

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“Evaluación de Modelos Empíricos para la Estimación
de la Radiación Solar en Regiones Áridas y
Semiáridas de Mexico”**

POR

Edgar Morones Méndez

TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL
GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Michel Alejandro Rivero Corona

COORDIRECTORA DE TESIS

Dra Sayra Lissette Orozco Cerros

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (03)-TMCIE-2017

Torreón, Coahuila, México
Marzo 2017

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de La Laguna

Torreón, Coah., **02/Marzo/2017**

Dependencia: DEP /CPCIE

Oficio: DEPI/CPCIE/041/2017

Asunto: Autorización de impresión
de tesis

C. Morones Méndez Edgar
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.
PRESENTE

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

**"Evaluación de modelos empíricos para la estimación de la radiación solar en regiones
áridas y semiáridas de México"**

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro **RIITEC: (03)-TMCIE-2017**, para que proceda a la impresión de mismo.

ATENTAMENTE

EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO de la Laguna
División de Estudios de Posgrado e Investigación
DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE
Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación
del Instituto Tecnológico de la Laguna

A.T./JH/





Torreón, Coah., 13/Enero/2017

DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:

"Evaluación de modelos empíricos para la estimación de la radiación solar en regiones áridas y semiáridas de México"

Desarrollado por el **C. Morones Méndez Edgar**, con número de control **M1513002** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

ATENTAMENTE
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

Dr. Michel Alejandro Rivera Corona
Asesor/Director de Tesis

Dra. Sayra Lissette Orozco Cerros
Comité Tutorial

Dr. Francisco S. Sellschopp Sánchez
Comité Tutorial

Dr. Rodrigo Loera Palomo
Comité Tutorial



A mi familia y mi novia, quienes siempre me alentaron a no rendirme y dar lo mejor de mí.

Agradecimientos

A dios, por permitirme cumplir con los objetivos para concluir esta etapa.

A mis padres, en especial a mi madre por su amor y consejo, ya que que sin su valiosa guía nunca podría haber llegado hasta donde me encuentro.

A mi familia, en especial a mis hermanos y a mi abuelita, por su apoyo.

A Edyth, por su amor y apoyo, y en especial por haberme exhortado a seguir superandome siempre.

A mis asesores el Dr. Michel Alejandro Rivero Corona y Dra. Sayra Lisette Orozco Cerros, por guiarme y brindarme su apoyo para concretar este trabajo, en un proceso de aprendizaje paralelo.

Al Dr. Rodrigo Lora Palomo y al Dr. Francisco Sergio Sellschopp Sánchez por todos sus valiosos comentarios y su tiempo, que enriquecieron mi trabajo.

A todas aquellas personas que me apoyaron y ayudaron a salir adelante en esta etapa.

A mis amigos, Manolo, Luis Alberto, Luis Jesús, Jesús, Carlos, Luis Antonio, Daniel, Manuel, Edgar, Raúl y Fernando y Yusef, por todos esos buenos momentos y convivencias.

A mis compañeros, David, Faz, Rocío, Orlando, Morales, Andrés, Arturo, Sergio, Samuel, Irving, Guillermo, Geshel e Irving, por el apoyo que me brindaron.

Al Instituto Tecnológico de la Laguna y en particular a la División de Estudios de Posgrado e Investigación, ya que me brindaron todas las facilidades para la realización de éste trabajo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), por brindarme el financiamiento económico para realizar mis estudios de maestría.

A la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) por facilitar los datos experimentales utilizados en el presente trabajo. Agradezco a todos ellos por las facilidades prestadas durante el desarrollo de este proyecto de tesis.

Resumen

En el presente trabajo se evaluaron diversos modelos empíricos para estimar la radiación solar diaria incidente en las regiones áridas y semiáridas de México. El uso de estos modelos se fundamenta en la relación que presentan diversas variables climatológicas con la radiación solar, en particular con la temperatura. Los cuatro modelos seleccionados están basados en la diferencia de temperaturas máxima y mínima diarias. Los datos utilizados fueron proporcionados por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), a través de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y específicamente de la Red de Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME). Del total de 85 estaciones que conforman la red de ESIME, únicamente 47 aportan datos útiles para este trabajo.

El estudio de este trabajo se enfocó en las zonas árida y semiárida de México. La clasificación de climas utilizada corresponde a la clasificación de Köppen y se realizó con base en la información obtenida del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Estos climas abarcan los estados de Baja California, Baja California Sur, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí y Sonora. De las 47 estaciones con datos confiables, únicamente 15 estaciones se encuentran localizadas en los climas árido (12 estaciones) y semi-árido (3 estaciones). Se analizó la distribución de probabilidad para el índice de claridad en estas estaciones. Las diferencias entre las distribuciones de cada estación se pueden atribuir a las condiciones locales (principalmente la orografía y vegetación) que modifican los patrones de viento y por tanto la formación y advección de nubes.

Además, se seleccionaron y evaluaron cuatro modelos empíricos basados en temperatura: modelos de Hargreaves Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas y Weiss. La evaluación del rendimiento de estos modelos se hizo con base en cuatro métricas: coeficiente de determinación (R^2), Raíz Cuadrada del Error Cuadrático Medio (Root Mean Square Error RMSE, por sus siglas en inglés), Error Cuadrático Medio (Mean Bias Error MBE, por sus siglas en inglés), Error Cuadrático Medio Absoluto (Mean Absolute Bias Error MABE, por sus siglas en inglés), y Error Porcentual Promedio (Mean Percentage Error MPE, por sus siglas en inglés). Los valores de ajuste de los distintos modelos fueron seleccionados de valores reportados en la literatura.

Finalmente, con base en los valores estimados de la radiación global diaria se calcula la generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos. Para esto se utilizó un modelo simple, descrito por Yao, Tang y Ayyanar. Este modelo fue evaluado en los meses de mayor y menor radiación recibida en el lugar de medición, que en este caso corresponde a la estación de Torreón, en el estado de Coahuila.

Abstract

In this thesis, several empirical models were evaluated in order to estimate the daily normal solar radiation on arid and semiarid zones of Mexico. The use of empirical models is based on the relation between several climatological variables and solar radiation, specially air temperature. The four models evaluated in this work, are based on maximum and minimum daily temperatures differences. Data was provided by Servicio Meteorológico Nacional (SMN, in spanish), through Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, in spanish), specifically the Estaciones Sinópticas Meteorológicas network (ESIME, in spanish). From the 85 stations that integrate the ESIME network, only 47 provide useful and reliable data.

This thesis is focused on the arid and semi-arid zones of Mexico. The climate classification used is the Köppen classification, elaborated with the information provided by Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI, in spanish). These climates are located along the states of Baja California, Baja California Sur, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí and Sonora. From the 47 reliable data stations, only 15 ESIME correspond to arid (12 meteorological stations) and semi arid climates (3 meteorological stations). The probability distribution of clearness index was analyzed at these stations. The differences between each season distributions could be attributed to local terrain conditions (mainly orographic and flora) which modify wind patterns and, in consequence, the clouds formation and advection.

Four temperature-based empirical models were evaluated (models proposed by Hargreaves-Samani, Bristow-Campbell, Meza Varas and Weiss), and in order to evaluate their performance, four metrics were chosen: coefficient of determination (R^2), Root Mean Square Error RMSE, Mean Bias Error MBE, Mean Absolute Bias Error MABE, and Mean Percentage Error MPE). The calibration coefficients used in the different models were selected from values reported in literature.

Finally, the photovoltaic electrical power was calculated based on the daily global solar radiation estimated from the evaluated empirical models. This was done with a simple model described by Yao, Tang and Ayyanar. This model was evaluated on the months of maximum and minimum radiation received at a given location, which in this case corresponds to Torreón, Coahuila

Índice general

Índice de figuras	x
Índice de tablas	XIII
Lista de nomenclatura	XIV
1. Introducción	1
1.1. Disponibilidad del recurso solar	1
1.1.1. Radiación solar	2
1.2. Sistemas de aprovechamiento solar para la generación de energía eléctrica	5
1.2.1. Energía fotovoltaica	5
1.2.2. Sistemas de concentración solar	9
1.2.2.1. Sistema de torre central	10
1.2.2.2. Sistema Dish-Stirling	10
1.2.2.3. Sistema de concentración parabólica	11
1.2.2.4. Sistema de concentración de Fresnel	13
1.3. Energía solar en México	14
1.3.1. Sector energético	14
1.3.2. Energía solar	15
2. Marco teórico	18
2.1. Estaciones meteorológicas en México	18
2.2. Estimación de la radiación solar	20
2.2.1. Constante solar	21
2.2.2. Definiciones	22
2.2.3. Radiación extraterrestre	25
2.2.4. Índice de claridad	26
2.3. Modelos Empíricos	27
2.3.1. Modelos basados en horas de asoleamiento	27
2.3.1.1. Modelo de Angström-Preseott	28
2.3.1.2. Modelo de Glower & McCulloch	28
2.3.1.3. Modelo de Ogelman et al.	28

2.3.1.4.	Modelo de Coppolino	29
2.3.2.	Modelos basados en nubosidad	29
2.3.2.1.	Modelo de Black	29
2.3.2.2.	Modelo de Badescu	30
2.3.3.	Modelos basados en temperatura	30
2.3.3.1.	Modelo de Hargreaves & Samani.	30
2.3.3.2.	Modelo de Bristow & Campbell.	31
2.3.3.3.	Modelo de Meza & Varas.	31
2.3.3.4.	Modelo de Weiss et al.	31
2.3.3.5.	Modelo de Amundale et al.	32
2.3.4.	Modelos Basados en otras variables meteorológicas	32
2.3.4.1.	Modelo de Lewis	32
2.3.4.2.	Modelo de Swartman & Ogunlajo	33
2.3.4.3.	Modelo de Ojoru & Komolafe	33
2.3.4.4.	Modelo de Abdalla	33
2.4.	Métricas de evaluación	33
2.4.1.	R^2	34
2.4.2.	RMSE	34
2.4.3.	MBE	35
2.4.4.	MABE	35
2.4.5.	MPE	35
3.	Metodología	36
3.1.	Procesamiento de información	36
3.2.	Calidad de los datos de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME)	40
4.	Resultados	46
4.1.	Distribución del índice de claridad	46
4.2.	Clima árido seco	49
4.3.	Clima semi-árido seco	55
4.4.	Comparación de resultados	61
4.5.	Producción de Energía	62
4.5.1.	Modelo Zacaria-Bui-Chao	63
4.5.2.	Modelo de Houssaino-Wang	63
4.5.3.	Modelo de circuito de diodo	64
4.5.4.	Modelo Yao-Tang-Ayyaner	64
4.5.5.	Evaluación del modelo de potencia	64
4.6.	Divulgación	68
5.	Conclusiones y trabajo futuro	69
A.	Definiciones	72
B.	Hoja de datos de celda fotovoltaica STP270-20 Wem	74

Bibliografía

77

Índice de figuras

1.1. Estimación del flujo energético global.	2
1.2. Piranómetro.	3
1.3. Banda de sombreado.	4
1.4. Pirheliómetro.	4
1.5. Seguidor solar.	5
1.6. Funcionamiento de una celda fotovoltaica.	6
1.7. Panel solar con sistema de concentración.	7
1.8. Eficiencias en celdas solares.	7
1.9. Parque solar fotovoltaico.	8
1.10. Esquema de funcionamiento básico de un sistema de concentración solar.	9
1.11. Diagrama de funcionamiento de una torre central o imagen de un campo helióstatos.	10
1.12. Ciclo de generación en una planta de torre central operada con sal fundida.	11
1.13. Esquema de receptor Stirling y sistema de concentración Dish-Stirling.	12
1.14. Esquema de funcionamiento general de un sistema de canal parabólico.	12
1.15. Esquema de funcionamiento general de un sistema de Fresnel.	13
1.16. Sistema general tipo Fresnel y vista de una planta en funcionamiento.	13
1.17. Potencial probado y probable por fuente de energía renovable en las diferentes entidades federativas del país, 2014 (GWh/año).	16
1.18. Mapa ilustrativo de la franja solar.	16
1.19. Mapa de índice de Irradiación Normal Directa (DNI, por sus siglas en inglés) en México.	17
2.1. Componentes principales de una Estación Meteorológica Automática (EMA).	19
2.2. Componentes principales de una Estación Sinóptica Meteorológica (ESIME).	20
2.3. Relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra.	22
2.4. Esquema que ilustra la latitud.	23
2.5. Esquema ilustrativo de la declinación.	23
2.6. Esquema ilustrativo del ángulo horario.	24
2.7. Día juliano y declinación para distintos días del año.	24

3.1. Diagrama del control de calidad mediante valores plausibles fijos para la temperatura.	38
3.2. Diagrama del control de calidad mediante valores plausibles fijos para la irradiación solar.	38
3.3. Diagrama del control de calidad mediante valor plausible dinámico para la irradiación solar.	39
3.4. Representación gráfica de un comportamiento anómalo en las mediciones.	39
3.5. Diagrama de flujo de bloques para el procedimiento de análisis de la información proporcionada por el Sistema Meteorológico Nacional (SMN).	41
3.6. Mapa con la ubicación de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME).	42
3.7. Mapa climatológico de México y localización de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME).	43
3.8. Mapa climatológico de los climas árido y semiárido, así como la localización de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) analizadas.	44
4.1. Distribución de probabilidad del índice de claridad para el clima árido seco	47
4.2. Distribución de probabilidad del índice de claridad para el clima semiárido seco.	48
4.3. Evaluación de los distintos modelos para el clima árido seco	50
4.4. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Hargreaves-Samani (H_H) en el clima árido seco.	51
4.5. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Bristow-Campbell (H_{BC}) en el clima árido seco.	51
4.6. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Meza-Varas (H_{MV}) en el clima árido seco.	52
4.7. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Weiss (H_W) en el clima árido seco.	52
4.8. Coeficiente de determinación (R^2) para el clima árido.	53
4.9. Raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.	54
4.10. Error porcentual promedio (MPE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.	54
4.11. Error de sesgo promedio (MBE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.	55
4.12. Error de sesgo promedio absoluto (MABE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.	56
4.13. Evaluación de los distintos modelos para el clima semiárido seco	56
4.14. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Hargreaves-Samani (H_H) en el clima semiárido seco.	57
4.15. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Bristow-Campbell (H_{BC}) en el clima semiárido seco.	57
4.16. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Meza-Varas (H_{MV}) en el clima semiárido seco.	58

4.17. Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Weiss (H_W) en el clima semiárido seco.	58
4.18. Coeficiente de determinación (R^2) para el clima semi-árido.	59
4.19. Raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.	59
4.20. Error porcentual promedio (MPE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.	60
4.21. Error de sesgo promedio (MBE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.	60
4.22. Error de sesgo promedio absoluto (MABE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.	61
4.23. Diagrama del procedimiento para la estimación de la potencia generada mediante los distintos modelos.	66
4.24. Potencia máxima generada, para el mes de enero, empleando los modelos Hargreaves-Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas, y Weiss.	67
4.25. Potencia máxima generada, para el mes de mayo, empleando los modelos Hargreaves-Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas, y Weiss.	67
A.1. Factor de empacamiento y gráfica en relación al sombreado.	73
A.2. Curvas de voltaje-corriente y potencia-voltaje para la STP 270-Wem.	73

Índice de tablas

2.1. Variables meteorológicas medidas en las Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA) y Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME). . . .	19
2.2. Clasificación del tipo de día de acuerdo al índice de claridad diario. . . .	27
3.1. Estaciones analizadas.	42
3.2. Tasa de recuperación de datos (TR) y porcentaje de días con datos completos (TRC) de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) analizadas.	45
4.1. Valores promedio y desviación estándar para las distribuciones de índice de claridad en los climas árido seco y semi-árido seco.	47
4.2. Clima, subclima y sus características para las estaciones analizadas en este trabajo.	49
4.3. Valores de los parámetros de ajuste utilizados en esta tesis.	49
4.4. Fechas de inicio y fin de las estaciones consideradas en este trabajo. . . .	51
4.5. Valores promedio anuales de las métricas para el clima árido seco. . . .	61
4.6. Valores promedio anuales de las métricas para el clima semiárido seco. . .	62
4.7. Comparativa entre valores promedio anuales de las métricas obtenidas y las reportadas en la literatura para el modelo de Hargreaves-Samani. . . .	62

Lista de nomenclatura

β	Inclinación
ΔT	Diferencia de temperatura máxima y mínima diaria
δ	Declinación
η	Eficiencia
η_{pe}	Eficiencia del convertidor
η_r	Eficiencia de referencia
ω	Ángulo horario
\overline{H}_m	Radiación solar medida promedio
ϕ	Latitud
a, b, c	Constantes de calibración
A_{pv}	Área del sistema fotovoltaico
C	Nubosidad promedio diaria
E	Ecuación del tiempo
G	Nivel de irradiancia
G_{nom}	Irradiancia nominal de operación
G_{SQ}	Constante solar
H	Radiación solar
H_0	Radiación solar extraterrestre

H_{BC}	Radiación solar diaria estimada con el modelo de Bristow-Campbell
H_c	Radiación solar calculada
H_H	Radiación solar diaria estimada con el modelo de Hargreaves-Samani
H_{MV}	Radiación solar diaria estimada con el modelo de Meza-Varas
H_m	Radiación solar medida
H_W	Radiación solar diaria estimada con el modelo de Weiss
i	Índice nudo
k_p	Coficiente de potencia-temperatura
K_T	Índice de claridad
L	Longitud
L_{loc}	Meridiano local
L_{est}	Meridiano estándar
n	Día juliano
N_{PV}	Número de paneles que conforman el arreglo
P_f	Factor de empacamiento
P_{MPP}	Potencia máxima
P_{nom}	Potencia máxima en condiciones nominales
RII	Humedad relativa
RII_{avg}	Humedad relativa promedio diaria
RII_{max}	Humedad relativa máxima diaria
S	Horas de asoleamiento medidas
S_0	Horas de asoleamiento máximas calculadas
T_{avg}	Temperatura promedio diaria
T_c	Temperatura promedio de la celda

T_{max}	Temperatura máxima diaria
T_{min}	Temperatura mínima diaria
T_r	Temperatura de referencia de la celda
TR	Tasa de Recuperación
TR'	Tasa de datos válidos
z	Altitud en metros sobre el nivel del mar
CNEER	Congreso Nacional de Estudiantes de Energías Renovables
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRS	Sistema de Receptor Central (Central Receiver System, por sus siglas en inglés)
DNI	Irradiancia Normal Directa (Direct Normal Irradiance, por sus siglas en inglés)
EMA	Estación Meteorológica Automática
ESIME	Estación Sinóptica Meteorológica
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
LTE	Ley de Transición Energética
MABE	Error Cuadrático Medio Absoluto (Mean Absolute Bias Error, por sus siglas en inglés)
MBE	Error Cuadrático Medio (Mean Bias Error, por sus siglas en inglés)
MPE	Error Porcentual Promedio (Mean Percentage Error, por sus siglas en inglés)
R^2	Coefficiente de determinación
RMSE	Raíz Cuadrada del Error Cuadrático Medio (Root Mean Square Error, por sus siglas en inglés)
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México

Introducción

1.1. Disponibilidad del recurso solar

El Sol es la principal fuente de energía que recibe la Tierra. El Sol es una estrella, conformada por materia gaseosa intensamente caliente y tiene un diámetro de 1.39×10^9 m. El Sol gira sobre su propio eje una vez cada 4 semanas, aproximadamente, esto visto desde la Tierra. La temperatura del Sol puede considerarse igual a la temperatura de un cuerpo negro a 5,777 K. Sin embargo, en las regiones centrales del Sol se pueden alcanzar temperaturas de 8×10^6 K a 10×10^6 K, por la energía producida de las reacciones continuas de fusión nuclear. Esta energía es transportada (irradiada) desde el interior hasta las capas exteriores y se libera hacia el espacio en forma de radiación. Dicha energía viaja a través del espacio a lo largo de una distancia de 1.495×10^{11} m y el Sol subtende un ángulo de $32'$ [16].

