x_{ij}}{\sum_{i=1}^n x_{ij}} \quad (34)$$

Donde:

- A' es la matriz normalizada.
- x_{ij} es el elemento de la matriz sin normalizar.
- n son los elementos de la matriz sin normalizar.

Tabla 22 Matriz de comparación por pares normalizada para la alternativa no sustentable

Categoría	Criterio	IS	IN	T	OP	P	AH	AU	UCS	RNC	Peso (%)	Peso de categoría (%)	Ss_i
Climático	IS	0.39	0.45	0.45	0.39	0.39	0.32	0.35	0.29	0.19	36	68	3.49
	IN	0.13	0.15	0.15	0.19	0.19	0.14	0.13	0.18	0.16	16		1.55
	T	0.13	0.15	0.15	0.19	0.19	0.14	0.13	0.18	0.16	16		1.55
Topográfico	OP	0.07	0.05	0.05	0.06	0.06	0.14	0.13	0.07	0.11	8	16	0.79
	P	0.07	0.05	0.05	0.06	0.06	0.14	0.13	0.07	0.11	8		0.79
Ambiental	UCS	0.05	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.04	0.08	4	4	0.45
Técnico y económico	AU	0.05	0.05	0.05	0.02	0.02	0.05	0.04	0.07	0.08	5	12	0.45
	AH	0.06	0.05	0.05	0.02	0.02	0.05	0.04	0.07	0.08	5		0.35
	RNC	0.06	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03	2		0.21
Total		1	1	1	1	1	1	1	1	1	100	100	

Irradiancia Superficial (IS), Índice de Nubes (IN), Temperatura (T), Pendiente (P), Orientación de la Pendiente (OP), Asentamientos Humanos (AH), Áreas Urbanas (AU), Uso y Cobertura de Suelo (UCS), Red Nacional de Caminos (RNC).

Tabla 23 Matriz de comparación por pares normalizada para la alternativa sustentable

Categoría	Criterio	IS	IN	T	OP	P	AH	AU	UCS	RNC	Peso (%)	Peso de categoría (%)	Ss_i
Climático	IS	0.29	0.41	0.41	0.28	0.30	0.34	0.38	0.17	0.18	31	61	3.24
	IN	0.10	0.14	0.14	0.19	0.20	0.15	0.14	0.17	0.15	15		1.57
	T	0.10	0.14	0.14	0.19	0.20	0.15	0.14	0.17	0.15	15		1.57
Topográfico	OP	0.05	0.03	0.03	0.05	0.05	0.05	0.05	0.09	0.10	6	12	0.51
	P	0.05	0.03	0.03	0.09	0.05	0.05	0.05	0.09	0.10	6		0.60
Ambiental	UCS	0.29	0.14	0.14	0.09	0.10	0.15	0.14	0.17	0.13	15	15	0.50
Técnico y económico	AU	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.08	5	12	0.50
	AH	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.08	5		1.45
	RNC	0.04	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	2		0.21
Total		1	1	1	1	1	1	1	1	1	100	100	

Irradiancia Superficial (IS), Índice de Nubes (IN), Temperatura (T), Pendiente (P), Orientación de la Pendiente (OP), Asentamientos Humanos (AH), Áreas Urbanas (AU), Uso y Cobertura de Suelo (UCS), Red Nacional de Caminos (RNC).

4. Relación de consistencia.

Esta es la etapa de validación del método AHP donde se cerciora si la valoración realizada en las matrices de comparación por pares fue correcta y no existían inconsistencias. Lo primero fue calcular los puntajes de idoneidad (Ecuación 35), luego el máximo eigenvector de cada criterio (Ecuación 36), el índice de consistencia (Ecuación 37) y finalmente, la relación de consistencia (Ecuación 38).

$$Ss_i = \sum_{i=1}^n x_i w_i \quad (35)$$

Donde:

- Ss_i son los puntajes de idoneidad.
- x_i es el valor presente de cada elemento de la fila para cada criterio.
- w_i es el peso relativo calculado de cada criterio.

$$\lambda_{max} = \sum_{i=1}^n \frac{Ss_i}{w_i} \quad (36)$$

$$CI = \frac{(\lambda_{max} - m)}{(m - 1)} \quad (37)$$

$$CR = CI/RI \quad (38)$$

Donde:

- λ_{max} es el máximo eigenvlor de los criterios.
- m es el tamaño de la matriz.
- CI es el índice de consistencia.
- RI es el valor del índice aleatorio (Tabla 24).
- CR es la relación de consistencia.

Tabla 24 Valor del índice aleatorio para diferentes tamaños de matriz (T. L. Saaty, 2001)

m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0.00	0.00	0.58	0.90	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

Si el valor de la relación de consistencia es menor a 0.10 se determina consistencia, de lo contrario se determina que los valores de las matrices de comparación por pares son aleatorios y la valoración de los criterios no siguen un razonamiento coherente (Tabla 25).

Tabla 25 Índices de consistencia de la metodología AHP

Criterio	Alternativa	
	No sustentable	Sustentable
Índice de consistencia (CI)	0.061	0.111
Índice aleatorio (RI)	1.450	1.450
Relación de consistencia (CR)	0.042	0.076

4.6 Mapa de idoneidad

La estimación del mapa de idoneidad se realizó a través de la herramienta “Weighted Overlay” de ArcGIS. Esta herramienta multiplica los valores reclasificados (guardados cómo archivos ráster) y el correspondiente peso relativo de cada criterio, para posteriormente realizar la sumatoria de todos los criterios utilizados en el estudio (Figura 38). Generando para cada alternativa un ráster de salida a los que se les agregó las áreas restringidas. Los archivos ráster

de salida tienen una resolución espacial de 2 km por pixel, una tolerancia de 1 km y una proyección WGS 84.

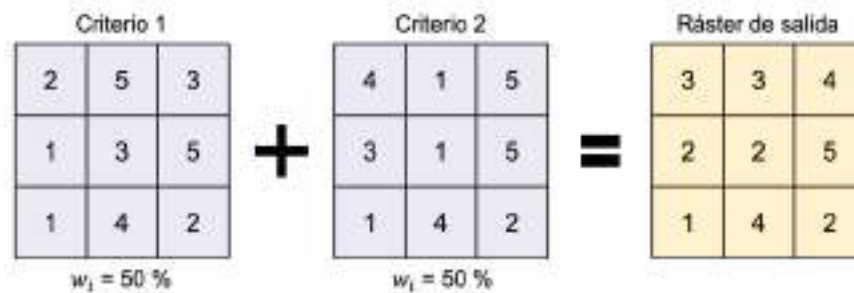


Figura 38 Ilustración del funcionamiento de la herramienta Weighted Overlay de ArcGIS.

5 Selección de tecnologías fotovoltaicas en México

El objetivo de esta sección es evaluar los tipos de tecnología para paneles fotovoltaicos comerciales que mejor se adapten a las condiciones climáticas presentes en México (Figura 11), para lo cual se siguió un diseño metodológico similar al descrito en el capítulo 4.1 pero con algunas diferencias cómo se puede observar en la Figura 39.



Figura 39 Diagrama metodológico para seleccionar el tipo de tecnología fotovoltaica en México

A partir del proceso de reclasificación de los criterios climáticos es que la metodología cambió. En esta ocasión el proceso fue determinado con base en la tecnología fotovoltaica a evaluar (Tabla 26), a la cual se le asignó un valor numérico con el propósito de asociar las tecnologías y sus características eléctricas (Tablas 5 y 27) con las variaciones de los criterios climáticos.

Tabla 26 Escala numérica de cada tecnología fotovoltaica evaluada

Tecnología de los paneles solares	Escala numérica
Silicio Monocristalino	1
Silicio Policristalino	2
Silicio Amorfo	3
CIGS	4
CdTe	5

Tabla 27 Pérdida de potencia de salida respecto a la potencia máxima (Susten, 2019; Virtuani et al., 2010)

Tecnología de los paneles solares	Perdida de Potencia (% / °C)
Silicio Monocristalino	-0.50
Silicio Policristalino	-0.41
Silicio Amorfo	-0.33
CIGS	-0.23
CdTe	-0.22

Si la irradiancia superficial tiene un promedio alto, se recomienda una tecnología de paneles solares con baja eficiencia, y viceversa. Para temperaturas con promedios altos, se recomienda el uso de tecnologías con el coeficiente de temperatura negativo más bajo. Las consideraciones con el índice de nubosidad fueron identificar tecnologías que puedan utilizar radiación difusa como el silicio monocristalino y el silicio policristalino. El resultado de todas estas consideraciones se puede observar en la tabla de reclasificación resultante (Tabla 28).

Tabla 28 Reclasificación de los criterios climáticos

Criterio climático (Unidad)	Valor de clasificación	Valor de reclasificación	Categoría de idoneidad
Promedio anual de la irradiancia superficial (W/m ²)	> 497	3	Silicio Amorfo
	> 471 - 497	5	CdTe
	> 448 - 471	4	CIGS
	421 - 448	2	Silicio Policristalino
	< 421	1	Silicio Monocristalino
Promedio anual de la temperatura superficial (°C)	< 24	1	Silicio Monocristalino
	24 - 26	2	Silicio Policristalino
	> 26 - 28	3	Silicio Amorfo
	> 28 - 30	4	CIGS
	> 30	5	CdTe
Promedio anual del índice de nubes (Adimensional)	< -0.246	3	Silicio Amorfo
	-0.246 - 0.126	5	CdTe
	> 0.126 - 0.161	4	CIGS
	> 0.161 - 0.201	2	Silicio Policristalino
	> 0.201	1	Silicio Monocristalino

Posteriormente, se repite el proceso de la metodología AHP donde se estableció el diagrama jerárquico del problema (Figura 40), se evaluaron los criterios climáticos (Tabla 29), se calcularon los pesos relativos (Tabla 30) y la relación de consistencia (Tabla 31).



Figura 40 Diagrama jerárquico establecido para evaluar la tecnología de paneles fotovoltaicos comerciales que mejor se adaptan a las condiciones climáticas de México

Tabla 29 Matriz de comparación por pares

Criterio	Irradiancia superficial	Índice de nubes	Temperatura
Irradiancia superficial	1	3	3
Índice de nubes	0.33	1	0.5
Temperatura	0.33	2	1
Total	1.66	6	4.5

Tabla 30 Matriz de comparación por pares normalizada

Criterio	Irradiancia superficial	Índice de nubes	Temperatura	Peso (%)	Ss_i
Irradiancia superficial	0.60	0.50	0.67	59	1.822
Índice de nubes	0.20	0.17	0.11	16	0.481
Temperatura	0.20	0.33	0.22	25	0.767
Total	1	1	1	100	

Tabla 31 Índices de consistencia de la selección de tecnologías fotovoltaicas en México

Criterio	Valores
Índice de consistencia (CI)	0.007
Índice aleatorio (RI)	0.580
Relación de consistencia (CR)	0.012

Finalmente, se generó el mapa de idoneidad a partir del archivo ráster que se obtuvo con la herramienta “Weighted Overlay”, las características de este ráster son las mismas que las del ráster generado en el capítulo 4.6.

6 Resultados y discusiones

6.1 Geobases de datos del algoritmo ROCIS

Los primeros resultados fueron las geobases de datos que generaron los scripts de descarga, a partir de los cuales se adquirió la información de los canales del producto Rad y el producto DSR (Tabla 32). Productos utilizados en el desarrollo del algoritmo ROCIS. Los archivos que componen estas geobases de datos siguieron los criterios descritos en la Tabla 7 y pasaron por un pre-procesamiento, que se encargó de verificar la calidad de los archivos (Tabla 33).

Tabla 32 Cantidad de archivos descargados de los productos de GOES 16 utilizados en ROCIS

Año	Cantidad de archivos				Pérdida de información (%)	
	2019	2020	2021	2022	General	Sin 2019
Rad C01	4,689	6,203	6,185	6,179	6.37	0.35
Rad C02	4,689	6,203	6,186	6,178	6.37	0.35
Rad C03	4,688	6,202	6,185	6,179	6.37	0.35
Rad C05	4,689	6,204	6,185	6,179	6.36	0.34
Rad C06	4,690	6,204	6,184	6,177	6.37	0.36
DSR	-	6,164	-	-	0.93	0.93

Tabla 33 Cantidad de archivos descargados de los productos de GOES 16 utilizados en ROCIS después del pre-procesamiento

Año	Cantidad de archivos				Pérdida de información (%)	
	2019	2020	2021	2022	General	Sin 2019
Rad C01	4,605	6,173	6,159	6,136	7.10	0.88
Rad C02	4,605	6,173	6,159	6,136	7.10	0.88
Rad C03	4,605	6,173	6,159	6,136	7.10	0.88
Rad C05	4,605	6,173	6,159	6,136	7.10	0.88
Rad C06	4,605	6,173	6,159	6,136	7.10	0.88
DSR	-	6,151	-	-	1.14	1.14

En las Tablas 32 y 33, podemos observar que el año con mayor pérdida de información es el 2019, debido a la selección de la modalidad de escaneo, “M6”, la cual empezó a trabajar de manera continua desde 2 de abril del 2019 (NOAA, 2023b). La selección de esta modalidad facilitó el procesamiento de los datos y disminuyó la complejidad de los scripts de descarga y pre-procesamiento. En las tablas se hace distinción a la pérdida de información con y sin el año 2019, ya que por sí solo, el año 2019 tiene una pérdida de información promedio de aproximadamente el 25 %. Mientras que el pre-procesamiento, generó una pérdida de información promedio de 0.79 % y 0.21 % en los productos Rad y el producto DSR, respectivamente.

Durante el desarrollo del algoritmo ROCIS, se generaron geobases de datos temporales, cómo las relacionadas con el albedo terrestre y albedo de nubes. Mientras que otras se almacenaron

cómo productos, por ejemplo, el índice de nubes y radiación solar extraterrestre. Estas últimas geobases tuvieron la misma cantidad de archivos y pérdidas de información que la geobase de datos de radiación de onda corta incidente superficial (Tabla 11), la cual constituye el producto final y principal del algoritmo ROCIS. Las características técnicas del producto principal se detallan en la Tabla 34.

Tabla 34 Características técnicas de la geobase de datos de la radiación de onda corta incidente superficial generada por el algoritmo ROCIS

Criterio	Valor
Resolución temporal	1 h
Resolución espacial	2 km
Unidad	W/m^2
Cobertura espacial	México y sus cercanías
Proyección geográfica	GRS 1980
Formato de los archivos de salida	npz
Tamaño de la matriz de datos	1350 x 850
Cantidad de información por archivo	1,147,500

Cada archivo de la geobase de datos de la radiación de onda corta incidente superficial o simplemente irradiancia superficial, se compone por un Data Frame de Pandas que contiene la Latitud (DD), la Longitud (DD), la radiación solar extraterrestre (W/m^2) y la radiación de onda corta incidente superficial (W/m^2).

6.2 Validación del algoritmo ROCIS

El proceso de validación del algoritmo ROCIS, descrito en el capítulo 3.5, concluye que el coeficiente de correlación de Spearman es la medida no paramétrica indicada para conocer la relación lineal entre ROCIS y DSR. Se estimaron dos tipos de coeficientes de correlación, el primero es una correlación general de los datos (Tabla 35 y Figura 41) y el segundo es una correlación espacial (Tabla 36 y Figura 42). Además, se calcularon el Error Absoluto Medio (MAE, por sus siglas en inglés) y la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE, por sus siglas en inglés) que son dos de las métricas más comunes para medir la exactitud de los datos entre algoritmos (Tabla 35 y 36; Figura 43 y 44). Todo esto se realizó a través de un script de Python (Anexo 8).

Tabla 35 Variables calculadas para la validación general del algoritmo ROCIS

Coeficiente de correlación (R)	Número de observaciones	Valor P	R²	MAE	RMSE
0.910	7,366,780	< 0.001	0.828	77 W/m ²	110 W/m ²

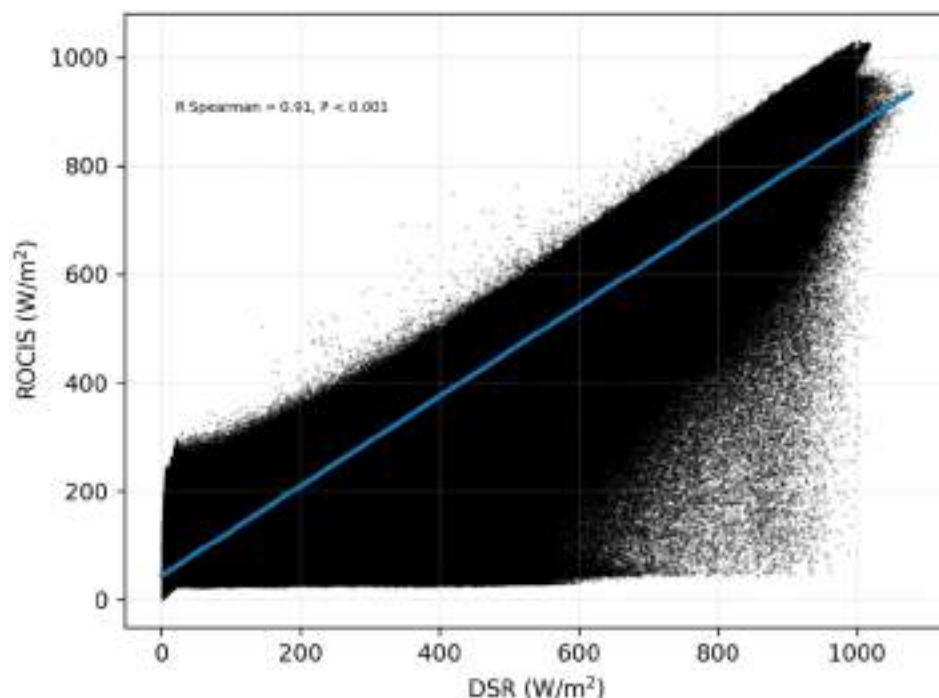


Figura 41 Correlación de Spearman de la radiación de onda corta incidente superficial del algoritmo ROCIS versus el producto DSR para el año 2020

Tabla 36 Estadística descriptiva de los datos calculados para la validación del algoritmo ROCIS, en cada elemento de la matriz de datos hubo 1,198 observaciones con $p < 0.001$

Variable en el área de cobertura	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar
Coefficiente de correlación (R)	0.919	0.972	0.679	0.0297
MAE	79	140	51	10
RMSE	113	199	74	16
Variable en el territorio mexicano				
Coefficiente de correlación (R)	0.913	0.969	0.799	0.0233
MAE	82	140	54	11
RMSE	123	199	78	15

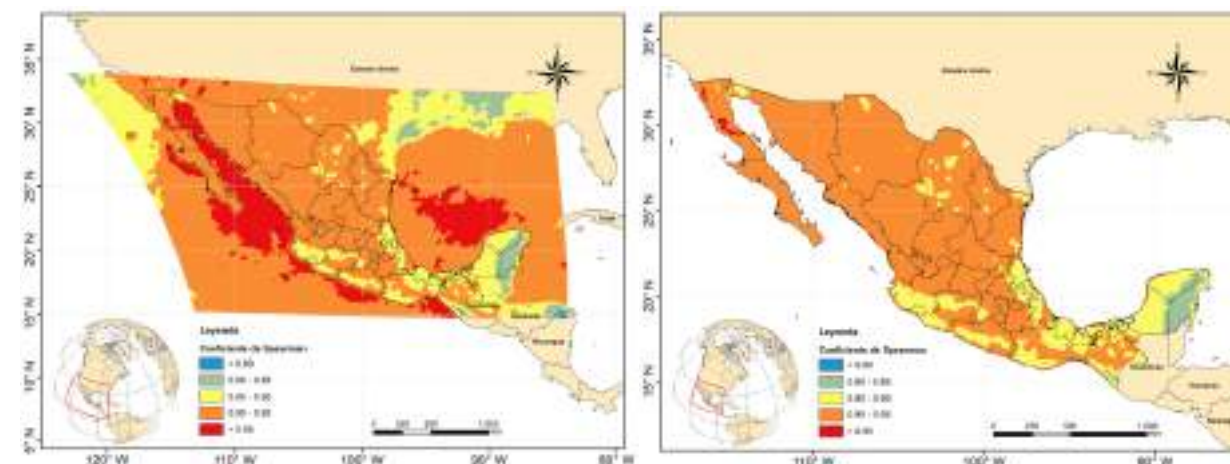


Figura 42 Distribución espacial del coeficiente de correlación de Spearman estimado para los datos de ROCIS y DSR en el área de cobertura del algoritmo ROCIS (izquierda) y en el territorio mexicano (derecha) durante el 2020. Elaboración propia

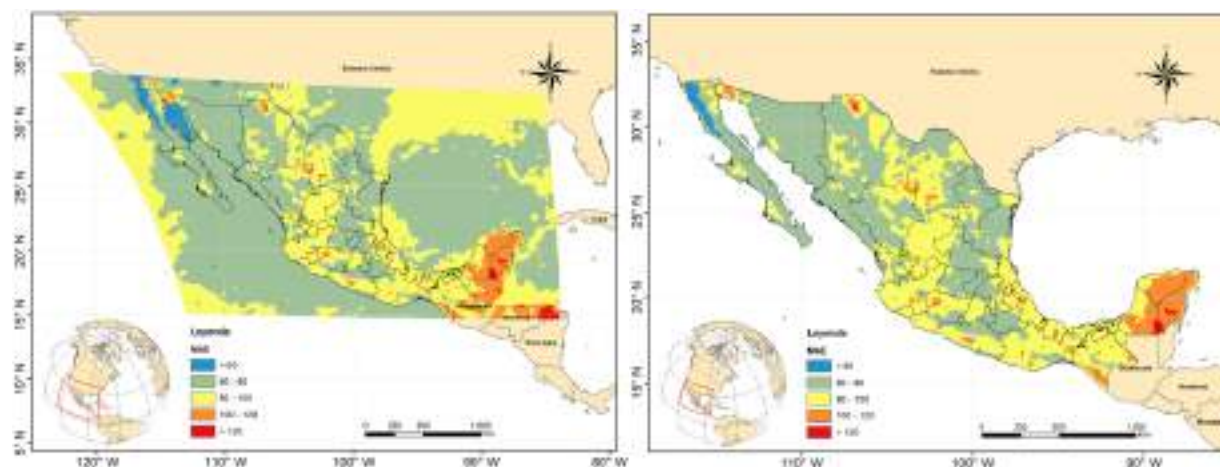


Figura 43 Distribución espacial del Error Absoluto Medio (MAE) estimado para los datos de ROCIS y DSR en el área de cobertura del algoritmo ROCIS (izquierda) y en el territorio mexicano (derecha) durante el 2020

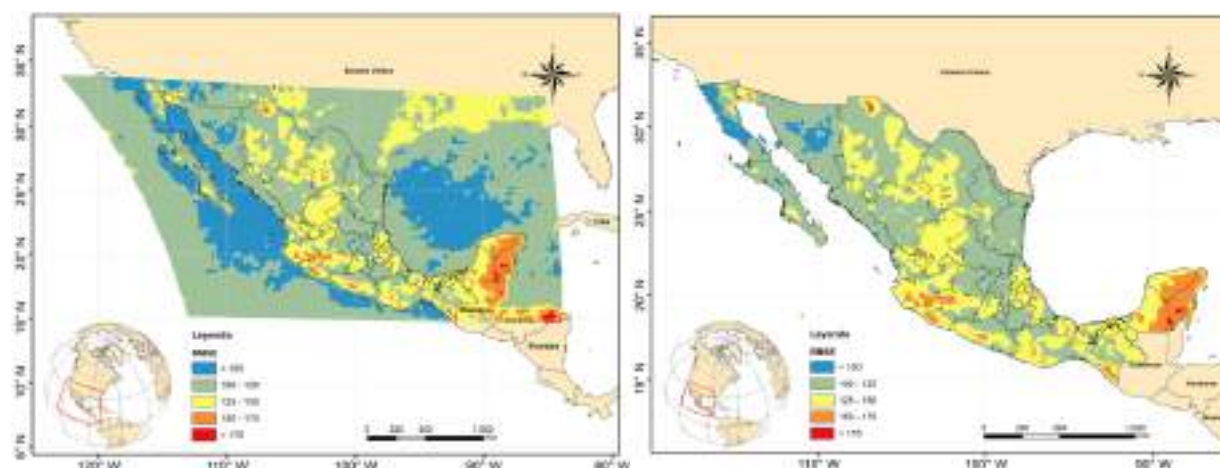


Figura 44 Distribución espacial del Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE) estimado para los datos de ROCIS y DSR en el área de cobertura del algoritmo ROCIS (izquierda) y en el territorio mexicano (derecha) durante el 2020. Elaboración propia

La validación del algoritmo ROCIS a través de DSR puede generar dudas, ya que ambos son algoritmos desarrollados a partir de datos satelitales. DSR, por su parte, ha validado la calidad de sus datos a través de BSRN y SURFRAD (Surface Radiation Budget Network) que son bases de datos superficiales de radiación solar (Laszlo et al., 2020; Laszlo & Kim, 2018). Entonces, la discusión se centra en por qué el algoritmo ROCIS no realizó la validación de sus datos a través de datos superficiales. En México la calidad de la información de los piranómetros de las EMAs es dudosa por diferentes razones, por ejemplo:

- Falta de homogeneidad en los formatos de registro.

La variable de radiación se registra con diversos nombres y se ubica en dentro del archivo en ubicaciones diferentes, por lo que se hace muy complejo el uso de los datos.

- Falta de calibración de los piranómetros.

Los instrumentos no se recalibran cada 2 años, tiempo recomendado por el productor de la mayoría de los piranómetros en México, Kipp & Zonen, Además, existe un desconocimiento de las ultimas fecha de calibración de los piranómetros por parte de la institución encargada (Anexo 1).

- Falta de piranómetros para cubrir el territorio mexicano.

En México existen aproximadamente 136 EMAs con datos de radiación solar de las cuales solo 36 EMAs cuentan con la calidad necesaria, de acuerdo con lo reportado por Medina (2014). Esta cantidad de piranómetros no es lo suficientemente densa para cubrir adecuadamente el territorio mexicano, cómo se puede observar en la Figura 45. La Organización de Meteorología Mundial (OMM) recomienda que se establezca al menos una estación radiométrica en cada zona climática del territorio para estudiar la variable (Organización Meteorológica Mundial (OMM), 2010b).



Figura 45 Distribución y nombre de las estaciones meteorológicas con piranómetro seleccionadas por Medina (2014)

- Pérdida de información.

Los piranómetros de México tienen perdidas de información promedio de las mediciones de radiación solar de entre el 7.3 % hasta el 53.5 % (Tabla 37), de acuerdo con Medina (2014). La OMM recomienda que los piranómetros deben de contar con al menos el 80 % de las observaciones posibles durante un año (Organización Meteorológica Mundial (OMM), 2010c,

2010a), por lo que el estudio de Medina se tendría que repetir para conocer la calidad de los piranómetros en la actualidad. La falta de observaciones se puede deber al vandalismo de los instrumentos, sombras de los edificios u objetos cercanos, fauna, fallas en el instrumento, etc.

Todos estos puntos hacen muy complejo encontrar datos superficiales de calidad y adecuados para su procesamiento, análisis y correlación con los datos estimados por el algoritmo ROCIS.

Tabla 37 Promedio, desviación estándar y pérdida de información de las mediciones radiación solar de la EMAs, tabla editada de Medina (2014)

Año	Promedio	Desviación estándar	Pérdida de información
1999	29,453	7,608	44.0 %
2000	40,336	6,781	23.5 %
2001	48,725	5,020	7.3 %
2002	34,767	20,255	33.9 %
2003	46,895	7,767	10.8 %
2004	24,823	9,329	52.9 %
2005	31,085	10,602	40.9 %
2006	27,697	11,516	47.3 %
2007	24,909	6,216	52.6 %
2008	38,903	11,914	26.2 %
2009	43,102	14,669	18.0 %
2010	40,850	16,581	22.3 %
2011	24,447	8,362	53.5 %
Promedio	35,076	10,509	33.3 %

6.3 Ventajas y desventajas del algoritmo ROCIS

De acuerdo con Huang et al. (2019), Ineichen & Perez (2002) y Liu & Jordan (1960) las ventajas y desventajas a evaluar en un algoritmo de radiación solar incluyen los siguientes aspectos: requisitos de entrada, disponibilidad de los datos, velocidad del cálculo, robustez, facilidad de implementación (adaptabilidad), escalabilidad, exactitud y costos asociados.

- Requisitos de entrada.

En este aspecto, el algoritmo ROCIS presenta tanto ventajas como desventajas. La ventaja radica en que toda la información necesaria se obtiene de los archivos proporcionados por el sensor ABI del satélite GOES 16, donde la pérdida de información promedio es menor al 1%. De acuerdo con lo estimado en este trabajo (Tabla 32). Sin embargo, la desventaja es que, en caso de que ocurra un fallo técnico con el satélite, el algoritmo quedaría sin datos de entrada. En tal caso, sería necesario estimar la irradiancia superficial utilizando otra fuente de información, realizando un análisis de tendencias de los datos históricos o aplicar algún modelo de inteligencia artificial para que aprenda los patrones de los datos existentes y hacer predicciones.

- Disponibilidad de los datos.

Los datos utilizados en este proyecto doctoral son gratuitos y de fácil acceso, solo se requiere conocer cómo descargar los datos desde AWS de NOAA (Anexo 3). La posibilidad de descargar los datos desde un servicio en la nube como AWS hace que el algoritmo pueda ser instalado en cualquier lugar con acceso a Internet.

En comparación con otras fuentes de información disponibles en México, la disponibilidad de datos no es tan sencilla. Por ejemplo, obtener datos de los piranómetros de las EMAs puede ser un proceso lento y complicado. Requiere realizar una solicitud formal, ya sea por correo electrónico o presencialmente, donde se debe especificar qué datos se necesitan y el propósito de su uso. Una vez aprobada la solicitud, a veces es necesario recoger la información en persona, lo cual puede ser problemático si no se vive cerca del SMN. Dependiendo de la carga de trabajo de la gente a cargo, el proceso puede tardar hasta un mes.

En otros casos, la disponibilidad de los datos puede ser costosa. Por ejemplo, para adquirir datos de la compañía SolarGIS, es necesario solicitar una cotización detallando las características específicas de los datos requeridos. Con fines didácticos, se realizó una solicitud de cotización en el año 2020, proporcionando las especificaciones correspondientes al algoritmo ROCIS. Aunque no se recibió una respuesta directa sobre el costo de la información, la empresa proporcionó información sobre una cotización que previamente se había realizado para el Salvador. A partir de estos datos, se calculó un precio aproximado de los datos solicitados, como se muestra en la Tabla 38.

Tabla 38 Costo del algoritmo ROCIS a partir de los precios establecidos por SolarGIS

Área de cobertura	Resolución espacial y temporal	Producto	Costo en euros	Costo en pesos mexicanos
Salvador (21,041 km ²)	10 km / 1 h	GTI, promedio anual	10,000	190,000
México (1,964,375 km ²)	2 km /1 h	ROCIS, datos por hora	4,667,970*	88,691,430

*El costo de ROCIS se calculó a partir de una regla de tres entre el área de cobertura y el costo, posteriormente se multiplico por cinco, que es la proporción entre las resoluciones espaciales de los productos. Para este ejemplo, 1 euro equivale a 19 pesos mexicanos.