La radiación emitida por el sol, respecto a su relación espacial a la Tierra da como resultado una intensidad de radiación solar fija fuera de la atmósfera terrestre, esta representada por la constante solar, G_{SC} . La constante solar (G_{SC}) es la energía del sol recibida sobre una unidad de área de una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación en una unidad de tiempo, a una distancia media Tierra-Sol fuera de la atmósfera. El valor de G_{SC} es de $1,367 \text{ W/m}^2$ [16].

La energía solar es la fuerza impulsora de casi todos los tipos de energía renovable. La radiación extraterrestre es del orden de 175, 000 TW (ver Fig. 1.1), lo que excede cuatro órdenes de magnitud los requerimientos de la energía primaria global (15 TW). Considerando un potencial técnicamente utilizable de 1 % y una eficiencia general de conversión de la energía solar de $\eta = 10^{-2}$, teóricamente la radiación solar es suficiente para satisfacer las necesidades energéticas primarias del mundo. No obstante, por razones ambientales, esta enorme cantidad de energía disponible no podría ser aprovechada por la humanidad [8].



Figura 1.1 : Estimación del flujo energético global. Unidades en TW. Adaptada de [8].

La energía recibida del Sol es el motor de diferentes procesos biológicos, físicos y químicos ocurridos a lo largo de la superficie terrestre [4]. Un ejemplo de esto es el impacto que tiene la energía solar en la temperatura media mundial y, por lo tanto, en el clima. La radiación solar recibida por la Tierra establece el equilibrio global del flujo de energía [8]. En la Fig. 1.1 se presenta el balance global del flujo de energía en la Tierra; la radiación solar interactúa con diferentes sistemas (gases que componen la atmósfera, nubes, partículas de polvo y aerosoles) provocando la atenuación de ésta por fenómenos ópticos como dispersión, absorción, transmisión y reflexión. La cantidad de irradiancia solar que incide sobre los sistemas (boscosos, urbanos, polares, desérticos y acuáticos) de la superficie de la Tierra es de 89,000 TW.

1.1.1. Radiación solar

La radiación solar tiene dos componentes principales, la directa y difusa. La radiación directa es aquella que es recibida directamente desde el disco solar, sin alterarse por la interacción con otros objetos. La radiación difusa es aquella que es afectada por los componentes de la atmósfera terrestre, estos componentes cambian la dirección debido a los fenómenos ópticos de absorción, refracción, reflexión y dispersión. Estos fenómenos permiten la distribución de una parte de la radiación directa hacia toda la extensión del cielo. La radiación solar recibida por un objeto en la superficie terrestre está dada por la sumatoria de la radiación directa y la difusa, la cual está denominada como radiación global.

La radiación solar que llega a una superficie puede ser medida empleando diferentes instrumentos. El instrumento comúnmente utilizado para la medición es el piranómetro, el cual es un radiómetro diseñado para medir la irradiancia solar global en una superficie plana (ver Fig. 1.2) [29]. El piranómetro utiliza un sensor, que usualmente está compuesto por un conjunto de termopilas, las cuales están construidas por la unión de dos metales, cuando existe una diferencia de temperatura entre las dos termopilas, se genera una diferencia de potencial. Entonces, la diferencia de temperaturas entre las termopilas expuestas al Sol y las que se encuentran unidas al cuerpo metálico del piranómetro, es proporcional a la radiación solar medida [16, 29, 43].

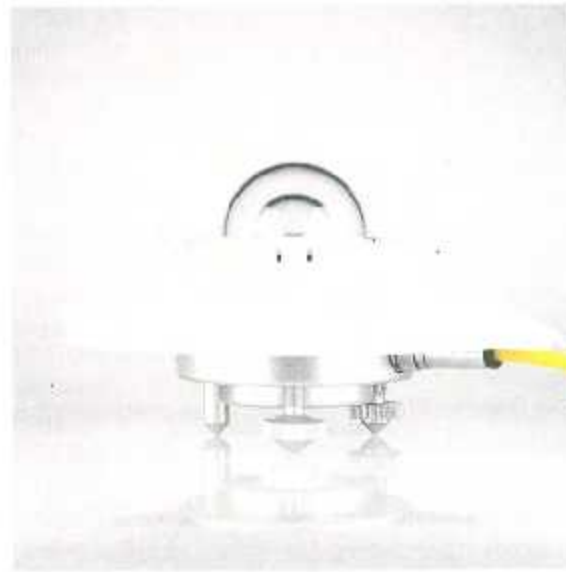


Figura 1.2 . Piranómetro. Tomada de [29].

Para medir la radiación difusa se puede utilizar un piranómetro con una aditamento para bloquear la radiación directa. Este aditamento es una banda orientada de forma que a lo largo de todo el día cumpla con la función de bloqueo de la componente directa, esto se puede observar en la Fig. 1.3

El instrumento utilizado para medir la radiación directa se denomina pirheliómetro. El pirheliómetro es un instrumento que usa un detector colimado para medir radiación solar, a incidencia normal (ver Fig. 1.4). En este instrumento, la radiación solar entra a través de una ventana de 30 cm de profundidad y cuenta con una serie de diafragmas que impiden el paso de la radiación difusa, la radiación es dirigida sobre una termopila, que convierte el calor en una señal eléctrica [16, 29, 43].

Para medir esta componente, es importante mantener el pirheliómetro orientado para seguir el movimiento aparente del Sol de manera que reciba la mayor cantidad de radiación directa posible, y se logra mediante un dispositivo de seguimiento ubicado en



Figura 1.3 : Banda de sombreada. Tomada de [29].



Figura 1.4 : Pirhelómetro. Tomada de [29].

el eje ecuatorial. Este accesorio se muestra en la Fig. 1.5 [16, 29, 43].



Figura 1.5 : Seguidor solar. Tomada de [29].

1.2. Sistemas de aprovechamiento solar para la generación de energía eléctrica

Las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar y su conversión a energía eléctrica se pueden clasificar en celdas fotovoltaicas y sistemas de concentración solar.

1.2.1. Energía fotovoltaica

Una celda fotovoltaica convierte directamente la energía proveniente del Sol a energía eléctrica con diferentes eficiencias, dependiendo de las condiciones de operación y las características del sistema fotovoltaico, bajo costo de operación y virtualmente no contaminante [47]. El principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica se basa en la generación de un campo eléctrico producido por la unión de dos materiales semiconductores (tipo p y n). El material tipo n , conformado de silicio dopado, es expuesto a la irradiación solar. La energía solar, en forma de fotones, recibida por el material, desplaza un gran número de electrones. Por otro lado, en la capa compuesta de silicio dopado tipo p , existe una elevada cantidad de huecos positivos. Entre estas dos capas se genera una diferencia de potencial y un flujo de electrones, y por consecuencia de corriente eléctrica entre ambas capas (ver Fig.1.6).

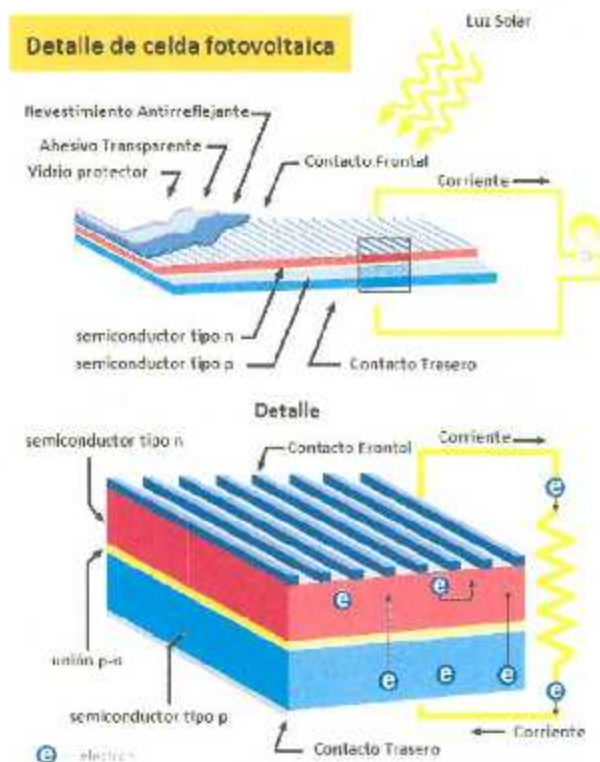


Figura 1.6 : Funcionamiento de una celda fotovoltaica. Adaptada de [23].

Las celdas fotovoltaicas pueden ser fabricadas de silicio (monocristalino y policristalino), de calcogenuros de metales (CdS/CdTe y $\text{Cu}(\text{In}/\text{Ga})\text{Se}_2/\text{CdS}$) [47], de compuestos orgánicos y celdas multiunión. La combinación de celdas fotovoltaicas con tecnología de concentración ha despertado gran interés en diversas comunidades por los resultados satisfactorios que se han obtenido. Esta tecnología emplea espejos o lentes para concentrar la irradiación solar y con esto el número de celdas se reduce sustancialmente. En la Figura 1.7 se presenta un panel fotovoltaico solar con un sistema de espejos para la concentración de la radiación.

Un panel solar fotovoltaico es la unión de varias celdas interconectadas en serie. La eficiencia de un panel fotovoltaico convencional es alrededor de 8 y 15 %, mientras que en los sistemas con tecnología de concentración, aumenta hasta rangos del 20 al 40 % (ver Fig 1.8). Además, la interconexión de varios paneles fotovoltaicos entre sí permite aumentar la cantidad de corriente continua. [18]. Para celdas fotovoltaicas comerciales los valores de las eficiencias pueden ser considerablemente inferiores.

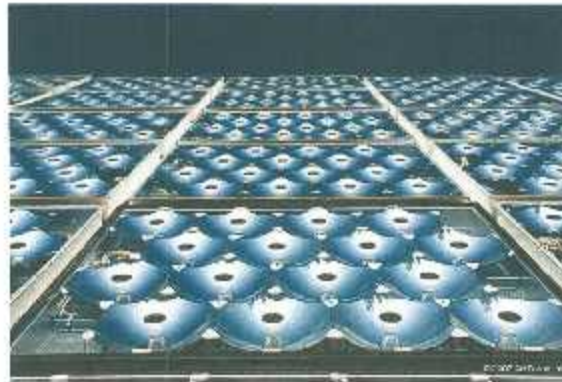


Figura 1.7 : Panel solar con sistema de concentración. Tomada de [26].

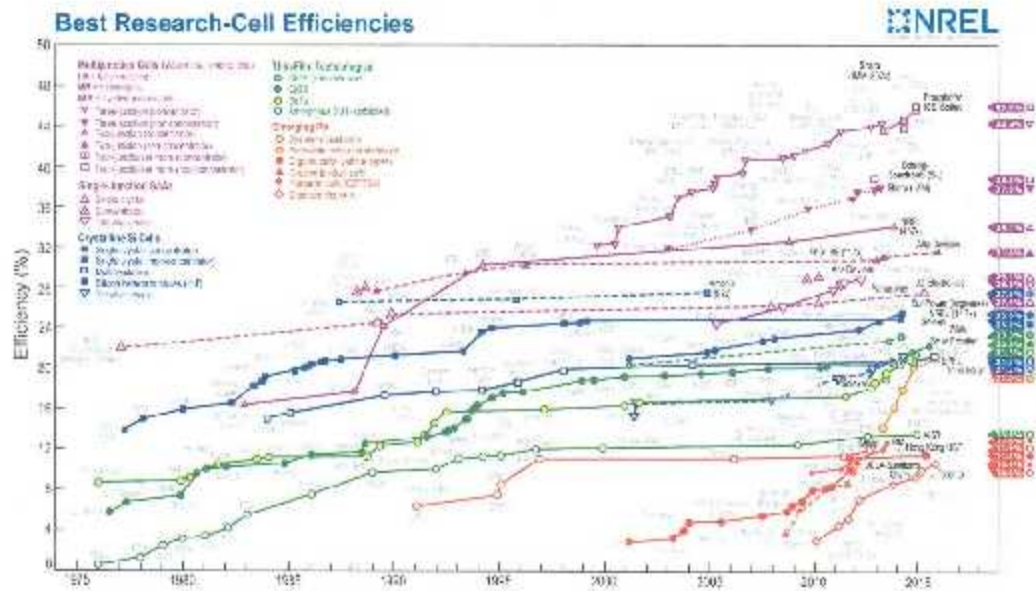


Figura 1.8 : Eficiencias en celdas solares. Tomada de [35].

Para aplicaciones de la tecnología solar fotovoltaica, uno o varios paneles solares se conectan a un inversor, que convierta la corriente continua en corriente alterna. Algunas de la aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos se mencionan a continuación:

- Electrificación de casas-habitación en áreas aisladas de la red.
- Bombeo de agua para sistemas de riego.
- Fuente de alimentación para satélites y naves espaciales.

1.2 Sistemas de aprovechamiento solar para la generación de energía eléctrica

- Sistemas de alumbrado público.
- Sistemas de comunicaciones de emergencia.
- Centrales de generación interconectadas a la red.

En los últimos años, los sistemas interconectados a la red ha despertado gran interés, ya sea desde pequeños sistemas para abastecer casas-habitación y pequeños comercios, hasta grandes centrales capaces de generar un aporte importante a la red de distribución (ver Fig. 1.9). Los sistemas interconectados a la red pueden resultar muy beneficiosos para las compañías suministradoras de energía.



Figura 1.9 : Parque solar fotovoltaico. Tomada de [25].

La nueva legislación en México, en materia energética, abre la posibilidad de generar energía para auto consumo o inyectarla a la red de distribución. La inyección de energía a la red de distribución contribuye a la satisfacción de las necesidades energéticas de la Comisión Federal de Electricidad. No obstante, aún hay retos interesantes que se deben solucionar. Las centrales fotovoltaicas de generación eléctrica interconectadas pueden llegar a producir distorsión armónica en los voltajes de línea, incrementos en los reactivos del alimentador, variaciones de voltaje (caídas o *SAG* y elevaciones o *SWELL*) e interferencia electromagnética, si no cuentan con las protecciones adecuadas. [36, 43].

1.2.2. Sistemas de concentración solar

La energía solar puede ser aprovechada empleando sistemas que transforman la radiación solar en energía térmica. Esta tecnología ha demostrado tener una gran utilidad para el ser humano, algunas de las aplicaciones son para el calentamiento de agua, enfriamiento y generación de electricidad.

Para generación de energía eléctrica se emplean sistemas de concentración solar, estos son dispositivos que concentran, mediante el uso de espejos, la radiación solar sobre un absorbedor. El principio de estos sistemas es concentrar la energía solar que incide en una gran área a una superficie más reducida (denominada región focal) concentrando altas densidades de flujo radiativo en un punto. Al concentrar la radiación en un área más reducida, se disminuyen las pérdidas térmicas (ver Figura 1.10) y se logra alcanzar temperaturas superiores, del orden de 250°C a 2,000 °C, esto en función del tipo de tecnología.



Figura 1.10 : Esquema de funcionamiento básico de un sistema de concentración solar. Adaptada de [15].

Los sistemas que funcionan utilizando el principio de captación y concentración son: canal parabólico, concentradores tipo Fresnel, concentrador Dish Stirling y concentrador de torre central. Estos sistemas se pueden clasificar de acuerdo con el sistema de concentración de flujo radiativo, concentración puntual y lineal.

- Concentración puntual, en estos sistemas la radiación se concentra en un punto, alcanzando altas temperaturas. Los sistemas con este tipo de concentración son de torre central y Dish-Stirling.
- Concentración lineal, en este sistema se concentra la radiación solar en un receptor que se ubica sobre el reflector, en comparación con los sistemas de concentración puntual, este sistema funciona con temperaturas de operación menores, debido a que cuenta con una mayor área de recepción. Los sistemas que concentran la radiación linealmente son el concentrado parabólico y tipo Fresnel.

1.2.2.1. Sistema de torre central

Un sistema de torre central o CR3 (por sus siglas en inglés, Central Receiver System) se presenta en la Figura 1.11, este sistema se compone por una gran cantidad de espejos con seguidor integrado llamados helióstatos, cuya función es reflejar la radiación a un punto focal central, donde ésta es concentrada (ver Fig. 1.10). Los helióstatos están compuestos por una superficie reflectante, compuesta por vidrio-metal. Un campo de helióstatos puede alcanzar relaciones de concentración desde 500 y hasta 3,000 soles. Los sistemas de torres central alcanzan temperaturas de operación de entre 250 y 1,000 °C.

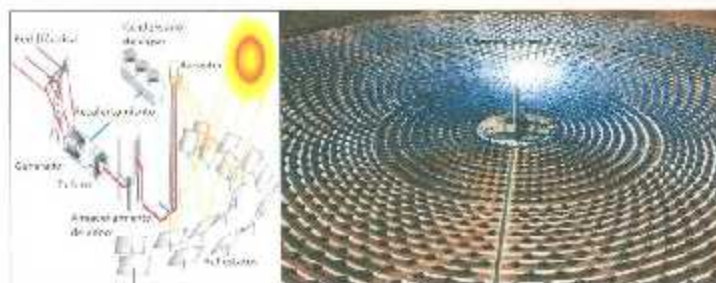


Figura 1.11 : Diagrama de funcionamiento de una torre central e imagen de un campo helióstatos. Tomada de [19].

En los sistemas de torre central se emplea un fluido de trabajo que circula a través del cuerpo del receptor central, recogiendo la energía concentrada. Los fluidos de trabajo que se han empleado en los diversos proyectos son vapor de agua (vapor sobrecalentado o saturado), sodio líquido y sales fundidas.

En una planta para la generación de energía eléctrica, además del campo de helióstatos, receptor y en algunos casos almacenamiento térmico, se consideran sistemas convencionales como el generador de vapor y el bloque de potencia, característicos del ciclo Rankine modificado, en el que se produce vapor a través del intercambio de calor y éste es utilizado para generar el movimiento de una turbina conectada a un generador eléctrico (ver Fig. 1.12). Es importante mencionar que el sistema de control es más complejo que el de una planta térmica convencional, ya que además se deben integrar todos los subsistemas solares de la central, cuya interacción se complica, sobre todo, en los periodos de arranque, paradas y transitorios, que son los más críticos [9, 33].

1.2.2.2. Sistema Dish-Stirling

El sistema Dish Stirling, es un sistema utilizado para producir energía a través de la concentración de la radiación solar utilizando un disco parabólico. En el foco de dicho

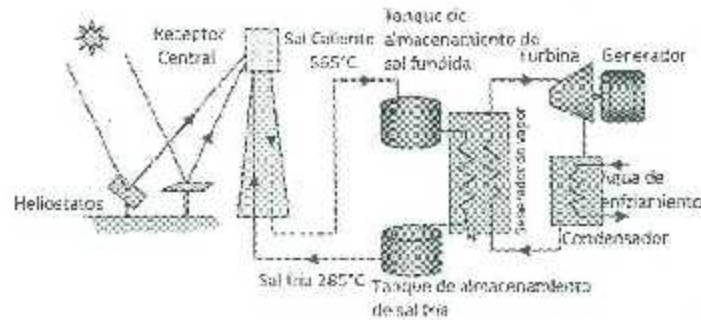


Figura 1.12 : Ciclo de generación en una planta de torre central operada con sal fundida. Adaptada de [12].

disco, se coloca un motor Stirling, montado sobre una estructura metálica. La energía concentrada es recolectada por un fluido de trabajo (gas Hidrógeno, H_2), a través de un intercambiador de calor, la energía térmica es transformada en un motor Stirling a energía eléctrica, como se puede observar en la Figura 1.13. El concentrador es equipado, por lo general, con un sistema de seguimiento en dos ejes lo que permite una mayor y mejor captación de la radiación solar.

El motor Stirling es una máquina capaz de convertir la energía térmica en mecánica, a través de la expansión del fluido, que a su vez mueve un pistón generando movimiento. El fluido regresa a través de un sistema de condensación, generando que el pistón regrese a su posición original, para repetir el ciclo. El motor se conecta a un generador eléctrico, que mediante el movimiento mecánico genera electricidad.

El concentrador utilizado en los sistemas Dish-Stirling, está compuesto por una serie de espejos, compuestos de vidrio-plata, colocados de igual forma a un concentrador sólido parabólico (ver Fig. 1.13). Lo anterior debido a que es difícil obtener un espejo único con la forma y tamaño deseados. El concentrador deberá ser diseñado de tal forma que el foco se ubique en el centro del sistema, además deberá evitarse que el concentrador sea muy amplio debido a que incrementarían las pérdidas por convección y habría más radiación fuera del punto de concentración del receptor. El receptor es una superficie absorbente de 14-20 cm de diámetro.