Por último, es importante señalar que la disponibilidad de los datos utilizados en el algoritmo ROCIS se puede comparar con la que ofrece el National Renewable Energy Laboratory (NREL) a través de su producto denominado NSRDB (National Solar Radiation Database), ya que utiliza el mismo sistema de distribución de datos que la NOAA, por medio de AWS. Sin embargo, es

importante mencionar que los datos de NSRDB comparten la misma desventaja que se mencionó anteriormente en relación con el algoritmo ROCIS, ya que dependen de los mismos datos satelitales.

- Velocidad del cálculo.

La velocidad de procesamiento del algoritmo ROCIS depende de dos factores principales: el ancho de banda de la conexión a Internet y las características técnicas del equipo de cómputo utilizado. Se realizaron pruebas del algoritmo en dos entornos diferentes: en un equipo de cómputo en el laboratorio de Geomática del CIEMAD en el IPN y en un equipo personal. En ambos casos, las características técnicas de los equipos de cómputo eran similares, lo que permitió comparar el impacto del ancho de banda en el rendimiento del algoritmo.

En el equipo del CIEMAD, que tenía una conexión de alta velocidad, la descarga de los archivos necesarios (5 archivos por hora) se completaba en menos de 1 minuto. En cambio, en el equipo personal con una conexión de ancho de banda típica de un hogar, esta descarga tomaba al menos 2 minutos.

La ejecución del algoritmo en sí es rápida, tomando alrededor de 5 minutos, siempre y cuando el algoritmo ya tenga los archivos necesarios para calcular el resultado final. Sin embargo, si el algoritmo no dispone de estos archivos previamente descargados o procesados, se requiere un tiempo adicional significativo. Esto se debe a que el algoritmo ROCIS necesita información de los últimos 30 días de los canales utilizados. Esto implica descargar un total de 2,550 archivos del sensor ABI (cada canal genera 17 archivos por día durante los últimos 30 días) para estimar las variables de radiación solar extraterrestre, factor de reflectancia, albedo terrestre, albedo de nubes, índice de nubes y factor de transmisión atmosférica. Solo entonces se puede proporcionar la radiación de onda corta incidente superficial de la hora deseada.

Este proceso de descarga y cálculo de datos puede ser la parte más demorada del algoritmo si los archivos necesarios no están previamente disponibles, pero una vez que se completan estas etapas, la ejecución es rápida y eficiente.

- Exactitud.

La exactitud es una métrica que mide la precisión de un algoritmo al compararlo con datos de referencia o mediciones superficiales, lo que ayuda a conocer la confiabilidad de los resultados.

Existen varias formas de conocer la exactitud de un algoritmo, tales como RMSE (Tabla 35 y 36), MAE (Tabla 35 y 36), índice de correlación (Tabla 35 y 36, Figuras 41 y 42), graficas de dispersión (Figura 41), mapas de errores espaciales (Figuras 43 y 44), validación cruzada, etc. Se calcularon varias de estas métricas para el algoritmo ROCIS, pero específicamente las medidas de MAE y RMSE fueron comparadas con los resultados de trabajos publicados (Tabla 39). Este enfoque comparativo es esencial para contextualizar el desempeño del algoritmo ROCIS en relación con investigaciones previas.

Tabla 39 Valores de exactitud en diferentes algoritmos publicados que estiman la radiación solar superficial

Referencia	Variable	Valor (W/m ²)
Algoritmo ROCIS	MAE	77
	RMSE	110
Laszlo & Kim (2018)	Exactitud promedio *	87
Sengupta et al. (2015)	MAE promedio *	97
	RMSE promedio *	151
Huang et al. (2019)	RMSE	60 – 140
Ahmed & Adam (2013)	RMSE	115

*Son valores promedios estimados de los datos mostrados en los trabajos referenciados

- Robustez.

La robustez de un algoritmo se evalúa por su capacidad para adaptarse a cambios que puedan surgir en alguna de sus etapas sin degradar significativamente su rendimiento, como datos incompletos, condiciones climáticas inusuales, actualizaciones del software, etc. ROCIS tiene una estructura modular, independiente y flexible entre las etapas del algoritmo. Esto significa que, si surge un problema en una de las etapas, es posible solucionarlo sin afectar las otras partes del algoritmo.

Además, los resultados de la validación y exactitud del algoritmo ROCIS, previamente mencionados, proporcionan métricas adicionales para conocer la confiabilidad y estabilidad del algoritmo ante posibles variaciones o perturbaciones en alguna etapa, lo que lo hace capaz de lidiar con desafíos y cambios sin comprometer la calidad de los resultados.

- Facilidad de implementación.

La facilidad con la que un algoritmo puede ser implementado en diferentes plataformas o entornos depende en gran medida del software utilizado para su desarrollo. En el caso de ROCIS, este algoritmo fue desarrollado en Python, un lenguaje de programación conocido por su facilidad de aprendizaje y lectura, su versatilidad en aplicaciones científicas, su capacidad multiplataforma y para integrar otros lenguajes de programación, como C, C++ y Java.

Sin embargo, en comparación con algunos otros lenguajes de programación, Python puede tener un rendimiento relativo y producir archivos ejecutables de mayor tamaño. Además, si la estructuración del algoritmo en Python no es adecuada, esto puede dar lugar a problemas de eficiencia, lo que podría aumentar los requisitos de memoria y ralentizar los procesos de cálculo.

En resumen, la elección de Python como lenguaje de programación para ROCIS ofrece ventajas en términos de accesibilidad y flexibilidad, pero es importante tener en cuenta las consideraciones de rendimiento y eficiencia al diseñar algoritmos complejos en este entorno.

- Escalabilidad.

La escalabilidad de un algoritmo se puede medir por el tiempo de ejecución, tamaño de los datos de entrada y salida, uso de recursos computacionales, paralelización, análisis asintótico, benchmarking, experimentación empírica y casos de estudio. Para el algoritmo ROCIS solo se evaluaron los tres primeros puntos, anteriormente mencionados. El tiempo de ejecución se comentó en el punto de velocidad de cálculo, mientras que el tamaño de los datos de entrada y salida se puede observar en la Tabla 40, donde se puede observar que existe un campo de mejora en comparación con los productos de la NOAA. La diferencia en el tamaño de los archivos se debe al formato seleccionado para guardar los archivos. Los resultados de ROCIS se guardaron en el formato numpy zip (npz), el cual permite almacenar diferentes matrices multidimensionales en un solo archivo, reduciendo el tamaño del archivo y aumentando la velocidad de carga de datos en comparación con archivos tipo JSON (JavaScript Object Notation) y CVS (Comma-Separated Values) pero con un menor rendimiento que NetCDF y HDF5 (Hierarchical Data Format 5). Los archivos npz se pueden convertir en archivos shp, formato muy utilizado para la generación de mapas en diferentes softwares.

Tabla 40 Tamaño promedio de los archivos generados por ROCIS y por los productos de la NOAA

Producto	Tamaño promedio del archivo (Mb)
Rad	9.75
DSR	0.11
ROCIS	8.93
LST	1.76

Por otro lado, la evaluación del uso de recursos computacionales del algoritmo ROCIS se observó con base al uso de memoria RAM. En términos generales el uso de memoria RAM llegó a ser de 15 Gb, pero dependiendo de la etapa del algoritmo el uso podía ser menor o mayor.

- Costos asociados.

Como se ha mencionado a lo largo del trabajo doctoral, el desarrollo del algoritmo ROCIS no generó costos en términos de datos y programas utilizados. Los únicos costos asociados serían los relacionados con el equipo computacional y el personal necesario para desarrollar e implementar el algoritmo.

Además, si se desea publicar los resultados a través de una página web, los costos pueden variar según diversos factores, como el desarrollo y diseño del sitio web, el registro de dominio, el hosting web, el almacenamiento de datos (utilización de Geoservers o servicios de nube), el mantenimiento y las actualizaciones de la página, las licencias de software, el soporte técnico, la seguridad y los certificados SSL, así como las copias de seguridad y el respaldo de datos. Es importante destacar que en muchos de estos aspectos existen opciones gratuitas, aunque pueden estar limitadas en funcionalidad.

6.4 Productos del algoritmo ROCIS

Los productos principales del algoritmo ROCIS son las geobases de radiación solar extraterrestre, índice de nubosidad y radiación de onda corta incidente superficial. Este capítulo, se centra en el producto principal de ROCIS, la radiación de onda corta incidente superficial, con el objetivo de ejemplificar los productos y análisis espaciales que se pueden llevar a cabo, con la intención de fomentar se usó y estimular la aplicación de la geobase de ROCIS en diversas áreas de investigación. Si bien es posible realizar análisis temporales horarios y diarios desde la geobase de ROCIS de un punto o área de interés mediante gráficos, estadística descriptiva, tendencias, entre otros enfoques, es importante destacar que en este proyecto de tesis doctoral no se llevaron a cabo este tipo de análisis, ya que no formaban parte de los objetivos establecidos.

El primer producto que se puede generar a partir de los archivos de la geobase de radiación de onda corta incidente superficial son los mapas horarios. Estos archivos pueden ser procesados y analizados a través de softwares como ArcGIS o QGIS, simplemente convirtiendo el archivo npz a un formato shp (Anexo 9). Sin embargo, debido a la gran cantidad de datos contenidos en cada archivo (1,147,500), se recomienda trabajar directamente desde un lenguaje de programación. Por ejemplo, si se desea generar mapas de irradiancia superficial para cada hora, lo más conveniente sería automatizar el proceso utilizando un lenguaje de programación.

Los mapas horarios muestran el comportamiento espacial de la irradiancia superficial estimada para cierta hora y fecha del área de cobertura, cómo se observa en la Figura 46 - A. Para comprender los patrones espaciales que se observan en el producto horario de ROCIS, se puede generar un producto compuesto conocido como Geocolor que corresponda a la misma fecha y hora del producto a analizar (Figura 46 - B). El producto Geocolor nos brinda la capacidad de visualizar el área de estudio desde el espacio, como si estuviéramos observándola con nuestros propios ojos, lo que facilita comprender el efecto de las nubes sobre la irradiancia superficial estimada, siguiendo los mismos patrones de las nubes presentes.

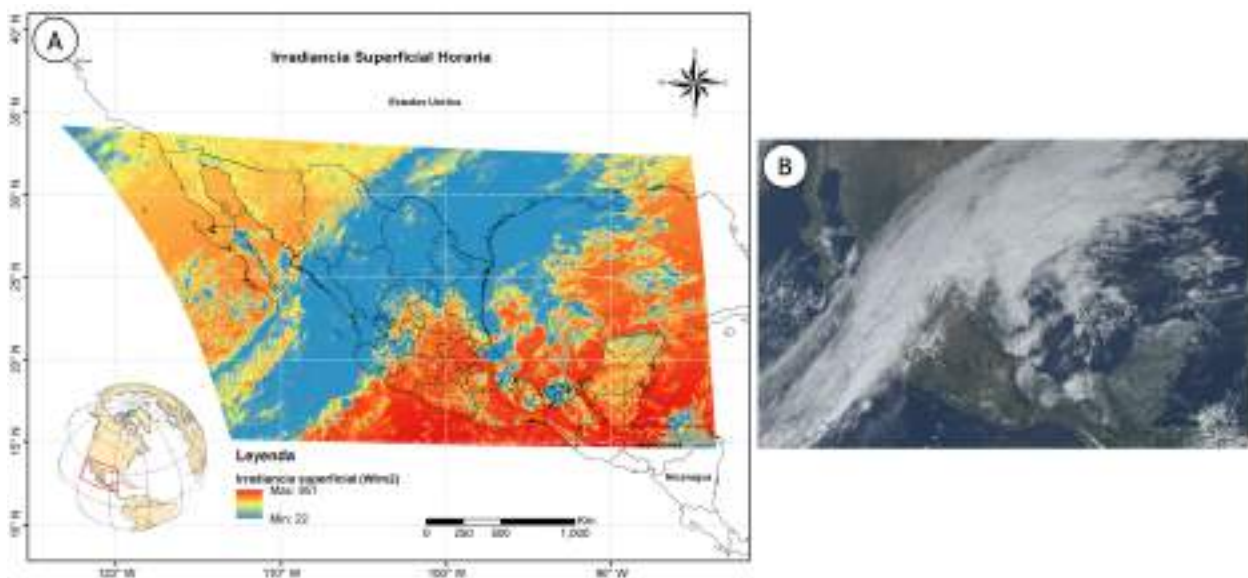


Figura 46 En el mapa de la izquierda (A) se observa la radiación de onda corta incidente superficial en W/m^2 estimado por ROCIS y en la imagen de la derecha (B) se muestra el producto Geocolor desde una vista satelital. Ambos productos fueron desarrollados para el 01 de enero del 2020 a las 18:00 UTC sobre el área de cobertura del algoritmo ROCIS

Un segundo producto son los mapas diarios que se pueden calcular a partir de los datos horarios proporcionados por la geobase ROCIS. En estos mapas podríamos observar el promedio diario de la irradiancia superficial (Figura 47 - A) o el acumulado diario de la irradiancia superficial, lo que sería la irradiación superficial diaria (Figura 47 - B). La irradiancia e irradiación superficial observadas en los mapas de las Figuras 46 y 47, se vieron afectadas por el frente frío número 27, el cual fue identificado durante el mes de diciembre del 2019. No obstante, sus efectos más significativos se manifestaron durante el mes de enero del 2020. Este frente frío se encontraba asociado con la quinta tormenta invernal de la temporada 2019 - 2020. Al mismo tiempo, la corriente en chorro subtropical transportaba humedad hacia la región occidental y centro-norte

de la República Mexicana, contribuyendo así a las condiciones observadas en los mapas (Pascual-Ramírez et al., 2020).

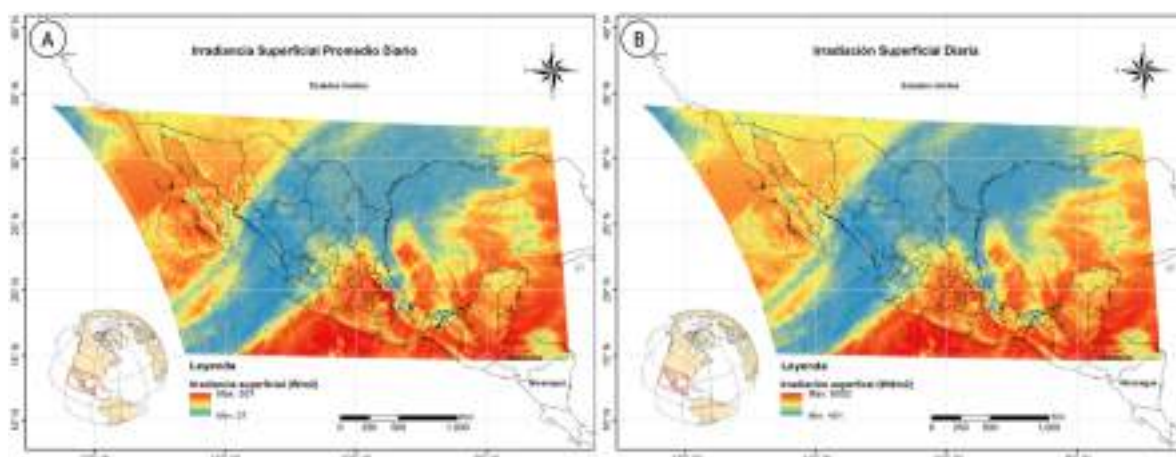


Figura 47 En el mapa de la izquierda (A) se observa la irradiancia superficial promedio diario (W/m^2) y en la imagen de la derecha (B) se muestra irradiación superficial diaria (Wd/m^2). Ambos productos fueron desarrollados para el 01 de enero del 2020 sobre el área de cobertura del algoritmo ROCIS. Elaboración propia

Un tercer producto importante consiste en los mapas mensuales, los cuales ofrecen información fundamental para la evaluación y planificación de proyectos relacionados con la energía solar fotovoltaica. Estos mapas permiten identificar las regiones que experimentan mayor incidencia de irradiancia o irradiación superficial durante los diferentes meses del año, lo que es esencial para determinar la ubicación óptima de instalaciones de energía solar, como paneles solares y plantas fotovoltaicas. En este contexto, se han creado mapas que muestran los promedios mensuales de la irradiación superficial diaria (Figura 48, Anexo 10). Al analizar estos mapas en conjunto con la información proporcionada en la Tabla 41, se puede identificar que los meses con una mayor incidencia de irradiación superficial diaria en 2022 fueron mayo, junio y abril, mientras que los meses con menor incidencia fueron enero, diciembre y noviembre.

Tabla 41 Estadística descriptiva de los mapas mensuales del 2022 de la Figura 48, donde se observa el promedio mensual de la irradiación superficial diaria (Wd/m^2) sobre el territorio mexicano

Mes	Promedio (Wd/m^2)	Máximo (Wd/m^2)	Mínimo (Wd/m^2)	Desviación estándar (Wd/m^2)
Enero	3,934	5,901	1,738	588
Febrero	4,665	6,757	1,408	600
Marzo	5,861	7,588	1,551	766
Abril	6,722	8,029	2,126	511
Mayo	6,976	8,522	2,754	560
Junio	6,787	9,386	2,910	999
Julio	6,473	8,603	3,220	743
Agosto	5,812	7,958	3,006	691
Septiembre	5,077	6,785	2,100	656
Octubre	5,122	6,602	2,345	499
Noviembre	4,421	5,945	1,635	569
Diciembre	4,011	5,790	1,777	586

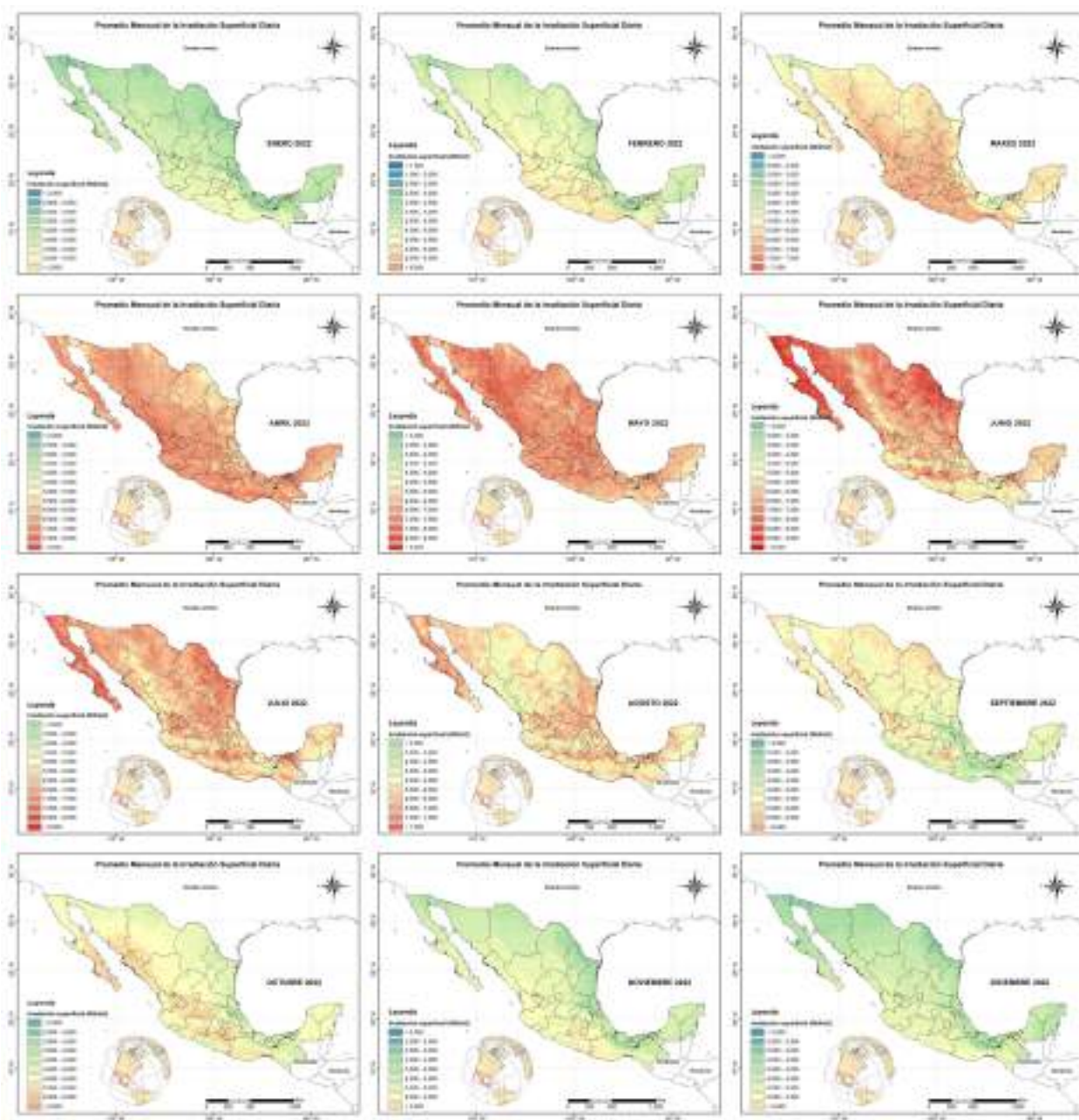


Figura 48 Mapas del promedio mensual de la irradiación superficial diaria en Wd/m^2 sobre el territorio mexicano en el 2022. Los mapas se realizaron a partir de la geobase de datos del algoritmo ROCIS. Elaboración propia

Los mapas estacionales, al igual que los mapas mensuales, son útiles para identificar las épocas del año con mayor o menor incidencia de irradiación superficial diaria. En este caso, se han generado únicamente los mapas mensuales para observar esta variación a lo largo del año.

Por último, se pueden crear los mapas anuales (Figura 49, Anexo 11) como cuarto producto. Estos mapas permiten observar que el promedio anual de la irradiación superficial diaria ha disminuido en términos generales en todo el país. Si los mapas por sí solos no proporcionan una comprensión completa, la Tabla 42 proporcionaría información complementaria para una evaluación más detallada.

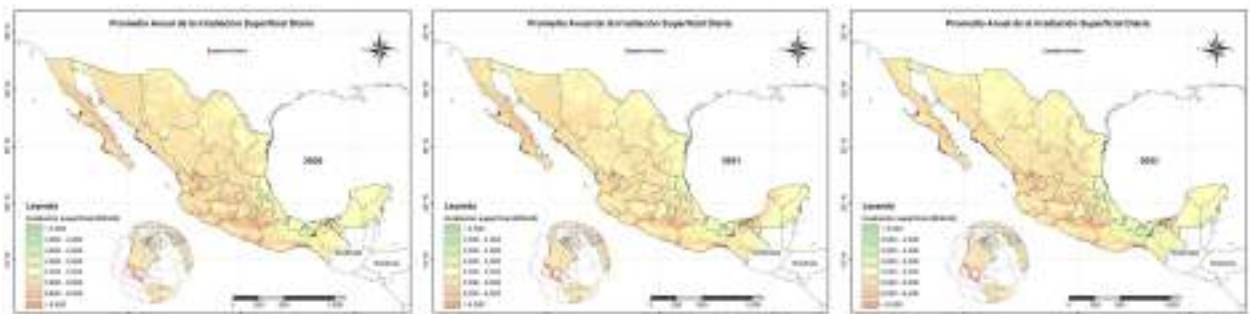


Figura 49 Mapas del promedio anual de la irradiación superficial diaria en Wd/m² sobre el territorio mexicano. Los mapas se realizaron a partir de la geobase de datos del algoritmo ROCIS para los años 2020, 2021 y 2022. Elaboración propia

Tabla 42 Estadística descriptiva de los datos mostrados en los mapas anuales, donde se observa el promedio anual de la irradiación superficial diaria (Wd/m²) sobre el territorio mexicano

Año	Promedio (Wd/m ²)	Máximo (Wd/m ²)	Mínimo (Wd/m ²)	Desviación estándar (Wd/m ²)
2020	5,600	6,595	3,401	334
2021	5,533	6,547	3,452	320
2022	5,497	6,529	3,318	346

A partir de los datos presentados en los mapas anuales, se puede identificar que los estados con el mayor promedio anual de irradiación superficial durante el período de 2020 a 2022 son Morelos (6,114 Wd/m²), Baja California Sur (5,950 Wd/m²) y Colima (5,867 Wd/m²). Por otro lado, los estados con los promedios anuales más bajos son Veracruz (5,062 Wd/m²), Quintana Roo (5,103 Wd/m²) y Yucatán (5,293 Wd/m²). Puede consultar el Anexo 12 para visualizar la tabla que detalla la estadística descriptiva obtenida a partir de los mapas de la Figura 49 para cada estado de México, de donde se obtienen los resultados anteriores.

Todos los productos generados por el algoritmo ROCIS se pueden visualizar desde un portal web, para este proyecto doctoral se realizó un prototipo de portal web donde se muestran algunos de los productos desarrollados, los cuales se subieron a GeoServer y se visualizaban a través de una página local desarrollada en Linux. La página se divide en 2 apartados principales: Productos Satelitales y Productos SIG. En el primer apartado encontramos productos como el “Geocolor” que es un producto multiespectral compuesto por las bandas 1, 2, y 3 del satélite GOES 16, de igual manera está el producto Geocolor NIR y la visualización de las 16 bandas del

satélite GOES 16 (Figura 50). En el segundo apartado se pueden ver productos como las centrales solares de México, irradiación superficial, etc. Lo interesante de esta sección es que el mapa es interactivo y muestra las coordenadas del lugar por donde pase el ratón el usuario, además, brinda información de dicho lugar con solo darle clic (Figura 51).



Figura 50 Ejemplo de los productos satelitales de GOES 16 dentro de la página web prototipo



Figura 51 Ejemplo de los productos SIG del proyecto doctoral dentro de la página web prototipo

La página web se desarrolló con miras a ser publica, ya que cuenta con un apartado de solicitud de información y de contacto (Figura 51), donde las personas podían solicitar información que requirieran por medio de la página. Sin embargo, la página no pudo ser publica por cuestiones de financiamiento y por cómo está establecida la estructura de red del IPN, la cual no permite

paginas dinámicas y la burocracia de la escuela hace muy complejo establecer un desarrollo de este tipo.



Figura 52 Apartados de solicitud de información y de contacto de la página web prototipo

6.5 Identificación de zonas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México

La irradiancia o irradiación superficial es, sin duda, la variable más importante para identificar las zonas con un alto potencial para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Sin embargo, como han demostrado diversos estudios, no es la única consideración relevante. La metodología AHP - GIS utilizada en estos estudios toma en cuenta otros criterios y restricciones. En este proyecto doctoral, se han tenido en cuenta restricciones específicas, como los humedales, las áreas naturales protegidas y las zonas arqueológicas (Tabla 43).

Tabla 43 Restricciones seleccionadas para la identificación de zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica

Restricción	Capa	Área (km ²)
Áreas naturales protegidas	Área de protección de flora y fauna	69,898
	Área de protección de los recursos naturales	45,034
	Monumentos naturales	163
	Parques nacionales	158,834
	Reservas de la biosfera	193,386
	Santuarios	46
Humedales	Antropogénicos	8,379
	Estuarinos	16,364
	Fluviales	12,723
	Lacustres	4,847
Zonas arqueológicas	Palustres	58,020
	-	80
Área total restringida		567,774
Área total restringida después del proceso GIS		346,579

Con base en los datos de estas restricciones, el área total restringida en México abarca 567,774 km². Después del proceso de corrección por el traslape de polígonos descrito en el capítulo 4.3, el área total restringida se reduce a 346,579 km², lo que representa el 17.64 % del territorio mexicano (Figura 53). Los estados con las áreas restringidas más extensas son Baja California, Baja California Sur, Campeche, Chiapas, Coahuila y Tabasco.

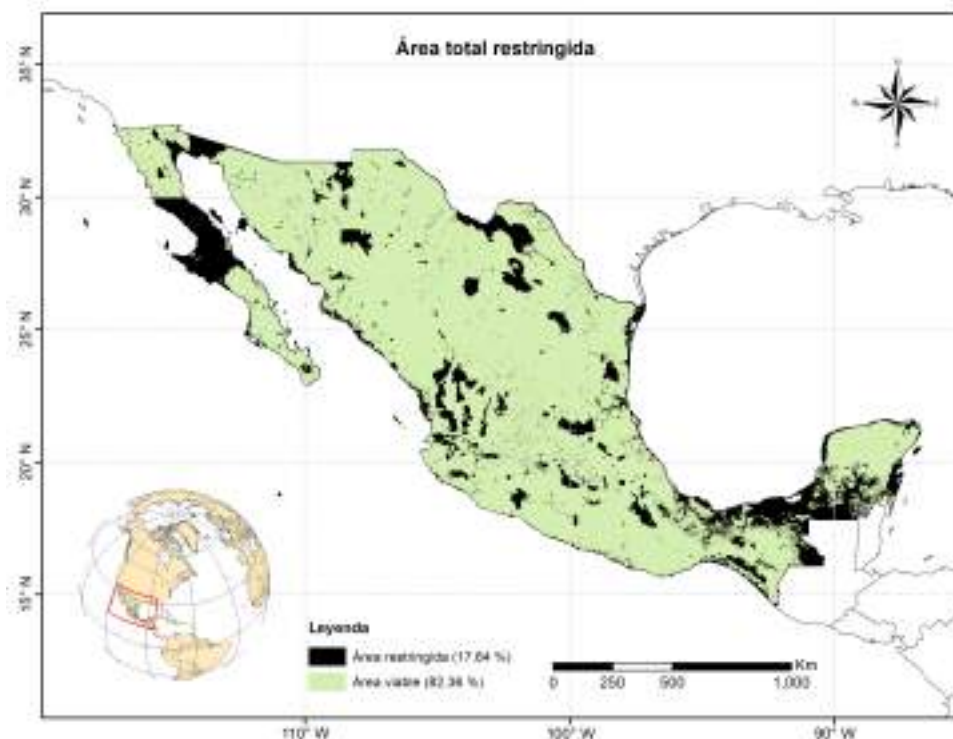


Figura 53 Área total restringida y viable para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica. Elaboración propia

Por otro lado, los criterios seleccionados se detallan en la Tabla 18, los cuales fueron sometidos a un proceso de reclasificación. Los resultados de este proceso se presentan en los mapas del Anexo 13, donde los colores representan las categorías de idoneidad según la clasificación de cada criterio. De acuerdo con los patrones espaciales de la reclasificación de cada criterio, la irradiancia superficial, temperatura y pendiente son los que presentan con mayor frecuencia una alta y muy alta idoneidad. En contraste, se tienen los criterios de uso y cobertura de suelo, áreas urbanas y asentamientos humanos. Sin embargo, la importancia de cada criterio reclasificado va a depender de los pesos calculados (capítulo 4.5), los cuales son diferentes en cada alternativa (Tablas 22 y 23).

El criterio de uso y cobertura de suelo experimenta el cambio más significativo entre las alternativas, pasando del 4 % (alternativa no sustentable) al 15 % (alternativa sustentable). Los pesos relativos calculados son diferentes a los reportados por otros trabajos (Tabla 44), principalmente debido al tipo y cantidad de criterios seleccionados. En la Tabla 44, se observa que, al considerar más criterios en la metodología AHP, tienden a tener pesos relativos con valores más homogéneos, restándole importancia a las variables más críticas. Por lo tanto, es fundamental analizar cuidadosamente que variables se deben considerar en el proceso.