1.2.2.3. Sistema de concentración parabólica

El sistema de concentración con canales parabólicos funciona mediante un concentrador con forma de una parábola, fabricado en un compuesto polimérico con base de plata. El calor reflejado es concentrado en el foco y transferido a un tubo receptor (su periferia

1.2 Sistemas de aprovechamiento solar para la generación de energía eléctrica

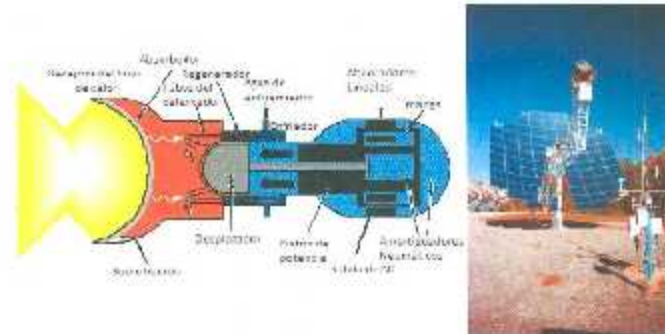


Figura 1.13 : Esquema de receptor Stirling y sistema de concentración Dish-Stirling. Adaptada de [17].

absorbidora). Un fluido es utilizado para producir vapor sobrecalentado, el cual es conducido a través de una turbina que se conecta a un generador eléctrico, en el que se convierte la energía cinética en energía eléctrica, como se puede observar en la Figura 1.14. Los fluidos de trabajo empleados son agua, aceite y sales fundidas. La generación en los sistemas de canal parabólico, se basa en el funcionamiento del ciclo Rankine, cuyos componentes son: evaporador, turbina de vapor, condensador y bomba.



Figura 1.14 : Esquema de funcionamiento general de un sistema de canal parabólico. Tomada de [38].

Los sistemas de concentración parabólicos tienen un sistema de seguimiento en un eje, esto con el objetivo de obtener una mayor captación de la radiación, lo que permite alcanzar mayores temperaturas de operación y una generación constante de energía eléctrica.

La co-generación en plantas de operación es una opción que es utilizada en plantas de operación. Esta consiste en someter al fluido a altas presiones y hacerlo pasar a través

de una turbina, para luego continuar con el ciclo normal de operación de la planta termodinámica. Esta combinación de tecnologías permite operar la planta con mayor continuidad, debido a que puede generar energía aún si se presenta nubosidad en la zona [7].

1.2.2.4. Sistema de concentración de Fresnel

El sistema de concentración tipo Fresnel funciona mediante la ubicación en paralelo de espejos delgados y largos, los cuales son orientados individualmente para concentrar la mayor cantidad de radiación posible en el receptor, como se muestra en la Figura 1.15.

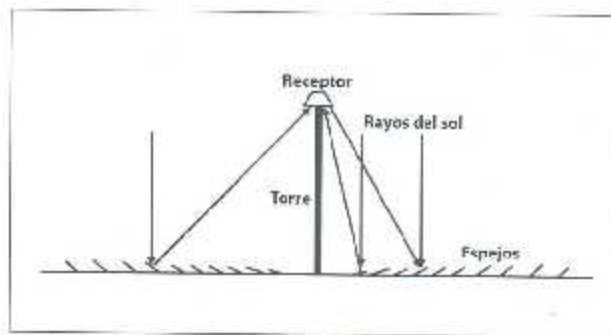


Figura 1.15 : Esquema de funcionamiento general de un sistema de Fresnel. Tomada de [33].

El principio de funcionamiento del sistema Fresnel, se basa en la investigación y el modelo desarrollado por Augustin-Jean Fresnel, el cual inicialmente se utilizó para la construcción de faros de navegación. El modelo de Fresnel se basa en un lente curvo de grandes dimensiones, sin embargo los costos de construcción son altos y el proceso de fabricación es complejo. Por lo anterior, en los sistemas de concentración de Fresnel, se sustituyó este lente por un mayor número de lentes orientados hacia un punto focal. En la Figura 1.16 se muestra una planta de generación de energía eléctrica empleando sistemas de concentración de Fresnel.



Figura 1.16 : Sistema general tipo Fresnel y vista de una planta en funcionamiento. Tomada de [33].

En una planta con sistemas de concentración de Fresnel, los espejos simulan un espejo curvo, cada espejo es controlado individualmente y posicionado por sensores, mediante motores eléctricos gobernados.

Algunos sistemas Fresnel tienen un segundo sistema de concentración, ubicado en la parte superior del tubo receptor y es ajustado a un ángulo en el que se dispersa la menor cantidad de radiación posible. El segundo sistema de concentración permite lograr mayores eficiencia y alcanzar temperaturas de operación mayores.

El proceso de generación de energía a través del aprovechamiento de la energía térmica de la radiación solar, utilizando un sistema de concentración Fresnel, es similar al proceso que se lleva a cabo en una planta con concentradores de canal parabólico. El fluido de trabajo circula sobre un tubo colector, el cual al recibir la radiación concentrada por los espejos, aumenta su temperatura hasta alcanzar el punto de ebullición. Posteriormente, el vapor se hace pasar a través de una turbina que capturará la energía cinética del fluido en movimiento, y que se encuentra conectada a un generador.

1.3. Energía solar en México

1.3.1. Sector energético

El sector energético es clave para el desarrollo económico de los países. A nivel mundial la fuente primaria de energía son los combustibles fósiles. En el año 2013, de acuerdo con el Balance Nacional de Energía, la producción de energía primaria mundial fue de 81.5 % a partir de combustibles fósiles (crudo, gas natural y carbón y sus derivados), el 13.7 % de energías renovables y el balance de nucleenergía. Además, el consumo mundial de energía crece año con año, en 2013 creció un 2.5 %, respecto al año anterior, y es importante destacar que sólo un 15.7 % de esta energía es a partir de energías renovables. Los sectores con mayor consumo son el sector transporte con 46.4 %, seguido por el sector industrial con 31.4 %, el residencial, comercial y público con 18.7 % y por último el sector agropecuario con 3.5 % [44]. México, en 2014, tuvo una disminución del 2.1 % de la producción energía primaria respecto al año 2013. Las reservas de combustibles fósiles, en México, disminuyen aceleradamente y cada vez se requiere más tecnología e inversión para extraerlos. Por lo que es imperante el desarrollo de proyectos para el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, y con ello incrementar la aportación de las energías renovables al sector energético [44].

A nivel mundial, el uso desmesurado de recursos naturales para satisfacer las necesidades humanas ha provocado desequilibrio ambiental. Un ejemplo de esto es la quema de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, donde el incremento en el consumo y el impacto que genera al medio ambiente (producción de gases de efecto invernadero, GEI los GEI son una de las 4 causas antropogénicas del cambio climático, la

producción en noviembre del 2016 alcanzó 404.42 ppm [34]) pone en riesgo el desarrollo de las próximas generaciones. En este contexto, a nivel mundial se han desarrollado políticas y estrategias para diversificar el uso de los energéticos primarios, racionalizar el consumo y reducir las emisiones de CO_2 a la atmósfera.

México, por su parte, ha impulsado una reforma energética enfocada a elevar el crecimiento económico del país y mejorar las condiciones socioeconómicas en la población. Para esto es de vital importancia incrementar la participación de fuentes renovables y alternas en la matriz energética, así como fortalecer la producción de hidrocarburos [44].

En relación a las energías renovables, la reforma energética trae beneficios como: crear certificados de energías limpias, eliminar barreras que frenen el crecimiento, facilitar la comercialización de las energías renovables, crear mecanismos para la interconexión en la generación distribuida y para el financiamiento de proyectos y crear un marco normativo. Además, se han desarrollado instrumentos jurídicos que impactan de manera favorable a las energías renovables, Ley de Transición Energética, LTE (11 Dic. 2015), Ley de la Industria Eléctrica, Ley de Energía Geotérmica (2015), Ley Federal del Cambio Climático, Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, Ley de Promoción y Desarrollo de los Biocombustibles, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia Energética y Comisión Reguladora de Energía [45].

México cuenta con gran potencial para aprovechamiento de los diferentes recursos renovables a lo largo del territorio nacional (ver Fig. 1.17). De acuerdo con el Inventario Nacional de Energías Renovables existe un potencial probado de generación de 30,595 GWh por año (ver Fig. 1.17)[45].

La capacidad de generación mediante energías renovables alcanzó 16,953 MW en Junio del 2015, lo cual representa el 25.3% de capacidad de generación total. La mayor parte de la capacidad en operación renovable es dominada por la hidroeléctrica, seguida por la geotérmica, y después la eólica y fotovoltaica.

1.3.2. Energía solar

México, por su ubicación geográfica, se encuentra dentro de la franja solar (ver Fig. 1.18), recibiendo altos índices de radiación solar. En la Figura 1.19 se puede observar que las regiones áridas y semiáridas del país se encuentran en una zona privilegiada, recibiendo los índices más altos de radiación solar normal directa (DNI, Direct Normal Irradiance, por sus siglas en inglés), valores de 1,900 – 2,200 y superiores a 2,200 $\text{kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$. En México, las zonas áridas y semiáridas se encuentran localizadas en la región norte del país y se conforman principalmente por los estados de: Coahuila de Zaragoza, Durango, Sonora, Chihuahua, Baja California Norte, Baja California Sur, Sinaloa y una parte del estado de Nuevo León (ver Figs. 1.18 y 1.19).



Figura 1.17 : Potencial probado y probable por fuente de energía renovable en las diferentes entidades federativas del país, 2014 (GWh/año). Tomada de [45].

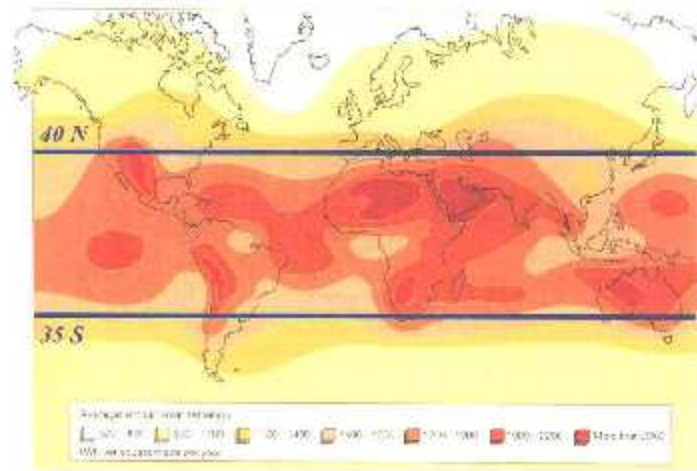


Figura 1.18 : Mapa ilustrativo de la franja solar. Tomada de [24].

Las regiones áridas y semiáridas conforman aproximadamente el 43% del territorio del país, aproximadamente 2 millones de kilómetros cuadrados. Esta parte del territorio mexicano recibe una irradiación promedio de 5.5 kWh/m²/día [43]. Lo anterior, sin duda, resalta la importancia del aprovechamiento potencial del recurso solar en estas regiones.

Para satisfacer las necesidades energéticas por habitante se estima que se requeriría

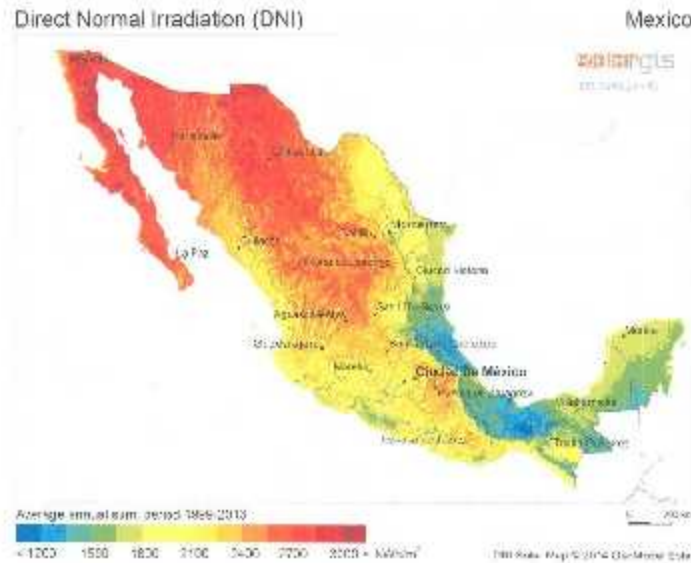


Figura 1.19 : Mapa de índice de Irradiación Normal Directa(DNI, por sus siglas en inglés) en México. Tomada de [48].

un superficie entre 12 y 25 m^2 , lo anterior considerando la eficiencia de las tecnologías actuales para la conversión de la energía solar de entre 2 y 8%, así como los costos por almacenamiento y transporte. Para satisfacer las necesidades de una familia, tomando en cuenta un promedio de 4.4 habitantes por vivienda, se calcula que se requeriría una área de entre 53 y 110 m^2 por vivienda. Para la población total de México, considerando 100 millones de habitantes, se proyecta que con un área de captación de 2,500 km^2 , es decir aproximadamente el 0.15% del territorio nacional, podría emplearse para satisfacer las necesidades energéticas totales del país [43].

El potencial de recurso solar de las regiones áridas y semiáridas del norte de México es extraordinario, por lo que es de suma importancia estimar la variabilidad de la radiación en esta región para la aplicación de tecnologías de conversión de la energía solar en energía eléctrica, como solar fotovoltaica y concentración solar.

A nivel mundial, la energía solar fotovoltaica es la que tiene el mayor crecimiento. Los países líderes en generación son Alemania, China, Japón, Estados Unidos e Italia. En México, la generación de energía solar fotovoltaica es relativamente reciente y a nivel mundial representa sólo un 0.05% de la generación. De acuerdo con la Prospectiva de Energía Renovables 2015 – 2029, se espera que la capacidad instalada de energías renovables se incremente a 20,869 MW, donde las centrales solares tendrán una capacidad de 1,822 MW [46].

Marco teórico

La radiación solar, como se mencionó en el capítulo anterior, es una fuente de energía importante en diferentes procesos relevantes para el ser humano. En este capítulo primeramente se describen las estaciones que registran las diferentes variables climatológicas y las ecuaciones que permiten estimar la radiación extraterrestre. Posteriormente se presentan diversos modelos empíricos para estimar la radiación solar basados en variables climatológicas, y finalmente se presentan las métricas que se utilizarán para cuantificar los errores en la estimación.

2.1. Estaciones meteorológicas en México

La caracterización de las diversas variables climatológicas (temperatura, presión, velocidad del viento, entre otras) se lleva a cabo en estaciones meteorológicas que cuentan con distintos sensores que deben cumplir con normas internacionales [37] que garanticen una buena calidad de los datos. Estos sensores requieren de procedimientos de mantenimiento que varían de acuerdo al tipo de sensor y condiciones de operación. Los datos medidos deben ser postprocesados para poder utilizarlos, y las metodologías empleadas dependerán del objetivo de la investigación.

Actualmente México cuenta con una serie de estaciones meteorológicas operadas por el Sistema Meteorológico Nacional (SMN) a través de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA o CNA). Estas estaciones se encuentran distribuidas a lo largo del territorio nacional [22], aunque su distribución es aún muy dispersa. De entre las diversas redes de monitoreo de la CONAGUA, por la cantidad y distribución de las estaciones se pueden destacar dos: las Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA) y las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME). En la Tabla 2.1 se muestran las variables meteorológicas medidas en ambos tipos de estaciones. Se debe aclarar que es posible que alguna estación no registre todas las variables climatológicas.

Tabla 2.1 : Variables meteorológicas medidas en las Estaciones Meteorológicas Automáticas(EMA) y Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME).

Variable	EMA	ESIME
Temperatura ambiente	X	X
Humedad relativa	X	X
Presión atmosférica	X	X
Velocidad y dirección del viento	X	X
Radiación solar total	X	X
Precipitación	X	X
Visibilidad		X
Temperatura a 10 cm del suelo		X

Una EMA se define como un sistema conformado por sensores eléctricos y mecánicos que se encargan de realizar mediciones de forma automática. Este tipo de estaciones generan archivos con valores promedio de las variables medidas cada 10 minutos, y envían un informe o reporte en intervalos que varían entre 1 y 3 horas. En la Figura 2.1 se presentan los componentes principales de una EMA y las dos configuraciones empleadas.

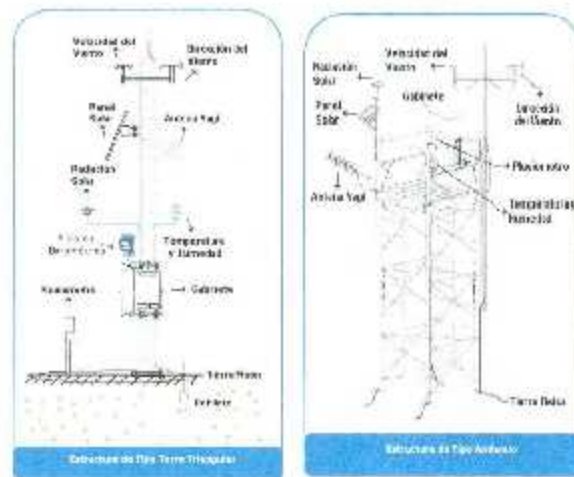


Figura 2.1 : Componentes principales de una Estación Meteorológica Automática (EMA). Tomada de [22].

Una ESIME, al igual que una EMA, se define como el conjunto de dispositivos eléctricos que llevan a cabo mediciones de variables meteorológicas de manera automática. La

diferencia entre estos dos tipos de estaciones radica en que la información recopilada por las ESIME se envía en un reporte codificado de manera simultánea cada 3 horas [22], es decir, el envío de la información se realiza de forma sincronizada entre todas las estaciones que conforman esta red. En la Figura 2.2 se presentan los componentes principales de este tipo de estaciones.

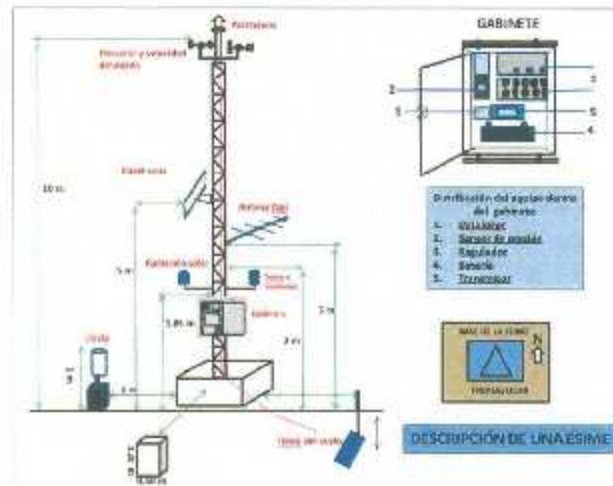


Figura 2.2 : Componentes principales de una Estación Sinóptica Meteorológica (ESIME). Tomada de [22].

Este trabajo se basa en el análisis de las estaciones ESIME. El análisis de las EMA ha sido reportado por Riveros y col. [42] y por Hernández-Escobedo y col. [20]. La metodología para el análisis de los datos se describe en el siguiente capítulo. A continuación se presentan las ecuaciones para estimar la radiación extraterrestre, que determina el límite para la radiación solar medida.