Tabla 44 Pesos relativos calculados en otros trabajos en comparación con los pesos relativos calculados para cada alternativa de este proyecto doctoral

Criterios	Pesos relativos (%)										
Variable de radiación seleccionada	34	-	27	28	45	25	39	42	25	36	31
Temperatura	-	-	-	7	-	9	8	22	-	16	15
Índice de nubes	-	-	-	6	-	-	-	-	11	16	15
Pendiente	6	25	5	8	3	5	8	11	4	8	6
Orientación de pendiente	7	37	4	-	9	4	-	7	7	8	6
Uso y cobertura de suelo	4	-	-	7	6	-	-	5	-	4	15
Proximidad de caminos	-	16	5	9	7	14	6	6	3	2	2
Proximidad a áreas urbanas	-	-	-	-	4	-	-	7	2	5	5
Proximidad a asentamientos humanos	10	-	23	-	-	11	-	-	-	5	5
Proximidad a líneas de transmisión	11	14	23	11	26	27	12	-	5	-	-
Recursos hídricos	14	8	13	-	-	-	-	-	-	-	-
Elevación	6	-	-	8	-	3	-	-	6	-	-
Sombras	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proximidad a áreas residenciales	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-
Humedad relativa	-	-	-	4	-	2	-	-	4	-	-
Días polvados	-	-	-	4	-	-	-	-	5	-	-
Horas de Sol	-	-	-	-	-	-	27	-	19	-	-
Nieve y lluvia	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-
Referencias	Asakereh et al. 2017	Coruhlu et al. 2022	Haddad et al. 2021	Noorollahi et al. 2016	Rios and Duarte 2021	Ruiz et al. 2020	Suh and Brownson 2016	Tahri et al. 2015	Zoghi et al. 2017	Alternativa no sustentable	Alternativa sustentable

Las variaciones de los pesos calculados en las diferentes alternativas se reflejan en los mapas de idoneidad resultantes, los cuales incluyen las áreas restringidas previamente establecidas (Figura 54). Estos mapas muestran los patrones espaciales de las categorías de idoneidad para el desarrollo sustentable y no sustentable de los proyectos de energía solar fotovoltaica. Los patrones de distribución son similares, ubicando la alta y muy alta idoneidad principalmente en el centro del país, mientras que la baja y muy baja idoneidad en los estados cercanos al Golfo de México. Para conocer cómo varían las categorías de idoneidad entre las alternativas se desarrolló la Tabla 45, donde se observa que las categorías de muy alta y alta idoneidad

disminuyen términos de porcentaje de área del territorio nacional, mientras que las categorías de moderada y baja idoneidad aumentan su área. En términos absolutos, se puede observar que 341,587 km² experimentaron una reclasificación de categoría entre las alternativas. Esto se puede traducir en áreas de selva, bosque, manglar, etc., que pueden preservarse mediante una correcta identificación de las áreas idóneas para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.

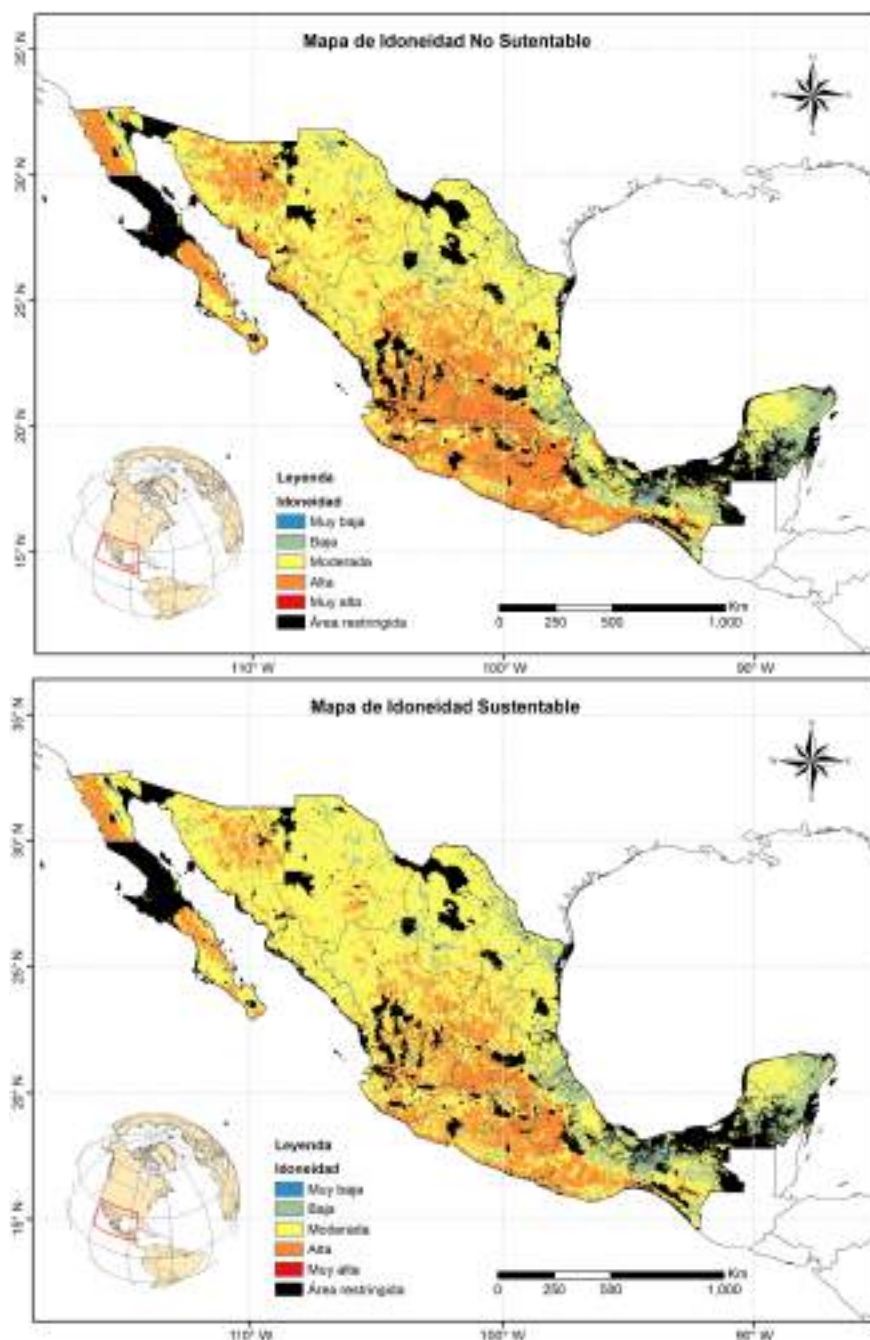


Figura 54 Mapas de idoneidad de las alternativas no sustentable (superior) y sustentable (inferior) para identificar las zonas más idóneas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México. Elaboración propia

Tabla 45 Áreas disponibles por categoría de idoneidad en México de acuerdo con las alternativas establecidas

Alternativa	No sustentable		Sustentable		Tasa de cambio	Área de la tasa de cambio (km ²)
	Área (km ²)	Porcentaje (%)	Área (km ²)	Porcentaje (%)		
Muy baja	4	< 0.01	4	< 0.01	-	-
Baja	125,393	6.38	141,368	7.20	+ 0.82	+ 15,979
Moderada	938,656	47.78	1,093,474	55.67	+ 7.89	+ 154,814
Alta	550,942	28.05	382,734	19.48	- 8.57	- 168,208
Muy alta	2,802	0.14	216	0.01	- 0.13	- 2,586
Total (área viable)	1,617,796	82.36	1,617,796	82.36	-	-

Tabla 46 Áreas disponibles por categoría de idoneidad para cada estado de México, de acuerdo con la alternativa sustentable

Estado	Área de cada categoría de idoneidad (km ²)				
	Muy baja	Baja	Moderada	Alta	Muy alta
Aguascalientes	0	0	1,364	2,729	0
Baja California	0	2,516	19,710	20,616	0
Baja California Sur	0	15	26,814	17,583	0
Campeche	0	7,291	12,492	37	0
CDMX	0	0	440	858	0
Chiapas	0	12,947	31,494	4,078	0
Chihuahua	4	8,248	212,421	15,235	0
Coahuila	0	12,976	110,454	4,937	0
Colima	0	11	1,412	3,334	0
Durango	0	3,954	92,061	18,371	0
Estado de México	0	268	7,530	10,405	33
Guanajuato	0	0	6,789	19,882	15
Guerrero	0	2,157	21,610	34,707	18
Hidalgo	0	1,885	8,674	8,080	11
Jalisco	0	627	35,598	29,821	7
Michoacán	0	502	25,193	25,101	4
Morelos	0	4	183	3,352	0
Nayarit	0	103	11,476	5,843	0
Nuevo León	0	7,636	49,964	3,624	0
Oaxaca	0	11,560	33,958	33,841	4
Puebla	0	4,445	8,989	16,603	84
Querétaro	0	15	1,559	5,920	40
Quintana Roo	0	18,646	8,582	29	0
San Luis Potosí	0	745	35,517	21,965	0
Sinaloa	0	1,137	44,862	3,770	0
Sonora	0	814	127,677	38,543	0
Tabasco	0	2,417	3,283	0	0
Tamaulipas	0	10,497	52,803	3,770	0
Tlaxcala	0	11	1,577	1,859	0
Veracruz	0	20,817	30,749	924	0
Yucatán	0	9,055	26,653	4	0
Zacatecas	0	70	41,587	26,913	0
Total	4	141,368	1,093,474	382,734	216

A partir del mapa de idoneidad de la alternativa sustentable se generó la Tabla 46, en la cual se observa que el único estado con muy baja idoneidad es Chihuahua, específicamente el lugar conocido como el Ojo del Diablo perteneciente al municipio de Ahumada. Considerando únicamente las categorías de muy baja y baja idoneidad de la Tabla 46, los estados con menor idoneidad son Veracruz (20,817 km²), Quintana Roo (18,646 km²) y Coahuila (12,976 km²). Por

otro lado, si se contempla solo las categorías de muy alta y alta idoneidad, los estados con mayor idoneidad son Sonora (38,543 km²), Guerrero (34,725 km²) y Oaxaca (33,845 km²). Estos resultados muestran la importancia de tener en cuenta diferentes criterios y restricciones, ya que los estados mencionados con mayor idoneidad son diferentes a los estados con el mayor promedio anual de irradiación superficial durante el período de 2020 a 2022, Morelos, Baja California Sur y Colima. Si bien, los estados de Morelos y Colima tienen una muy alta idoneidad en términos generales, el área de estos estados es pequeña en comparación con los demás estados, mientras que Baja California Sur perdió mucha área debido a las restricciones establecidas en el transcurso del proceso AHP - GIS.

Para darle legitimidad al mapa de idoneidad de la alternativa sustentable se sobrepuso la capa de centrales solares de ASOLMEX (Figura 10), con lo cual se identificó que las centrales con mayor capacidad están ubicadas en zonas con moderada y alta idoneidad (Tabla 47). Lo que indica el buen funcionamiento de los resultados obtenidos a partir de la metodología AHP - GIS.

Tabla 47 Categoría de idoneidad correspondiente a las centrales solares con mayor capacidad en el 2020 de acuerdo con ASOLMEX (2022)

Nombre de la central solar	Estado	Capacidad (MW)	Categoría de idoneidad
Villanueva	Coahuila	754	Moderada
Puerto Libertad	Sonora	454	Moderada
Potosí Solar	San Lui Potosí	300	Alta
Don José	Guanajuato	225	Alta
Magdalena II	Tlaxcala	200	Moderada
Los Cuervos	Aguascalientes	200	Moderada
Cerro Prieto III	Baja California	200	Moderada
Los Ahumadas	Chihuahua	179	Moderada
Santiago	San Luis Potosí	170	Alta
Orejana	Sonora	162	Moderada

de Jesus Fernandez & Watson (2022) determinan que los sectores científico y logístico son los puntos más débiles de la energía fotovoltaica en México, ante esta situación la logística de los proyectos fotovoltaicos puede mejorar gracias a los mapas de idoneidad desarrollados en este proyecto doctoral, lo que reduciría los costos de inversión e incentivaría más empresas para invertir. La actual administración mexicana (2018 - 2024) favorece los combustibles fósiles sobre las energías renovables, esta situación da una pausa perfecta para replantear la estrategia de energías renovables que tiene México, y evitar situaciones como las de España, donde las energías renovables aumentaron sus costos en los últimos años (Espinosa & Pizarro-Irizar, 2018).

6.6 Selección de tecnologías fotovoltaicas

La selección de la tecnología de paneles solares comerciales se realizó con base en la metodología AHP – GIS que reclasifica los valores promedio obtenidos de las variaciones espaciotemporales de algunos criterios climáticos (Tabla 28) que afectan directamente a los parámetros eléctricos de los paneles solares (Tabla 5 y 27). Teniendo en cuenta estas consideraciones, se obtuvieron los siguientes resultados para cada criterio climáticos seleccionado:

1. Promedio anual de la irradiancia superficial.

Siguiendo el patrón de distribución de este criterio (Figura 55) y de los datos obtenidos (Tabla 48), CIGS y CdTe emergen como las tecnologías más recomendadas, cubriendo el 32.51 % y 31.81 % del área total de México, respectivamente. Las áreas donde se recomienda CIGS y CdTe presentan una irradiancia solar promedio anual diaria que oscila entre 448 y 497 W/m^2 . Morelos (526 W/m^2), Guerrero (504 W/m^2) y Colima (498 W/m^2) son los estados con mayor irradiancia, mientras que Quintana Roo (421 W/m^2), Veracruz (430 W/m^2) y Yucatán (432 W/m^2) presentan la menor irradiancia (consultar el Anexo 14 para ver los demás estados).

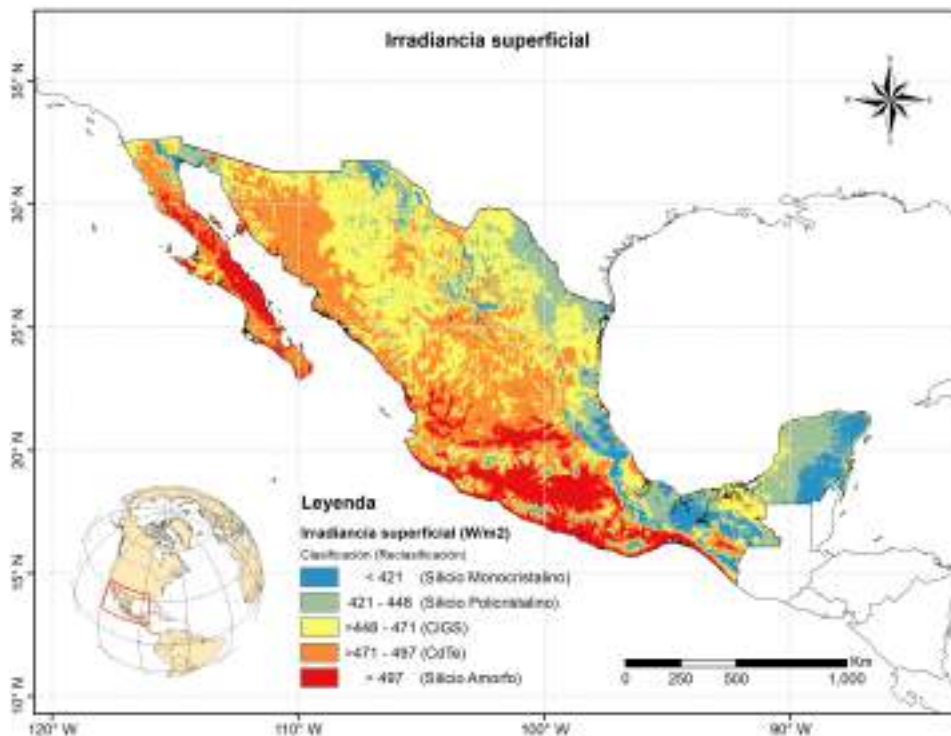


Figura 55 Reclasificación del promedio anual de la irradiancia superficial (W/m^2) en México durante el 2020, con base en las tecnologías fotovoltaicas seleccionadas. Elaboración propia

Tabla 48 Área que le corresponde a cada tecnología fotovoltaica de acuerdo con el promedio anual de la irradiancia superficial en el 2020

Tecnología de los paneles solares	Área (km²)	Porcentaje (%)
Silicio Monocristalino	129,482	6.59
Silicio Policristalino	335,061	17.06
CIGS	638,693	32.51
CdTe	626,380	31.81
Silicio Amorfo	234,760	11.95
Total	1,964,375	100.00

2. Promedio anual de la temperatura superficial.

De igual manera el patrón de distribución del criterio climático (Figura 56) y de los datos obtenidos (Tabla 49), el silicio monocristalino es la tecnología de paneles solares comerciales más recomendada, cubriendo 41.89 % del área total de México. El silicio monocristalino se recomienda para zonas con una temperatura media anual diaria inferior a 24 °C. Para el resto del país se recomiendan paneles solares con coeficientes de temperatura más bajos. Baja California Sur (28 °C), Sonora (27 °C) y Sinaloa (27 °C) son los estados con mayor temperatura, mientras que Tlaxcala (18 °C), Ciudad de México (18 °C) y Estado de México (18 °C) presentan el menor promedio de temperatura (consultar el Anexo 14 para ver los demás estados).

La temperatura superficial es el criterio que más incide a la degradación de energía eléctrica suministrada por los paneles solares. La potencia eléctrica calculada en un sistema fotovoltaico depende de la disposición serie-paralelo de las conexiones eléctricas entre los paneles y de la cantidad de paneles, que se determina a partir de la salida de corriente y tensión requerida. Las pérdidas que se producen en el punto de máxima potencia debido al aumento de temperatura provocan una reducción de este parámetro, lo que provoca que el valor real disminuya respecto al calculado. Para los estados con temperaturas promedio elevadas, se recomienda el uso de paneles solares que contengan células solares con valores de coeficiente de temperatura bajos, como CIGS y CdTe (Tabla 27). Alternativamente, sobredimensionar el sistema fotovoltaico al aumentar el número de paneles solares también puede considerarse una solución para otros tipos de tecnología.

Tabla 49 Área que le corresponde a cada tecnología fotovoltaica de acuerdo con el promedio anual de la temperatura superficial en el 2020

Tecnología de los paneles solares	Área (km²)	Porcentaje (%)
Silicio Monocristalino	822,883	41.89
Silicio Policristalino	558,673	28.44
Silicio Amorfo	403,481	20.54
CIGS	156,151	7.95
CdTe	23,187	1.18
Total	1,964,375	100.00

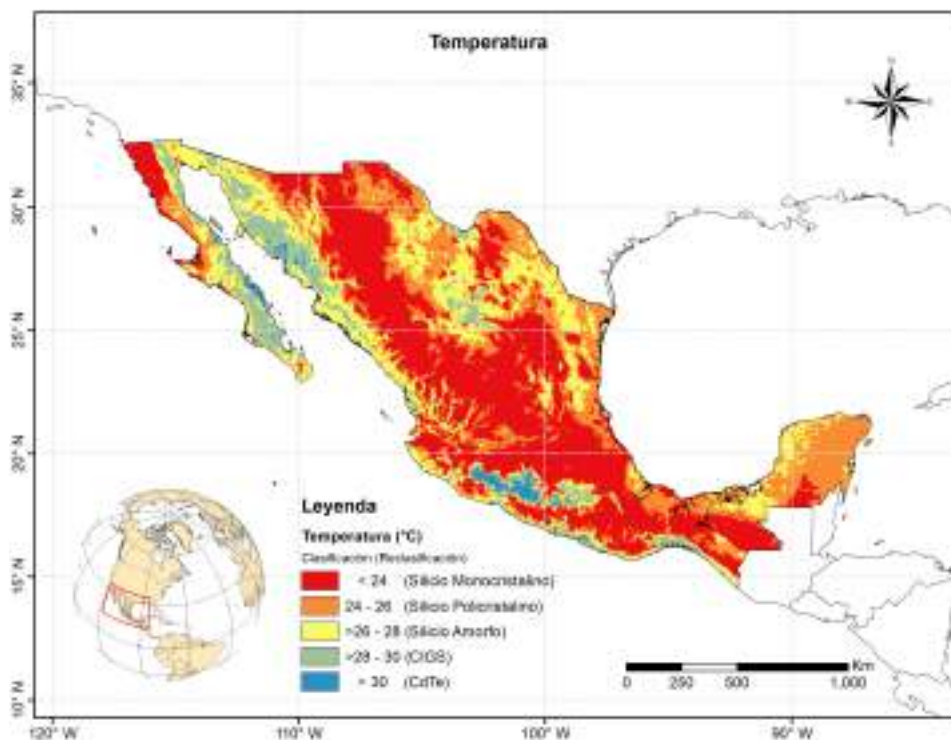


Figura 56 Reclasificación del promedio anual de la temperatura superficial (°C) en México durante el 2020, con base en las tecnologías fotovoltaicas seleccionadas. Elaboración propia

3. Promedio anual del índice de nubes.

El patrón de distribución del índice de nubosidad (Figura 57) y de los datos obtenidos (Tabla 50), CIGS es la tecnología que más se recomienda en México cubriendo el 52.72 % del área total. Quintana Roo (0.21), Chiapas (0.20), Veracruz (0.20) y Yucatán (0.20) son los estados con mayor promedio de índice de nubes, mientras que Baja California (0.11), Morelos (0.11) y Sonora (0.12) presentan el menor promedio de nubosidad (consultar el Anexo 14 para ver los demás estados).

En los estados con un alto índice de nubosidad es aconsejable el uso de células solares bifaciales ya que aprovechan la componente difusa de la luz en su cara posterior. Las células solares bifaciales basadas en tecnología de silicio han mostrado los resultados más prometedores hasta la fecha y se consideran la tecnología líder en este campo.

Tabla 50 Área que le corresponde a cada tecnología fotovoltaica de acuerdo con el promedio anual del índice de nubosidad en el 2020

Tecnología de los paneles solares	Área (km ²)	Porcentaje (%)
Silicio Amorfo	18	< 0.01
CdTe	378,583	19.27
CIGS	1,035,624	52.72
Silicio Policristalino	361,856	18.42
Silicio Monocristalino	188,294	9.59
Total	1,964,375	100.00

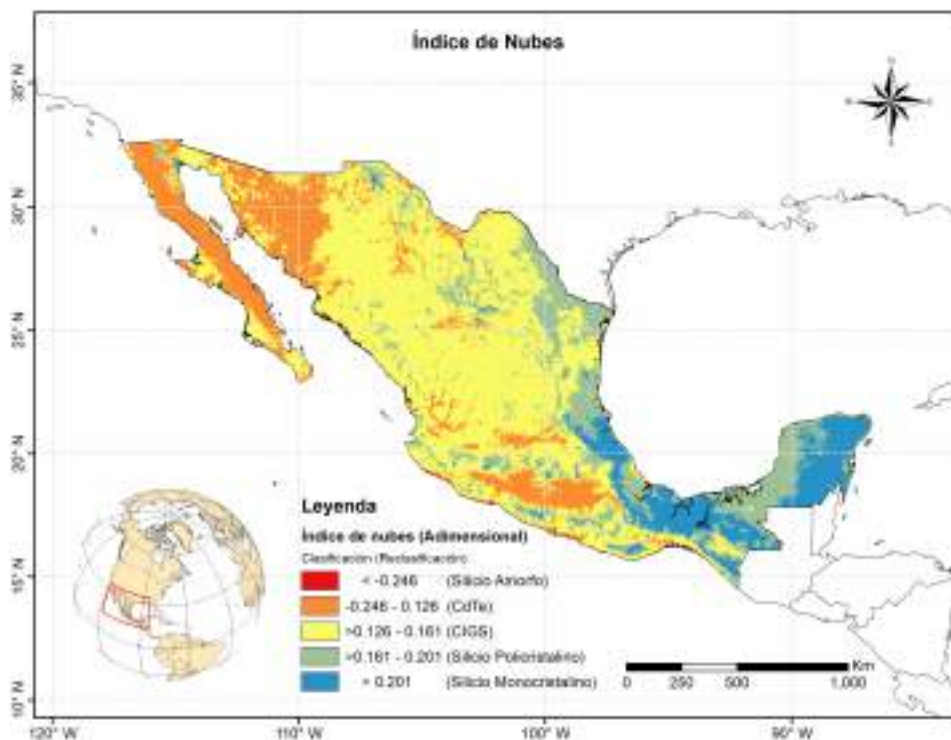


Figura 57 Reclasificación del promedio anual del índice de nubes en México durante el 2020, con base en las tecnologías fotovoltaicas seleccionadas. Elaboración propia

Los criterios climáticos en conjunto con los pesos calculados en la metodología AHP (Tabla 30), generaron un ráster de salida con el cual se creó el mapa de idoneidad de tecnología fotovoltaica (Figura 58). El patrón de distribución del mapa muestra que las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino comparten características geográficas similares, distribuyéndose alrededor de los estados cercanos al Golfo de México donde la temperatura y la irradiancia superficial es baja y el índice de nubosidad es alto. En contraste, las tecnologías CdTe y CIGS se recomiendan predominantemente en los estados alrededor del Golfo de Cortés y algunas áreas del centro y norte de México. Estas áreas presentan altas temperaturas e irradiancia superficial, y bajos valores de índice de nubosidad. El silicio amorfo exhibe el patrón de distribución más versátil en México, lo que lo hace muy adecuado para una amplia gama de condiciones climáticas.

De acuerdo con la Tabla 51, generada a partir de los datos del mapa de idoneidad de tecnología fotovoltaica, las tecnologías CIGS y silicio amorfo son las más adecuadas para México. Esta determinación se atribuye principalmente a la forma en que se clasificaron y reclasificaron los criterios climáticos dentro del proceso GIS, así como a los pesos estimados en la metodología AHP. Vale la pena señalar que si se hubiera elegido un método alternativo para la clasificación

de datos, los resultados podrían haber sido diferentes. Sin embargo, ante la ausencia de referencias directas de trabajos similares en México, este estudio representa el esfuerzo pionero para recomendar la tecnología de paneles solares más adecuada para el país con base en los criterios climáticos evaluados.

Las características de las tecnologías de paneles solares analizadas en este estudio sugieren que en áreas donde el silicio monocristalino se considera adecuado, el silicio policristalino también puede ser una recomendación viable, y viceversa. De manera similar, esto es válido para las tecnologías CIGS y CdTe. En consecuencia, la elección entre una tecnología y otra puede depender de factores adicionales como la inversión disponible o la disponibilidad del mercado.

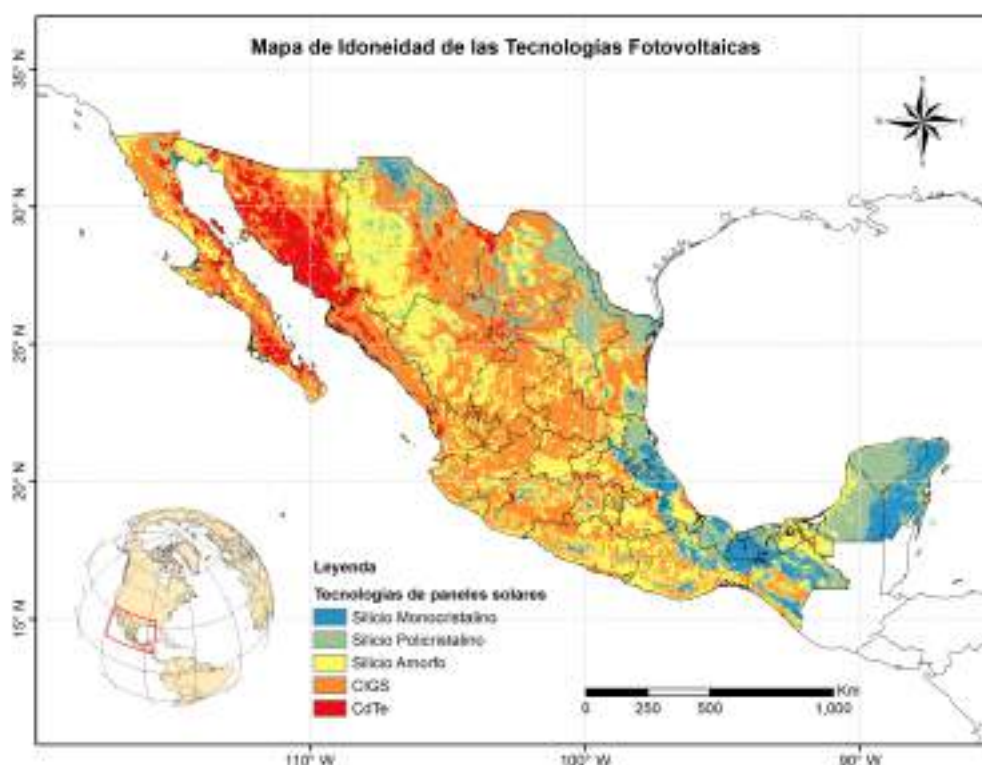


Figura 58 Mapas de idoneidad de las tecnologías de paneles solares en México. Elaboración propia

Tabla 51 Disponibilidad de área para las diferentes tecnologías de paneles solares en México

Tecnología de los paneles solares	Área (km ²)	Porcentaje (%)
Silicio Monocristalino	120,391	6.13
Silicio Policristalino	320,110	16.30
Silicio Amorfo	598,422	30.45
CIGS	788,436	40.14
CdTe	137,016	6.98
Total	1,964,375	100.00

A partir del mapa de idoneidad de la alternativa sustentable (Figura 54) y del mapa de idoneidad de las tecnologías fotovoltaicas (Figura 58), se generó la Tabla 52, de donde se puede concluir que el silicio monocristalino y policristalino se recomienda mayormente en áreas con idoneidades muy baja y baja, mientras que el CdTe y CIGS se recomienda más en idoneidades muy alta y alta. Además, el silicio amorfo se reafirma como la tecnología más versátil para México, ya que se puede utilizarse en cuatro de las cinco categorías de idoneidad.

Tabla 52 Porcentaje de área de cada tecnología de paneles solares dentro de las categorías de idoneidad en la alternativa sustentable para México

Categoría de idoneidad	Área (km²)	Tecnología de los paneles solares	Porcentaje de área en cada tecnología (%)
Muy baja	4	Silicio Policristalino	100.00
Baja	141,368	Silicio Monocristalino	46.86
		Silicio Policristalino	46.69
		Silicio Amorfo	4.33
		CIGS	2.07
		CdTe	0.05
Moderada	1,093,474	Silicio Monocristalino	2.16
		Silicio Policristalino	16.95
		Silicio Amorfo	30.31
		CIGS	41.95
		CdTe	8.62
Alta	382,734	Silicio Policristalino	0.15
		Silicio Amorfo	35.71
		CIGS	58.55
		CdTe	5.59
Muy Alta	216	Silicio Amorfo	94.92
		CIGS	5.08

7 Conclusiones

El análisis de las geobases de datos reveló que el algoritmo ROCIS experimentó una pérdida de información del 0.35 % y 0.88 % anual, antes y después del preprocesamiento, respectivamente, excluyendo el año 2019. Estos porcentajes son notablemente bajos en comparación con el promedio anual de pérdida de información del 33.3 % en las EMAs (Tabla 37). Aunque es necesario considerar la resolución temporal y espacial de los datos comparados, estos resultados proporcionan una visión general de la pérdida de información superficial que existe en México, destacando la utilidad de la información satelital.

El proceso de validación del algoritmo ROCIS, realizado mediante los datos del algoritmo DSR, arrojó resultados altamente positivos (Tablas 35 y 36), comparables al de otros algoritmos (Tabla 39). Sin embargo, al analizar los mapas del coeficiente de correlación, MAE y RMSE (Figuras 42, 43 y 44), se identificaron áreas en México donde el algoritmo podría mejorar, como la península de Yucatán. Los mapas revelan que la región del Norte de México presenta un coeficiente de correlación más alto con menores valores de MAE y RMSE, pero esta tendencia se invierte hacia el Sur de México. Este fenómeno podría atribuirse a la mayor presencia de nubes pequeñas que el algoritmo ROCIS puede detectar, mientras que el algoritmo DSR no, debido a las diferencias en la resolución espacial (Figura 30).

Los análisis sobre las ventajas y desventajas realizados al algoritmo ROCIS (capítulo 6.3) lo posicionan como un algoritmo robusto, confiable y con una precisión comparable a la de algoritmos similares. Su estructura modular lo convierte en un algoritmo de fácil implementación y escalabilidad, donde la velocidad de cálculo dependerá principalmente del equipo utilizado y los costos asociados al personal encargado de la implementación.

Por otro lado, los productos desarrollados directamente a partir de ROCIS han demostrado que la escala temporal seleccionada nos proporcionará diversas características espaciales y temporales de la zona de estudio. El uso de estos productos dependerá del proyecto que se quiera desarrollar. Por ejemplo, los mapas horarios y diarios son útiles para analizar y predecir las condiciones climáticas, ya que se ven fuertemente afectados por las nubes presentes al momento de hacer la estimación de la irradiancia solar superficial. Mientras que los mapas mensuales y anuales son herramientas valiosas para identificar las zonas con mayor intensidad de la irradiación solar superficial. En este proyecto doctoral se identificó que los estados con el

mayor promedio anual de irradiación superficial durante el período de 2020 a 2022 son Morelos (6,114 Wd/m²), Baja California Sur (5,950 Wd/m²) y Colima (5,867 Wd/m²). Por otro lado, los estados con los promedios anuales más bajos son Veracruz (5,062 Wd/m²), Quintana Roo (5,103 Wd/m²) y Yucatán (5,293 Wd/m²).

Si bien conocer las zonas con mayor intensidad de irradiación solar superficial es el criterio más importante para identificar áreas propicias para proyectos de energía solar fotovoltaica, no es el único como se evidencio en este proyecto doctoral. En algunas zonas, este criterio podría no ser el más relevante. Por ejemplo, en México existen áreas donde el uso y cobertura de suelo es el criterio más importante, dado que hay numerosas áreas naturales protegidas, arqueológicas o humedales, lo que las convierte en zonas restringidas (Tabla 43). Para este proyecto doctoral, se calculó que en México, el 17.64 % del territorio es restringido, dejando el 82.36 % como área viable para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, lo que representa 1,617,796 km² (Figura 53). Al tomar en cuenta otros criterios y restricciones (Tabla 18), se pudo evaluar condiciones climáticas, topográficas, ambientales, técnicas y económicas presentes en la zona de estudio, lo que proporcionó resultados más cercanos a la realidad. Esto se evidencia en la Tabla 47, donde se demuestra que las centrales solares con mayor capacidad instalada en México (Figura 10) se encuentran en zonas donde la categoría de idoneidad para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica es alta y moderada (Figura 54).

La identificación de zonas para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en México, a través de AHP - GIS, condujo a la definición de dos alternativas: una sustentable y otra no sustentable. Se observó que solo 341,587 km² experimentaron una reclasificación de categoría, lo que puede traducirse en la preservación de áreas de selva, bosque, manglar, campos agrícolas, entre otros. Este hecho resalta la posibilidad de hacer que un proyecto fotovoltaico sea aún más sustentable al considerar el uso y cobertura del suelo. La alternativa sustentable indicó que los estados con mayor idoneidad son Sonora (38,543 km²), Guerrero (34,725 km²) y Oaxaca (33,845 km²), considerando las categorías de muy alta y alta idoneidad. En contraste, los estados con menor idoneidad son Veracruz (20,817 km²), Quintana Roo (18,646 km²) y Coahuila (12,976 km²), considerando las categorías de muy baja y baja idoneidad. Estos resultados contrastan con los obtenidos al analizar únicamente el criterio de irradiación solar superficial y, al mismo tiempo, proporcionan información valiosa para mejorar la logística y reducir los costos de inversión de los proyectos fotovoltaicos a gran escala.

Otro factor crucial en la planificación de proyectos fotovoltaicos es determinar cuál tecnología de paneles solares es la más adecuada, por lo que se desarrolló un mapa de idoneidad para las tecnologías fotovoltaicas comerciales en México, considerando la temperatura, la irradiancia solar superficial y el índice de nubosidad. Este mapa de idoneidad de tecnologías fotovoltaicas (Figura 58), establece a CdTe y CIGS como las tecnologías más adecuadas para estados alrededor del Golfo de Cortés y algunas áreas del centro y norte de México, caracterizadas por altas temperaturas e irradiancia superficial, junto con bajos valores de índice de nubosidad. En contraste, las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino comparten patrones espaciales similares, distribuyéndose en los estados cercanos al Golfo de México, donde la temperatura e irradiancia superficial son bajas y el índice de nubosidad es alto. El silicio amorfo presenta un patrón de distribución versátil en México, siendo adecuado para una amplia gama de condiciones climáticas, desde Yucatán hasta Baja California.

En términos generales, las tecnologías más recomendadas son CIGS y silicio amorfo, cubriendo el 40.14 % y 30.45 % del área total de México, respectivamente. Estas recomendaciones se distribuyen principalmente en áreas con categorías de idoneidad Muy Alta, Alta y Moderada (Tabla 52). Por otro lado, en áreas donde la idoneidad es Baja y Muy Baja, se sugieren tecnologías de silicio monocristalino y policristalino. Una aplicación adicional es que los mapas de recomendación tecnológica pudrían ser utilizarlos como un criterio para la ubicación de plantas especializadas de reciclaje según el material fotovoltaico recomendado. Esto contribuiría a reducir los costos asociados al transporte de materiales. Por ejemplo, el mapa de idoneidad tecnológica indica que el estado de Sonora es ideal para CdTe, mientras que en los estados de la península de Yucatán se recomienda preferentemente tecnologías de silicio monocristalino y policristalino. Esto resalta la necesidad de plantas de reciclaje con diferentes procesos, lo que podría optimizar recursos y minimizar los impactos ambientales asociados con el transporte de materiales a larga distancia. No obstante, la viabilidad de establecer plantas de reciclaje en ubicaciones específicas dependerá de factores como la infraestructura disponible, las regulaciones locales y la demanda de reciclaje en la región.

Al igual que diversos autores (Tablas 6, 17 y 44), creemos que los mapas de idoneidad son herramientas útiles para que los responsables de la toma de decisiones en el ámbito gubernamental y empresarial aborden de manera más informada la elección de ubicación para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala. No obstante, para proyectos fotovoltaicos más locales, como instalaciones en el hogar, se sugiere tener en cuenta

criterios y restricciones locales que no hayan sido considerados a nivel regional. Además, los mapas y datos presentados en los resultados de este proyecto doctoral facilitarán la homologación de criterios y buenas prácticas al considerar el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en el territorio nacional. Es importante señalar que el valor de las tierras también se verá afectado, por lo que será necesario revisar la legislación del uso del suelo para evitar la expropiación de tierras y para incorporar nuevos conceptos en el uso del suelo con objetivos múltiples, como los campos agrovoltaicos.

Para finalizar podemos mencionar que al generar productos que varían espacial y temporalmente, se recomienda actualizar las geobases de datos diariamente y los mapas de idoneidad anualmente. Esto permitirá observar si los patrones espaciales han cambiado debido a la aceleración del cambio climático. Además, se sugiere fortalecer estos estudios incorporando más variables climáticas y considerando factores adicionales como los costos asociados a los paneles solares y las líneas de transmisión eléctrica. El objetivo es avanzar hacia una red eléctrica inteligente que contribuya al cumplimiento de los objetivos establecidos por las diferentes agendas gubernamentales en un nuevo modelo energético nacional.

Referencias

- Abal, G., & Durañona, V. (2013). *Manual Técnico de Energía Solar Térmica. Volumen I: Fundamentos*. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- Ahmad, M. J., & Tiwari, G. N. (2011). Solar radiation models—A review. *International Journal of Energy Research*, 35(4), 271–290. <https://doi.org/10.1002/ER.1690>
- Ahmed, E. A., & Adam, M. E.-N. (2013). Estimate of Global Solar Radiation by Using Artificial Neural Network in Qena, Upper Egypt. *Journal of Clean Energy Technologies*. <https://doi.org/10.7763/jocet.2013.v1.35>
- Al Garni, H. Z., & Awasthi, A. (2018). Solar PV Power Plants Site Selection. In I. Yahyaoui (Ed.), *Advances in Renewable Energies and Power Technologies* (pp. 57–75). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812959-3.00002-2>
- Albuisson, M., Lefèvre, M., Wald, L., & Ranchin, T. (2006, November 23). *Map of Averaged Solar Radiation 1990-2004, Centre for Energy and Processes, Ecole des Mines de Paris / Armines / CNRS*. Copyright: Ecole des Mines de Paris / Armines 2006. All rights reserved. <http://geocatalog.webservice-energy.org/geonetwork/srv/eng/catalog.search#/metadata/296d0157-a87c-4cb1-98f5-d3b7c860c39b>
- Ali, S., Taweekun, J., Techato, K., Waewsak, J., & Gyawali, S. (2019). GIS based site suitability assessment for wind and solar farms in Songkhla, Thailand. *Renewable Energy*, 132, 1360–1372. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.035>
- Almanza, R., & López, S. (1975). *RADIACIÓN SOLAR GLOBAL EN LA REPÚBLICA MEXICANA MEDIANTE DATOS DE INSOLACIÓN*. Instituto de Ingeniería UNAM. <https://aplicaciones.iingen.unam.mx/ConsultasSPII/DetallePublicacion.aspx?id=245>
- Angstrom, A. (1924). Solar and terrestrial radiation. Report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 50(210), 121–126. <https://doi.org/10.1002/QJ.49705021008>
- Asakereh, A., Soleymani, M., & Sheikhdavoodi, M. J. (2017). A GIS-based Fuzzy-AHP method for the evaluation of solar farms locations: Case study in Khuzestan province, Iran. *Solar Energy*, 155, 342–353. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.075>
- ASOLMEX. (2022). *Centrales Solares*. Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX). <https://asolmex.org/centrales-solares/>

- Badescu, V., Gueymard, C. A., Cheval, S., Oprea, C., Baci, M., Dumitrescu, A., Iacobescu, F., Milos, I., & Rada, C. (2012). Computing global and diffuse solar hourly irradiation on clear sky. Review and testing of 54 models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1636–1656. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.12.010>
- Balaska, A., Tahri, A., Tahri, F., & Stambouli, A. B. (2017). Performance assessment of five different photovoltaic module technologies under outdoor conditions in Algeria. *Renewable Energy*, 107, 53–60. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.057>
- Blaga, R., & Paulescu, M. (2018). Quantifiers for the solar irradiance variability: A new perspective. *Solar Energy*, 174, 606–616. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.09.034>
- Cámara de Diputados México. (2013). Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAFATERTE). *Diario Oficial de La Federación*. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/laerte/LAERFTE_abro.pdf.
- Castillo Matadamas, H. A., Molina Vazquez, J. C., Moreno Quintanar, G., Fuentes Toledo, A., Ortega Avila, N., Rodríguez González, J. M., Barrón Mancilla, J. A., & Navarrete Gonzalez, J. J. (2017). National Pyranometers comparison of solar thermal labs in Mexico. *Journal of Physics: Conference Series*. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/792/1/012033>
- Cevallos-Sierra, J., & Ramos-Martin, J. (2018). Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1154–1165. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>
- Coruhlu, Y. E., Solgun, N., Baser, V., & Terzi, F. (2022). Revealing the solar energy potential by integration of GIS and AHP in order to compare decisions of the land use on the environmental plans. *Land Use Policy*, 113, 105899. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2021.105899>
- Council, N. R. (2006). *Surface Temperature Reconstructions for the Last 2,000 Years*. The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/11676>
- Cuahutle, M. (2016). *Estimación De Radiación Solar Global a Partir De Imágenes De Satélite*. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- de Jesus Fernandez, A., & Watson, J. (2022). Mexico's renewable energy innovation system: Geothermal and solar photovoltaics case study. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 43, 200–219. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eist.2022.04.004>
- Diabaté, L., Moussu, G., & Wald, L. (1989). Description of an operational tool for determining global solar radiation at ground using geostationary satellite images. *Solar Energy*, 42(3), 201–207. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0038-092X\(89\)90012-1](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0038-092X(89)90012-1)

- Elboshy, B., Alwetaishi, M., M. H. Aly, R., & Zalhaf, A. S. (2022). A suitability mapping for the PV solar farms in Egypt based on GIS-AHP to optimize multi-criteria feasibility. *Ain Shams Engineering Journal*, 13(3), 101618. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.asej.2021.10.013>
- Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. (2018). Is renewable energy a cost-effective mitigation resource? An application to the Spanish electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 902–914. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.065>
- Estrada-Cajigal, V. (2008). *Fuentes de información de datos de Radiación Solar*. https://www.ier.unam.mx/~ipf/pub/5.%20Fuentes_de_informacion_V.%20Estrada.pdf
- Estrada-Cajigal, V., & Almanza-Salgado, R. (2005). Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, en la República Mexicana. In *Irradiaciones global, directa*. <https://aplicaciones.iingen.unam.mx/ConsultasSPII/DetallePublicacion.aspx?id=644>
- Fröhlich, C. (2000). Observations of irradiance variations. *Space Science Reviews*, 94(1–2), 15–24. <https://doi.org/10.1023/A:1026765712084>
- Fröhlich, C. (2006). Solar irradiance variability since 1978: Revision of the PMOD composite during solar cycle 21. *Space Science Reviews*, 125(1–4), 53–65. <https://doi.org/10.1007/S11214-006-9046-5>
- Fröhlich, C. (2012). Total Solar Irradiance Observations. *Surveys in Geophysics*, 33(3–4), 453–473. <https://doi.org/10.1007/S10712-011-9168-5>
- Fröhlich, C., & Lean, J. (2004). Solar radiative output and its variability: Evidence and mechanisms. *Astronomy and Astrophysics Review*, 12(4), 273–320. <https://doi.org/10.1007/S00159-004-0024-1>
- Galindo, I., Castro, S., & Valdes, M. (1991). Satellite derived solar irradiance over Mexico. *Atmosfera*, 4(3).
- Gallardo, R. P., Ríos, A. M., & Ramírez, J. S. (2020). Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico. *Journal of Cleaner Production*, 268, 122323. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122323>
- García, E., & CONABIO. (1998). *Climas, escala 1:1000000. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO)*. <http://geoportal.conabio.gob.mx/metadatos/doc/html/clima1mgw.html>
- Gay-García, C., & Rueda-Abad, J. C. (2015). *Reporte Mexicano de Cambio Climático. Grupo I Bases Científicas. Modelos y Modelación*. <https://www.pincc.unam.mx/wp-content/uploads/2021/06/reporte-mexicano-cambio-climatico-vol-1.pdf>

- Geiger, B., Meurey, C., Lajas, D., Franchistéguy, L., Carrer, D., & Roujean, J. L. (2008). Near real-time provision of downwelling shortwave radiation estimates derived from satellite observations. *Meteorological Applications*. <https://doi.org/10.1002/met.84>
- Geisz, J. F., France, R. M., Schulte, K. L., Steiner, M. A., Norman, A. G., Guthrey, H. L., Young, M. R., Song, T., & Moriarty, T. (2020). Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. *Nature Energy*, 5(4). <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0598-5>
- Goodman, S. J. (2020). GOES-R Series Introduction. *The GOES-R Series: A New Generation of Geostationary Environmental Satellites*, 1–3. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814327-8.00001-9>
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Hinken, D., Rauer, M., & Hao, X. (2022). Solar cell efficiency tables (Version 60). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 30(7), 687–701. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/pip.3595>
- Guerrero-Lemus, R., Vega, R., Kim, T., Kimm, A., & Shephard, L. E. (2016). Bifacial solar photovoltaics - A technology review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 60). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041>
- Guevara, M., & Arroyo-Cruz, C. E. (2016, May 31). *Modelo digital de elevaciones resolución 1km, Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO)*. <http://geoportal.conabio.gob.mx/metadatos/doc/html/demgw.html>
- Gutiérrez-Trashorras, A. J., Villicaña-Ortiz, E., Álvarez-Álvarez, E., González-Caballín, J. M., Xiberta-Bernat, J., & Suarez-López, M. J. (2018). Attenuation processes of solar radiation. Application to the quantification of direct and diffuse solar irradiances on horizontal surfaces in Mexico by means of an overall atmospheric transmittance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 93–106. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.07.042>
- Haddad, B., Díaz-Cuevas, P., Ferreira, P., Djebli, A., & Pérez, J. P. (2021). Mapping concentrated solar power site suitability in Algeria. *Renewable Energy*, 168, 838–853. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.081>
- Hall, A. E. (2000). Crop responses to environment. In *Crop Responses to Environment*. <https://doi.org/10.1201/9781420041088>
- Hernández-Hernández, E., Tejeda-Martínez, A., & Reyes, S. (1991). *Atlas solar de la República Mexicana*. Universidad de Colima y Universidad Veracruzana. <https://libros.uv.mx/index.php/UV/catalog/book/TU035>

- Hidalgo Gallardo, A., Hidalgo Gallardo, R. L., Sánchez Torres, Y., & Leal López, Á. J. (2017). Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el período 2020-2030 – México. *Boletín Científico de Las Ciencias Económico Administrativas Del ICEA*, 5(9). <https://doi.org/10.29057/icea.v5i9.2126>
- Huang, G., Li, Z., Li, X., Liang, S., Yang, K., Wang, D., & Zhang, Y. (2019). Estimating surface solar irradiance from satellites: Past, present, and future perspectives. *Remote Sensing of Environment*, 233(July), 111371. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2019.111371>
- Hulscher, W., & Fraenkel, P. (1994). *The power guide: an international catalogue of small-scale energy equipment*. 2. ed. 280.
- IFC - WBG. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. A Project Developer's Guide*. <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/utility-scale-solar-photovoltaic-power-plants-project-developer-s-guide>
- Imbrie, J., Boyle, E. A., Clemens, S. C., Duffy, A., Howard, W. R., Kukla, G., Kutzbach, J., Martinson, D. G., McIntyre, A., Mix, A. C., Molfino, B., Morley, J. J., Peterson, L. C., Pisias, N. G., Prell, W. L., Raymo, M. E., Shackleton, N. J., & Toggweiler, J. R. (1992). On the Structure and Origin of Major Glaciation Cycles 1. Linear Responses to Milankovitch Forcing. *Paleoceanography*, 7(6), 701–738. <https://doi.org/10.1029/92PA02253>
- INEGI. (2020). *Censo de Población y Vivienda, 2020*. <https://censo2020.mx/>
- INEGI. (2021a). *Red Nacional de Caminos RNC, 2021*. <https://www.inegi.org.mx/app/biblioteca/ficha.html?upc=889463842798>
- INEGI. (2021b). *Uso del suelo y vegetación, escala 1:250000, serie VII (continuo nacional), Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO)*. <http://geoportal.conabio.gob.mx/metadatos/doc/html/usv250s7gw.html>
- Ineichen, P., & Perez, R. (2002). A new airmass independent formulation for the linke turbidity coefficient. *Solar Energy*, 73(3). [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(02\)00045-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(02)00045-2)
- IRENA. (2020). *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Perspectivas mundiales de las energías renovables: transformación energética de aquí a 2050)*, Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-238-3 (Edición: 2020; original en Inglés). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_2020_findings_ES.pdf?la=en&hash=C383FC272E58FC08AF6D9F43CBC282C6C62E7930
- IRENA. (2021). *Renewable capacity statistics 2021*. <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>

- IRENA. (2022a). *Country Profiles*. International Renewable Energy Agency (IRENA). <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Renewable-Energy-Balances/Country-Profiles>
- IRENA. (2022b). *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-452-3. <https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- IRENA. (2022c, July). *Statistics Time Series*. International Renewable Energy Agency (IRENA). <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- IRENA & ILO. (2022). *Renewable energy and jobs: Annual review 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva. ISBN: 978-92-9260-364-9. <https://www.irena.org/publications/2022/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2022>
- Jeevananda Reddy, S. (1971). An empirical method for the estimation of total solar radiation. *Solar Energy*, 13(2), 289–290. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(71\)90010-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(71)90010-7)
- Jelle, B. P., & Breivik, C. (2012). State-of-the-art building integrated photovoltaics. *Energy Procedia*, 20. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.03.009>
- Jiménez Olarte, D. (2010). *Estudio y caracterización de paneles fotovoltaicos contruuidos con celdas solares de silicio monocristalino, policristalino y amorfo y películas delgadas policristalinas*. Instituto Politécnico Nacional (IPN).
- Justus, C. G., Paris, M. V., & Tarpley, J. D. (1986). Satellite-measured insolation in the United States, Mexico, and South America. *Remote Sensing of Environment*, 20(1), 57–83. [https://doi.org/10.1016/0034-4257\(86\)90014-3](https://doi.org/10.1016/0034-4257(86)90014-3)
- Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K. H. (2018). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(October 2017), 894–900. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.094>
- Kalogirou, S. A. (2014). Environmental Characteristics. *Solar Energy Engineering*, 51–123. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397270-5.00002-9>
- Kannan, N., & Vakeesan, D. (2016). Solar energy for future world: - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1092–1105. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>
- Laszlo, I., & Kim, H.-Y. (2018). *GOES-R Advanced Baseline Imager (ABI) Algorithm Theoretical Basis Document For Downward Shortwave Radiation (Surface), and Reflected Shortwave Radiation (TOA)*. AWG Radiation Budget Application Team. NOAA/NESDIS/STAR and

- IMSG. https://www.star.nesdis.noaa.gov/goesr/documents/ATBDs/Baseline/ATBD_GOES-R_Shortwave%20Radiation_3.1_Nov2018.pdf
- Laszlo, I., Liu, H., Kim, H. Y., & Pinker, R. T. (2020). Shortwave Radiation from ABI on the GOES-R Series. *The GOES-R Series: A New Generation of Geostationary Environmental Satellites*, 179–191. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814327-8.00015-9>
- Lefèvre, M., Wald, L., & Diabaté, L. (2007). Using reduced data sets ISCCP-B2 from the Meteosat satellites to assess surface solar irradiance. *Solar Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.03.008>
- Leśny, J., Panfil, M., & Urbaniak, M. (2018). Influence of irradiance and irradiation on characteristic parameters for a solar air collector prototype. *Solar Energy*, 164, 224–230. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.02.047>
- Liang, S., Wang, D., He, T., & Yu, Y. (2019). Remote sensing of earth's energy budget: synthesis and review. *Https://Doi.Org/10.1080/17538947.2019.1597189*, 12(7), 737–780. <https://doi.org/10.1080/17538947.2019.1597189>
- Liu, B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1–19. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)
- Losos, D. (2021). *Beginner's Guide to GOES-R Series Data. How to acquire, analyze, and visualize GOES-R Series data.* https://www.goes-r.gov/downloads/resources/documents/Beginners_Guide_to_GOES-R_Series_Data.pdf
- Manpreet, S., & Congressional Research Service. (2022). *U.S. Solar Photovoltaic Manufacturing.* <https://sgp.fas.org/crs/misc/R47093.pdf>
- Mavi, H. S., & Tupper, G. J. (2004). Agrometeorology. Principles and Application of Climate Studies in Agriculture. *Experimental Agriculture*, 364. <https://doi.org/10.1017/s0014479704212613>
- Medina, B. M. Á. (2014). *Validación de datos solarimétricos para evaluación de recurso solar en la República Mexicana.* Instituto Politécnico Nacional (IPN), Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (ESIA), Unidad Ticomán .
- Mendoza-Ponce, A. V, Corona-Núñez, R. O., Kraxner, F., & Estrada, F. (2020). Spatial prioritization for biodiversity conservation in a megadiverse country. *Anthropocene*, 32, 100267. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ancene.2020.100267>
- Miranda-Jiménez, R. (2016). *Reducción atmosférica de la radiación solar en la Península de Baja California* [Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE)]. <https://cicese.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1007/580>

- Mohajeri, N., Gudmundsson, A., Kunckler, T., Upadhyay, G., Assouline, D., Kämpf, J. H., & Scartezzini, J. L. (2019). A solar-based sustainable urban design: The effects of city-scale street-canyon geometry on solar access in Geneva, Switzerland. *Applied Energy*, 240(February), 173–190. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.014>
- Mohamed, S. A. (2020). Application of geo-spatial Analytical Hierarchy Process and multi-criteria analysis for site suitability of the desalination solar stations in Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, 164, 103767. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103767>
- Mohanty, S., Patra, P. K., & Sahoo, S. S. (2016). Prediction and application of solar radiation with soft computing over traditional and conventional approach - A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 778–796. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.078>
- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., & Cremer, R. (2015). Digging the METEOSAT Treasure—3 Decades of Solar Surface Radiation. *Remote Sensing*, 7(6), 8067–8101. <https://doi.org/10.3390/rs70608067>
- Munari Probst, M. C., & Roecker, C. (2019). Criteria and policies to master the visual impact of solar systems in urban environments: The LESO-QSV method. *Solar Energy*, 184(April 2019), 672–687. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.031>
- NOAA. (2023a). *Registry of Open Data on AWS, NOAA Geoestationary Operational Enviromental Satellites (GOES) 16, 17 & 18*. <https://registry.opendata.aws/noaa-goes/>
- NOAA. (2023b, May 17). *Advanced Baseline Imager (ABI) Scan Modes*. https://www.star.nesdis.noaa.gov/atmospheric-composition-training/satellite_data_abi_scan_modes.php
- Noorollahi, E., Fadai, D., Akbarpour Shirazi, M., & Ghodsipour, S. H. (2016). Land Suitability Analysis for Solar Farms Exploitation Using GIS and Fuzzy Analytic Hierarchy Process (FAHP)—A Case Study of Iran. *Energies*, 9(8). <https://doi.org/10.3390/en9080643>
- Noorollahi, Y., Ghenaatpisheh Senani, A., Fadaei, A., Simaee, M., & Moltames, R. (2022). A framework for GIS-based site selection and technical potential evaluation of PV solar farm using Fuzzy-Boolean logic and AHP multi-criteria decision-making approach. *Renewable Energy*, 186, 89–104. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.124>
- Norris, A. L., & Kunz, T. H. (2012). Effects of Solar Radiation on Animal Thermoregulation. In *Solar Radiation* (pp. 1995–220). InTech. <https://doi.org/10.5772/34771>
- Oloo, F., Olang, L., & Strobl, J. (2015). Spatial modelling of solar energy potential in Kenya. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 6, 17–30. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2015.6.3>

- Organización Meteorológica Mundial (OMM). (2010a). *Guía de Instrumentos y Métodos de Observación Meteorológicos* (OMM–Nº 8).
https://web.directemar.cl/met/jturno/documentos/wmo_8-2014_es.pdf
- Organización Meteorológica Mundial (OMM). (2010b). *Guía del Sistema Mundial de Observación* (OMM–Nº 488).
<https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/Libros2011/CD001218.pdf>
- Organización Meteorológica Mundial (OMM). (2010c). *Manual del Sistema Mundial de Observación* (OMM–Nº 544).
- Pascual-Ramírez, R., López-Quiroz, M., Chablé-Pech, L. A., Loranca-Domínguez, Y., Ledesma-Ledesma, J. I., Zavala-Fajardo, A. G., & Martínez-Malgarejo, A. E. (2020). *Reporte del Clima en México*.
<https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Diagn%C3%B3stico%20Atmosf%C3%A9rico/Reporte%20del%20Clima%20en%20M%C3%A9xico/RC-Enero20.pdf>
- Perez, R., Ineichen, P., Moore, K., Kmiecik, M., Chain, C., George, R., & Vignola, F. (2002). A new operational model for satellite-derived irradiances: Description and validation. *Solar Energy*, 73(5). [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(02\)00122-6](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(02)00122-6)
- Perez, R., Schlemmer, J., Kankiewicz, A., Dise, J., Tadese, A., & Hoff, T. (2017). Detecting Calibration Drift at Ground Truth Stations A Demonstration of Satellite Irradiance Models' Accuracy. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 1104–1109.
<https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366469>
- Petit, J. R., Jouzel, J., Raynaud, D., Barkov, N. I., Barnola, J. M., Basile, I., Bender, M., Chappellaz, J., Davis, M., Delaygue, G., Delmotte, M., Kotiyakov, V. M., Legrand, M., Lipenkov, V. Y., Lorius, C., Pépin, L., Ritz, C., Saltzman, E., & Stievenard, M. (1999). Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica. *Nature*, 399(6735), 429–436. <https://doi.org/10.1038/20859>
- Pinker, R. T., & Laszlo, I. (1992). Modeling surface solar irradiance for satellite applications on a global scale. *Journal of Applied Meteorology*. [https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1992\)031<0194:MSSIFS>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1992)031<0194:MSSIFS>2.0.CO;2)
- PMOD/WRC. (2022). *TSI Composite. Solar Constant: Construction of a Composite Total Solar Irradiance (TSI) Time-Series from 1978 to the Present. Physikalisch-Meteorologisches Observatorium Davos and World Radiation Center (PMOD/WRC)*.
<https://www.pmodwrc.ch/en/research-development/solar-physics/tsi-composite/>

- Posselt, R., Mueller, R. W., Stöckli, R., & Trentmann, J. (2012). Remote sensing of solar surface radiation for climate monitoring - the CM-SAF retrieval in international comparison. *Remote Sensing of Environment*. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2011.11.016>
- Presidencia de la República. (2022). *Cuarto Informe de Gobierno 2021 - 2022, Gobierno de México*. <https://lopezobrador.org.mx/cuarto-informe-de-gobierno/>
- Qin, J., Chen, Z., Yang, K., Liang, S., & Tang, W. (2011). Estimation of monthly-mean daily global solar radiation based on MODIS and TRMM products. *Applied Energy*, 88(7), 2480–2489. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2011.01.018>
- Rifkin, J. (2011). La tercera revolución industrial cómo el poder lateral está transformando la energía, la economía y el mundo. In *Paidós estado y sociedad*.
- Rigollier, C., Lefèvre, M., & Wald, L. (2004). The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Solar Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2004.04.017>
- Rios, R., & Duarte, S. (2021). Selection of ideal sites for the development of large-scale solar photovoltaic projects through Analytical Hierarchical Process – Geographic information systems (AHP-GIS) in Peru. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111310. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111310>
- Rosas-Flores, J. A., Zenón-Olvera, E., & Gálvez, D. M. (2019). Potential energy saving in urban and rural households of Mexico with solar photovoltaic systems using geographical information system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116(September), 109412. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109412>
- Rühle, S. (2016). Tabulated values of the Shockley–Queisser limit for single junction solar cells. *Solar Energy*, 130, 139–147. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.015>
- Ruiz, H. S., Sunarso, A., Ibrahim-Bathis, K., Murti, S. A., & Budiarto, I. (2020). GIS-AHP Multi Criteria Decision Analysis for the optimal location of solar energy plants at Indonesia. *Energy Reports*, 6, 3249–3263. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.198>
- Saaty, R. W. (1987). The analytic hierarchy process—what it is and how it is used. *Mathematical Modelling*, 9(3), 161–176. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0270-0255\(87\)90473-8](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0270-0255(87)90473-8)
- Saaty, T. L. (2001). Fundamentals of the Analytic Hierarchy Process. In J. and M. G. A. and P. M. Schmoldt Daniel L. and Kangas (Ed.), *The Analytic Hierarchy Process in Natural Resource and Environmental Decision Making* (pp. 15–35). Springer Netherlands. https://doi.org/10.1007/978-94-015-9799-9_2
- Sánchez Díaz, M. E. (2019). *Estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite usando el método Heliosat 2* [Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)]. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3534033>