2.2. Estimación de la radiación solar

Las mediciones obtenidas de las estaciones meteorológicas son una fuente importante de información, sin embargo, éstas no están exentas de fallas en los sistemas de medición, almacenamiento y/o transmisión de datos. Esto ocasiona que existan periodos de tiempo, que pueden ir de algunos minutos hasta días o incluso años, en los que no se cuenta con información o que la información sea errónea. Si además se considera que las estaciones están muy dispersas y su costo económico es relativamente elevado, y se desea hacer uso de información referente a la radiación solar, es necesario desarrollar e implementar métodos que permitan estimarla de manera confiable. En este sentido, se pueden seguir varios enfoques diferentes: físicos, estocásticos, empíricos o una combinación de ellos. El

enfoque físico se basan en la estimación de la radiación mediante fórmulas obtenidas a partir de la ecuación de transferencia radiativa, que emulan procesos físicos ocurridos en la atmósfera terrestre. Estos fenómenos incluyen a la dispersión, reflexión y absorción de la radiación, que provocan su atenuación antes de incidir sobre la superficie terrestre. Esto es producto de la interacción entre los fotones y las distintas partículas suspendidas en la atmósfera, como aerosoles, vapor de agua, contaminantes, entre otros, y que su composición varía temporal y espacialmente. Y es precisamente esto, la necesidad de información extra sobre la composición de la atmósfera, que dificulta su aplicabilidad. Dentro de este enfoque se incluyen también los métodos que estiman la radiación solar a partir de análisis de imágenes [11], a través de simulación numérica del clima [30], u otros métodos. Por otro lado, el enfoque estocástico hace uso de técnicas estadísticas o de inteligencia artificial para determinar distintas características de la variable de interés a partir de series de datos medidos [2, 3, 41]. Finalmente, los modelos empíricos están basados en las relaciones que existen entre la radiación solar y diversas variables meteorológicas [4, 10], aunque usualmente se busca utilizar variables que se encuentran en la mayoría de las estaciones meteorológicas o que pueden ser fácilmente obtenidas, como la temperatura del ambiente. Para estimar la radiación a partir de estos modelos es necesario determinar una o más constantes de ajuste, que dependerán del sitio en que se usa el modelo [10]. En este trabajo nos enfocamos al uso de distintos modelos empíricos basados en la temperatura del ambiente.

2.2.1. Constante solar

La mayoría de los modelos utilizados para la estimación de la radiación solar parten del cálculo de la radiación solar extraterrestre, para lo cual es necesario definir algunos términos. La constante solar, G_{sc} , se define como la energía del Sol por unidad de Tiempo recibida en una unidad de área de una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación, a una distancia de una unidad astronómica (equivalente a la distancia media entre la Tierra y el Sol) [16]. Dicho valor depende, entre otras cosas de diversos parámetros geométricos entre la Tierra y el Sol. En la Figura 2.3 se muestran dichas relaciones geométricas.

El valor de la constante solar comúnmente se toma como 1367 W/m^2 , aunque este valor corresponde a un valor medio de la radiación para una distancia promedio entre el Sol y la Tierra indicada en la Figura 2.3. Sin embargo, estrictamente hablando esto no es correcto, ya que la cantidad de energía recibida varía debido principalmente al movimiento de traslación de la Tierra y a la actividad solar.

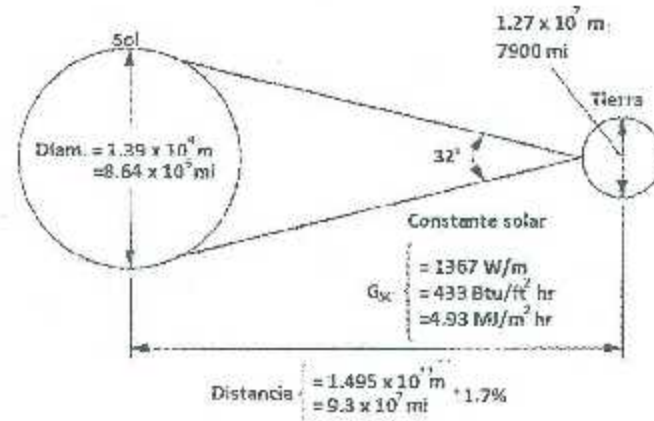


Figura 2.3 : Relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra. Adaptada de [16].

2.2.2. Definiciones

Como se mencionó anteriormente, el estudio de la energía solar requiere del entendimiento de distintos conceptos. A continuación se definen los conceptos principales utilizados en este trabajo, específicamente los distintos ángulos que son necesarios para definir la posición relativa del Sol respecto a un plano ubicado en cualquier punto de la superficie terrestre y a cualquier hora del día. Estos ángulos son:

- **Latitud**, es la localización de un punto al norte o sur tomando como referencia el ecuador y se representa con la letra ϕ . La latitud se mide en grados y tiene un máximo de 90°N y un mínimo de -90°S . México se encuentra entre los 14°N y los 32°N norte (ver Figura 2.4).
- **Longitud**, es una coordenada geográfica utilizada para determinar la posición este-oeste de cualquier punto en la superficie terrestre, tomando como punto de referencia el meridiano de Greenwich, y al igual que la Latitud es medida en grados y para este caso la representaremos con la letra L . Tiene un máximo de $+180^\circ \text{E}$ y -180°O . México se encuentra ubicado entre los -86°O y los -118°O .
- **Declinación**, se define como la posición angular del Sol en el mediodía solar (es decir, cuando el Sol se ubica en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador. La declinación se representa con la letra δ y se encuentra en el rango $-23.45^\circ \leq \delta < 23.45^\circ$ (ver Figura 2.5).
- **Inclinación**, es el ángulo entre el plano de la superficie de interés y la horizontal. Éste se define con la letra β y tiene valores entre $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$. Una inclinación igual a 90° corresponde a una superficie vertical, mientras que una inclinación superior 90° indican que la superficie tiene una componente dirigida hacia abajo.

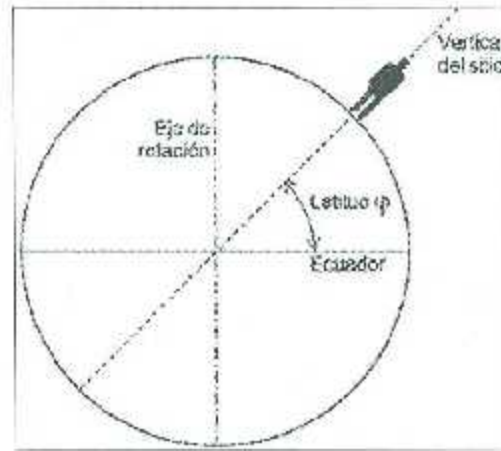


Figura 2.4 : Esquema que ilustra la latitud. Tomada de [50].

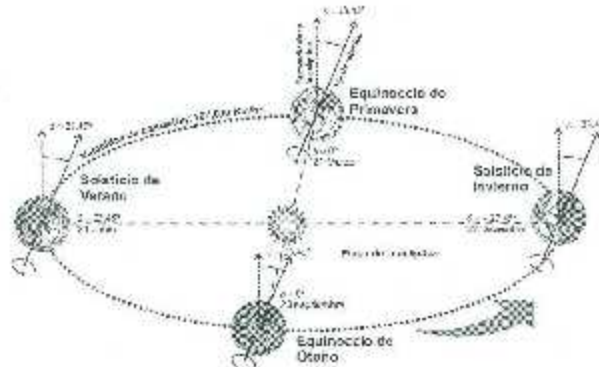


Figura 2.5 : Esquema ilustrativo de la declinación. Tomada de [50].

- **Ángulo horario**, es el desplazamiento angular del sol en dirección este u oeste debido a la rotación de la Tierra sobre su propio eje a una razón de 15° por hora. El ángulo horario se representa con la letra ω y tiene valores positivos después del medio día solar y negativos antes del medio día solar (ver Figura 2.6).

La declinación se puede obtener a partir de la ecuación de Cooper [13],

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.1)$$

donde n corresponde al día juliano. El día juliano es el día contado a partir del primer día del año y que se puede obtener de la tabla de la Figura 2.7. En esta tabla se muestran también los valores de la declinación para distintos días de cada mes.

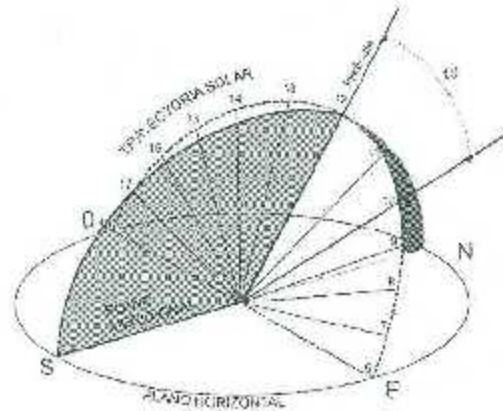


Figura 2.6 : Esquema ilustrativo del ángulo horario. Tomada de [50].

Month	v for oh Day of Month	For Average Day of Month		
		Date	s	δ
January	t	17	17	-20.9
February	$31 + t$	15	47	-13.0
March	$59 + t$	16	75	-3.4
April	$90 + t$	15	145	9.4
May	$120 + t$	15	135	18.8
June	$151 + t$	15	167	23.1
July	$181 + t$	17	198	21.2
August	$212 + t$	16	228	13.5
September	$243 + t$	15	238	7.2
October	$273 + t$	15	268	-9.6
November	$304 + t$	14	318	-18.9
December	$334 + t$	10	344	-23.0

Figura 2.7 : Cálculo del día juliano y declinación para distintos días del año. Tomada de [16].

Si bien la Ecuación (2.1) ofrece una estimación aceptable de la declinación, existe una expresión más exacta propuesta por Spencer:

$$\delta = \left(\frac{180}{\pi}\right) (0.006918 - 0.399912 \cos B - 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002697 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B) \quad (2.2)$$

donde B se calcula a partir del día juliano de la siguiente manera

$$B = (n - 1) \left(\frac{360}{365}\right) \quad (2.3)$$

Por otro lado, el ángulo horario se calcula a partir de la declinación y latitud,

$$\omega_e = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan(-\delta)) \quad (2.4)$$

Para la estimación de la radiación solar es importante diferencia entre el tiempo estándar y el tiempo solar. El tiempo estándar es el tiempo local que podemos determinar con nuestros relojes. El tiempo solar es el tiempo utilizado en todas las relaciones que involucren ángulos solares. Ésto se define con base en el movimiento angular aparente del sol a través de la bóveda celeste. Es importante resaltar que el tiempo solar no coincide con el tiempo local o estándar. Esto hace necesario convertir el tiempo estándar al tiempo solar y esto se logra mediante la corrección de dos factores. El primero corresponde a la diferencia en la longitud entre el meridiano en que se encuentra el observador y el meridiano en el cual el tiempo local está basado. Esta corrección se expresa como

$$4(L_{st} - L_{loc}) \quad ,$$

donde L_{st} es el meridiano estándar correspondiente a la zona horario local y L_{loc} longitud exacta o local del lugar de análisis. En este caso la longitud L varía entre 0° y 360° . El número 4 se debe a que el Sol recorre 1° cada 4 min (15° por hora). El segundo factor corresponde a una corrección que considera las perturbaciones en la rotación de la Tierra y se conoce como ecuación de tiempo E , definida como

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B + 0.04089 \sin 2B) \quad , \quad (2.5)$$

y está dada en minutos. Entonces el tiempo solar está dada por

$$\text{Tiempo Solar} = \text{Tiempo estándar} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad . \quad (2.6)$$

Se conoce como mediodía solar al punto más alto alcanzado por el Sol, y por consiguiente cuando la cantidad de radiación se encuentra en su máximo. En el tiempo estándar, esta hora varía dependiendo del lugar y día del año.

2.2.3. Radiación extraterrestre

La radiación solar, como se mencionó anteriormente, varía dependiendo de la hora del día y del día del año. Esto tiene la desventaja de que no es posible comparar directamente dos días en meses diferentes, ya que en México, por ejemplo la radiación solar es mayor en junio que en diciembre. Una forma más conveniente de sortear con este hecho es normalizar la radiación solar incidente en una superficie. Esto se logra utilizando la radiación extraterrestre, que corresponde al nivel teórico máximo de radiación solar que podría incidir en una superficie en ausencia de atmósfera. En este trabajo nos enfocamos en la energía diaria que incide sobre una superficie plana H_0 dada en $J \text{ m}^{-2} \text{ día}^{-1}$, y se obtiene de la siguiente expresión

$$H_0 = \left(\frac{24 \cdot 3600 G_{SC}}{r} \right) \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right) \cdot \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (2.7)$$

El valor obtenido corresponde a la radiación extraterrestre total que incide en una superficie horizontal en un día completo, es decir, desde la salida hasta la puesta del sol [16].

2.2.4. Índice de claridad

En muchas aplicaciones, por ejemplo en estudios sobre la estabilidad de la red eléctrica con una penetración de energía solar fotovoltaica o en concentración solar, es relevante determinar las fluctuaciones de la radiación solar. Aunque existen diferentes fuentes para la variación de la radiación solar, como las anuales y diarias, las más importantes son las debidas a la nubosidad. El paso de nubes puede provocar variaciones en la irradiancia solar del orden de 900 W/m^2 en un periodo de tiempo muy corto. De acuerdo con los datos proporcionados por la CONAGUA, este cambio ocurre en un tiempo inferior a los 10 min. Un parámetro que puede ser utilizado para estimar dicha variabilidad es el índice de claridad diario, K_T . Este índice es la relación entre la radiación solar global que incide sobre una superficie horizontal y la radiación solar extraterrestre, es decir,

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (2.8)$$

En este caso H se obtiene de integrar la irradiancia medida a lo largo del día. El índice de claridad indica el porcentaje de radiación solar que incide en la superficie terrestre, de manera que un valor de K_T muy cercano a cero indicará un día muy nublado y viceversa, aunque se han reportado fenómenos en los que el índice de claridad puede ser mayor a 1 (ver referencia [29]), en este trabajo no son considerados. En otras palabras, y de acuerdo a lo expresado en la sección anterior, el índice de claridad representa la radiación solar incidente normalizada.

A partir de este parámetro es posible clasificar los días de acuerdo al nivel de radiación solar recibida. Dentro de la literatura se han sugerido una serie de rangos que definen el índice de claridad [35]. En este trabajo utilizaremos esos rangos, los cuales son mostrados en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2 : Clasificación del tipo de día de acuerdo al índice de claridad diario.

$0 < K_T < 0.2$	Nublado	C
$0.2 < K_T < 0.6$	Parcialmente Nublado	PC
$0.6 < K_T < 0.75$	Soleado	S
$0.75 < K_T < 1.0$	Muy Soleado	VS

2.3. Modelos Empíricos

Como se ha mencionado, la estimación de la radiación solar se puede realizar mediante diferentes enfoques. Uno de ellos es el uso de modelos empíricos basados en variables climatológicas. La principal ventaja que ofrecen los métodos empíricos es su simplicidad. Sin embargo, es necesario ajustar una o más constantes para cada punto de evaluación, es decir, para cada localidad. De las distintas variables climatológicas, existen algunas con una mayor correlación con la irradiancia solar, por ejemplo, la temperatura ambiente, nubosidad u horas de asoleamiento. Sin embargo, existen modelos basados en la velocidad del viento, u otras variables.

El análisis de estos modelos brinda una herramienta para estimar la irradiancia solar en lugares sin la infraestructura necesaria para la caracterización de la radiación solar. Dentro de los modelos previamente descritos, a continuación se explorarán brevemente algunos modelos de los cuatro grupos siguientes:

- Modelos basados en las horas de asoleamiento.
- Modelos basados en nubosidad.
- Modelos basados en temperatura.
- Modelos basados en otras variables meteorológicas.

En esta sección no se intenta hacer una revisión exhaustiva de los modelos empíricos, sino mostrar las principales diferencias entre ellos.

2.3.1. Modelos basados en horas de asoleamiento

El término "horas de asoleamiento" se refiere al periodo de tiempo (medido en horas) comprendido entre la salida y puesta del Sol. En estos modelos normalmente se utiliza la relación S/S_0 , la cual representa la relación de las horas de asoleamiento medidas (S), entre las horas de asoleamiento máximas esperadas para esa locación (S_0) [10].

Dentro de esta clasificación existen un gran número de modelos y variantes propuestas en la literatura. Dentro de las cuales mencionaremos los siguientes:

- Modelo de Angström-Prescott.
- Modelo de Glower & McCulloch.
- Modelo de Ogelman et al.
- Modelo de Coppolino.

2.3.1.1. Modelo de Angström-Prescott

Es uno de los modelos más utilizado para estimación de radiación solar, y establece una relación lineal entre las horas de asoleamiento y la radiación solar y se expresa como:

$$\frac{H}{H_0} = a + b \left(\frac{S}{S_0} \right) \quad (2.9)$$

en donde H y H_0 corresponden a la radiación solar medida y la radiación solar extra-terrestre, como se definió anteriormente. a y b corresponden a constantes de regresión que se derivan para el lugar en el que se desea realizar la estimación. En la literatura están reportados valores para a y b para diferentes ecosistemas y climas [16].

2.3.1.2. Modelo de Glower & McCulloch

Este es un modelo modificado del modelo de Angström-Prescott en el cual se considera la latitud del lugar y se expresa como:

$$\frac{H}{H_0} = a \cos \phi + b \left(\frac{S}{S_0} \right) \quad (2.10)$$

siendo a y b son constantes de ajuste.

2.3.1.3. Modelo de Ogelman et al.

En este modelo se expresa la radiación solar como un polinomio de segundo orden, es decir,

$$\frac{H}{H_0} = a + b \left(\frac{S}{S_0} \right) + c \left(\frac{S}{S_0} \right)^2 \quad (2.11)$$

siendo a , b y c constantes de ajuste.

2.3.1.4. Modelo de Coppolino

El modelo de Coppolino está basado en un modelo en función de potencias:

$$\frac{H}{H_0} = \exp(u) \left(\frac{S}{S_0} \right)^b, \quad (2.12)$$

e incorpora un término trigonométrico, es decir:

$$\frac{H}{H_0} = \exp(u) \left(\frac{S}{S_0} \right)^b (\sin h_x)^c, \quad (2.13)$$

donde a , b y c constantes de ajuste, y h_x se calcula a partir de la latitud y declinación,

$$h_x = 90 - \phi + \delta,$$

2.3.2. Modelos basados en nubosidad

Como ha sido mencionado previamente, existen muchos factores que atenúan la radiación solar en la atmósfera terrestre, siendo la nubosidad uno de los más relevantes, que además es la causa principal de la variabilidad de la radiación solar. Puesto que la nubosidad no es un parámetro fácil de medir, los modelos aquí descritos están basados en el análisis de imágenes satelitales. Medidores de la nubosidad desde la superficie son posibles gracias a equipos de análisis de cielo (ver referencia [49]), aunque su costo puede ser elevado. Existen diferentes relaciones o modelos matemáticos (ver [10]), pero a continuación únicamente se presentan dos:

- Modelo de Black.
- Modelo de Badescu.

Es importante mencionar que estos modelos están basados en el análisis de imágenes, de manera que la nubosidad se obtiene de forma indirecta.

2.3.2.1. Modelo de Black

En este modelo se utiliza una ecuación cuadrática, de la siguiente forma:

$$\frac{H}{H_0} = 0.803 - 0.346C + 0.458C^2, \quad (2.14)$$

donde C es la nubosidad promedio total durante las mediciones a lo largo del día y su unidad de medida es el *octa* [51]. El *octa* representa la fracción del cielo que está obscurecido por las nubes. De esta manera 1 octa significa que un octavo del cielo está

oscurecido, 2 octas que un cuarto esté oscurecido y así sucesivamente. Este modelo fue aplicado en estaciones ubicadas a lo largo de Norteamérica y Europa, además de que la radiación solar H fue calculada para cada intersección de 5° de latitud y longitud.

2.3.2.2. Modelo de Badescu

El modelo de Badescu es una extensión del modelo de Black, ya que incluye un término extra en la serie de potencias:

$$\frac{H}{H_0} = a + b \cdot C + c \cdot C^2 + d \cdot C^3 \quad (2.15)$$

donde a , b , c y d son constantes de ajuste que se determinan para cada lugar.

2.3.3. Modelos basados en temperatura

La temperatura es posiblemente la variable meteorológica con mayor número de mediciones alrededor del mundo. Esto se debe a la simplicidad y practicidad de los sensores utilizados para su caracterización, además de los bajos costos de los mismos. La mayoría de los modelos propuestos consideran como base las temperaturas máxima y mínima medidas en el día [10], y en esta sección se presentan cuatro:

- Modelo de Hargreaves & Samani.
- Modelo de Bristow & Campbell.
- Modelo de Meza-Vargas.
- Modelo de Weiss et al.
- Modelo de Annandale.

2.3.3.1. Modelo de Hargreaves & Samani.

La ecuación propuesta por Hargreaves & Samani, desarrollada para el estudio del proceso de evapotranspiración¹, está dada por la siguiente relación:

$$\frac{H}{H_0} = a (T_{max} - T_{min})^{1/2} \quad (2.16)$$

¹La evapotranspiración es el proceso mediante el cual el agua es transferida desde la superficie terrestre a la atmósfera por evaporación del agua contenida en el suelo y/o por transpiración de las plantas.

donde T_{max} y T_{min} corresponden a las temperaturas máxima y mínima diarias, respectivamente, y a es una constante de regresión. Esta constante depende del lugar en el que se desea realizar la estimación. En la literatura se encuentra reportado que la constante a tiene un valor de 0.16 para regiones internas (lejos de la costa) y 0.19 para regiones costeras [10], aunque se han reportado valores que oscilan entre 0.14 y 0.19 (ver referencias [3]).

2.3.3.2. Modelo de Bristow & Campbell.

El modelo propuesto por Bristow & Campbell, considera la radiación solar diaria como una función exponencial de la diferencia entre la temperatura máxima y mínima diaria, ΔT , y se expresa como,

$$\frac{H}{H_0} = a [1 - \exp(-b\Delta T^c)] \quad (2.17)$$

donde a , b y c son constantes de ajuste que dependen del lugar de evaluación.

2.3.3.3. Modelo de Meza & Varas.

El modelo propuesto por Meza & Varas, es un ajuste del Modelo de Bristow-Campbell, al cual se le estableció un valor fijo para las constantes a y c con lo que solamente se ajustó la constante b para minimizar los errores [32], y se expresa de la siguiente manera [10],

$$\frac{H}{H_0} = 0.75 [1 - \exp(-b\Delta T^2)] \quad (2.18)$$

donde b es la única constante de ajuste que dependen del lugar de evaluación.

2.3.3.4. Modelo de Weiss et al.

Este modelo fue desarrollado por Weiss y colaboradores, simplificando el modelo de Donatelli y Campbell y Goodin. Estableciendo los coeficientes $a = 0.75$ y $c = 2$ [10].

Quedando establecido como sigue:

$$\frac{H}{H_0} = 0.75 [1 - \exp(-b \cdot f(T_{avg}) \cdot \Delta T^2)] \quad (2.19)$$

en donde T_{avg} corresponde a la temperatura promedio medida diaria, y $f(T_{avg})$ se define mediante la siguiente fórmula:

$$f(T_{avg}) = 0.017 \exp\left(\exp\left(-0.053T_{avg}\Delta T^2\right)\right) \quad (2.20)$$

2.3.3.5. Modelo de Annandale et al.

Este modelo se basa en el modelo propuesto por Hargreaves & Samani, pero incorpora la altitud del lugar z ,

$$\frac{H}{H_0} = a \left(1 + 2.7 \times 10^{-5}z\right) (T_{max} - T_{min})^{1/2} \quad (2.21)$$

donde z es la altitud sobre el nivel del mar expresado en metros.

2.3.4. Modelos Basados en otras variables meteorológicas

Además de los modelos presentados, algunos investigadores han propuesto modelos basados en otras variables climatológicas (como la humedad relativa, la velocidad del viento, entre otras) o incluso una combinación de ellas [10]. Los modelos que se presentan en esta sección son los siguientes:

- Modelo de Swartman & Ogunlade.
- Modelo de Lewis.
- Modelo de Ojosi & Komolafe.
- Modelo de Adalla.

2.3.4.1. Modelo de Lewis

El modelo de Lewis está basado en humedad relativa, RH , de la siguiente forma

$$\frac{H}{H_0} = a \cdot RH^b \quad (2.22)$$

donde a y b constantes de ajuste que se determinan para cada ubicación.

2.3.4.2. Modelo de Swartman & Ogunlade

Swartman & Ogunlade propusieron un modelo basado en las horas de asoleamiento (modelo de Angström-Prescott), más un término para considerar la humedad relativa, es decir:

$$\frac{H}{H_0} = a + b \left(\frac{S}{S_0} \right) + c \cdot RH_{avg} \quad (2.23)$$

donde RH_{avg} es la humedad relativa promedio diaria, y a , b y c constantes de ajuste.

2.3.4.3. Modelo de Ojusu & Komolafe

Ojusu & Komolafe propusieron un modelo que depende linealmente de tres parámetros: horas de asoleamiento, temperatura y humedad relativa.

$$\frac{H}{H_0} = a + b \left(\frac{S}{S_0} \right) + c \left(\frac{T_{min}}{T_{max}} \right) + d \left(\frac{RH_{avg}}{RH_{max}} \right) \quad (2.24)$$

en donde RH_{max} corresponde a humedad relativa máxima del día, a , b , c y d son constantes de ajuste.

2.3.4.4. Modelo de Abdalla

Abdalla propuso una extensión al modelo de Swartman & Ogunlade, incluyendo dependencia lineal con la temperatura. Este modelo se expresa como

$$\frac{H}{H_0} = a + b \left(\frac{S}{S_0} \right) + c \cdot T_{avg} + d \cdot RH_{avg} \quad (2.25)$$

en donde T_{avg} corresponde a la temperatura promedio medida, y a , b , c y d son constantes de ajuste.

2.4. Métricas de evaluación

El rendimiento de los distintos modelos se evalúa con base en diversas métricas que nos permiten comparar el comportamiento de los modelos en distintas circunstancias. En este trabajo se presenta el análisis utilizando las cinco métricas siguientes:

- Coeficiente de determinación, R^2 .
- Raíz cuadrada del error cuadrático medio, RMSE, por sus siglas en inglés.

- Error de sesgo promedio, MBE, por sus siglas en inglés.
- Error de sesgo promedio absoluto, MABE, por sus siglas en inglés.
- Error porcentual promedio, MPE, por sus siglas en inglés.

2.4.1. Coeficiente de Determinación

El *coeficiente de determinación* es un método estadístico utilizado para la comprobación de resultados. Este coeficiente es una medida de que tan bien son los valores estimados respecto a los valores reales. El valor del coeficiente R^2 arrojará valores de entre 0 y 1, en donde 1 indica que la estimación es buena. Esta métrica ofrece buenos resultados cuando la relación entre el valor estimado y el valor medido es lineal. Cabe mencionar que esta relación será válida solamente cuando el modelo evaluado tenga una relación con las mediciones realizadas.

En el caso de la utilización para evaluación de modelos empíricos para la estimación de la radiación solar, el coeficiente de determinación se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (H_{m,i} - H_{e,i})^2}{\sum_{i=1}^n (H_{m,i} - \bar{H}_m)^2} \quad (2.26)$$

donde i es el número de medición, n el número total de mediciones, H_m es la radiación solar medida, H_e es la radiación solar estimada mediante el modelo y \bar{H}_m es la radiación solar medida promedio.

2.4.2. Raíz cuadrada del error cuadrático medio

Raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE por sus siglas en inglés *Root Mean Square Error*) es una herramienta estadística que proporciona información sobre la diferencia entre el valor estimado y el valor medido. La RMSE representa la desviación estándar de las diferencias entre los valores calculados y medidos, es decir, proporciona una medida de las desviaciones absolutas del modelo respecto de los valores medidos. La RMSE es considerada una buena forma de evaluación de cuán exacto puede llegar a ser un modelo para predecir el comportamiento de una variable y se obtiene como sigue

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (H_{e,i} - H_{m,i})^2} \quad (2.27)$$

2.4.3. Error cuadrático medio

El error cuadrático medio (MBE por sus siglas en inglés *Mean Bias Error*), corresponde al promedio de la sumatoria de todas las diferencias entre el valor estimado con el modelo y el valor medido. El MBE proporciona una medida general de la tendencia de un modelo dado, es decir, nos permite determinar si el modelo sobre- o sub-estima la variable analizada. El error cuadrático medio se expresa como

$$\text{MBE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (H_{e,i} - H_{m,i}) \quad (2.28)$$

2.4.4. Error cuadrático medio absoluto

El error cuadrático medio absoluto (MABE por sus siglas en inglés *Mean Absolute Bias Error*), es en estadística el promedio de la sumatoria del valor absoluto de las diferencias entre el valor estimado con el modelo y el valor medido. Difiere de *MBE* en que se obtiene el valor absoluto del mismo, y de esa forma simplemente se conoce el error sin importar si es positivo o negativo. El error cuadrático medio absoluto está definido de la siguiente fórmula:

$$\text{MABE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |(H_{e,i} - H_{m,i})| \quad (2.29)$$

2.4.5. Error porcentual promedio

El error porcentual promedio (MPE por sus siglas en inglés *Mean Percentage Error*) se define como la sumatoria de los errores promedio entre el valor esperado y el medido, pero expresado en porcentaje. La normalización de la diferencia entre el valor estimado y el medido con el valor medido nos proporciona un parámetro que nos permite evaluar distintos métodos, al ser adimensional. Sin embargo, cuando los valores medidos son muy cercanos a cero, el MPE toma valores muy grandes o indefinidos, por lo que se debe tener especial cuidado en estas condiciones. El MPE se obtiene mediante

$$\text{MPE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{H_{e,i} - H_{m,i}}{H_{m,i}} \right) \times 100 \quad (2.30)$$

Metodología

La estimación de la radiación solar para un sitio específico mediante la aplicación de modelos empíricos, y en general de cualquier tipo de modelo, requiere de valores de entrada y/o mediciones que permitan el ajuste de las constantes de regresión. Para este trabajo, las mediciones proporcionadas por el SMN corresponden a las ESIME. Sin embargo, existen diversos factores que alteran el comportamiento de los sistemas de medición, almacenamiento y/o transmisión de los datos, lo cual producirá mediciones incorrectas o inclusive ausencia de las mismas. Estas razones hacen necesaria la implementación de mecanismos y herramientas para detectar, discriminar y/o eliminar dichos errores de manera que estos no afecten en los resultados obtenidos de los modelos implementados. En este capítulo se presentan los distintos controles de calidad aplicados y los resultados derivados de ellos.

3.1. Procesamiento de información

Los datos proporcionados por el SMN corresponden a mediciones 10-minutales de temperatura, irradiancia, humedad relativa, entre otras variables. En este trabajo únicamente fueron de interés la temperatura ambiente e irradiancia solar. Un análisis inicial de los datos proporcionados por la CONAGUA, dejó claro algunos detalles que se tuvieron que considerar y corregir para el acondicionamiento de los datos. Estos puntos, y la manera en cómo se trataron se explican a continuación:

- *Datos fraccionados.* Los datos correspondientes a las ESIME se encontraban fraccionados por año, por lo que la primera tarea fue formar archivos para cada estación que contuvieran todas las mediciones. Las mediciones abarcan el periodo comprendido entre diciembre de 2005 (periodo en que se instalaron las primeras estaciones de esta red) hasta agosto de 2016. Los periodos de medición de cada estación varían de acuerdo a la fecha de instalación.

- *Variables medidas distintas.* Aunque las estaciones pertenecen a una misma red, existen algunas estaciones que miden o reportan distintas variables, por ejemplo, visibilidad que únicamente 5 estaciones registran. En este trabajo nos enfocamos únicamente en la temperatura ambiente y la irradiancia solar, que son variables que todas las estaciones registran.
- *Formatos diferentes.* Se identificaron tres formatos distintos en que se reportaban las mediciones. Dichas variaciones incluyen cambio en la designación de las variables, el orden de las mismas y en el formato propio utilizado.
- *Coherencia temporal de las mediciones.* Aunque las estaciones están sincronizadas, se detectaron dos errores: 1) en la mayoría de las estaciones se identificaron que algunas mediciones estaban desordenadas, y 2) en algunas estaciones se encontraron mediciones incongruentes, en las cuales se repetía la medición con algunos segundos de diferencia. En el primer caso, las mediciones fueron reorganizadas, y para el segundo las mediciones fueron desechadas. Se debe aclarar que las mediciones corresponden a los minutos 00, 10, 20, 30, 40 y 50 de cada hora.

Los aspectos antes mencionados fueron verificados y corregidos, por lo que al término de este proceso inicial se contaba con un archivo por estación, y dicho archivo contenía todas las mediciones de temperatura e irradiancia solar ordenadas de forma cronológica. Sin embargo, estos datos deben ser sometidos a otros controles de calidad que se discuten a continuación. Puesto que la temperatura e irradiancia solar poseen características distintas, las mediciones requieren de controles distintos.

El primer control que se aplicó a los datos, fue la comparación contra un valor plausible fijo. Estos valores se definieron de manera arbitraria para la temperatura, en cuyo caso corresponde a eliminar aquellos valores que excedan los 70°C o que sean inferiores -30°C . Esto se muestra gráficamente en la Figura 3.1, en donde las mediciones (indicadas en rojo) son desechadas. El valor de 70°C corresponde a la temperatura máxima que puede ser registrada en la superficie terrestre [53]. En las mediciones, valores fuera de este rango se presentaban comúnmente por fallas en el sensor.

El control de calidad utilizando el valor plausible se aplicó también a los datos de irradiancia solar. En este caso el límite superior está dado por la constante solar, es decir, 1367 W/m^2 , y el límite inferior por 0 W/m^2 . Valores negativos para la irradiancia solar son imposibles puesto que no se puede obtener esa lectura en ningún punto o instante de tiempo (ver Fig. 3.2). Es importante mencionar que en los datos originales (proporcionados por la CONAGUA) las mediciones en la noche estaban ausentes o se indicaban con un valor de -1 . En ambos casos, los valores correspondientes fueron cambiados a 0 W/m^2 . Al igual que en la figura anterior, los valores descartados se indican en rojo.

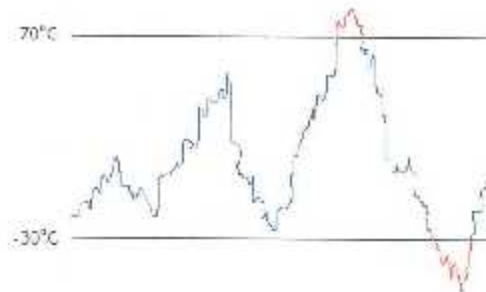


Figura 3.1 : Diagrama del control de calidad mediante valores plausibles fijos para la temperatura.

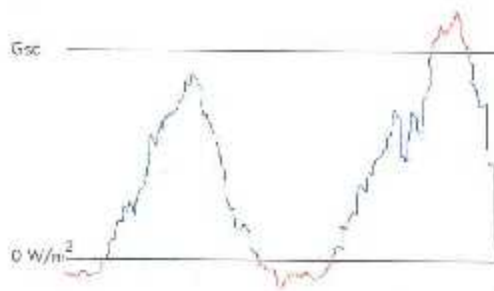


Figura 3.2 : Diagrama de control de calidad mediante valores plausibles fijos para la irradiación solar.

Por otro lado se consideró también que la radiación solar global incidente en cualquier lugar de la superficie terrestre no puede exceder a la radiación solar global extraterrestre. Esto se puede observar en la Figura 3.3. En este caso se utiliza un valor plausible dinámico. Este valor plausible dinámico se calcula para cada punto y tiempo definido, es decir, depende de la latitud, longitud, día juliano y hora del día. Además este valor se puede calcular para los tiempos de medición (para un tiempo fijo), o bien calcular la energía incidente en un día. En este trabajo se utilizaron ambos valores, aunque en la Figura 3.3 únicamente se presenta la energía diaria. Cabe mencionar que es posible que la radiación solar instantánea en algún punto exceda a la radiación extraterrestre debido a efectos de concentración relacionados con efectos meteorológicos locales [1]. En el presente trabajo estos efectos no fueron considerados, por lo que todos aquellos casos fueron considerados parcialmente al tomar únicamente aquellas mediciones que excedían hasta por un 20% el límite teórico¹.

¹Las mediciones en estas condiciones fueron muy pocas y su análisis están fuera del alcance de este



Figura 3.3 : Diagrama del control de calidad mediante valor plausible dinámico para la irradiación solar.

Finalmente, a los datos diez-minutales se les aplicó un control que identificara inconsistencias en las mediciones. Dicho control se llevó a cabo mediante inspección visual de las mediciones. El objetivo de este procedimiento fue detectar mediciones anómalas, tanto de temperatura como de irradiancia solar que no pudieron ser detectadas con los procedimientos previos (por ejemplo, una temperatura de -10°C por varios días). Ejemplo de un comportamiento anómalo observado en las mediciones, y representado en la Figura 3.4, corresponde al caso en que el sensor falló y arrojó valores constantes durante un período prolongado. Los valores descartados se indican en rojo en la Figura 3.4.

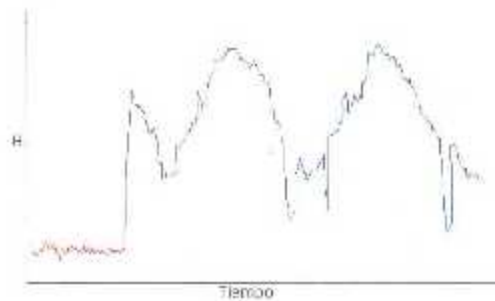


Figura 3.4 : Representación gráfica de un comportamiento anómalo en las mediciones.

Hasta este punto, se cuenta con mediciones 10-minutales que están dentro del rango de valores plausibles y sin comportamientos anómalos, como se explicó anteriormente. Sin embargo, los modelos empíricos evaluados en este trabajo corresponden a modelos para estimar la radiación solar diaria. Por esta razón, únicamente se consideraron días con 144 mediciones, es decir, días en los que se tienen todas las mediciones (6 mediciones por hora) tanto de temperatura como de radiación solar. Si bien la radiación solar tiene

3.2 Calidad de los datos de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME)

valores diferentes de cero aproximadamente la mitad del día¹, es necesario contar con las 144 mediciones, ya que las temperaturas utilizadas en los modelos corresponden a las temperaturas máximas y mínimas en el día.

Finalmente, como se verá en la siguiente sección, el objetivo de la tesis es evaluar distintos modelos empíricos. Para que esta evaluación sea significativa, es necesario considerar todas las épocas de año, de manera que se eviten sesgos en los resultados obtenidos. Por esta razón, únicamente se consideraron las mediciones de estaciones que contaran con al menos 95% de las mediciones del año. Cabe hacer mención que, aún cuando alguna información proporcionada por el SMN fue descartada para los propósitos del presente trabajo, ésta puede ser utilizada para otros fines diferentes a la evaluación de modelos empíricos para la estimación de la radiación solar, por ejemplo para la validación de modelos de predicción.

El procedimiento completo descrito anteriormente se presenta en el Diagrama de flujo de bloques en la Figura 3.5.

3.2. Calidad de los datos de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME)

Como se hizo referencia en el Capítulo 3, la información analizada corresponde a la red de ESIME del SMN. Dicha red cuenta con un total de 85 estaciones distribuidas a lo largo del país, tal y como se aprecia en la Figura 3.6. El color del marcador indica aquellas estaciones que cumplieron con los controles de calidad descritos en la sección anterior (marcador azul) y aquellas que no cumplieron (marcador rojo). El número de estaciones con datos útiles para la evaluación de los modelos presentados en esta tesis son 47, que equivale a un 55% de las ESIME.

El modelo teórico presentado en la Sección 2.2 para estimar la radiación solar diaria extraterrestre depende únicamente de la latitud y día juliano. Sin embargo, la composición de la atmósfera (gases, aerosoles, vapor de agua, etc.) y su dinámica (principalmente la nubosidad), así como las características de los sistemas con los que interactúa la radiación solar (por ejemplo tipo de vegetación o suelo) modifican la irradiancia solar global medida en la superficie terrestre. Por estas razones se podría afirmar que dichas condiciones, y por lo tanto la irradiancia solar, están inter-relacionadas con el clima local.

En la Figura 3.7 se presenta el mapa climatológico de México y localización de las ESIME. La clasificación de los climas se hizo de acuerdo a la clasificación de Köppen

¹El número de horas de asoleamiento depende de la ubicación del sitio de interés y del día del año. Para México, el número de horas de asoleamiento oscila aproximadamente entre 10-12 horas.