- Schmit, T., Gunshor, M., Fu, G., Rink, T., Bah, K., Zhang, W., & Wolf, W. (2012). *GOES-R Advanced Baseline Imager (ABI) Algorithm Theoretical Basis Document For Cloud and Moisture Imagery Product (CMIP)*. NOAA/NESDIS/STAR. <https://www.star.nesdis.noaa.gov/goesr/docs/ATBD/Imagery.pdf>
- Schmit, T. J., & Gunshor, M. M. (2020). ABI Imagery from the GOES-R Series. *The GOES-R Series: A New Generation of Geostationary Environmental Satellites*, 23–34. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814327-8.00004-4>
- Schroedter-Homscheidt, M., Hoyer-Klick, C., Killius, N., Betcke, J., Lefèvre, M., Wald, L., Wey, E., & Saboret, L. (2019). *User Guide to the CAMS Radiation Service (CRS), Status December 2019*.
- SENER. (2022). *Energy Information System. Ministry of Energy. National Energy Balance: Energy Consumption by Category*. Secretaría de Energía (SENER). <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIE2C02>
- Sengupta, M., Habte, A., Stoffel, T., Wilbert, S., & Renné, D. (2017). *Best practices handbook for the collection and use of solar resource data for solar energy applications: Second edition*. www.nrel.gov/publications.
- Sengupta, M., Habte, A., Wilbert, S., Gueymard, C., & Remund, J. (2021). Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition. In *Nrel/Tp-5D00-77635* (Issue April 2021).
- Sengupta, M., Weekley, A., Habte, A., Lopez, A., & Molling, C. (2015). *Validation of the National Solar Radiation Database (NSRDB)(2005-2012)*.
- Shockley, W., & Queisser, H. J. (2004). Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. *Journal of Applied Physics*, 32(3), 510–519. <https://doi.org/10.1063/1.1736034>
- SINA. (2021a). *Humedales. Sistema Nacional de Información del Agua (SINA), CONAGUA*. . <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=sitiosRamsar&ver=mapa&o=0&n=nacional>
- SINA. (2021b). *Tipos de Áreas Naturales Protegidas 2021. Sistema Nacional de Información del Agua (SINA), CONAGUA*. <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=sitiosRamsar&ver=mapa&o=2&n=nacional>
- Singh Doorga, J. R., Rughooputh, S. D. D. V., & Boojhawon, R. (2019). High resolution spatio-temporal modelling of solar photovoltaic potential for tropical islands: Case of Mauritius. *Energy*, 169, 972–987. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.072>

- Smirnov, V., Lambertz, A., Böttler, W., Carius, R., Finger, F., Hüpkes, J., & V. Smirnov, A. Lambertz, W. Böttler, R. Carius, F. F. (2010). Overview of Temperature Coefficients of Different Thin Film Photovoltaic Technologies. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 6-10 September 2010, Valencia, Spain, September, 4248–4252. <https://doi.org/10.4229/25THEUPVSEC2010-4AV.3.83>
- SMN CONAGUA. (2022). *Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS)*. Servicio Meteorológico Nacional (SMN) Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). <https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-ema-s>
- Solargis. (2017). *Mapas de recursos solares y datos GIS para más de 180 países. Mapas de recursos solares de México*. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico>
- Spencer, J. W. (1971). Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, 2(5).
- SSM - UNAM. (2022). *Red Solarimétrica Mexicana*. Servicio Solarimétrico Mexicano (SSM) Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). https://areas.geofisica.unam.mx/solarimetrico/red_solarimetrica.html
- Suh, J., & Brownson, J. R. S. (2016). Solar Farm Suitability Using Geographic Information System Fuzzy Sets and Analytic Hierarchy Processes: Case Study of Ulleung Island, Korea. *Energies*, 9(8). <https://doi.org/10.3390/en9080648>
- Sullivan, P. C. (2020). GOES-R Series Spacecraft and Instruments. *The GOES-R Series: A New Generation of Geostationary Environmental Satellites*, 13–21. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814327-8.00003-2>
- Susten, M. (2019, June 26). *Impact of temperature on PV module performance*. <https://www.mahindrasusten.com/blog/impact-of-temperature-on-pv-module-performance/>
- Tahri, M., Hakdaoui, M., & Maanan, M. (2015). The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and Multi-Criteria Decision-Making methods: Case study in southern Morocco. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1354–1362. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.054>
- Tarpley, J. D. (1979). Estimating incident solar radiation at the surface from geostationary satellite data. *Journal of Applied Meteorology*, 18(9), 1172–1181. [https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1979\)018<1172:EISRAT>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1979)018<1172:EISRAT>2.0.CO;2)
- Tejeda-Martínez, A., & Gómez-Azpeitia. (2015). *Prontuario solar de México*. Universidad de Colima y Universidad Veracruzana.

- Thomson, M. J. (2018). Paleoclimatology. *Encyclopedia of Ecology*, 154–161. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10894-2>
- UW, & CIMSS. (2019, March). *ABI PixelArea 1km GOES East CONUS DefaultMESOs*. University of Wisconsin (UW) and Cooperative Institute for Meteorological Satellite Studies (CIMSS). https://cimss.ssec.wisc.edu/satellite-blog/images/2022/02/ABI_PixelArea_1km_GOES_East_CONUS_DefaultMESOs_Mar2019_Annotations.png
- Uyan, M. (2013). GIS-based solar farms site selection using analytic hierarchy process (AHP) in Karapinar region, Konya/Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 11–17. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.042>
- Valdes-Barrón, M., Riveros-Rosas, D., Arancibia-Bulnes, C. A., & Bonifaz, R. (2014). The Solar Resource Assessment in Mexico: State of the Art. *Energy Procedia*, 57, 1299–1308. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2014.10.120>
- Valenti, J. (2018). *GOES R SERIES PRODUCT DEFINITION AND USERS' GUIDE (PUG)*. NOAA/NESDIS/STAR .
- Villicaña-Ortiz, E., Gutiérrez-Trashorras, A. J., Paredes-Sánchez, J. P., & Xiberta-Bernat, J. (2015). Solar energy potential in the coastal zone of the Gulf of Mexico. *Renewable Energy*, 81, 534–542. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.068>
- Virtuani, A., Pavanello, D., & Friesen, G. (2010). Overview of Temperature Coefficients of Different Thin Film Photovoltaic Technologies. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain*, 4248–4252. <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.83>
- Watson, J. J. W., & Hudson, M. D. (2015). Regional Scale wind farm and solar farm suitability assessment using GIS-assisted multi-criteria evaluation. *Landscape and Urban Planning*, 138, 20–31. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2015.02.001>
- Weber, B., Magaña-López, R., Martínez Cienfuegos, I. G., Durán-García, Ma. D., & Stadlbauer, E. A. (2020). Current status of photovoltaic plants in Mexico – An analysis based on online monitoring. *Energy for Sustainable Development*, 57, 48–56. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.05.003>
- Wild, M. (2009). Global dimming and brightening: A review. In *Journal of Geophysical Research Atmospheres*. <https://doi.org/10.1029/2008JD011470>

- Wild, M., Folini, D., Schär, C., Loeb, N., Dutton, E. G., & König-Langlo, G. (2013). The global energy balance from a surface perspective. *Climate Dynamics*. <https://doi.org/10.1007/s00382-012-1569-8>
- Yang, D. (2021). Validation of the 5-min irradiance from the National Solar Radiation Database (NSRDB). *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 13(1), 016101. <https://doi.org/10.1063/5.0030992>
- Zhao, L., Lee, X., & Liu, S. (2013). Correcting surface solar radiation of two data assimilation systems against FLUXNET observations in North America. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 118(17), 9552–9564. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/jgrd.50697>
- Zheng, H. (2017). Solar Energy Utilization and Its Collection Devices. *Solar Energy Desalination Technology*, 47–171. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805411-6.00002-6>
- Zhuge, X. Y., Zou, X., & Wang, Y. (2017). A Fast Cloud Detection Algorithm Applicable to Monitoring and Nowcasting of Daytime Cloud Systems. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 55(11). <https://doi.org/10.1109/TGRS.2017.2720664>
- Zoghi, M., Houshang Ehsani, A., Sadat, M., javad Amiri, M., & Karimi, S. (2017). Optimization solar site selection by fuzzy logic model and weighted linear combination method in arid and semi-arid region: A case study Isfahan-IRAN. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 986–996. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.014>

Anexos

Anexo 1. Respuesta a la solicitud de información sobre el reporte de calibración de los piranómetros en México, 2013.

**MEDIO AMBIENTE**
RECURSOS NATURALES

**CONAGUA**
COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA

Memorando
BOO.S- 327
Lugar
Ciudad de México
Fecha
14 de diciembre de 2020

Coordinación General del Servicio Meteorológico Nacional

Asunto: Respuesta a solicitud de acceso a la información
Modalidad: Inexistencia de la información

Comité de Transparencia
Presente

Me refiero a la solicitud de acceso a la información ingresada a esta Comisión Nacional del Agua y registrada en la Plataforma Nacional de Transparencia, conforme a lo siguiente:

Folio INFOMEX: 1610100267020
Modalidad preferente de entrega de información: Entrega por Internet en el INFOMEX
Información Solicitada:
"Solicito información referente a las estaciones meteorológicas automáticas (EMAs), específicamente necesito el informe / reporte que se realizó en el 2013, el cual menciona los piranómetros que fueron calibrados en ese año y registran la irradiación global superficial. Este reporte fue realizado en su momento por el Dr. Mauro Valdés Barrón para el Servicio Meteorológico Nacional."

Sobre el particular, me permito informar a dicho Comité que se realizó una búsqueda minuciosa de la información materia de la solicitud en los archivos de esta Unidad Administrativa, por lo que se comunicó que se determinó que en los términos planteados por el solicitante, la misma no fue localizada. Ahora bien, tal y como lo indica el solicitante dicho "informe/reporte", NO fue realizado por personal perteneciente a esta Coordinación General. Así también se informa que la realización del citado instrumento (informe/reporte) no fue solicitada por parte de esta Unidad Administrativa, ya que el mismo fue llevado a cabo a petición de personal ajeno a esta dependencia.

Por lo anterior se sugiere remitir dicha solicitud a la Universidad Nacional Autónoma de México mediante la Plataforma Nacional de Transparencia.



Av. Observatorio 103, del Observatorio, Alameda Miguel Alemán CP 06000 CDMX
Teléfono: (55) 2626 4600 - www.gsfmex.mx



Es importante mencionar que, de conformidad con los diversos Acuerdos publicados en el Diario Oficial de la Federación y, derivado de la situación de contingencia generada por el denominado virus SARS-CoV2 (COVID-19), así como las medidas administrativas, preventivas, de actuación, y extraordinarias para atender la emergencia sanitaria por causa de fuerza mayor generada por el mencionado virus, no es posible la asistencia de la totalidad del personal adscrito a esta Unidad Administrativa, por lo que la búsqueda de documentos pasados conlleva un grado elevado de complejidad.

Lo anterior con fundamento en lo dispuesto por los artículos 141 y 143 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, por lo que se solicita a ese Comité de Transparencia confirmar la inexistencia de la información en los términos planteados por la (el) solicitante.

Sin otro particular, recibe un cordial saludo.

Atentamente



DR. JORGE ZAVALA HIDALGO
COORDINADOR GENERAL

Anexo 2. Centrales solares en México durante 2020 (ASOLMEX, 2022).

Nombre	Estado	Capacidad instalada (MW)	Etapas	Empresa(s) a cargo
Aguascalientes Sur I	Aguascalientes	37	Operando	OPDEnergy
Aldebarán	Zacatecas	15	Operando	REDEN SOLAR
Andalucía II	Coahuila	107	Operando	OPDEnergy
Aura Solar I	Baja California Sur	42	Operando	GAUSS Energía
Aura Solar III	Baja California Sur	32	Operando	GAUSS Energía
Autren / Universidad Autónoma	Aguascalientes	1	Operando	IUSA
Aguascalientes, Campo Sur				
Bluemex Power I	Sonora	110	Operando	EDF Renewables / GRS
BMW	San Luis Potosí	5	Operando	BMW
Cerro Prieto I	Baja California	3	Operando	CFE
Cerro Prieto II	Baja California	150	Planeación	CFE
Cerro Prieto III	Baja California	200	Planeación	CFE
Coppel I	Sonora	1	Operando	SolarScape
Don José	Guanajuato	225	Operando	ENEL
Ecopur	Guanajuato	3	Operando	ECOPUR
El Tlacote	Querétaro	1	Operando	Prosolia Energy
Flextronics I	Chihuahua	2	Operando	Flex LTD
Flextronics II	Jalisco	1	Operando	Flex LTD
Flextronics San Luis	Sonora	2	Operando	Flex LTD
Guanajuato Solar	Guanajuato	60	Operando	X-ELIO
Hermosillo	Sonora	100	Operando	Iberdrola
HP	Jalisco	1	Operando	Hewlett Packard Enterprise
Iusasol Base	Estado de México	1	Operando	IUSA
Iusasol I	Estado de México	18	Operando	IUSA
Iusasol II	Estado de México	N/D	Operando	IUSA
Jalisco I	Jalisco	8	Operando	Fortius Solar

Nombre	Estado	Capacidad instalada (MW)	Etapas	Empresa(s) a cargo
Kaixo	Chihuahua	64	Operando	Energoya / Dominion Energy
La Laguna / Tlahualilo	Durango	35	Operando	GRS / BALAM
La Primera	Yucatán	0.5	Operando	SOLAER
Laguna Huerto Solar	Coahuila	125	Operando	174 Power Global
Las Animas	Durango	65	Operando	EOSOL
Lázaro Cárdenas	Yucatán	38	Construcción	Alter EnerSun
Los Ahumadas	Chihuahua	179	Operando	Ammper / Aljaval / Bester Energy
Los Cuervos	Aguascalientes	200	Construcción	Ammper / EDP Renováveis
Los Santos Solar I	Chihuahua	20	Operando	Buenavista Renewables
Magdalena II	Tlaxcala	220	Operando	ENEL
Oomapas Nogales / Los Alisos	Sonora	1	Operando	Oomapas / COCEF
Orejana	Sonora	162	Operando	Zuma Energía
Parque Solar Coahuila / El Faro	Coahuila	20	Operando	Macquarie Energy
Pima Solar	Sonora	144	Operando	IEnova
Plantronics / Poly	Baja California	1	Operando	3TEK
Potencia I	Aguascalientes	68	Operando	Canadian Solar / BlackRock Infrastructure
Potosí Solar	San Luis Potosí	300	Operando	Fotowatio Renewable Ventures (FRV)
Puerto Libertad	Sonora	454	Operando	Acciona / Tuto Energy
Rancho el 13 / Camargo	Chihuahua	33	Operando	Ammper / Aljaval / Bester Energy
Rumorosa Solar	Baja California	41	Operando	IEnova
Salsipuedes Solar	San Luis Potosí	30	Operando	BALAM
San Ignacio	Yucatán	18	Operando	Jinko Solar
Santa María	Chihuahua	148	Construcción	Zuma Energía
Santa Rosalía /Mulegé	Baja California Sur	1	Operando	CFE

Nombre	Estado	Capacidad instalada (MW)	Etapas	Empresa(s) a cargo
Santiago	San Luis Potosí	170	Operando	Iberdrola
Solar Apaseo	Guanajuato	1	Operando	Granite Chief Solar
Solar Guajiro	Hidalgo	129	Operando	Atlas Renewable Energy
Solem I	Aguascalientes	150	Operando	Alten / Cúbico
Solem II	Aguascalientes	140	Operando	Alten / Cúbico
TAI	Durango	103	Operando	EOSOL
Tepezalá	Aguascalientes	110	Operando	IEEnova
Tepezalá II	Aguascalientes	133	Construcción	TRINA Solar / Aljaval
Torreoncitos	Chihuahua	33	Operando	Ammper / Aljaval / Bester Energy
Trompezón	Aguascalientes	158	Operando	ENGIE México / Aljaval
Tuli Energía	Zacatecas	150	Operando	CEMEX Energía / Pattern Development
Viborillas	Jalisco	130	Operando	Jinko Solar
Villa Ahumada	Chihuahua	150	Operando	ENGIE México
Villanueva	Coahuila	754	Operando	ENEL
Yoreme	Sinaloa	1	Operando	Era Exacta

Sin datos (N/D, por sus siglas en inglés)

Anexo 3. Script en Python para descargar un archivo del producto Rad desde AWS de NOAA.

#Librerías

```
import s3fs
import numpy as np
```

#Generación de credenciales anónimas para acceder a los datos

```
fs = s3fs.S3FileSystem(anon=True)
```

#Selección del archivo de interés

```
file=np.array(fs.ls('name_file')) #El name_file tiene el siguiente formato: noaa-goes16/ABI-L1b-  
RadC/2019/092/18/OR_ABI-L1b-RadC-M6C01_G16_s20190921801191_e20190921803564_c20190921804012.nc
```

#Descarga del archivo

```
fs.get(file[0], file[0].split('/')[-1])
```

Anexo 4. Script en Python para cambiar el formato de la fecha de un archivo netCDF del producto Rad.

#Importar librerías

```
from netCDF4 import Dataset
from astropy.time import TimeDelta, Time
from astropy import units as u
```

#Lectura del archivo NetCDF

```
B = Dataset('Path/Archivo.nc')
```

#Conversión de formato de la fecha

```
utc_time = (Time(2000, format = 'year') + TimeDelta((B['t'][:]) * u.s)).strftime("%Y-%m-%d  
%H:%M:%S")
```

Anexo 5. Script en Python para cambiar la proyección de las coordenadas de un archivo netCDF del producto Rad.

#Librerías

```
from netCDF4 import Dataset
import numpy as np
```

#Lectura del archivo NetCDF

```
B = Dataset('Path/Archivo.nc')
```

#Información de proyección de GOES 16 y recuperación de las constantes relevantes

```
proj_info = B['goes_imager_projection'] #Información de la proyección de los datos
lon_origin = proj_info.longitude_of_projection_origin
hsat = proj_info.perspective_point_height
r_eq = proj_info.semi_major_axis
r_pol = proj_info.semi_minor_axis
H = hsat + r_eq #Ecuación 11
lat_rad_1d = B['x'][:] #Información de X de la malla rectificada de ABI
lon_rad_1d = B['y'][:] #Información de Y de la malla rectificada de ABI
lat_rad,lon_rad = np.meshgrid(lat_rad_1d,lon_rad_1d) #Malla de ángulos radianes
lat_rad,lon_rad = lat_rad[650:,:1350],lon_rad[650:,:1350] #Zona de estudio
lambda_0 = (lon_origin * np.pi) / 180.0 #Ángulo Lambda del punto de origen de la proyección
```

#Cálculo de las variables de la ecuación cuadrática y la geometría

```
a_var = np.power(np.sin(lat_rad), 2.0) + (np.power(np.cos(lat_rad), 2.0) *
(np.power(np.cos(lon_rad), 2.0) + (((r_eq * r_eq) / (r_pol * r_pol)) * np.power(np.sin(lon_rad),
2.0)))) #Ecuación 16
b_var = -2.0 * H * np.cos(lat_rad) * np.cos(lon_rad) #Ecuación 17
c_var = (H**2.0) - (r_eq**2.0) #Ecuación 18
r_s = (-1.0 * b_var - np.sqrt((b_var**2) - 4.0 * a_var * c_var)) / (2.0 * a_var) #Ecuación 15
s_x = r_s * np.cos(lat_rad) * np.cos(lon_rad) #Ecuación 12
s_y = -r_s * np.sin(lat_rad) #Ecuación 13
s_z = r_s * np.cos(lat_rad) * np.sin(lon_rad) #Ecuación 14
```

#Latitud y longitud geodésica GRS80

```
lat = ((180.0 / np.pi) * (np.arctan(((r_eq * r_eq) / (r_pol * r_pol)) * ((s_z / np.sqrt(((H - s_x) * (H -
s_x)) + (s_y * s_y)))))) #Ecuación 9
lon = ((lambda_0 - np.arctan(s_y / (H - s_x))) * (180.0 / np.pi)) #Ecuación 10
```

Anexo 6. Script en Python para calcular la reflectancia de un archivo del producto Rad.

#Librerías

```
from netCDF4 import Dataset
import numpy as np
```

#Lectura del archivo NetCDF

```
B = Dataset('Path/Archivo.nc')
```

#Reflectancia

```
R = (B['Rad'][:] * np.pi * (B['earth_sun_distance_anomaly_in_AU']**2) / B['esun'][:])
```

Anexo 7. Script en Python para homogeneizar el tamaño de las matrices de los canales 01 y 02 con respecto al canal 06.

#Librerías

```
from netCDF4 import Dataset
import numpy as np
```

#Lectura de archivos NetCDF

```
B01 = Dataset('Path/Archivo.nc')
B02 = Dataset('Path/Archivo.nc')
B06 = Dataset('Path/Archivo.nc')
```

#Función Rebin

```
def rebin(a, shape):
    sh = shape[0], a.shape[0]//shape[0], shape[1], a.shape[1]//shape[1]
    return a.reshape(sh).mean(-1).mean(1)
```

#Extracción de las matrices de datos de la variable

```
B01 = B01['Rad'][:]
B02 = B02['Rad'][:]
B06 = B06['Rad'][:]
```

#Cambio del tamaño

```
YB6, XB6 = B06.shape
B01 = rebin (B01, [YB6, XB6])
B02 = rebin (B02, [YB6, XB6])
```

Anexo 8. Script en Python para calcular la muestra mínima representativa, la estadística descriptiva, medidas de asimetría, pruebas de normalidad y graficas de distribución de los datos de una muestra. En este script se realiza el cálculo para el producto DSR.

#Librerías

```
import fnmatch, os
import pandas as pd
import fnmatch, os, cv2, random
import numpy as np
import pandas as pd
from numpy import load
from matplotlib import pyplot as plt
from scipy.stats import kurtosis
from scipy.stats import skew
from scipy.stats import sem
from scipy.stats import shapiro
from scipy.stats import normaltest
from scipy.stats import kstest
from scipy.stats import jarque_bera
import seaborn as sns
from scipy.stats import skewnorm
```

#Establecimiento de las variables

```
TDSR = sorted(fnmatch.filter(os.listdir('Path'), '*.npz'))
NNC = len(TDSR) #Tamaño de población archivos del 2020
TNC = 17 * 366 #Población ideal, horas del día x días en el año
PNC = (NNC / TNC) * 100 #Porcentaje de la población de archivos con respecto a la población total ideal
Z = 2.575 #Valor Z de acuerdo con el nivel de confianza
E = 0.05 #Error
```

#Ecuación de la muestra mínima representativa

```
nNC = (NNC * (Z**2) * 0.5 * 0.5) / ((E**2) * (NNC - 1) + (Z**2) * 0.5 * 0.5)
P_nNC = (nNC / NNC) * 100 #Porcentaje del tamaño de la muestra de los archivos
```

#Creación del archivo Excel con las variables calculadas

```
Titulos = ['Total archivos de DSR', 'Población de archivos de DSR', 'Porcentaje de población (%)',
'Nivel de confianza (%)', 'Valor Z', 'Error (%)', 'Muestra mínima representativa', 'Porcentaje de muestra (%)']
Datos = [TNC, NNC, np.around(PNC, 1), 99, Z, E*100, np.around(nNC), np.around(P_nNC,1)]
DF = pd.DataFrame({'Variable':Titulos, 'Dato':Datos})
DF.to_excel('Path/Name.xlsx', index = False, header=True)
```

#Selección aleatoria de los archivos que componen la muestra mínima representativa

```
nNC = int(np.round(nNC)) * 2
m2020 = random.sample(TDSR, nNC)
```

#Creación de la matriz resultante de la muestra mínima representativa

```
SDSR = np.asarray([[np.nan]*nNC] * 12324) # nNC es 1198 archivos en el año 2020; 12,324 tamaño de la matriz de DSR y 1,147,500 tamaño de la matriz de ROCIS
```

```

for t in range(len(m2020)):
    NCDSR = load(os.path.join('/Volumes/DATA/5_DSR/NPZ_Cut_2020/', m2020[t]),
allow_pickle=True)['arr_0'] #DSR
    SDSR[:,t] = (NCDSR[:,2]).tolist()
SDSR = SDSR.flatten() #Población cruda de la muestra

```

#Eliminación de los valores NaN y de los valores iguales o menores a cero

```

NSDSR = SDSR[~np.isnan(SDSR)]
FSDSR = NSDSR[(np.around(NSDSR)) > 0]

```

#Cálculo de las variables que conforman la estadística descriptiva y medidas de asimetría de la muestra

```

PSDSR = (len(FSDSR) / len(SDSR)) * 100 #Porcentaje de FSDN
Media = np.mean(FSDSR) #Media de los datos
S = np.std(FSDSR) #Desviación estándar
S2 = np.var(FSDSR) #Varianza
Maxi = np.max(FSDSR) #Máximo
Mini = np.min(FSDSR) #Mínimo
StdE = sem(FSDSR) #Error estándar
Sk = skew(FSDSR) #Skewness
Kt = kurtosis(FSDSR) #Kurtosis

```

#Creación del archivo Excel con las variables calculadas de la estadística descriptiva

```

Titulos = ['Población cruda','Población sin datos NaN','Población con valores mayores a
cero','Porcentaje de muestra (%)','Media','Std. Error','Desviación
estandar','Varianza','Máximo','Mínimo','Skewness','Kurtosis']
Datos = [len(SDSR), len(NSDSR),len(FSDSR), np.around(PSDSR,1), np.around(Media), StdE,
np.around(S), np.around(S2), np.around(Maxi), np.around(Mini), Sk, Kt]
DF = pd.DataFrame({'Variable':Titulos, 'Dato':Datos})
DF.to_excel('Path/Name.xlsx', index = False, header=True)

```

#Pruebas de normalidad

```

Est, pvalue = shapiro(FSDSR) #Shapiro-Wilk
k2, pvalue2 = normaltest(FSDSR) #D'Agostino's K-squared test
KST, pvalue3 = kstest(FSDSR, 'norm') #Kolmogorov-Smirnov test
JB, pvalue4 = kstest(FSDSR, 'norm') #Jarque-Bera test

```

#Creación del archivo Excel con las variables calculadas de las pruebas de normalidad

```

Titulos = ['Estadístico, Shapiro','Valor P, Shapiro','Estadístico, K-squared','Valor P, K-
squared','Estadístico, Kolmogorov-Smirnov','Valor P, Kolmogorov-Smirnov','Estadístico, Jarque-
Bera','Valor P, Jarque-Bera']
Datos = [Est, pvalue, k2, pvalue2, KST, pvalue3, JB, pvalue4]
DF = pd.DataFrame({'Variable':Titulos, 'Dato':Datos})
DF.to_excel('Path/Name.xlsx', index = False, header=True)

```

#Gráfica de distribución de los datos de la muestra

```

Muestra = len(FSDSR)
plt.figure(figsize=(8,5), dpi= 200)
sns.distplot(FSDSR, hist=True, kde=True, rug=False, hist_kws={'alpha':1,'edgecolor':'black'},
kde_kws={'lw': 1, 'color':'r'})#rug_kws={'lw': 0.5, 'color': 'r'}
plt.title("Distribución del producto DSR")

```

```
plt.xlabel('Radiación superficial (W/m$^2$)')
plt.xlim([-100, 1400])
plt.ylabel('Densidad')
plt.ylim([0, 0.0030])
plt.grid(True, linestyle = '--', linewidth = 0.2)
plt.savefig('Path/Name.png')
plt.close()
```

Anexo 9. Generación de un archivo SHP a partir de un archivo NPZ de la geobase de datos de ROCIS.