3.2 Calidad de los datos de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME)

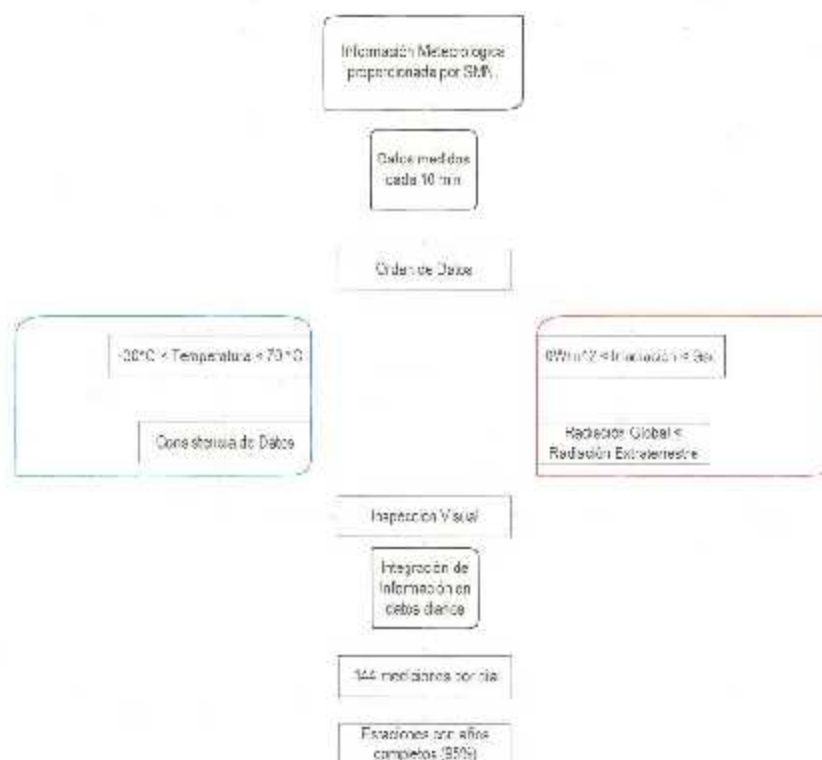


Figura 3.5 : Diagrama de flujo de bloques para el procedimiento de análisis de la información proporcionada por el Sistema Meteorológico Nacional (SMN).

[52], en donde los climas se agruparon en 7 tipos existentes en México. Los datos sobre los climas se obtuvieron del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) [27].

Aunque se cuenta con datos de las ESIME en diferentes climas, en este trabajo nos limitamos a analizar únicamente aquellas ubicadas en climas áridos y semi-áridos de México, que como se puede observar en la Figura 3.7 están ubicadas en la franja solar. Los estados que comprenden estos climas son: Baja California, Baja California Sur, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí y Sonora. De las 47 estaciones con datos confiables, únicamente 15 ESIME corresponden a climas árido o semi-árido. Estas estaciones se presentan en la Tabla 3.1 y se presentan gráficamente en la Figura 3.8

3.2 Calidad de los datos de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME)

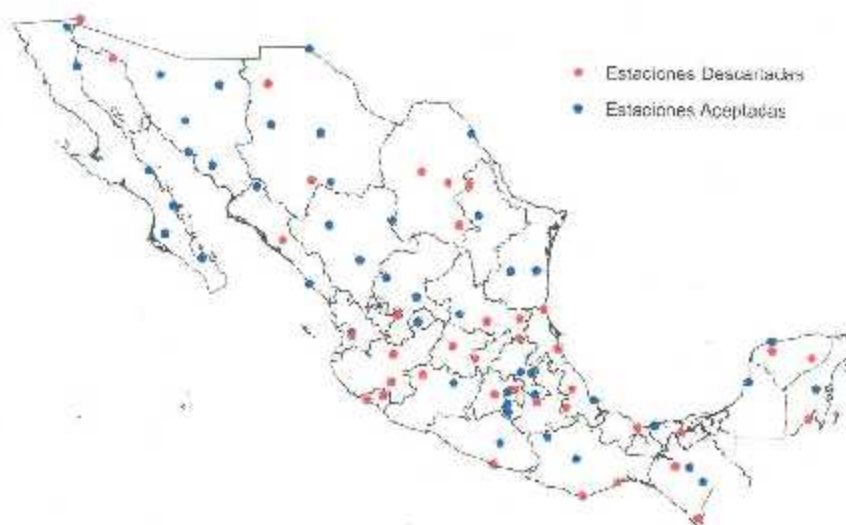


Figura 3.6 : Mapa con la ubicación de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME).

Tabla 3.1 : Estaciones analizadas.

Clima Árido	Clima Semiárido
Altar, Sonora.	Chilualma, Chihuahua.
Ciudad Constitución, Baja California Sur.	Monterrey, Nuevo León.
Ciudad Juárez, Chihuahua.	San Luis Potosí, San Luis Potosí.
Ejido Nuevo León, Baja California.	
Hermosillo, Sonora.	
Ciudad Obregón, Sonora.	
Torreón, Coahuila	
Empalme, Sonora.	
La Paz, Baja California Sur.	
Loreto, Baja California Sur.	
San Felipe, Baja California.	
Santa Rosalía, Baja California Sur.	

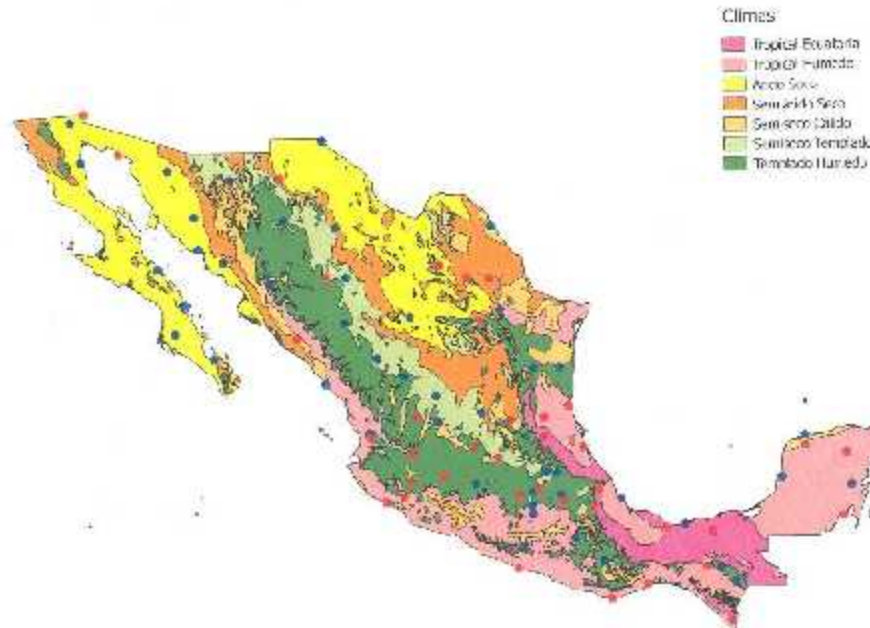


Figura 3.7 : Mapa climatológico de México y localización de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME).

El análisis de los datos proporcionados por la CONAGUA mostró que existían muchos periodos de tiempo sin mediciones. En este trabajo se utilizó un indicador para determinar la calidad de los datos: la tasa de recuperación (TR). La tasa de recuperación se define como la razón del número de datos existentes en el archivo entre el número de datos que deberían existir. Este último valor corresponde al número de días existentes entre la primera y última medición del archivo, multiplicado por 144 (número de mediciones por día) y se puede expresar de la siguiente manera

$$TR = 100 \times \frac{\text{Número de mediciones existentes}}{\text{Número de mediciones posibles}} \quad (3.1)$$

En donde el número de mediciones existentes corresponde al número previo a la aplicación de los controles de calidad descritos en este capítulo. Se puede definir un parámetro similar a la tasa de recuperación, pero que considere los datos válidos (después de aplicar los controles de calidad), es decir:

$$TR' = 100 \times \frac{\text{Número de mediciones válidas}}{\text{Número de mediciones existentes}} \quad (3.2)$$

En la Tabla 3.2 se muestran los valores de TR y TR' para las 15 estaciones utilizadas en este trabajo, que se encuentran localizadas en los climas árido y semiárido. Mediante



Figura 3.8: Mapa climatológico de los climas árido y semiárido, así como la localización de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) analizadas.

estos resultados es posible determinar que tan completos se encuentran los datos con los que se pretende trabajar. Es importante que tanto TR como TR' , cuenten con valores de 90 o superiores ya que ello es un indicativo de que se tiene un alto porcentaje de datos medidos y que esos datos son confiables

Una vez definidas las estaciones que se utilizarán, de acuerdo a los controles de calidad descritos previamente, se procederá en el capítulo siguiente a evaluar los modelos seleccionados. Estos modelos se mencionan a continuación:

- Modelo de Hargreaves Samani

$$\frac{H}{H_0} = a (T_{max} - T_{min})^{0.75}$$

Variables de entrada: T_{max}, T_{min} .

- Bristow-Campbell

$$\frac{H}{H_0} = a [1 - \exp(-b\Delta T^c)]$$

Variables de entrada: T_{max}, T_{min} .

- Meza-Varas

$$\frac{H}{H_0} = 0.75 [1 - \exp(-b\Delta T^2)]$$

3.2 Calidad de los datos de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME)

Tabla 3.2: Tasa de recuperación de datos (TR) y porcentaje de días con datos completos (TR') de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) analizadas.

Estación (Estado)	TR [%]	TR' [%]
Altar (Son)	56.11	98.79
Chihuahua (Chih)	84.99	92.32
Ciudad Constitución (BCS)	99.20	97.33
Ciudad Juárez (Chih)	98.85	97.83
Ciudad Obregón (Son)	44.07	98.26
Ejido Nuevo León (BC)	95.47	97.38
Empalme (Son)	91.53	98.50
Hermosillo (Son)	99.59	98.98
La Paz (BCS)	99.72	98.93
Loreto (BCS)	77.70	94.41
Monterrey (NL)	96.35	94.91
San Felipe (BC)	84.54	86.42
San Luis Potosí (SLP)	74.39	92.00
Santa Rosalía (BCS)	83.19	96.92
Torreón (Coah)	89.21	85.63

VARIABLES DE ENTRADA: T_{max}, T_{min} .

■ Weiss

$$\frac{H}{H_0} = 0.75 \left[1 - \exp \left(-bf (T_{avg}) \Delta T^2 \right) \right]$$

VARIABLES DE ENTRADA: $T_{max}, T_{min}, T_{avg}$.

Estos modelos fueron previamente descritos en el Capítulo 2, y en el Capítulo 4 se presentan los resultados de la evaluación de los mismos.

Resultados

En este capítulo se presentan los resultados de la evaluación de los modelos de Hargreaves-Saman, Bristow-Campbell, Moza-Varas y Weiss, descritos en el capítulo anterior. La evaluación se realiza en las estaciones correspondientes a los climas árido y semi-árido de México. Estos modelos están basados en la diferencia de temperaturas máxima y mínima diarias. Los valores de los coeficientes de ajuste de los distintos modelos se tomaron de valores reportados en la literatura. Los resultados se presentarán de manera separada para los climas y finalmente se compararán entre sí.

4.1. Distribución del índice de claridad

El índice de claridad, como se mencionó en capítulos anteriores, es un parámetro que indica el porcentaje de radiación solar que incide sobre una superficie respecto al máximo teórico. En la Tabla 2.2 se muestran los rangos del índice de claridad que corresponde a un día nublado (C), parcialmente nublado (PC), soleado (S) o muy soleado (VS), aunque existen otros rangos propuestos [55].

Si se considera que el clima afecta la radiación solar, es lógico pensar que distintas estaciones que pertenezcan a un mismo clima tengan condiciones similares. Esto se puede observar en la distribución de probabilidad del índice de claridad, es decir, en el porcentaje anual de los distintos tipos de días. Por ejemplo, para el clima árido seco (ver Figura 4.1) aproximadamente un 20% de los días del año están parcialmente nublados. De manera análoga se puede ver el porcentaje de los distintos tipos de días de acuerdo al clima y estación meteorológica. La distribución para el clima árido seco y semi-árido seco se presenta en las Figuras 4.1 y 4.2, respectivamente.

En estas figuras se presenta la distribución de las 16 estaciones correspondientes a ambos climas. En las leyendas se indica el nombre de la estación, el estado en que está instalada y la localización de la estación. La letra "S" corresponde a las estaciones que

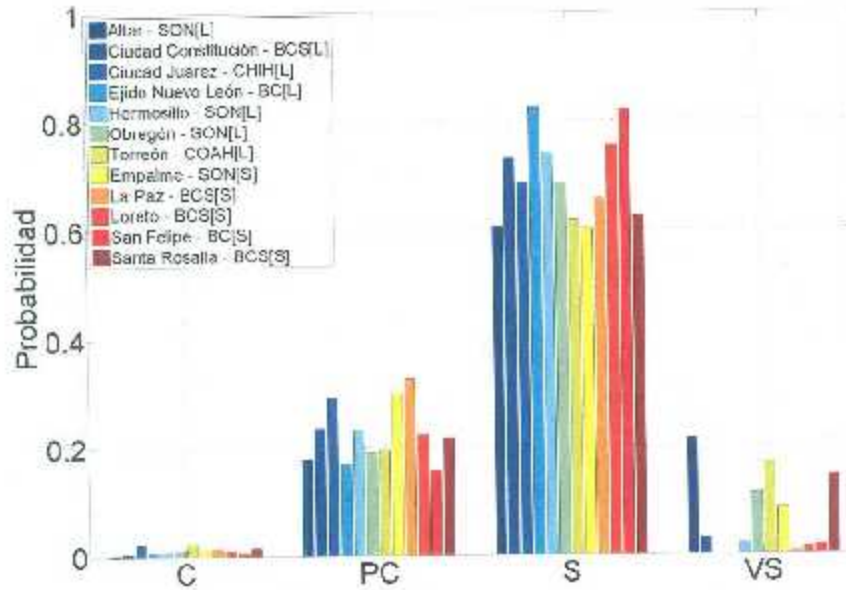


Figura 4.1 : Distribución de probabilidad del índice de claridad para el clima árido seco.

se ubican muy cerca de la costa (< 20 km), en tanto que la "L" designa a las estaciones que se encuentran lejos de la costa. En las Figuras 4.1 y 4.2 se puede observar que para las estaciones que comparten el mismo tipo de clima, la distribución tiene un comportamiento similar, aunque existen variaciones entre las mismas. En la Tabla 4.1 se muestran los valores promedio y la desviación estándar para la distribución del índice de claridad.

Tabla 4.1 : Valores promedio y desviación estándar para las distribuciones de índice de claridad en los climas árido seco y semi-árido seco.

		C	PC	S	VS
Clima	Valor Promedio	0.011	0.226	0.696	0.068
Árido	Desviación Estándar	0.006	0.055	0.079	0.075
Clima	Valor Promedio	0.057	0.389	0.425	0.128
Semiárido	Desviación Estándar	0.052	0.158	0.077	0.153

Los valores y gráficos muestran que existen cambios significativos en la distribución del índice de claridad con el tipo de clima, lo cual es de esperarse ya que la formación de

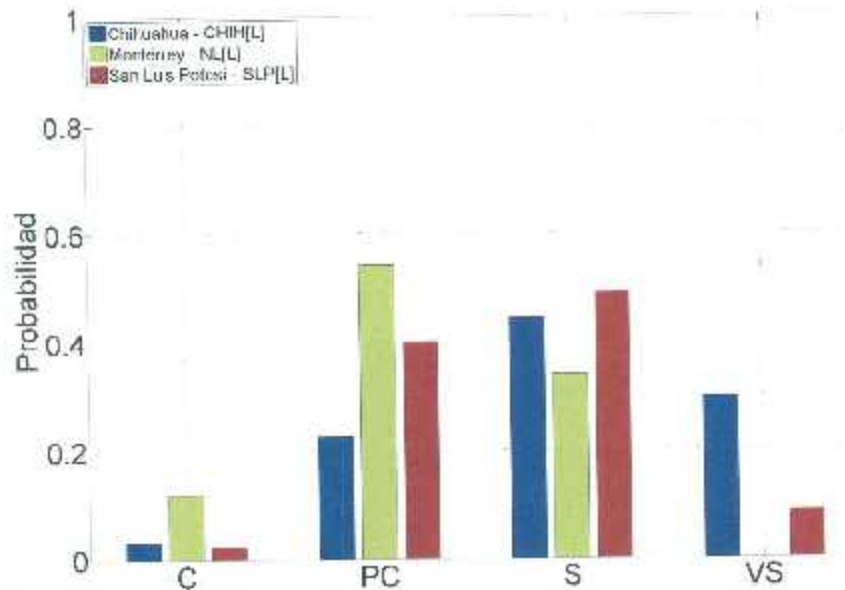


FIGURE 4.2 : Distribución de probabilidad del índice de claridad para el clima semi-árido seco.

nubes (principal factor que modifica el índice de claridad) dependerá de las condiciones locales. Así, en un clima semi-seco se presenta una mayor cantidad de precipitación (comparada con el clima seco), y por ende un menor número de días soleados y mayor número de días parcialmente nublados. Otro aspecto interesante a mencionar es que dentro de cada clima, existen variaciones que parcialmente pueden ser explicadas por el microclima del lugar. Por un lado se tiene, como se mencionó en capítulos anteriores, que en este trabajo se agruparon distintos subclimas únicamente en clima árido seco y semi-árido seco, y cada subclima tiene características diferentes. En la Tabla 4.2 se presenta el clima utilizado en este trabajo, el sub-clima correspondiente (de acuerdo a los establecido por el INEGI (ver [28]) y las temperaturas del mismo. Para una descripción detallada de los atributos se puede revisar el anexo. Por otro lado, no se debe olvidar la orografía del lugar, ya que ésta modifica el microclima. Dicha influencia se debe a que la orografía modifica los patrones locales del viento, y por lo tanto tiene un rol importante en la formación y advección de nubes.

En la secciones siguientes se presentan los resultados de la evaluación de los cuatro modelos: Hargreaves-Samani, Meza-Varas, Weiss y Bristow-Campbell, en los climas estudiados en esta tesis. Los valores de las constantes de ajuste de cada modelo se presentan en la Tabla 4.3. Estos valores fueron seleccionados de valores reportados en la literatura, exceptuando el modelo de Bristow-Campbell, en el que los valores fueron

Tabla 4.2: Clima, subclima y sus características para las estaciones analizadas en este trabajo [28].

Estación	Clima	Sub-clima	Atributos
Atlix	Árido Semi	BSA(b)(s)	Temperatura promedio entre 18 y 22 °C, temperatura más fría < 16°C
Col. Constitución	Árido Seco	BWh(x)	Temperatura promedio entre 18 y 22 °C, temperaturas más frías < 16°C
Col. Juárez	Árido Seco	BWh(x)	Temperatura promedio entre 18 y 22 °C, temperaturas más frías < 16°C
Ej. Nuevo León	Árido Seco	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
Mercurillo	Árido Seco	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
Col. Oaxtepec	Árido Seco	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
Tehuacán	Árido Seco	BWhw	Temperatura promedio entre 18 y 22 °C, temperaturas más frías < 16°C
Elmundo	Árido Semi	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
La Paz	Árido Seco	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
Lorena	Árido Semi	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
San Felipe	Árido Seco	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
Santa Rosalita	Árido Seco	BWh(b)(s)	Temperatura promedio > 22°C, temperatura más fría > 18°C
Chilpancingo	Semiárido Seco	BSh(w)	Temperatura promedio entre 18 y 22°C, temperatura más fría < 16°C
Monterrey	Semiárido Semi	(A-C)(w)(s)	Temperatura promedio > 18°C
San Luis Potosí	Semiárido Seco	BShw	Temperatura promedio entre 18 y 22°C, temperatura más fría < 16°C

calculados minimizando el error cuadrático.

Tabla 4.3: Valores de los parámetros de ajuste utilizados en esta tesis.

Modelo	Ecuación	Constantes de ajuste
Hargreaves-Samani [10]	(2.16)	$a = 0.17$
Bristow-Campbell	(2.17)	$a = 0.75, b = 0.005, c = 2.4$
Meza Varas [32]	(2.18)	$a = 0.75, b = 0.015, c = 2$
Weiss [10]	(2.19)	$a = 0.75, b = 1.2, c = 2$

4.2. Clima árido seco

En la Figura 4.3 se presentan los resultados de los cuatro modelos evaluados en el clima árido seco. Si bien en la Figura 4.3 se puede ver que los modelos estiman de manera relativamente correcta la radiación diaria medida, es necesario cuantificar los errores en la estimación.