#Librerías

```
import fiona
import pandas as pd
from numpy import load
```

#Archivo NPZ de ROCIS

```
NPZ = load('Path/Name.npz')['arr_0']
```

#Variables del archivo

```
Latitud = NPZ[:,0]
Longitud = NPZ[:,1]
Go = NPZ[:,2] #Radiación solar extraterrestre
Gs = NPZ[:,3] #Radiación de onda corta incidente superficial
```

#Generación del dataframe

```
DF = pd.DataFrame({'Latitud':Latitud, 'Longitud':Longitud, 'Go':Go, 'Gs':Gs})
DF = (DF.dropna()).reset_index(drop=True)
```

#Direccion y nombre del archivo SHP generado

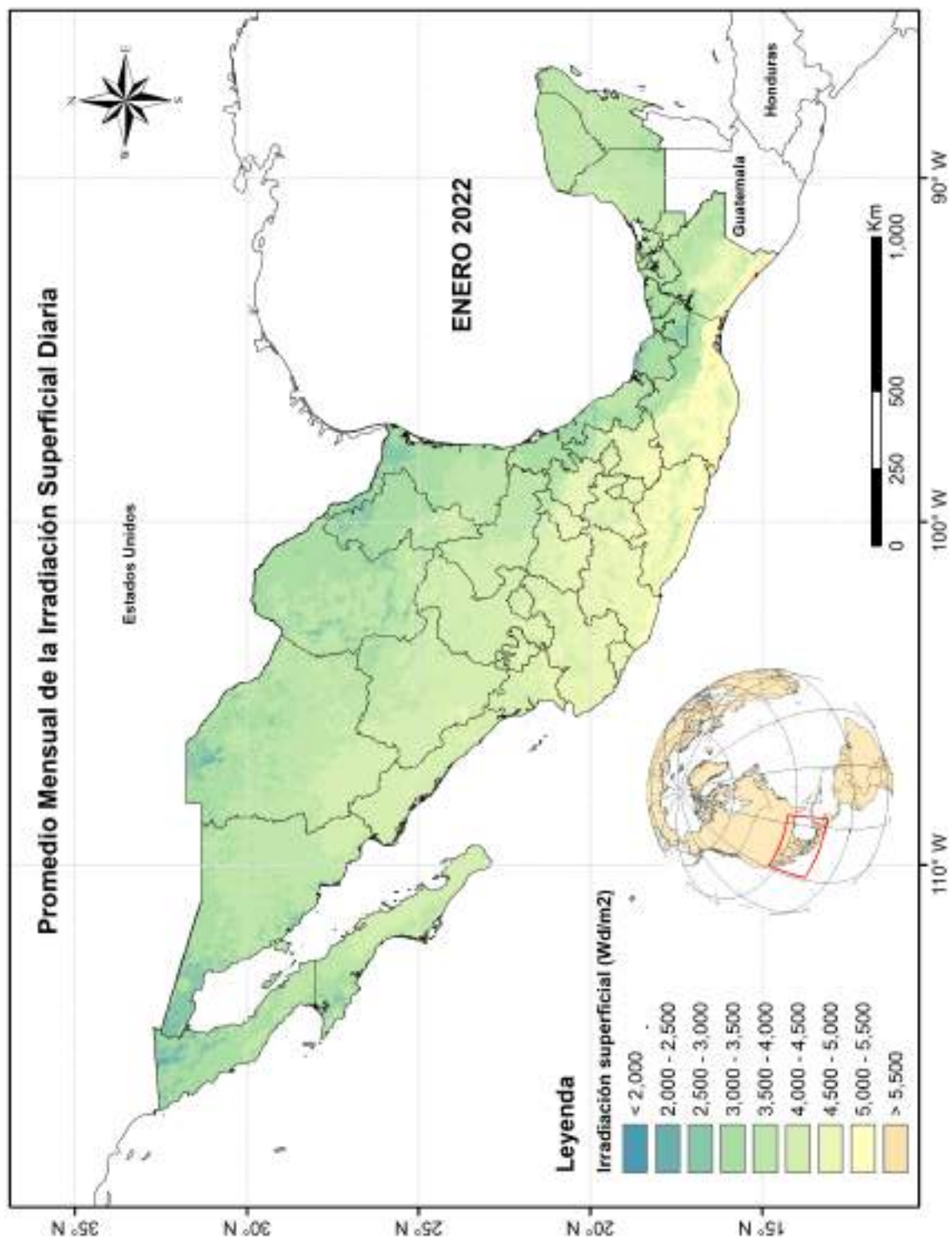
```
Name_SHP = 'Path/Name.shp'
```

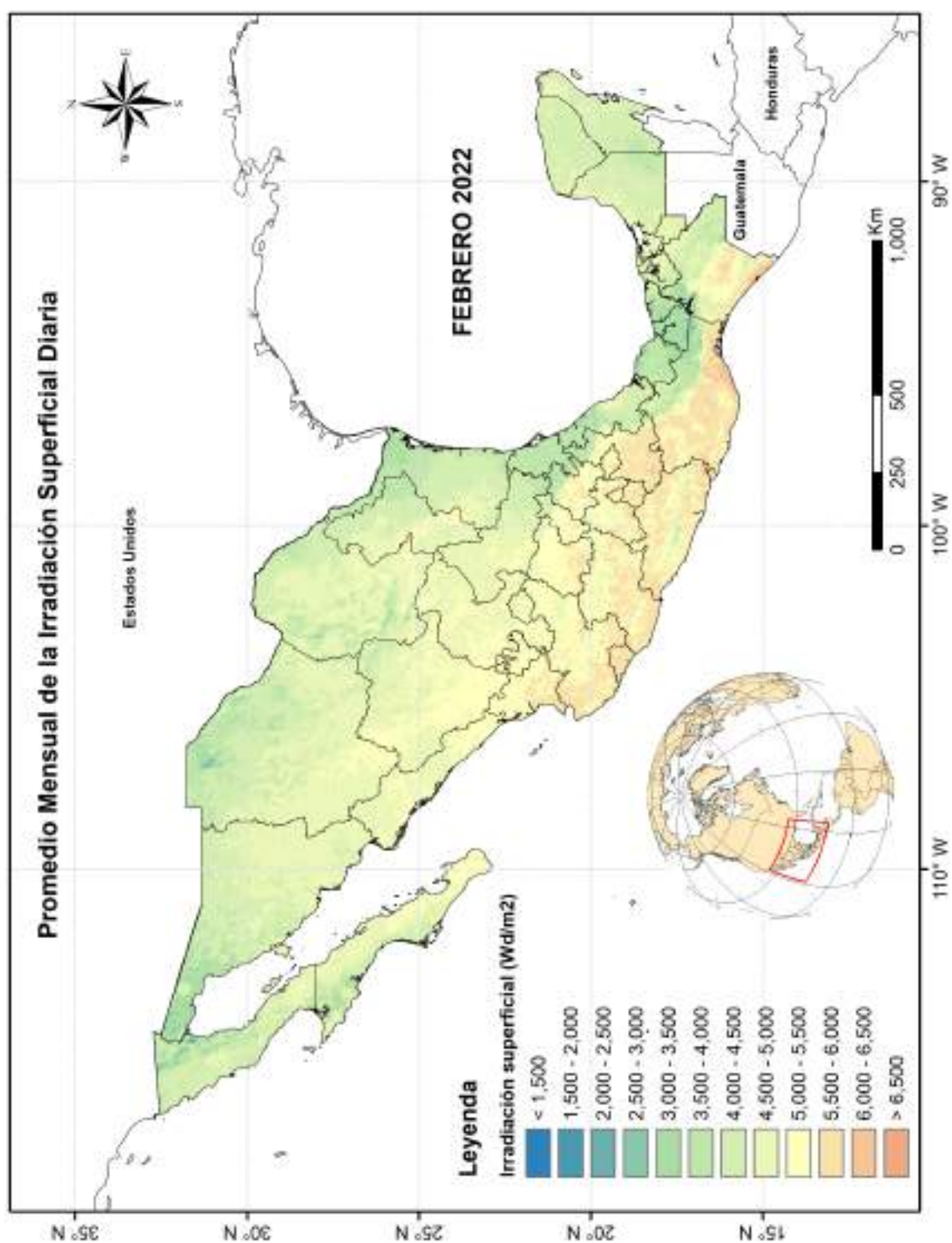
#Generación de la geometría del archivo SHP

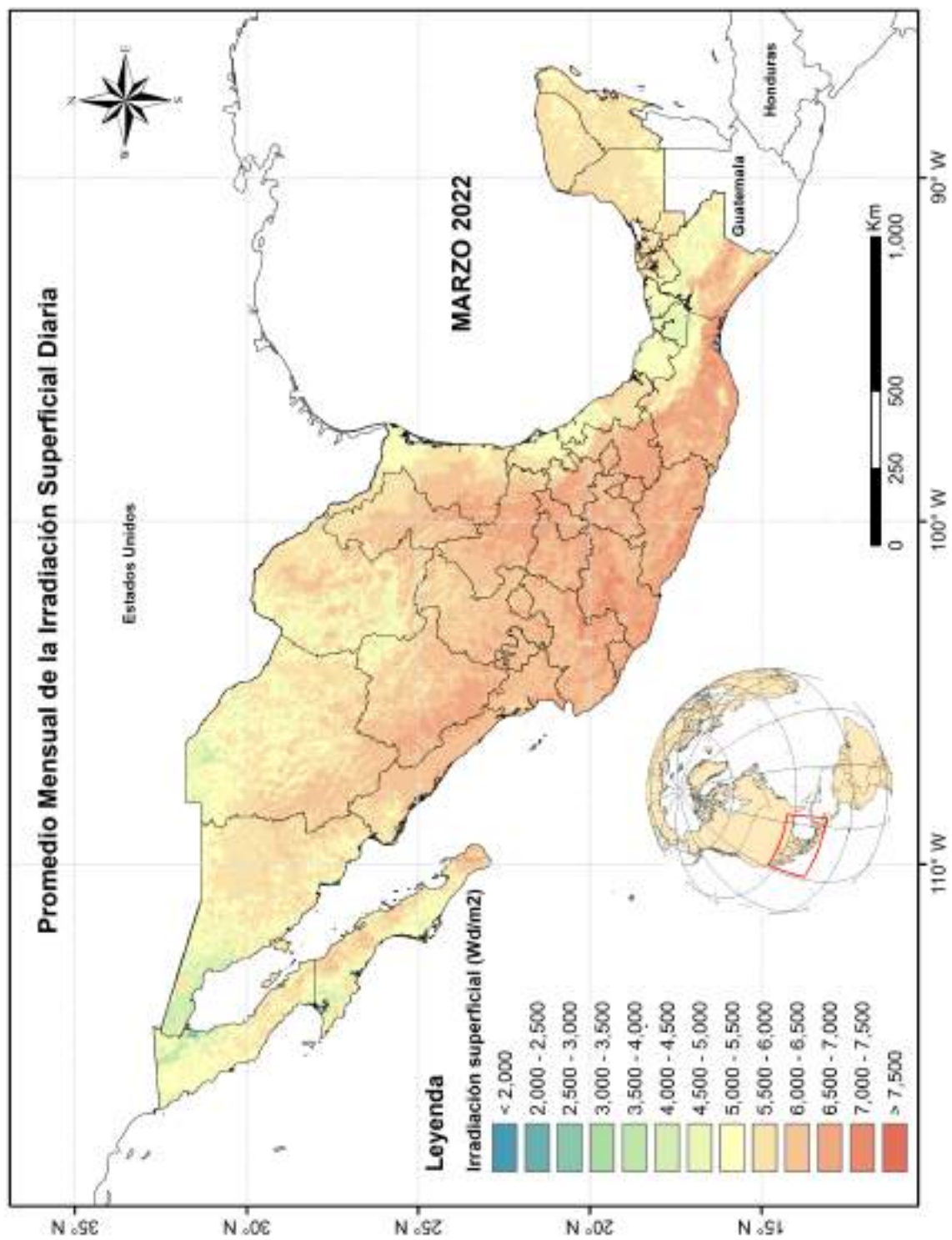
```
schema = {'geometry':'Point', 'properties': [('Go','float'),('Gs','float')]}
shp_point = fiona.open (Name_SHP, mode ='w', driver = 'ESRI Shapefile', schema = schema,
crs='EPSG:4019') #EPSG:4019 es la proyección GRS1980
```

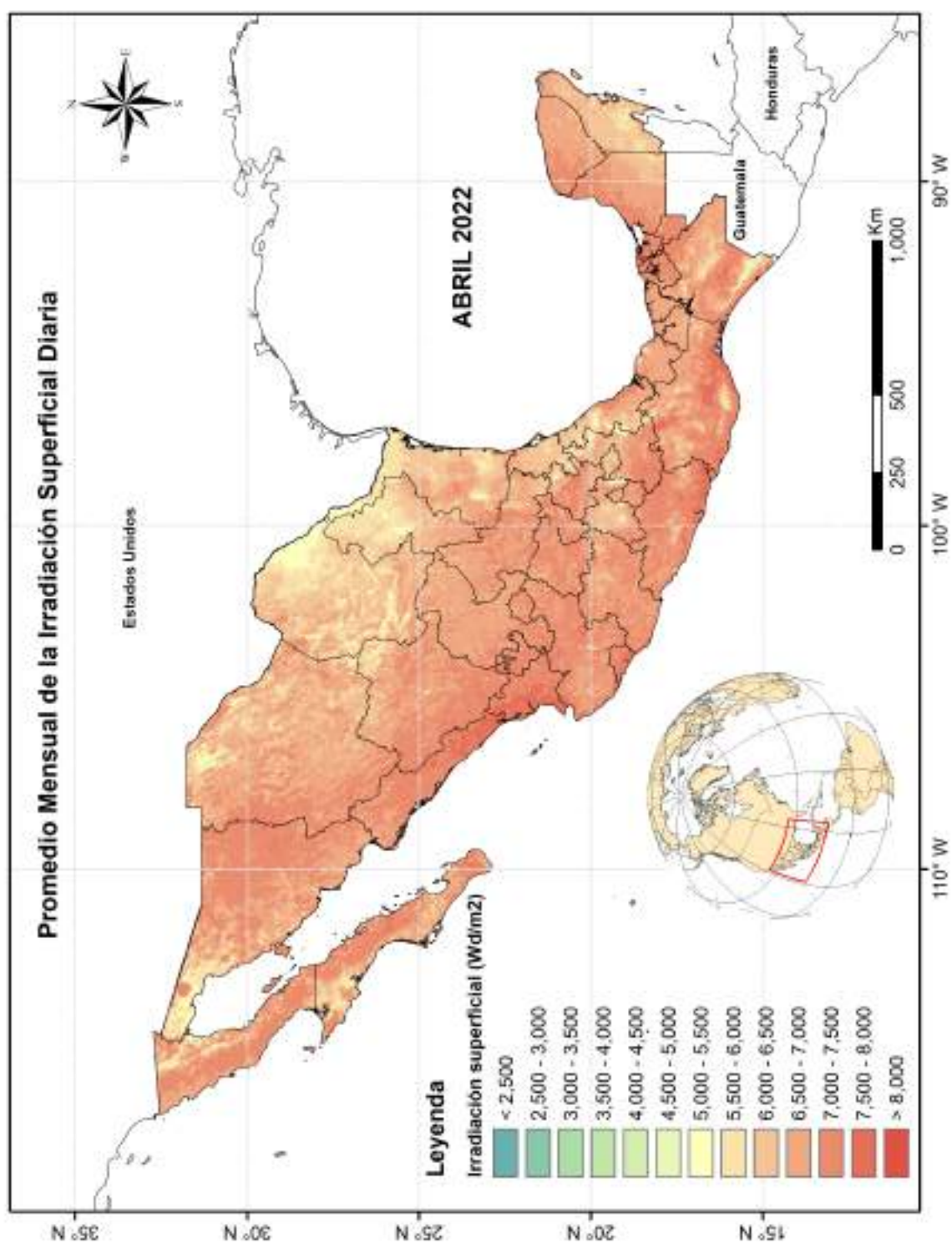
```
for index, row in DF.iterrows():
    rowDict = {
        'geometry': {'type':'Point',
                    'coordinates': (row.Longitud, row.Latitud)},
        'properties': {'Go':row.Go, 'Gs':row.Gs}, }
    shp_point.write(rowDict)
shp_point.close()
```

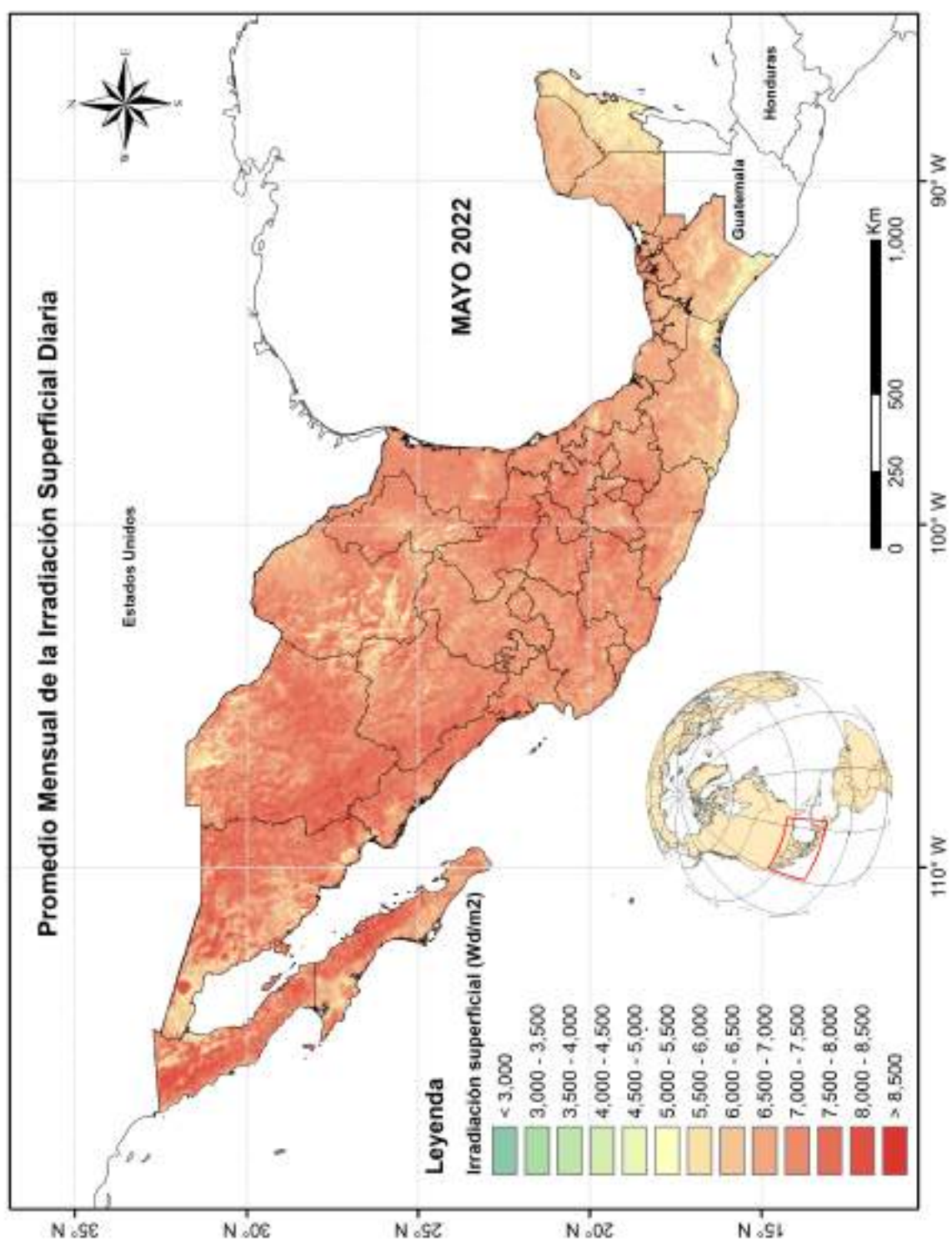
Anexo 10. Mapas del promedio mensual de la irradiación superficial diaria en Wd/m^2 sobre el territorio mexicano en el 2022. Elaboración propia.

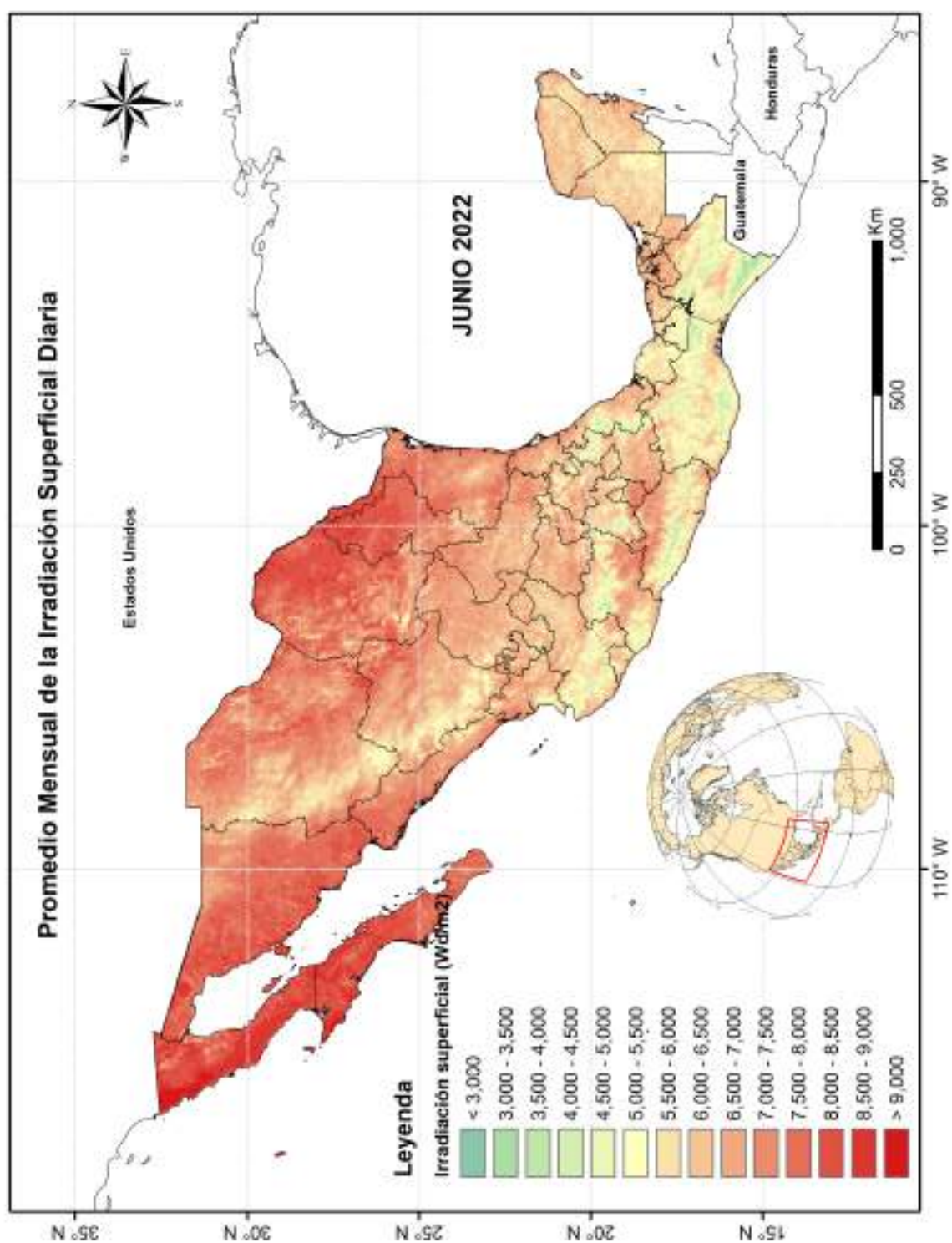


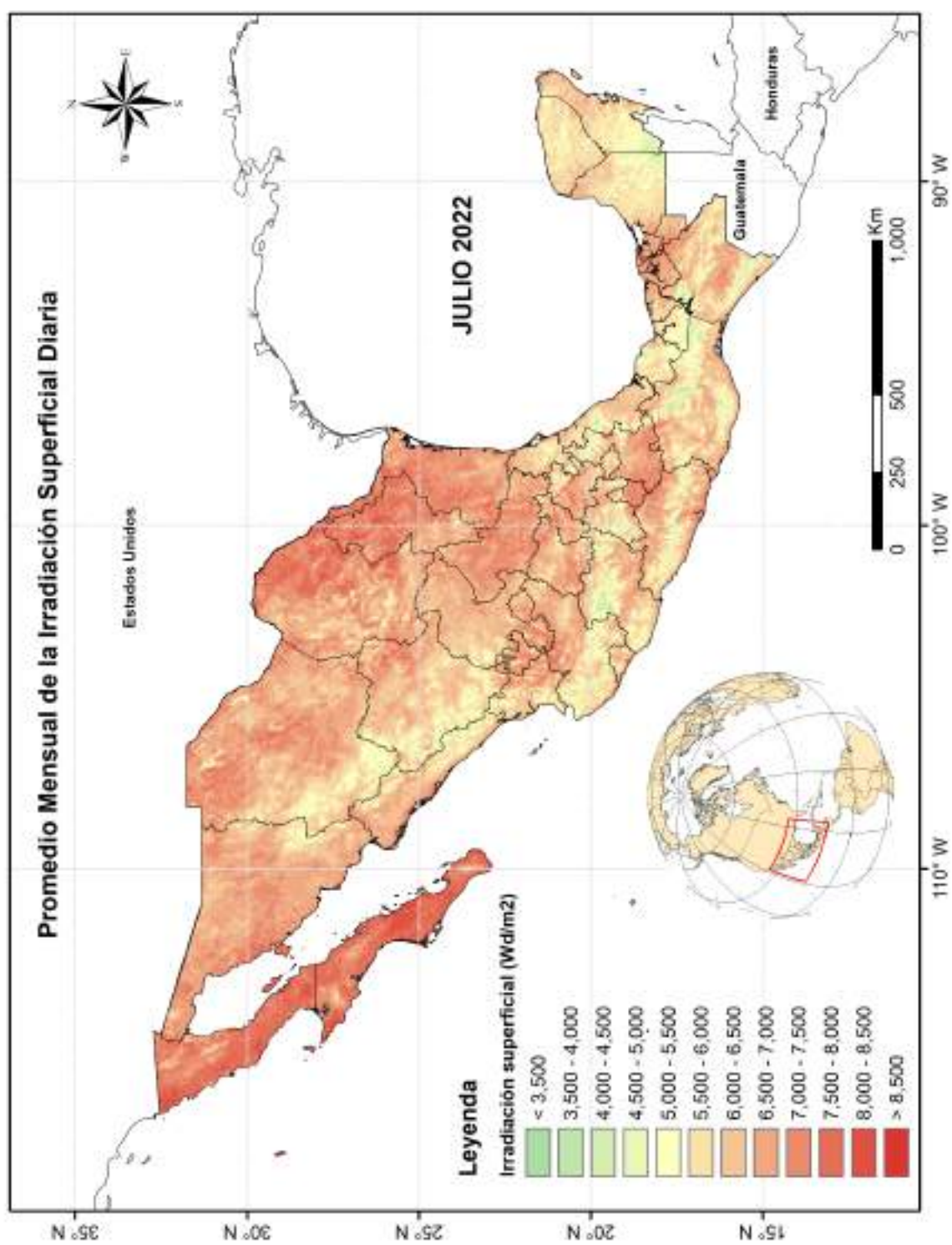


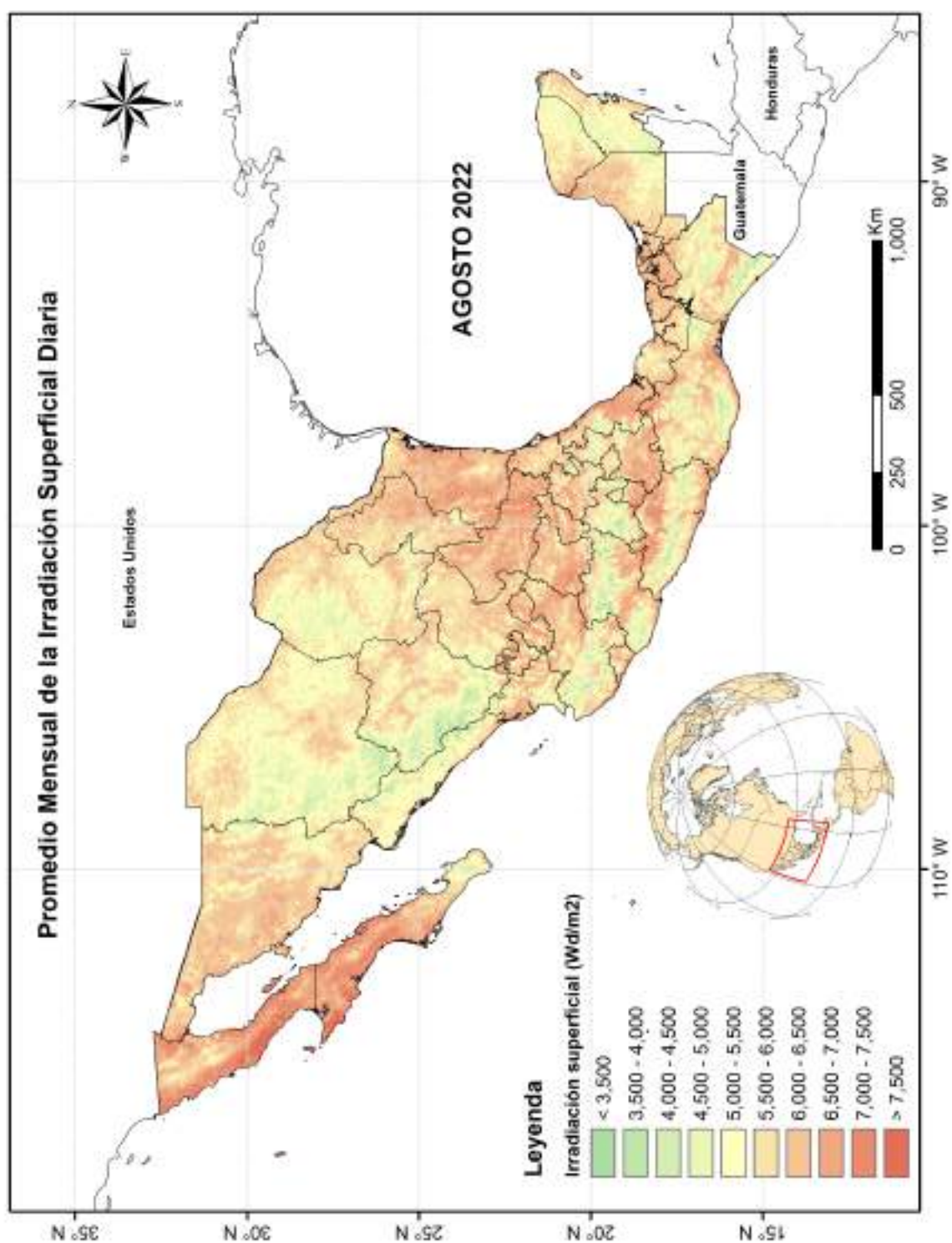


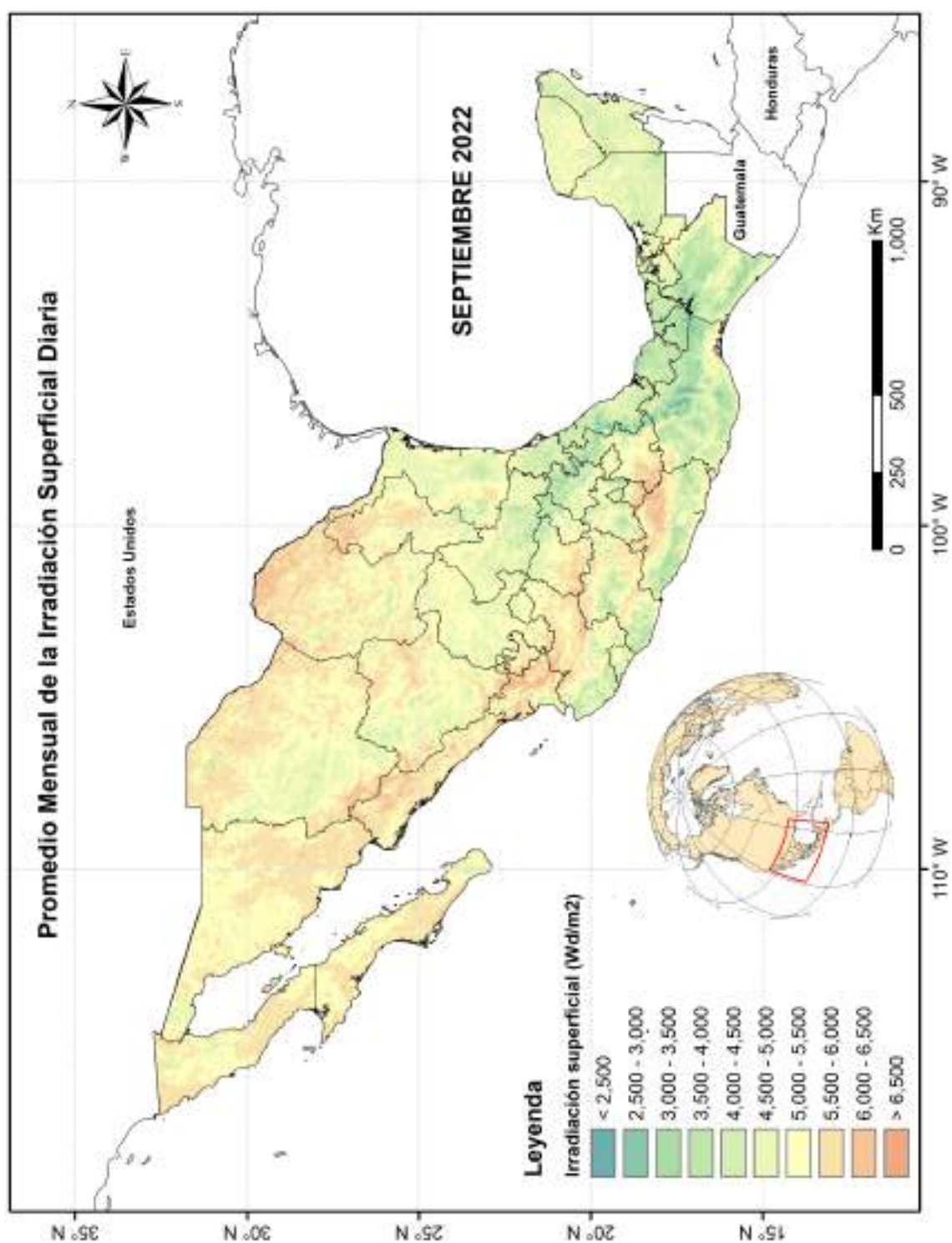


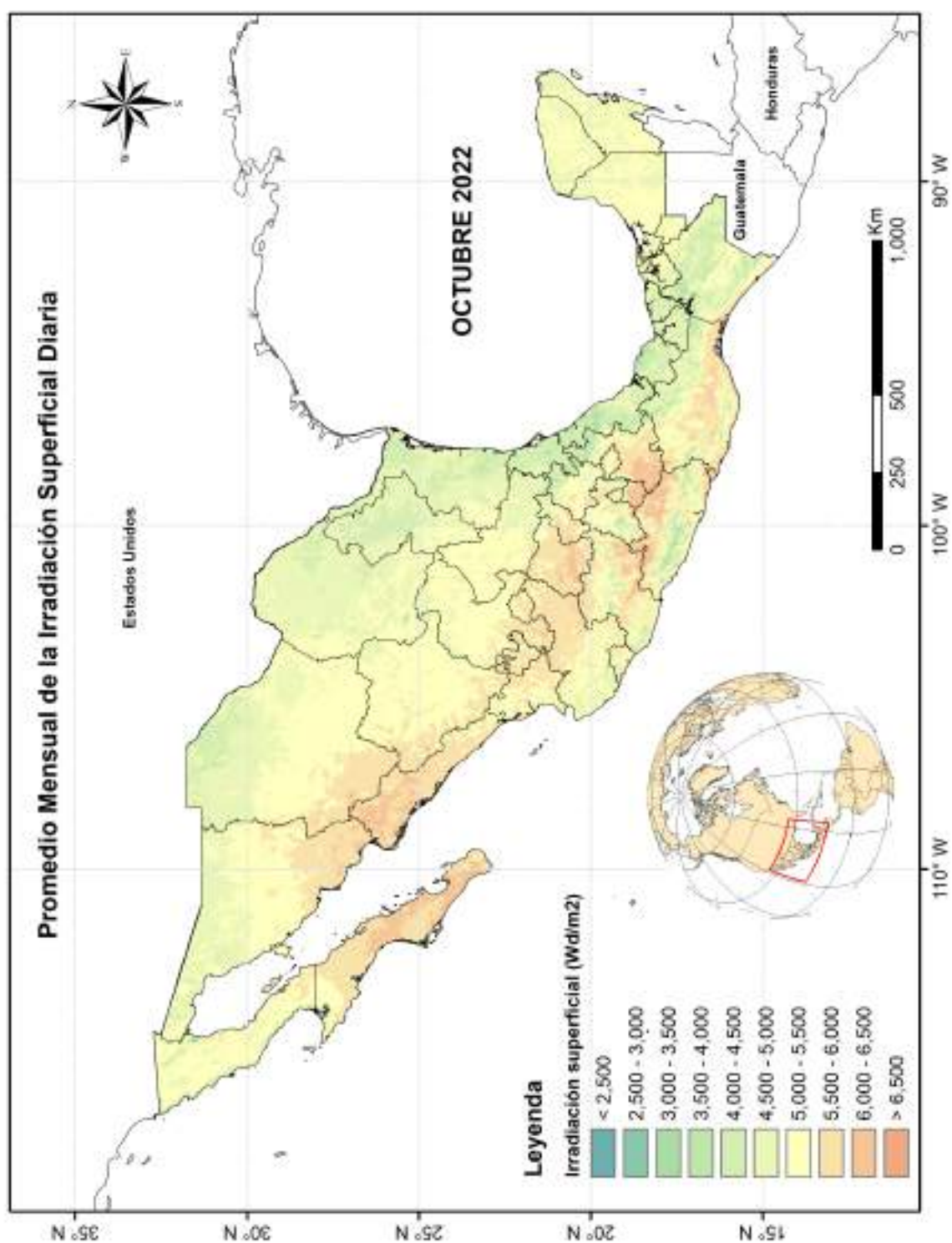


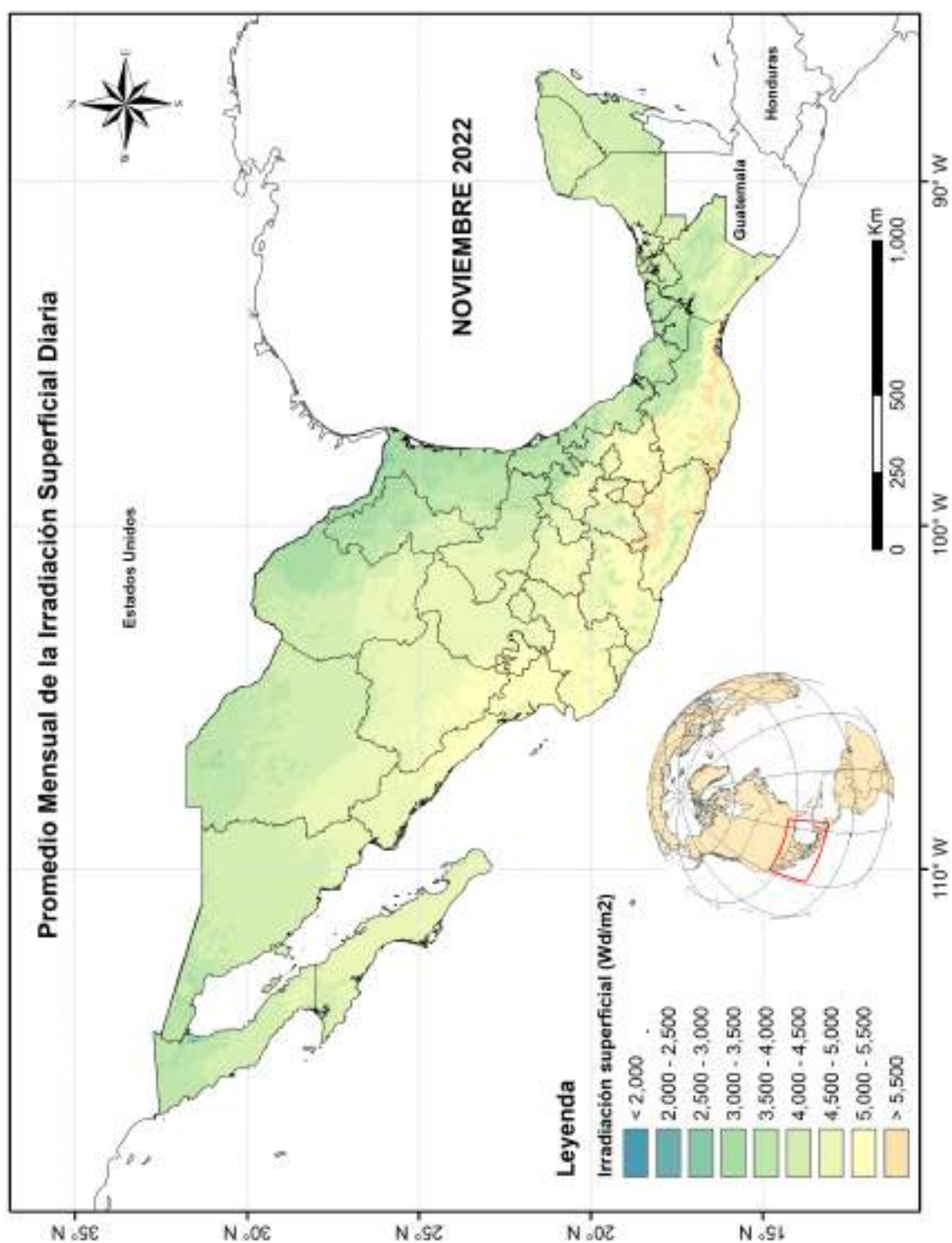


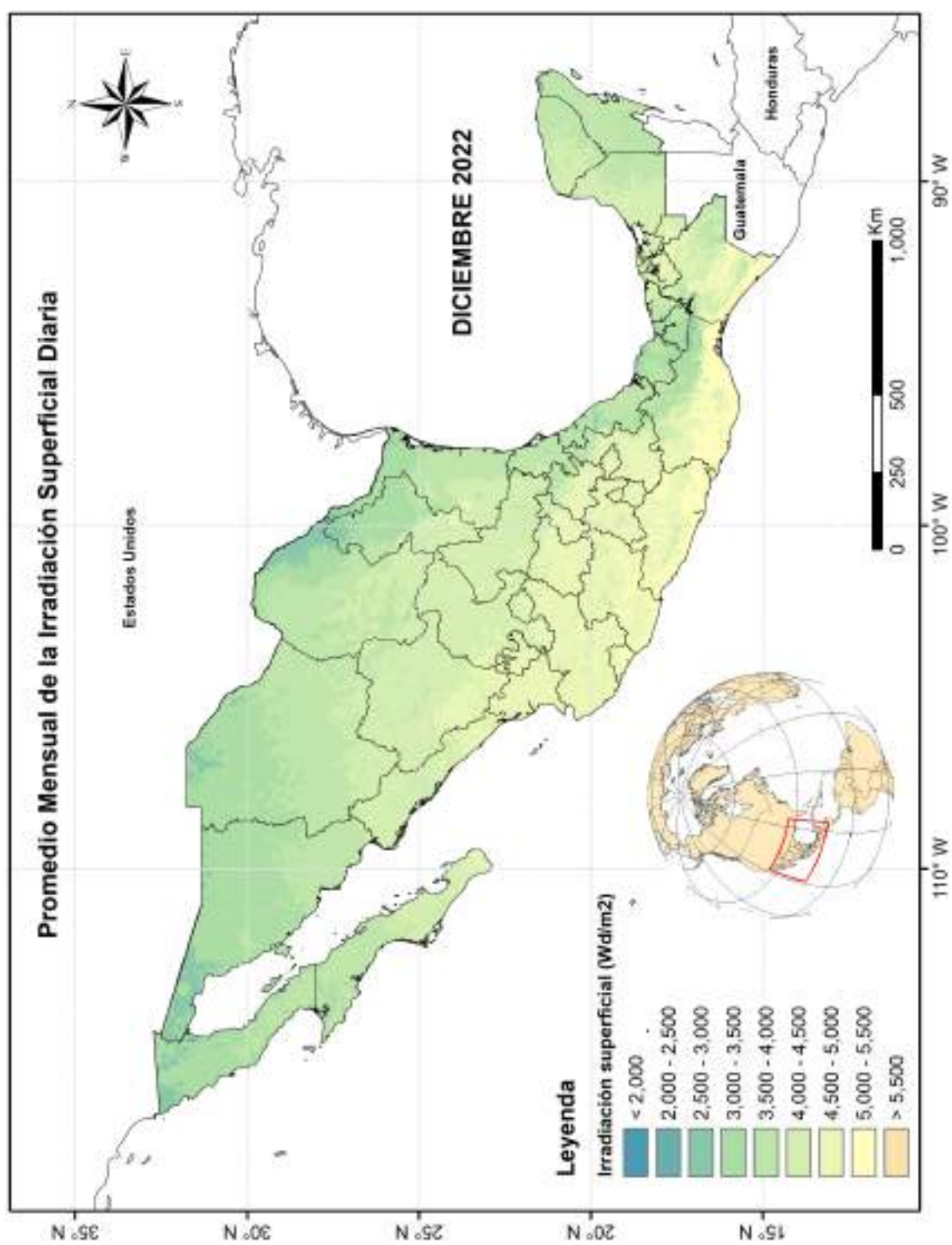




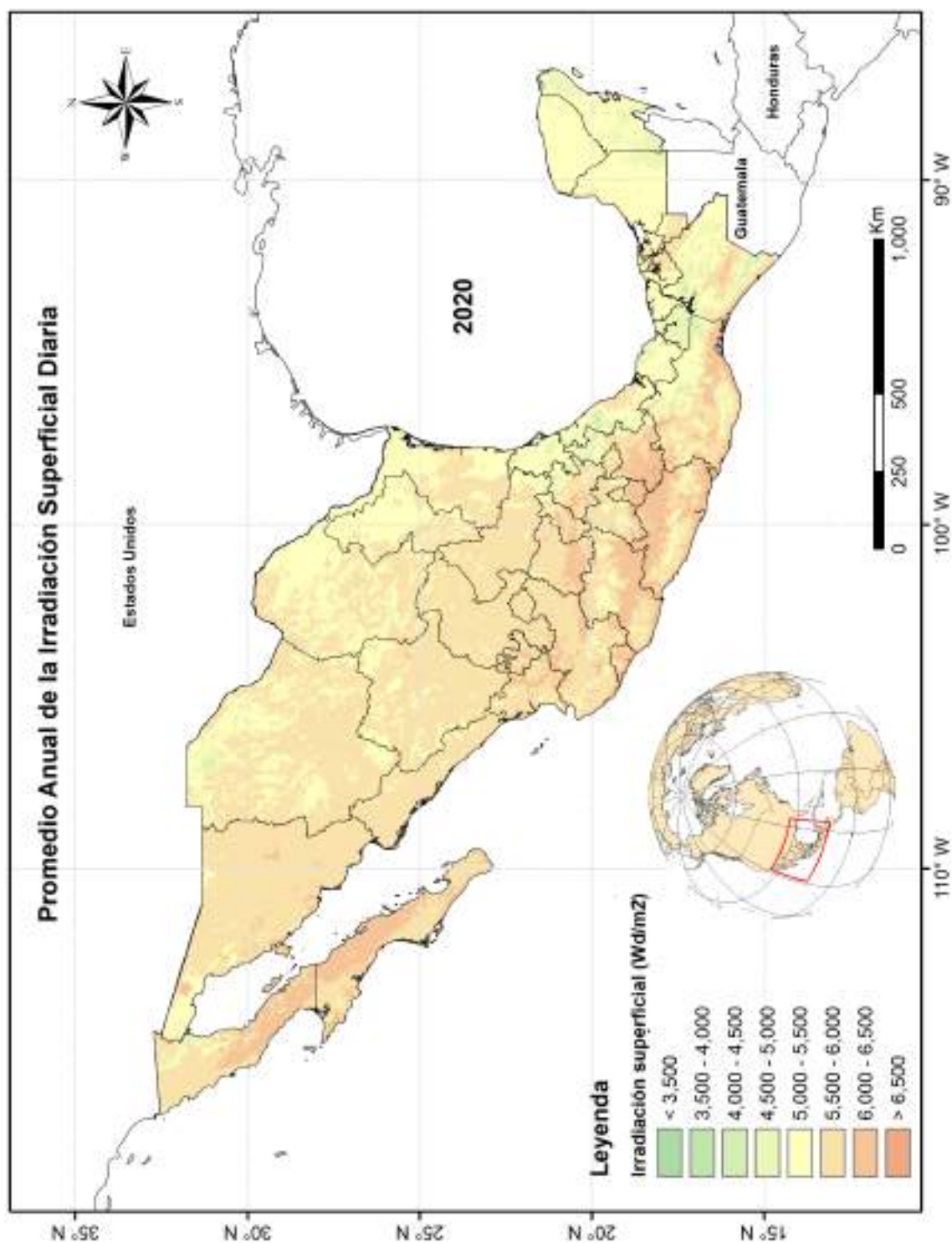


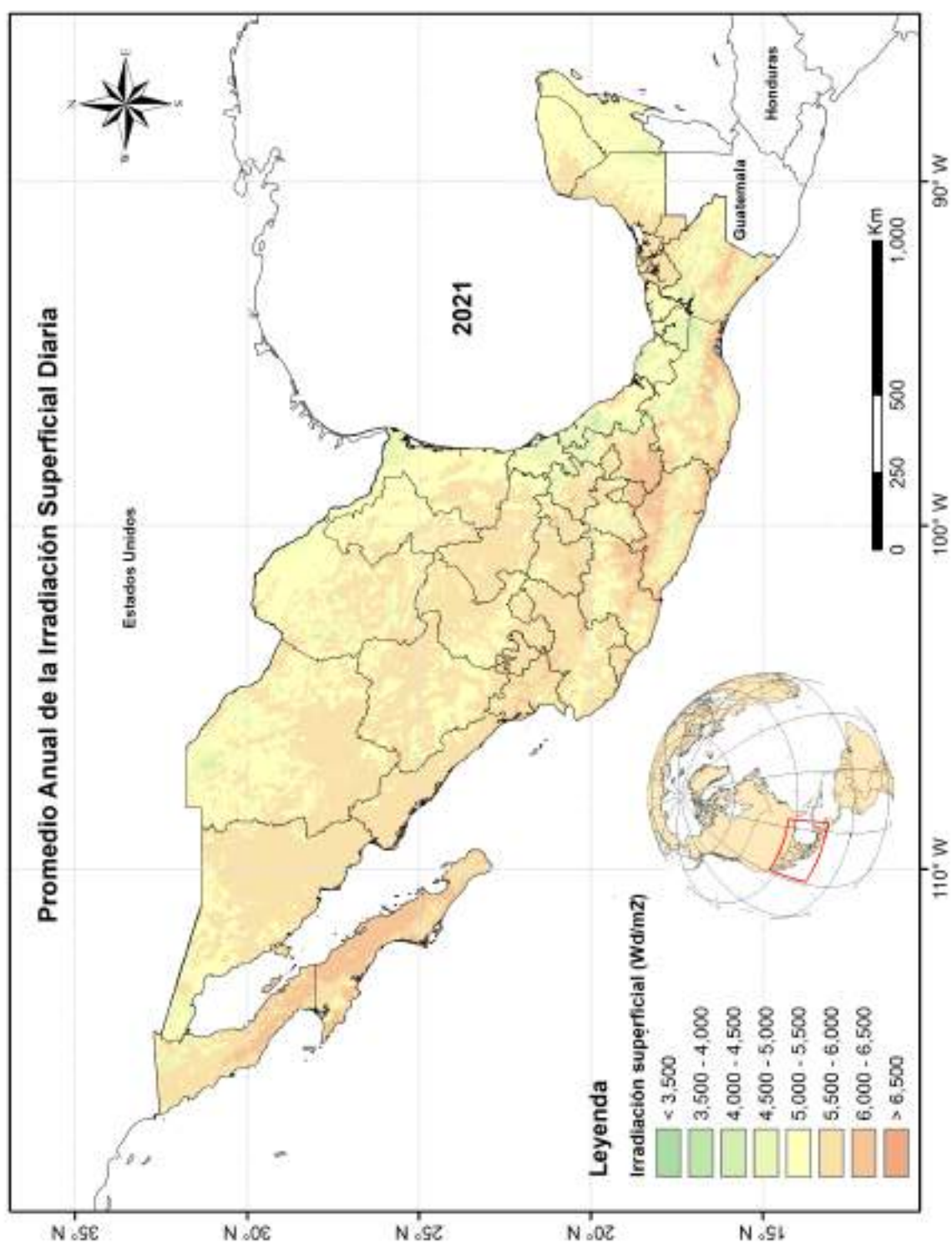


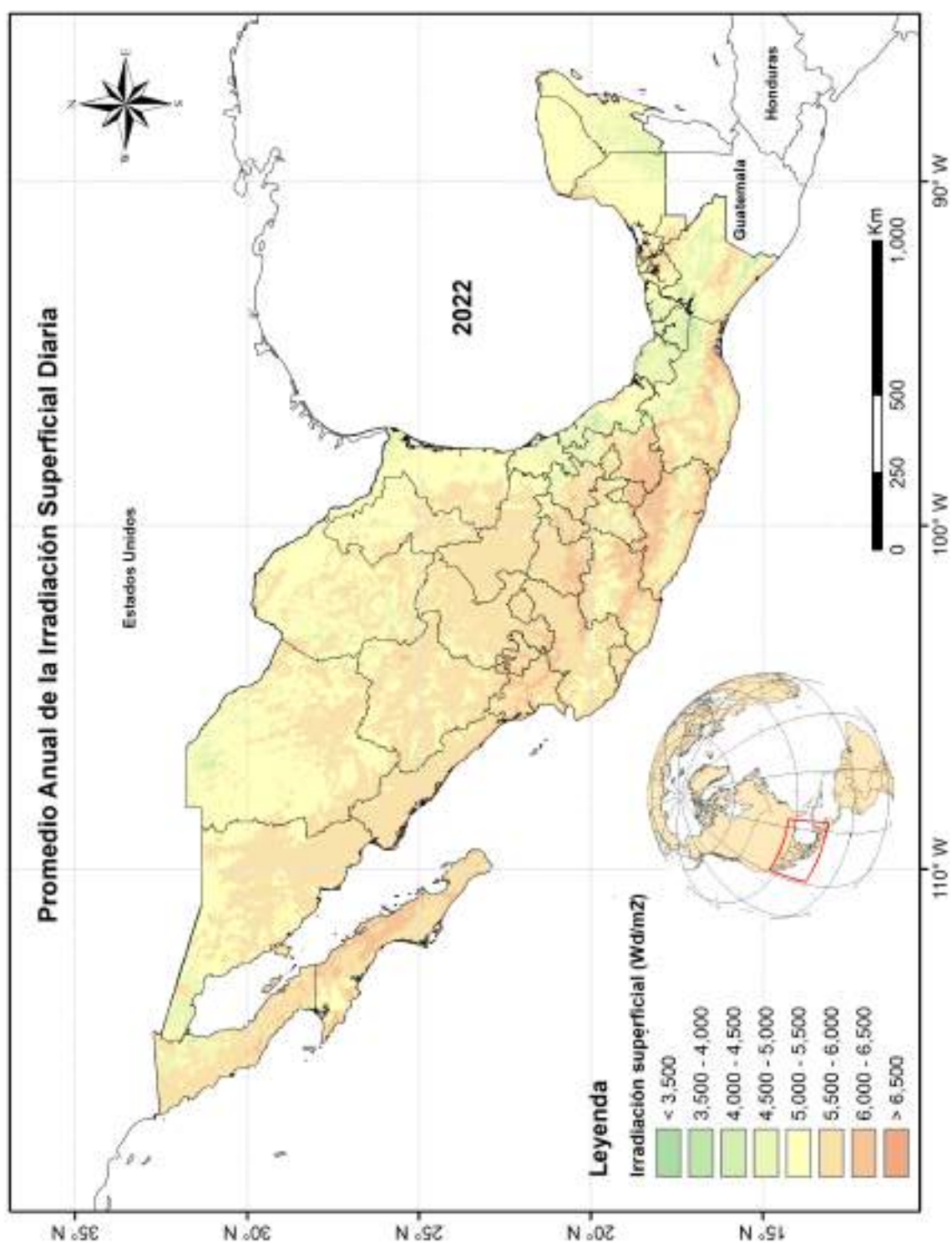




Anexo 11. Mapas del promedio anual de la irradiación superficial diaria en Wd/m^2 sobre el territorio mexicano.





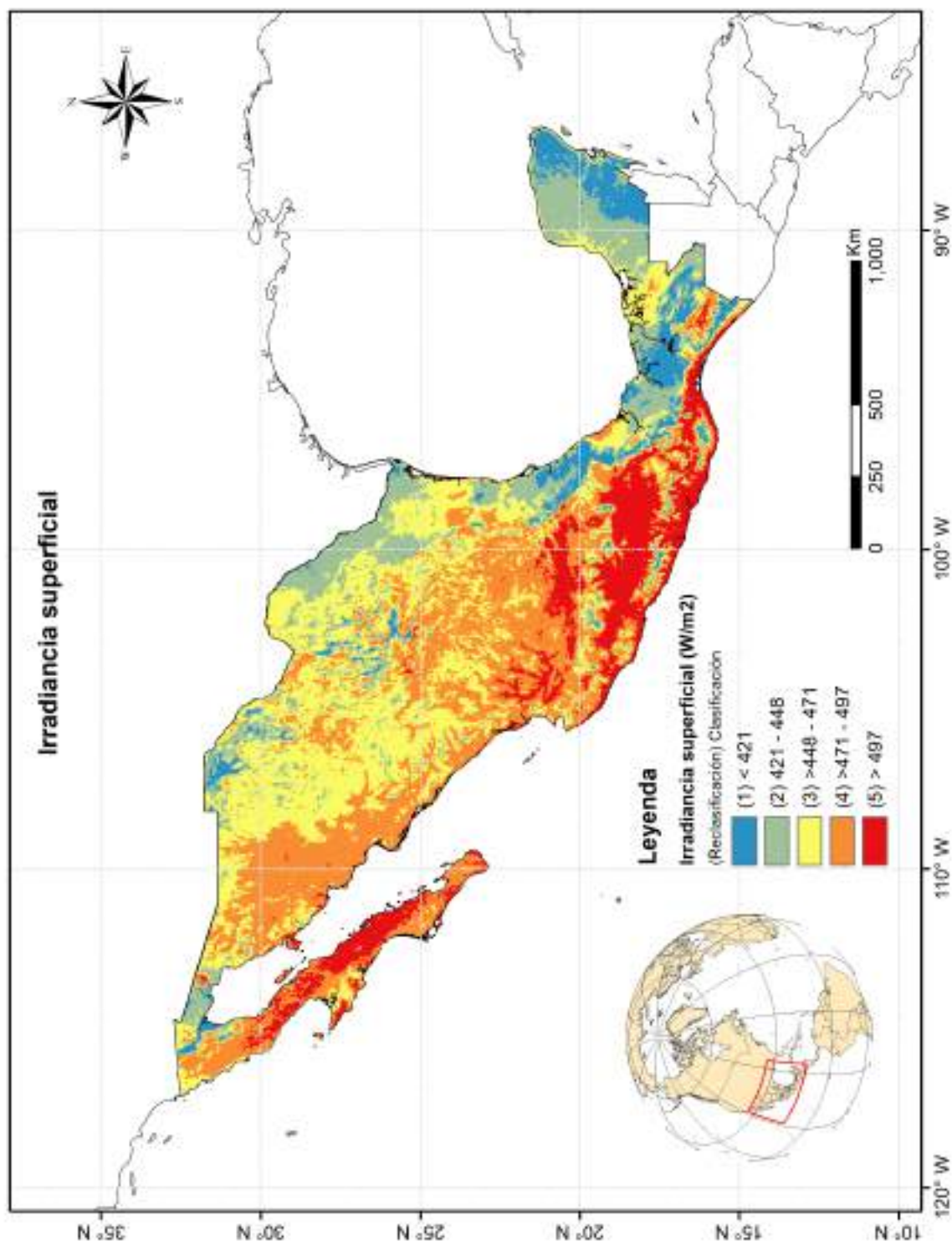


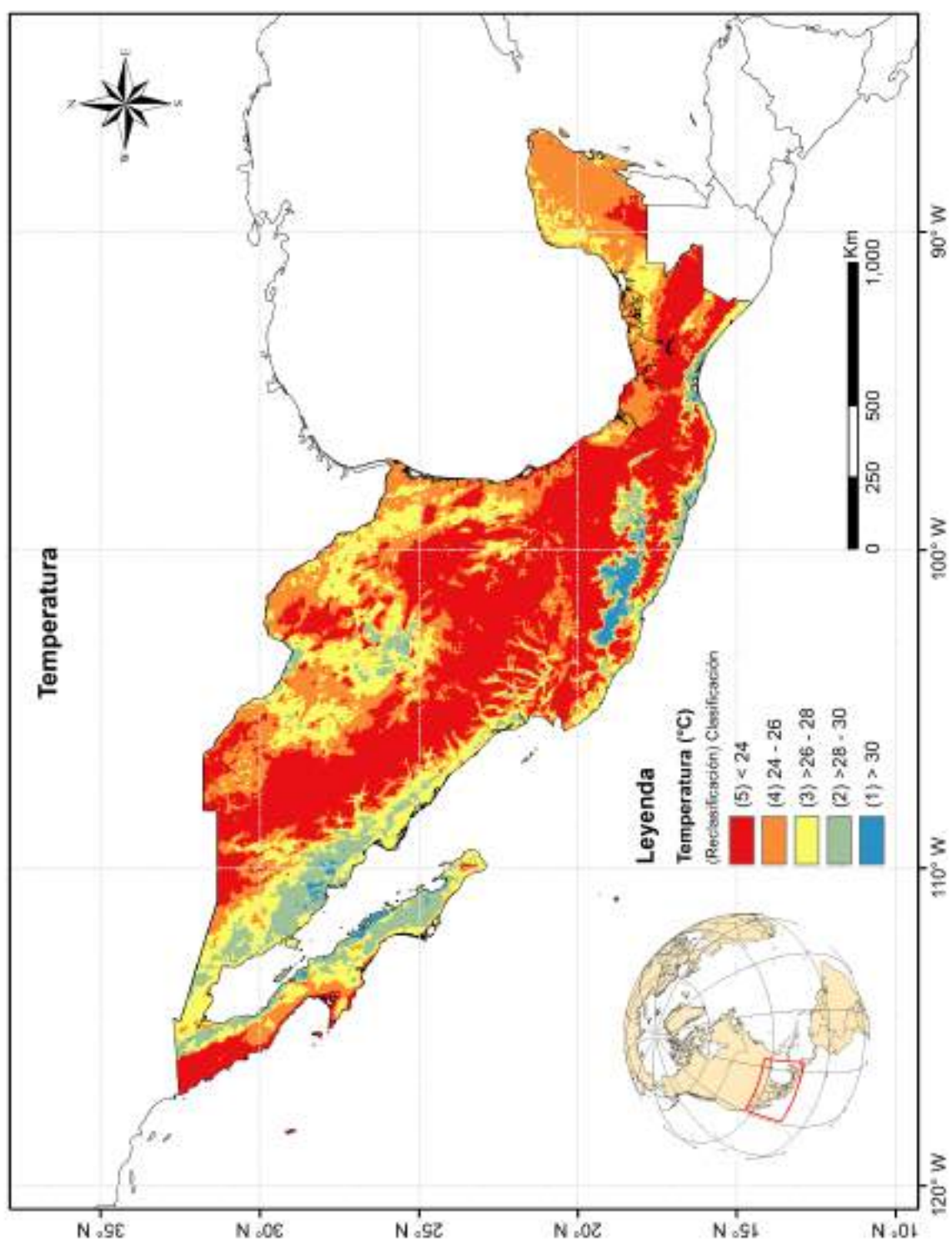
Anexo 12. Estadística descriptiva de cada estado de México a partir de los datos que se observan en los mapas del promedio anual de la irradiación superficial diaria.