Una manera simple de comparar los distintos modelos es mediante una gráfica de dispersión en la que se grafica el valor medido contra el valor estimado por el modelo.

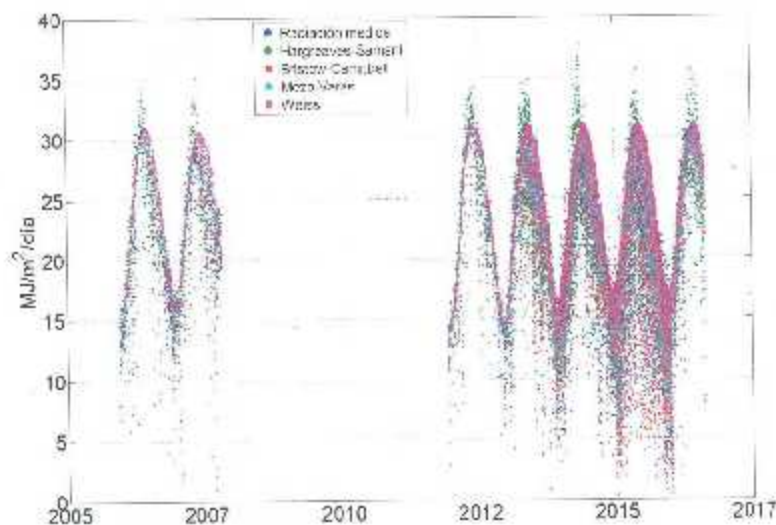


Figura 4.3 : Evaluación de los distintos modelos para el clima árido seco.

En el caso ideal de un modelo perfecto, los puntos estarían localizados sobre una línea a 45° . En las Figuras 4.4 a 4.7 se muestran las gráficas de dispersión de los cuatro modelos evaluados para un clima árido seco y analizados en la presente tesis. De estas figuras se puede observar de manera preliminar que el modelo de Hargreaves-Samani es el que presenta una menor dispersión. Sin embargo para valores de radiación solar bajos ($< 10 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$), este modelo sobre-estima la radiación solar global. Por otra parte, los modelos de Bristow-Campbell, Meza-Veraz y Weiss tienden de manera general a sobre-estimar la radiación solar. Esto se puede observar en las Figuras 4.5–4.7 como una mayor densidad de puntos por encima de la línea discontinua, que como se dijo anteriormente corresponde a un modelo perfecto.

Si bien las gráficas de dispersión proporcionan un panorama general sobre el desempeño de los distintos modelos, es necesario cuantificar los errores en la estimación. Dicha cuantificación en la estimación de la radiación solar diaria se realiza mediante las métricas descritas en la Sección 2.4, es decir: R^2 , RMSE, MBE, MABE, y MPE. Puesto que el clima tiene variaciones importantes a lo largo de un año, y dichas variaciones afectan directamente la radiación solar incidente en la superficie terrestre, los errores se presentan para las cuatro estaciones del año, además del valor anual. Los períodos de las estaciones que se utilizaron en este análisis se presentan en la Tabla 4.4.

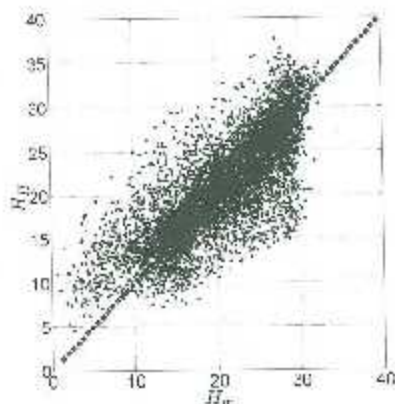


Figura 4.4 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Hargreaves-Samani (H_H) en el clima árido seco.

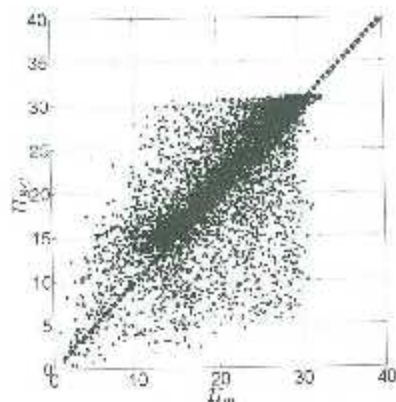


Figura 4.5 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Bristow-Campbell (H_{BC}) en el clima árido seco.

Tabla 4.4 : Fechas de inicio y fin de las estaciones consideradas en este trabajo.

	Inicio	Fin
Primavera	21 de marzo	20 de junio
Verano	21 de junio	20 de septiembre
Otoño	23 de septiembre	20 de diciembre
Invierno	21 de diciembre	20 de marzo

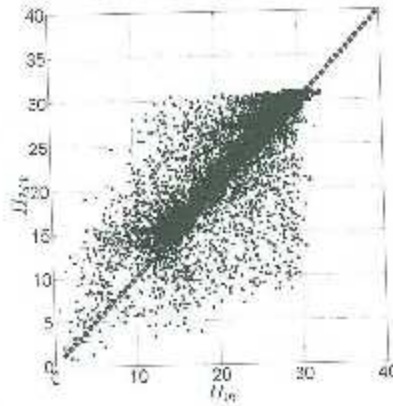


Figura 4.6 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Meza Varas (H_{MV}) en el clima árido seco.

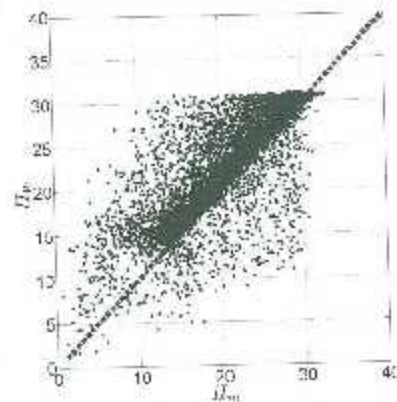


Figura 4.7 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Weiss (H_W) en el clima árido seco.

Los resultados de las cinco métricas se presentan de forma gráfica en las Figuras 4.8- 4.10. En estas figuras los valores se presentan para las cuatro estaciones del año: Primavera (P), Verano (V), Otoño (O) e Invierno (I), y para los cuatro modelos estudiados. El promedio anual se especifica en las leyendas de las figuras, entre corchetes. Es importante mencionar que para la evaluación de los errores se utilizaron todas las mediciones reportadas por todas las estaciones que pertenecen a un mismo clima, en este caso árido seco.

En la Figura 4.8, se muestra el coeficiente de determinación. Se puede observar que los

valores medios anuales, oscilan entre -0.47 y 0.65. Mientras que los valores reportados en la literatura [4] varían entre 0.851 y 0.895, por lo que se puede decir que los modelos evaluados en este trabajo están dentro del rango aceptado internacionalmente. Además se puede observar que la mayor dispersión se observa en primavera y verano. En estas estaciones se tienen valores negativos para R^2 , excepto para el modelo de Hargreaves-Samani en verano. Esto se puede atribuir a que estas estaciones están caracterizadas por lluvias, por lo que las fluctuaciones en la radiación solar son mayores. Como se mencionó en capítulos anteriores, cuando se obtienen valores negativos del coeficiente de determinación, indican que no existe una relación entre las mediciones y el modelo, o en otras palabras, cuando el modelo no representa correctamente el fenómeno. De acuerdo con esta métrica, el mejor modelo es el Hargreaves-Samani.

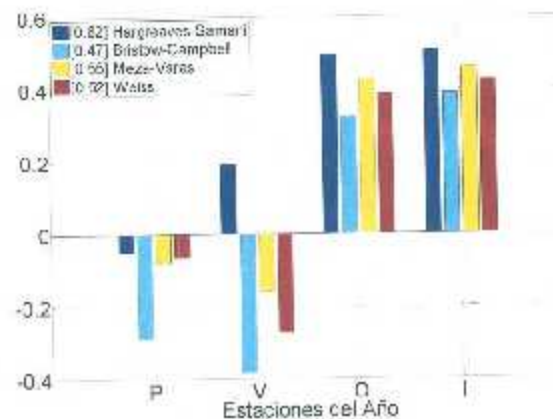


Figura 4.8 : Coeficiente de determinación (R^2) para el clima árido.

En la Figura 4.9 se muestra la raíz cuadrada del error cuadrático medio en las diferentes estaciones de año y para los cuatro modelos. En este caso entre menor sea el valor, mejor será la estimación. Se puede observar que el error oscila entre 5.7 y 3 MJ/m²/día y que para las estaciones de primavera, otoño e invierno los cuatro modelos tienen un desempeño similar, siendo el modelo de Hargreaves-Samani (H-S) un poco mejor. Para la estación de verano, el modelo de H-S presenta errores 20 % menos que los tres modelos restantes. Si consideramos que para primavera y verano los modelos presentan una mayor dispersión, es de esperarse que los errores en la estimación sean superiores para estas épocas.

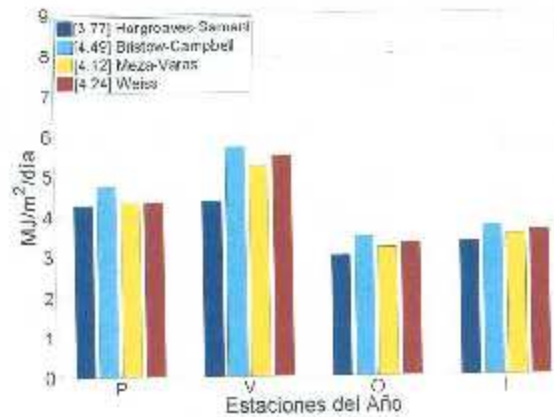


Figura 4.9 : Raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.

Si bien en la Figura 4.9 se puede observar que el error es menor en otoño e invierno, no se debe olvidar que la radiación solar recibida en estas estaciones es considerablemente menor que la recibida en primavera y verano, como se puede ver en la Figura 4.3. Una métrica complementaria que mediría la precisión del modelo en términos porcentuales, es decir, eliminando las variaciones de la radiación solar debidas a la posición solar, es el error porcentual promedio (MPE), que se presenta en la Figura 4.10. Se puede observar que los errores porcentuales de cada modelo se mantienen constantes en verano, otoño e invierno y son un poco menores en primavera. De acuerdo a esta métrica el mejor modelo es el de Bristow-Campbell, aunque el modelo de Hargreaves-Samani tiene un rendimiento un poco inferior.

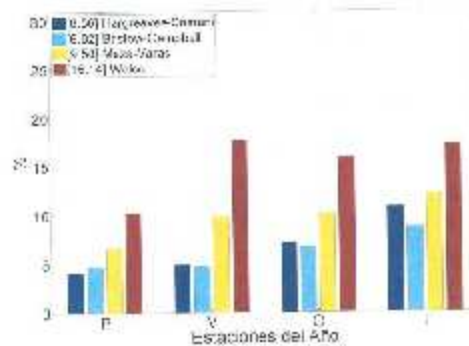


Figura 4.10 : Error porcentual promedio (MPE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.

Finalmente, el error de sesgo promedio (MBE) y el error de sesgo promedio absoluto (MABE) indican el sesgo en la estimación y el valor absoluto de la misma. Estos errores se muestran en las Figuras 4.11 y 4.12. En la Figura 4.11 se puede observar que la tendencia de todos los modelos es a sobre-estimar la radiación solar global, aunque el modelo de Hargreaves-Samani es quien menor sesgo presenta. Una mención especial se debe hacer a este modelo para el verano, en donde tiene un valor muy cercano a cero. Este comportamiento tiene dos posibilidades: 1) que el error es muy bajo, o 2) la suma de los errores de todas las mediciones en el periodo se anula. La respuesta a esto se muestra en la Figura 4.12 en donde se comprueba que la respuesta en la segunda opción, además de que los errores son los mayores en esta época del año.

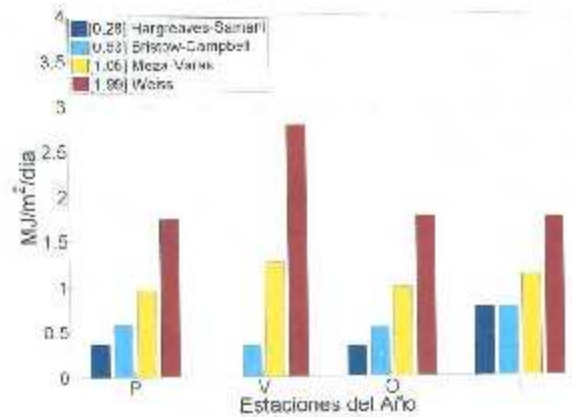


Figura 4.11 : Error de sesgo promedio (MBE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.

Una vez obtenidos los resultados, se llevó a cabo una normalización de las métricas reportadas para la totalidad de los valores, con lo que se determinó que para este clima los modelos que tuvieron un mejor comportamiento fueron: modelo de Hargreaves-Samani, en primera instancia, seguido por el modelo de Bristow-Campbell.

4.3. Clima semi-árido seco

A continuación se presentan los resultados descritos en la sección anterior, pero para el clima semi-árido seco. Los valores de las constantes de ajuste son las mismas que las utilizadas para el árido seco (ver Tabla 4.3).

En la Figura 4.13 se presenta la radiación solar global estimada con los cuatro modelos analizados en este trabajo. Es importante hacer notar que el número de datos disponi-

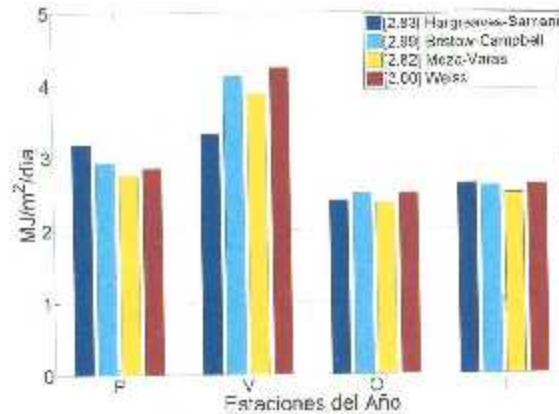


Figura 4.12 : Error de sesgo promedio absoluto (MABE, por sus siglas en inglés) para el clima árido seco.

bles es menor que para el clima árido seco, debido a que solamente cuatro estaciones de este clima cumplieron con los controles de calidad establecidos.

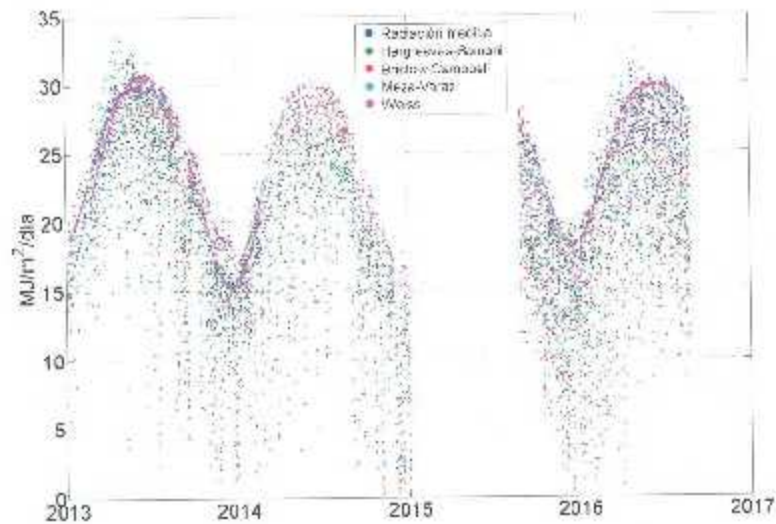


Figura 4.13 : Evaluación de los distintos modelos para el clima semiárido seco.

En las Figuras 4.14 - 4.17 se muestran los gráficos de dispersión para los modelos de Hargreaves Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas y Weiss, respectivamente. Aunque el número de datos es inferior, los resultados obtenidos son muy similares que para el

clima seco: los modelos tienden a sobre estimar la radiación solar global diaria.

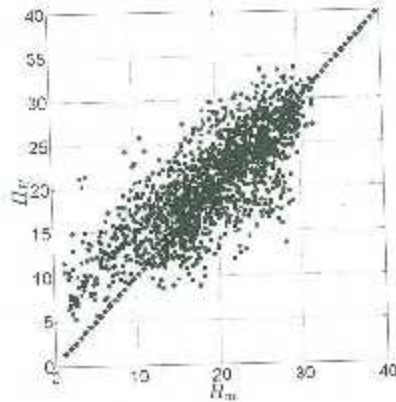


Figura 4.14 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Hargreaves-Samani (H_H) en el clima semiárido seco.

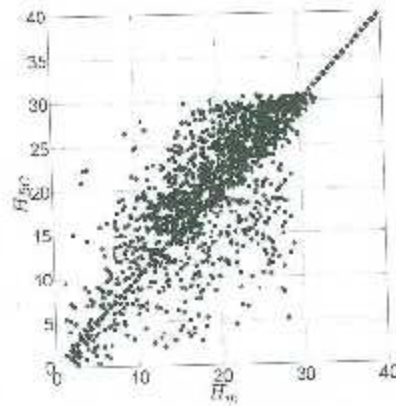


Figura 4.15 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Bristow-Campbell (H_{BC}) en el clima semiárido seco.

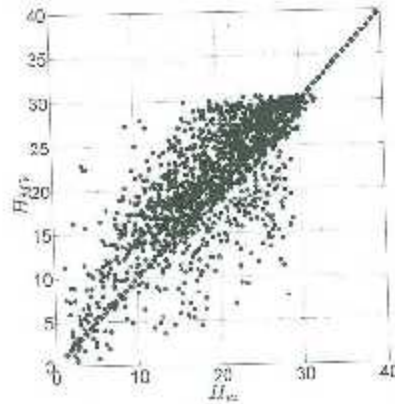


Figura 4.16 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Meza-Varas (H_{MV}) en el clima semiárido seco.

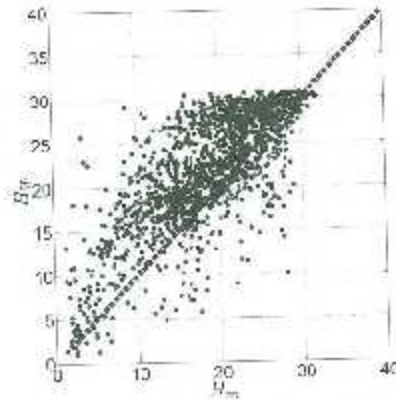


Figura 4.17 : Gráfica de dispersión de la radiación solar diaria estimada con el modelo de Weiss (H_W) en el clima semiárido seco.

Al igual que en el análisis llevado a cabo para el clima árido seco, en el clima semiárido seco se implementaron las métricas para determinar la exactitud de los modelos, y así también se obtuvieron valores para las mediciones a lo largo de todo el año. Las cuales se presentan en cada uno de los gráficos en la leyenda (entre corchetes). En la Figura 4.18 se observa el coeficiente de determinación para los distintos modelos. A diferencia de lo obtenido para el clima árido, en este caso el modelo de Hargreaves-Samani tiene valores positivos de este coeficiente en todas las estaciones del año. Por otro lado, los modelos de Bristow-Campbell, Meza-Varas y Weiss no se pueden aplicar en la estación

de primavera, ya que no existe relación entre el modelo y las mediciones, es decir al presentar un coeficiente negativo que denota que el modelo no se ajusta en modo alguno a los datos obtenidos. Y es precisamente en esta estación en donde el modelo de Weiss tiene su menor valor, es decir, -0.25.

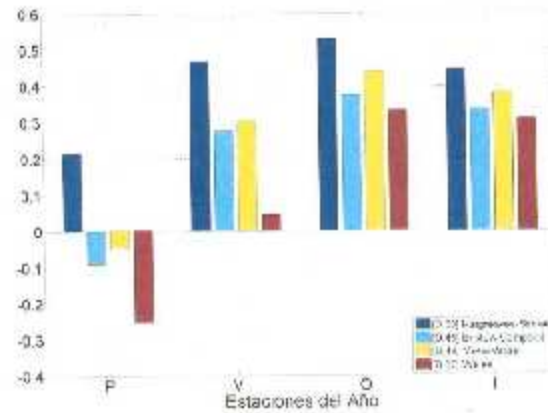


Figura 4.18 : Coeficiente de determinación (R^2) para el clima semi-árido.