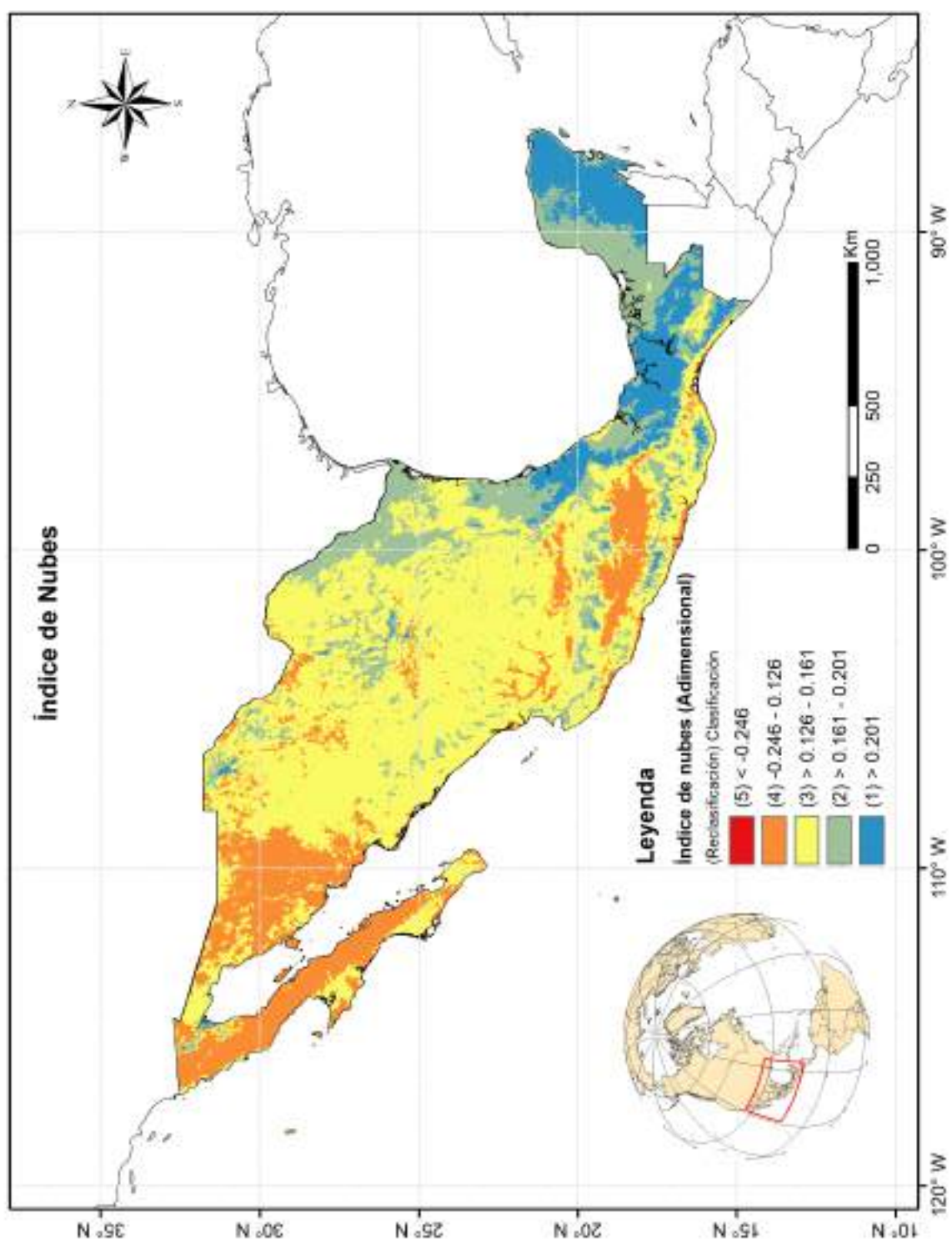
Estado	Año	Promedio (Wd/m ²)	Máximo (Wd/m ²)	Mínimo (Wd/m ²)	Desviación estándar (Wd/m ²)
Aguascalientes	2020	5,740	6,008	5,414	102
	2021	5,532	5,835	5,243	87
	2022	5,722	6,033	5,418	101
Baja California	2020	5,818	6,380	4,172	314
	2021	5,736	6,421	4,076	339
	2022	5,618	6,378	3,505	323
Baja California Sur	2020	5,964	6,377	5,165	187
	2021	6,015	6,547	5,142	225
	2022	5,870	6,529	5,001	241
Campeche	2020	5,295	6,163	4,718	202
	2021	5,436	6,398	4,744	248
	2022	5,266	6,229	4,429	247
Chiapas	2020	5,327	6,520	3,401	425
	2021	5,423	6,418	3,452	423
	2022	5,185	6,282	3,318	439
Chihuahua	2020	5,522	6,032	4,185	193
	2021	5,461	6,055	3,884	224
	2022	5,387	6,044	3,801	222
Coahuila	2020	5,470	6,096	4,041	213
	2021	5,414	6,028	3,609	237
	2022	5,396	5,994	3,505	239
Colima	2020	6,000	6,490	4,916	249
	2021	5,802	6,234	4,867	217
	2022	5,799	6,274	4,878	220
Ciudad de México	2020	5,718	6,037	5,158	224
	2021	5,535	5,882	4,907	226
	2022	5,567	5,910	4,924	257
Durango	2020	5,612	6,131	4,482	174
	2021	5,547	6,132	4,456	167
	2022	5,577	6,195	4,363	184
Estado de México	2020	5,679	6,487	4,522	319
	2021	5,488	6,298	4,318	302
	2022	5,554	6,378	4,226	329
Guanajuato	2020	5,874	6,356	5,241	181
	2021	5,697	6,143	5,071	189
	2022	5,857	6,308	5,130	176
Guerrero	2020	5,967	6,595	4,171	367
	2021	5,727	6,410	4,001	378
	2022	5,779	6,514	4,081	398
Hidalgo	2020	5,582	6,265	4,106	370
	2021	5,453	6,175	4,028	377
	2022	5,527	6,187	4,075	388
Jalisco	2020	5,824	6,451	4,646	201
	2021	5,633	6,235	4,645	199
	2022	5,733	6,411	4,646	220
Michoacán	2020	5,863	6,519	4,350	326
	2021	5,656	6,315	4,344	321
	2022	5,714	6,312	4,259	322
Morelos	2020	6,215	6,558	4,671	293
	2021	6,030	6,479	4,690	294
	2022	6,098	6,481	4,380	328
Nayarit	2020	5,842	6,371	5,112	201
	2021	5,798	6,309	5,061	196
	2022	5,864	6,332	5,156	188

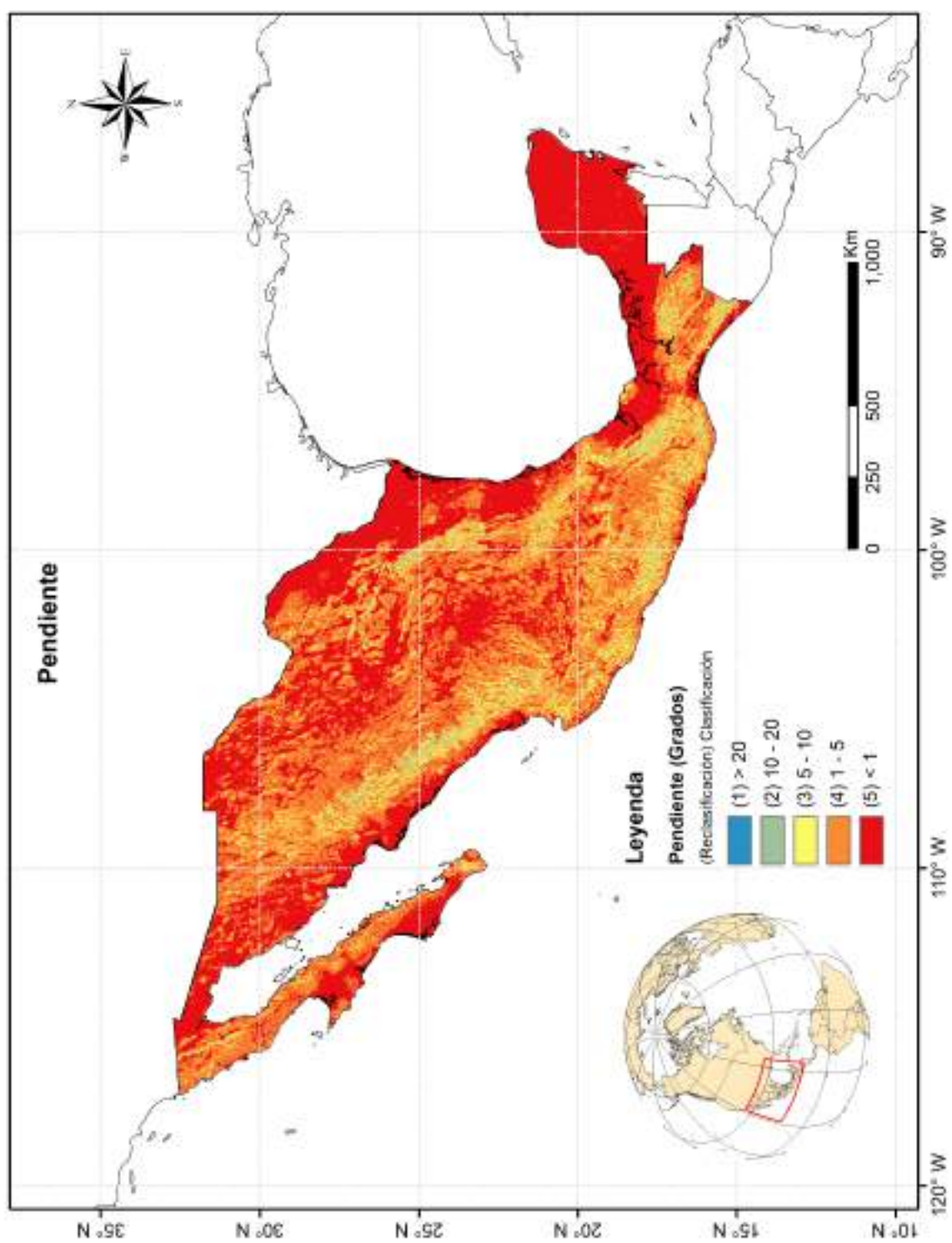
Estado	Año	Promedio (Wd/m ²)	Máximo (Wd/m ²)	Mínimo (Wd/m ²)	Desviación estándar (Wd/m ²)
Nuevo León	2020	5,443	5,985	4,787	146
	2021	5,448	5,931	4,709	140
	2022	5,453	5,998	4,730	155
Oaxaca	2020	5,585	6,486	3,740	462
	2021	5,501	6,370	3,807	461
	2022	5,443	6,363	3,718	498
Puebla	2020	5,739	6,587	4,051	563
	2021	5,637	6,480	3,991	540
	2022	5,652	6,518	3,958	544
Querétaro	2020	5,791	6,239	4,635	281
	2021	5,633	6,152	4,425	269
	2022	5,732	6,206	4,603	281
Quintana Roo	2020	5,070	5,960	4,716	176
	2021	5,154	6,130	4,754	194
	2022	5,086	6,124	4,502	218
San Luis Potosí	2020	5,639	6,018	4,222	166
	2021	5,582	6,021	4,338	167
	2022	5,636	6,023	4,313	165
Sinaloa	2020	5,729	6,188	5,090	141
	2021	5,757	6,293	5,012	174
	2022	5,789	6,335	5,108	166
Sonora	2020	5,759	6,325	4,665	183
	2021	5,602	6,334	4,600	233
	2022	5,494	6,260	4,471	241
Tabasco	2020	5,422	5,902	4,564	206
	2021	5,573	6,077	4,636	236
	2022	5,359	5,914	4,362	259
Tamaulipas	2020	5,462	6,032	4,572	203
	2021	5,376	5,991	4,544	234
	2022	5,379	6,038	4,705	218
Tlaxcala	2020	5,635	6,110	4,756	194
	2021	5,546	5,937	4,745	174
	2022	5,549	5,978	4,582	187
Veracruz	2020	5,153	6,026	3,578	302
	2021	5,057	5,961	3,586	290
	2022	4,975	5,996	3,568	307
Yucatán	2020	5,219	5,934	4,859	142
	2021	5,405	6,029	4,987	154
	2022	5,255	6,126	4,901	153
Zacatecas	2020	5,672	6,254	5,051	129
	2021	5,553	6,109	4,903	141
	2022	5,639	6,222	4,956	149

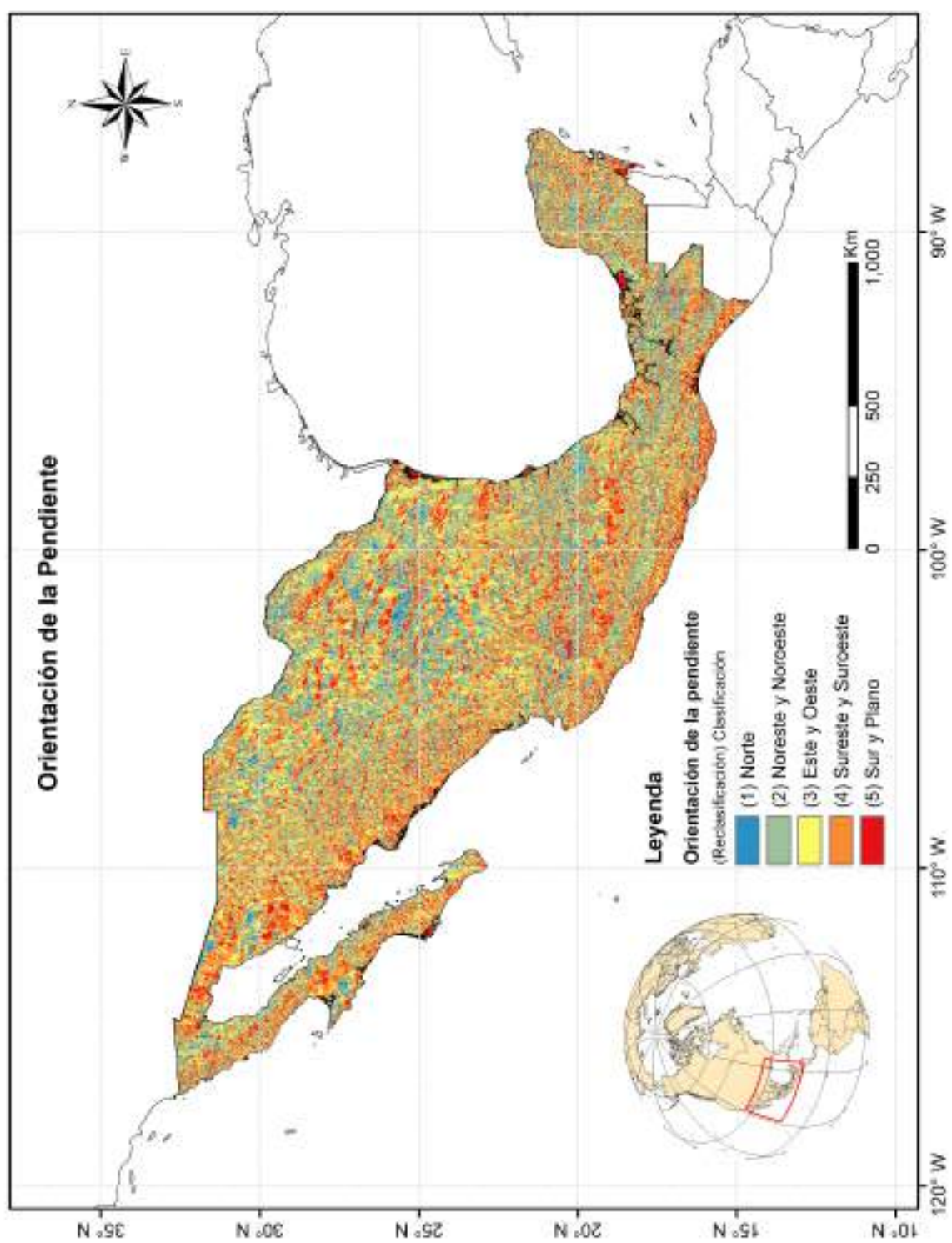
Anexo 13. Mapas resultantes de la reclasificación de los criterios climáticos (irradiación superficial, temperatura e índice de nubes), topográficos (pendiente y orientación de pendiente), ambientales (uso y cobertura de suelo) y técnico-económicos (red nacional de caminos, áreas urbanas y asentamientos humanos). Elaboración propia.

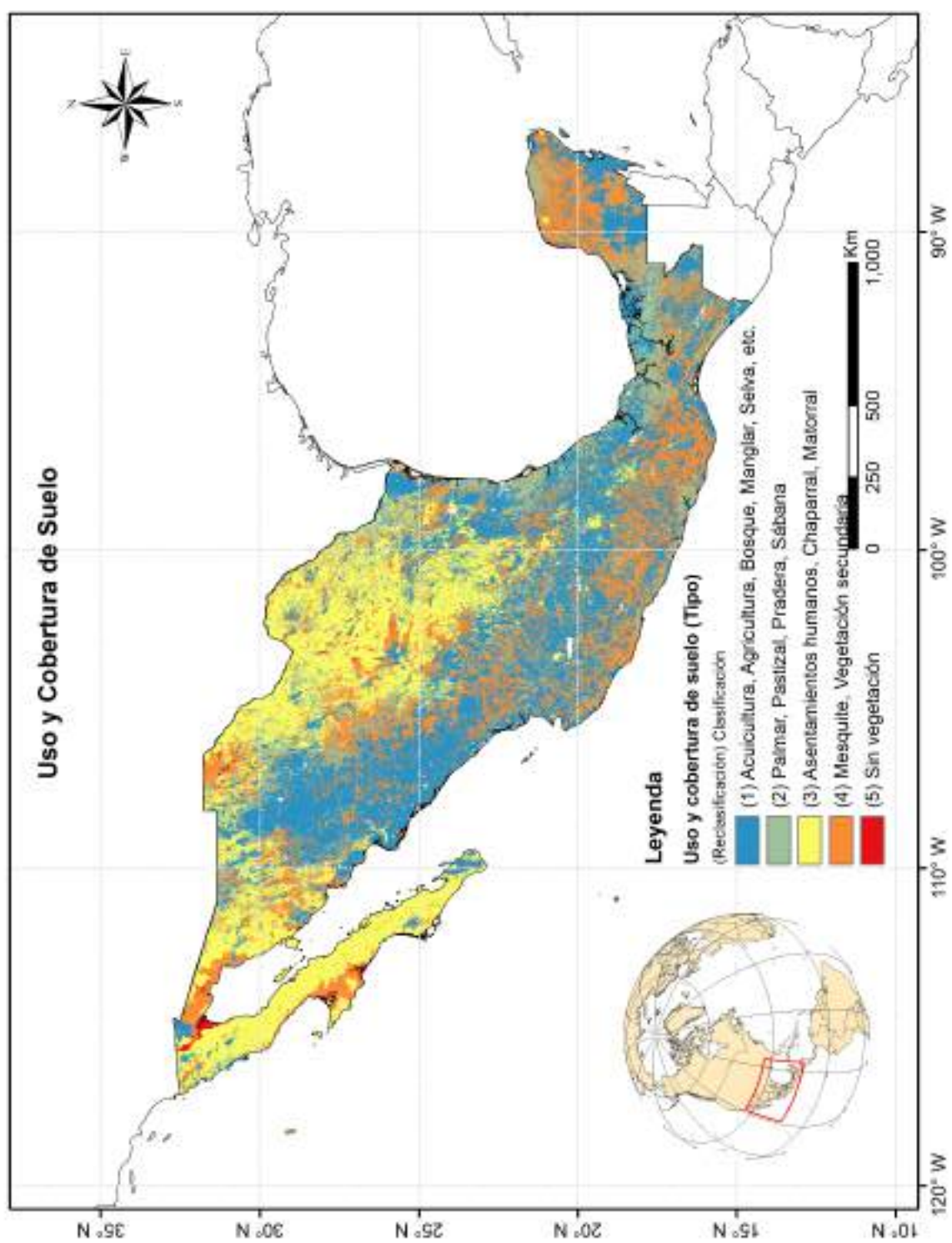


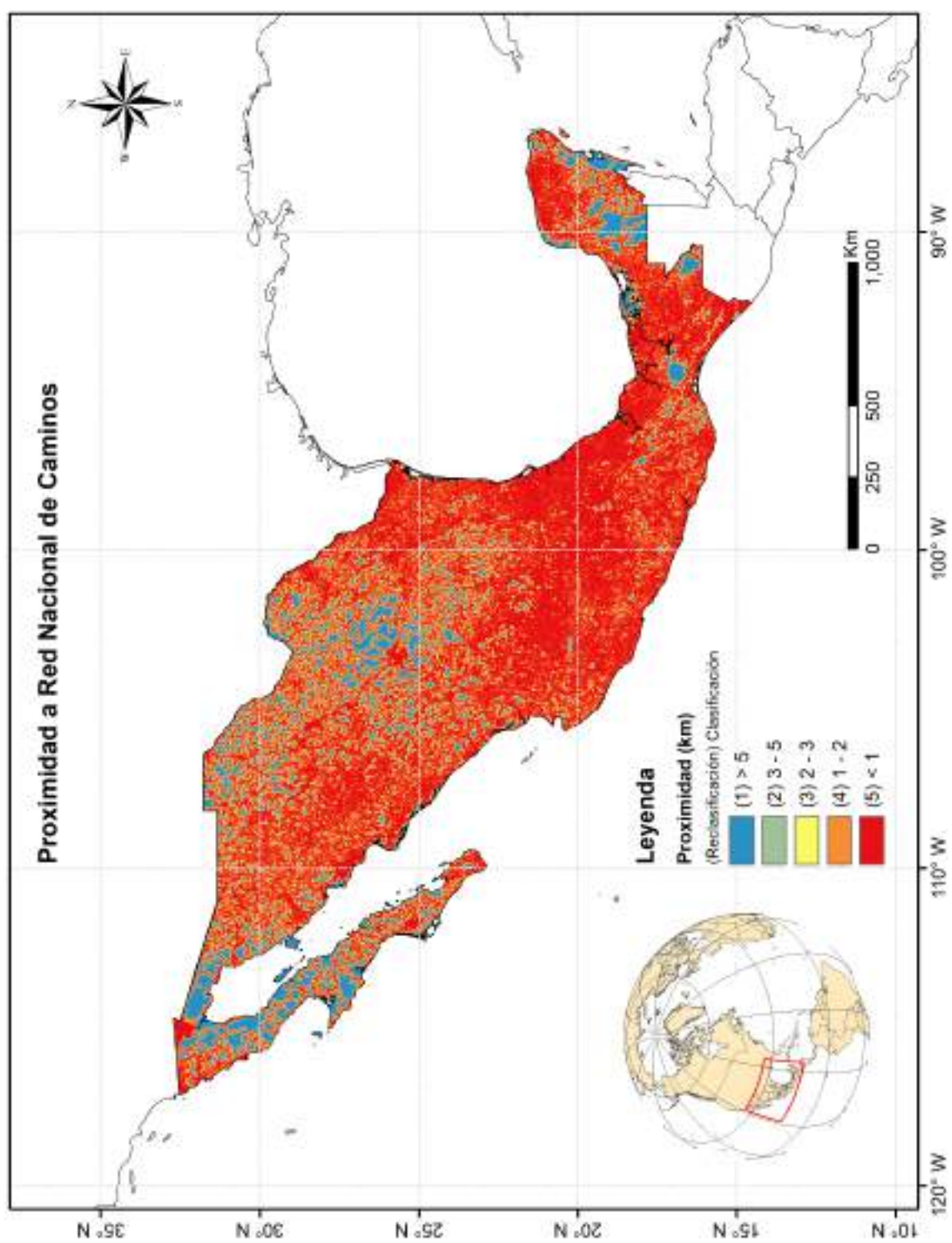


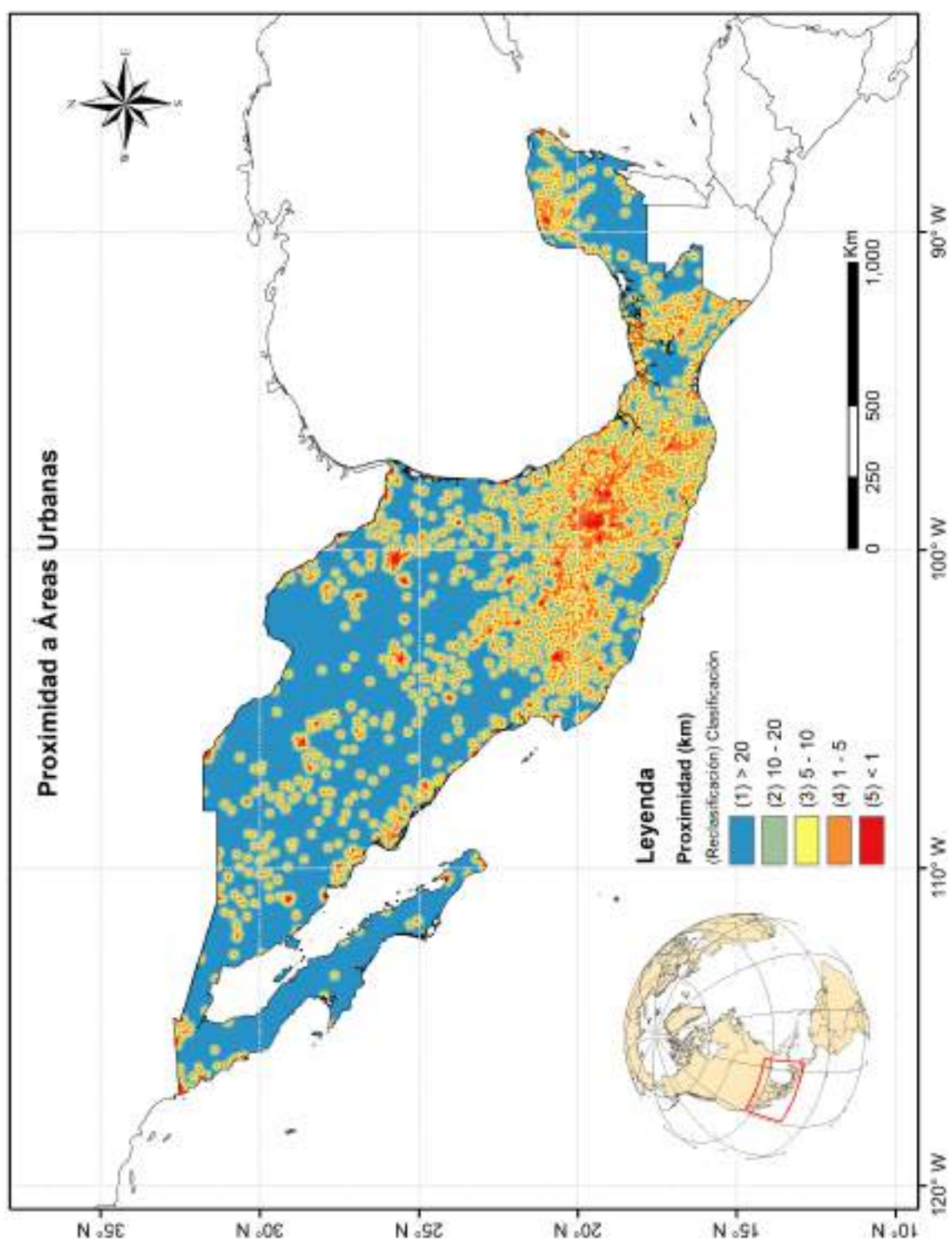


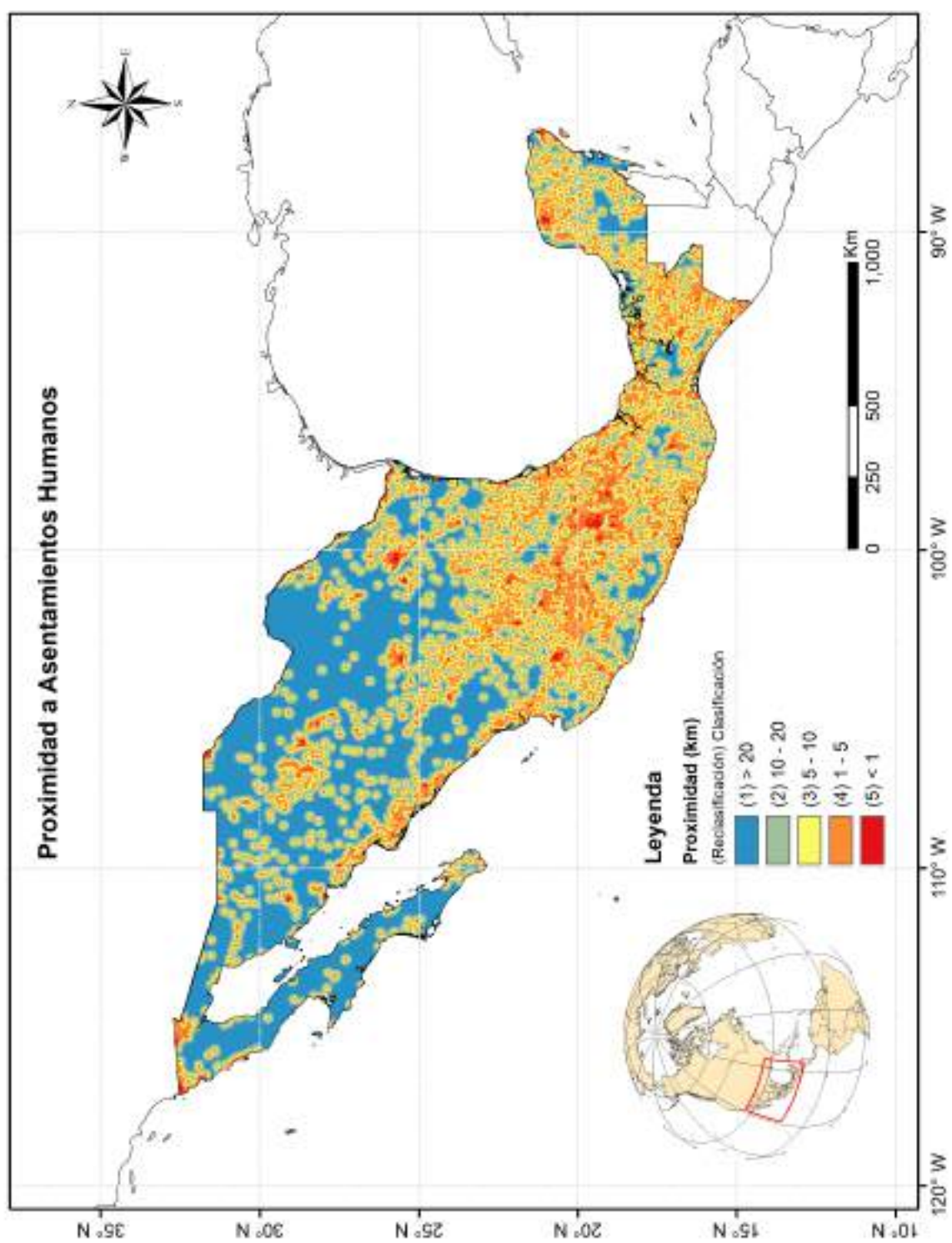












Anexo 14. Promedio anual de irradiancia superficial, índice de nubosidad y temperatura superficial en los 32 estados de la República Mexicana en 2020.

No.	Estado	Irradiancia superficial (W/m ²)	Índice de nubosidad (Adimensional)	Temperatura superficial (°C)
1	Aguascalientes	479	0.14	23
2	Baja California	477	0.11	25
3	Baja California Sur	493	0.12	28
4	Campeche	437	0.19	26
5	CDMX	484	0.15	18
6	Chiapas	442	0.20	22
7	Chihuahua	458	0.14	23
8	Coahuila	454	0.15	25
9	Colima	498	0.13	26
10	Durango	466	0.15	22
11	Estado de México	481	0.15	18
12	Guanajuato	494	0.14	23
13	Guerrero	504	0.14	25
14	Hidalgo	470	0.16	21
15	Jalisco	484	0.14	23
16	Michoacán	490	0.14	24
17	Morelos	526	0.11	26
18	Nayarit	484	0.14	25
19	Nuevo León	452	0.16	24
20	Oaxaca	471	0.17	22
21	Puebla	484	0.15	21
22	Querétaro	488	0.14	22
23	Quintana Roo	421	0.21	25
24	San Luis Potosí	472	0.15	23
25	Sinaloa	475	0.14	27
26	Sonora	473	0.12	27
27	Tabasco	448	0.19	26
28	Tamaulipas	454	0.16	25
29	Tlaxcala	475	0.16	18
30	Veracruz	430	0.20	24
31	Yucatán	432	0.20	26
32	Zacatecas	474	0.14	22