Para el caso de la raíz cuadrada del error cuadrático medio (ver Figura 4.19), los valores obtenidos para el clima semi-árido seco son ligeramente mayores que para el clima árido, pero mantienen la misma tendencia.

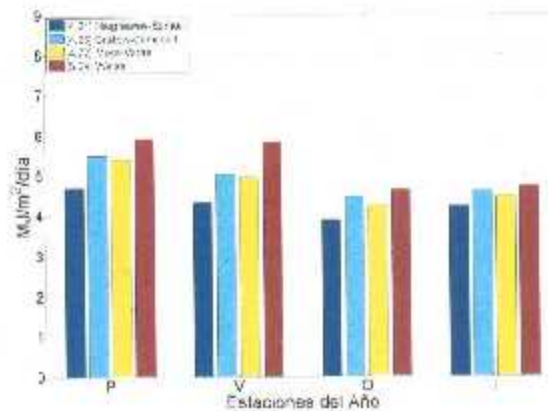


Figura 4.19 : Raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.

El error porcentual promedio, mostrado en la Figura 4.20, es considerablemente mayor

que para el clima árido seco. Sin embargo, en el clima semi-árido seco, el modelo de Bristow-Campbell es el que menor error tiene.

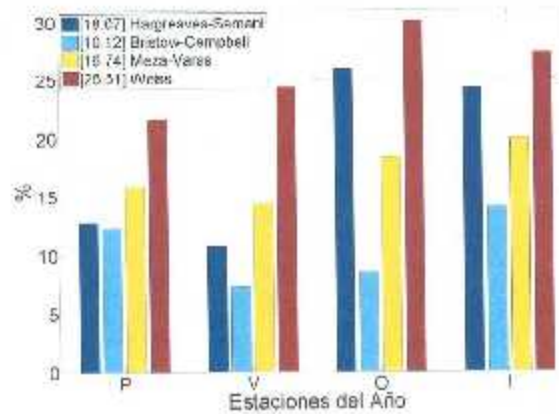


Figura 4.20 : Error porcentual promedio (MPE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.

El error de sesgo promedio y error de sesgo promedio absoluto, Figuras 4.21 y 4.22 respectivamente, tienen el mismo comportamiento en ambos climas pero los errores son superiores para el clima semi-árido seco.

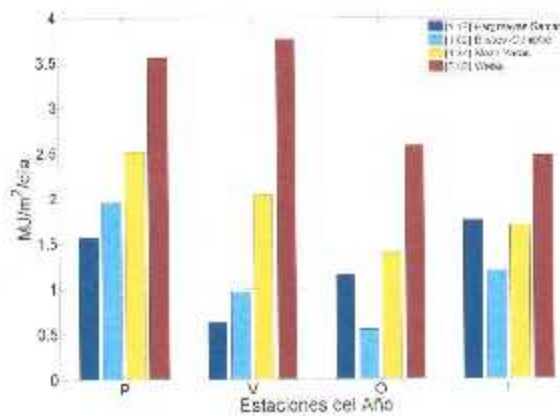


Figura 4.21 : Error de sesgo promedio (MBE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.

De acuerdo a los resultados de la normalización de los errores obtenidos en este clima se determinó que los modelos que tuvieron un mejor comportamiento fueron el modelo

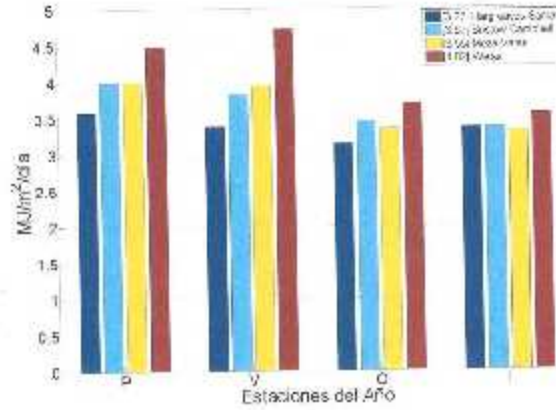


Figura 4.22 : Error de sesgo promedio absoluto (MABE, por sus siglas en inglés) para el clima semi-árido seco.

de Bristow-Campbell en primer lugar, seguido por el modelo de Hargreaves-Samani.

4.4. Comparación de resultados

En las Tablas 4.5 y 4.6 se resumen los valores promedio anuales de las cinco métricas utilizadas en este trabajo. De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que el modelo que tiene el mejor rendimiento global es el modelo de Hargreaves-Samani. Los valores obtenidos en este trabajo son comparables con resultados reportados en la literatura para el mismo modelo y presentados en la Tabla 4.7.

Tabla 4.5 : Valores promedio anuales de las métricas para el clima árido seco.

	R^2	RMSE	MBE	MABE	MPE
Modelo	–	MJ/m ² /día	MJ/m ² /día	MJ/m ² /día	%
Hargreaves-Samani	0.6244	3.7607	0.2850	2.8307	6.5595
Bristow-Campbell	0.4661	4.4838	0.5313	2.9890	6.0179
Meza-Varas	0.5487	4.1225	1.0499	2.8257	9.4991
Weiss	0.5214	4.2453	1.9866	3.0073	15.1395

Tabla 4.6 : Valores promedio anuales de las métricas para el clima semiárido seco.

	R^2	RMSE	MBE	MABE	MPE
Modelo	-	MJ/m ² /día	MJ/m ² /día	MJ/m ² /día	%
Hargreaves-Samani	0.5948	4.2172	1.1921	3.2743	18.0754
Bristow-Campbell	0.4617	4.8610	1.0885	3.5682	10.1186
Meza-Varas	0.4918	4.7229	1.8360	3.5544	16.7392
Weiss	0.3750	5.2376	3.0200	4.0205	25.5123

Tabla 4.7 : Comparativa entre valores promedio anuales de las métricas obtenidas y las reportadas en la literatura para el modelo de Hargreaves-Samani.

	R^2	RMSE	MBE	MABE	MPE
Modelo	-	MJ/m ² /día	MJ/m ² /día	MJ/m ² /día	%
Árido seco	0.624	3.760	0.285	2.830	6.559
Semiárido seco	0.594	4.217	1.192	3.274	18.075
Almorox ¹ [4]	0.876	3.064	-0.162	2.254	-10.200
Besharat ² [10]	0.954	0.710	-0.022	0.629	0.304
Mec'bah ³ [31]	0.375	0.042	-0.0004	0.036	0.538

¹ Localización: San Fernando de Henares, España.

² Localización: Yazd, Irán.

³ en este caso se utilizaron dos constantes de regresión. Localización: Algiers, Argelia.

4.5. Producción de Energía

La generación de potencia a partir de energía solar usando sistemas fotovoltaicos tiene ventajas como bajo costo de reparación, no tiene partes en movimiento y un bajo impacto global. No obstante, la eficiencia en la conversión a energía eléctrica es baja, alrededor de 18 – 23%. La generación de energía depende de la cantidad de irradiancia solar y de la temperatura del ambiente, así como de las características y arreglo del sistema fotovoltaico. Cuando la irradiancia solar es uniforme, la salida de un sistema

fotovoltaico presenta un punto de operación simple, donde la potencia generada alcanza un máximo. Por lo que es relevante determinar la cantidad de irradiación que llega a cada superficie, una vez que la radiación solar es atenuada por la composición de la atmósfera y los diferentes sistemas con los que interactúan dicha energía [40].

La medición, a través de estaciones meteorológicas, y/o la estimación de la radiación solar es clave en la evaluación del potencial solar disponible para aplicaciones fotovoltaicas, y con ello determinar la conveniencia de instalar sistemas fotovoltaicos en lugares o áreas específicas, así como el desempeño de un panel solar y el dimensionamiento en un parque fotovoltaico.

En el presente trabajo se evalúa la potencia de una celda fotovoltaica, empleando un modelo en donde los datos de entrada son la irradiancia solar y la temperatura ambiente. Para lo anterior se revisaron los modelos para las celdas fotovoltaicas que se han reportado en la literatura. A continuación se describen brevemente cuatro modelos, en los que las variables de entrada son irradiancia solar, temperatura ambiente y parámetros de referencia de la celda fotovoltaica. Los parámetros de referencia son proporcionados por el fabricante, disponibles en la hoja de datos.

- Modelo Zacaria-Bai-Chao.
- Modelo Houssamo-Wang.
- Modelo de circuito de diodo.
- Modelo Yao-Tang-Ayyassar.

4.5.1. Modelo Zacaria-Bai-Chao

El modelo de Zacaria-Bai-Chao, entrega potencia horaria y se define como:

$$P = H \eta_r [1 - \beta(T_c - T_r)] \eta_{pc} P_f A_{PV} \quad (4.1)$$

donde H es la radiación solar total en kWh/m², η_r es la eficiencia de referencia del módulo obtenido de la Hoja de datos, β es el coeficiente de eficiencia de temperatura del arreglo, T_c es la temperatura promedio de la celda, T_r es la temperatura de referencia de eficiencia de la celda, η_{pc} es la eficiencia del inversor, P_f es el factor de empacamiento y A_{PV} es el área total del sistema fotovoltaico en m² (ver Anexo A) [56].

4.5.2. Modelo de Houssamo-Wang

El modelo de Houssamo-Wang es considerado un modelo lineal de potencia (ver Ecuación 4.2). Este modelo calcula la potencia de salida considerando que el sistema fotovoltaico opera siempre en el punto máximo de potencia, y que es lineal al comportamiento de la temperatura de la celda y el nivel de irradiancia solar.

$$P = P_{MPP} \frac{G}{1000} [1 + k_p (T_c - 25)] N_{PV} \quad (4.2)$$

donde P es potencia máxima del sistema fotovoltaico, P_{MPP} es la potencia máxima obtenida de la hoja de datos del producto, G es la irradiancia, k_p es el coeficiente de degradación potencia-temperatura, T_c es la temperatura de la celda y N_{PV} es el número de paneles fotovoltaicos conectados en serie (ver Anexo A) [21].

4.5.3. Modelo de circuito de diodo

En el modelo del circuito con un diodo se considera al sistema fotovoltaico como un circuito con una fuente de corriente de excitación, que es proporcional a la irradiancia recibida por el sistema, con un diodo conectado en paralelo y una resistencia en serie, que se considera como la suma de las resistencias internas del sistema fotovoltaico. Con este modelo se puede obtener la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto. Esta información permite determinar la potencia que produce el sistema, para una irradiancia diaria [14].

4.5.4. Modelo Yao-Tang-Ayyanar

Este modelo establece que el sistema fotovoltaico siempre se encuentra operando en el punto de máxima potencia (Maximum Power Point MPP, por sus siglas en inglés), para lo cual se utiliza la temperatura e irradiancia solar, ver Ecuación 4.3 [54].

$$P = P_{nom} (1 + k_p \Delta T_c) \frac{G}{G_{nom}} \quad (4.3)$$

donde P corresponde a la potencia instantánea obtenida del modelo, P_{nom} se refiere a la potencia máxima de salida del módulo fotovoltaico, en condiciones nominales (valor que se obtiene de la hoja de datos del fabricante), k_p es el coeficiente de degradación potencia-temperatura (%/°C), obtenido de la hoja de datos, ΔT_c es la desviación de la temperatura de la nominal (°C), G es la irradiancia recibida por el sistema fotovoltaico en W/m^2 y G_{nom} es la irradiancia nominal, establecida en la hoja de datos proporcionada en el Anexo B.

4.5.5. Evaluación del modelo de potencia

En esta Sección se evalúa la potencia de un panel fotovoltaico empleando el modelo Yao-Tang-Ayyanar, la información de entrada para el modelo es la irradiancia solar y la temperatura ambiente [54].

El panel fotovoltaico que se consideró es STP270-20/Wem de Suntech, el cual está hecho de silicio policristalino. En el Anexo B se presenta la hoja de datos proporcionada por el fabricante [39]. De la hoja de datos del panel se obtiene la siguiente información: temperatura nominal de operación es de 45°C, el coeficiente de potencia temperatura k_p es de -0.41%/°C y la potencia máxima en condiciones nominales es de 198 W.

En la Figura 4.23 se muestra un diagrama de flujo de bloques para describir el procedimiento de la obtención de la potencia utilizando el modelo Yao-Tang-Ayyanar. Inicialmente se cuenta con los datos de temperatura y se realiza el cálculo de la irradiancia solar máxima instantánea de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$G = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta) \quad (4.4)$$

en donde los parámetros δ y ω se determinan de acuerdo a las Ecuaciones 2.2 y 2.4, mostradas en el Capítulo 2. Así como ϕ se determina mediante la ubicación de lugar.

Mediante la Ecuación 4.4 es posible determinar la irradiancia solar extraterrestre instantánea, con y mediante algoritmos computacionales se realiza este cálculo para cada una de las mediciones llevadas a cabo en las estaciones meteorológicas. Después con los datos proporcionados por el fabricante, así como con las variables calculadas y las medidas, se evalúa el modelo de potencia de Yao-Tang-Ayyanar, obteniendo así la potencia instantánea para cada 10 minutos. Una vez realizado esto, se procedió a integrar la potencia en valores diarios, con el día juliano, empleando el método de integración trapezoidal. La potencia diaria obtenida es la cantidad máxima de potencia que se podría generar con un sistema fotovoltaico en ausencia de atmósfera. Para corregir la presencia de atmósfera se incluye el índice de claridad.

Finalmente, la potencia diaria determinada por el modelo Yao-Tang-Ayyanar es multiplicada por el índice de claridad diario, K_T , que se estimó para uno los modelos estudiados en el presente trabajo (Hargreaves Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas, y Weiss). Y de esta forma se obtiene la potencia que se genera con un sistema fotovoltaico empleando cada uno de los modelos empíricos.

La potencia para el sistema fotovoltaico se analizó para dos distintos periodos de tiempo a lo largo del año, enero y mayo. Se seleccionaron estos dos periodos, ya que por la ubicación geográfica de la región de estudio, en los meses de mayo y enero se recibe la mayor y menor cantidad de radiación solar, respectivamente.

Los resultados de la evaluación del modelo del panel fotovoltaico Yao-Tang-Ayyanar, empleando los modelos Hargreaves Samani, Bristow Campbell, Meza-Varas, y Weiss, se presentan en las Figuras 4.25 y 4.24. En ellas, el comportamiento del modelo de potencia varía de acuerdo a la radiación solar estimada por cada uno de los modelos empíricos analizados, lo que conlleva a que cada uno de ellos tenga diferentes resultados. Ya que, tal como se mencionó con anterioridad, el comportamiento y resultado de las métricas, algunos modelos se acoplaron mejor para los climas árido y semiárido, y otros

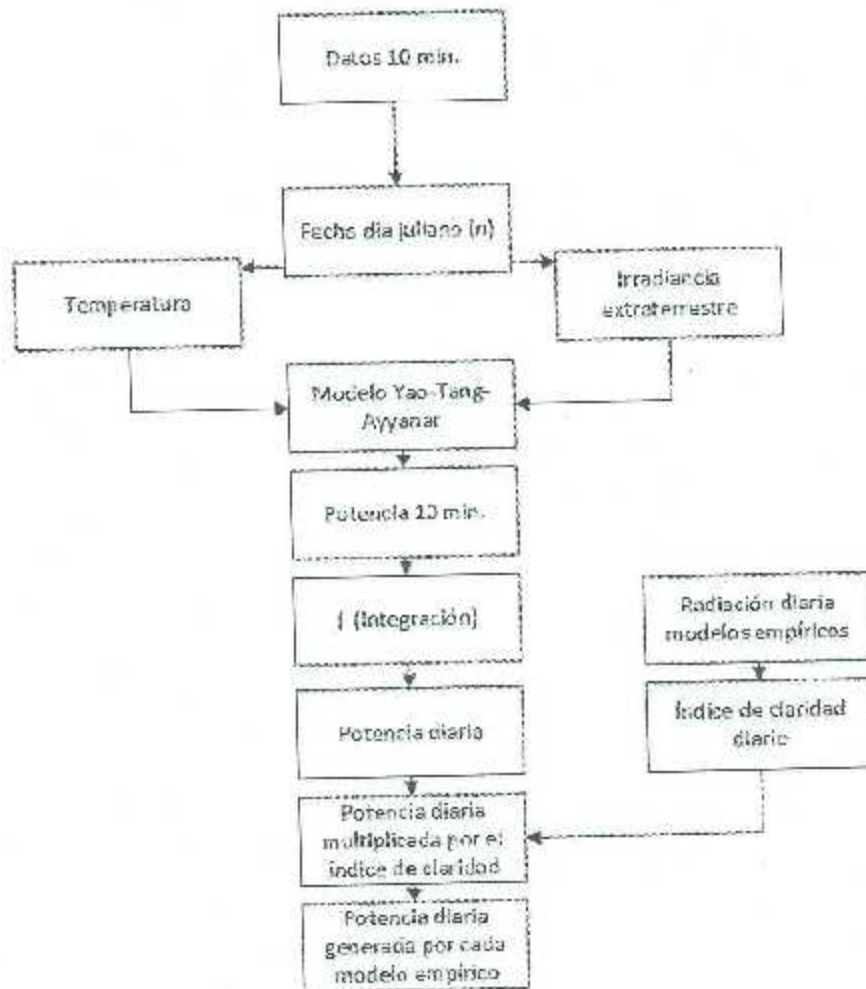


Figura 4.23 : Diagrama del procedimiento para la estimación de la potencia generada mediante los distintos modelos.

como el de Weiss, arrojaron resultados un poco más alejados de la medición real. Con lo que, la inexactitud en la estimación de la radiación solar, se refleja en la potencia eléctrica estimada.

En la Figuras 4.25 y 4.24 se observa que la potencia máxima generada en el mes de mayo tiene un comportamiento similar en todos los modelos, y las potencias rondan entre los 6.6 MW/día y hasta cerca de los 8 MW/día. Por otra parte, en el mes de enero la potencia estimada varía entre 2 y 5.2 MW/día. Cabe hacer mención, que los valores de potencia obtenidos mediante el modelo de Yao-Tang-Ayyanar, son obtenidos

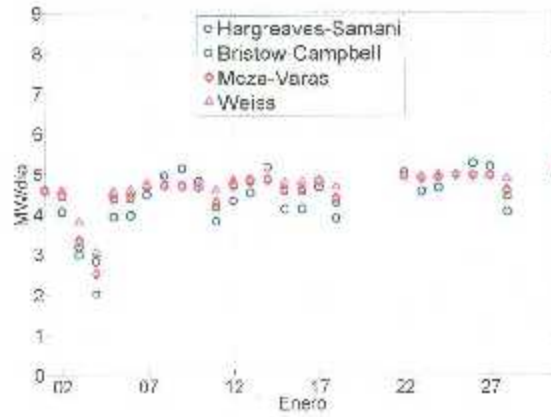


Figura 4.24 : Potencia máxima generada, para el mes de enero, empleando los modelos Hargreaves-Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas, y Weiss.

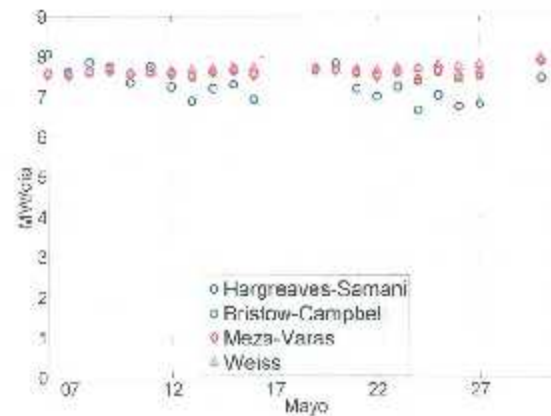


Figura 4.25 : Potencia máxima generada, para el mes de mayo, empleando los modelos Hargreaves-Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas, y Weiss.

considerando que la radiación solar incidente en la superficie del sistema fotovoltaico es normal a dicha superficie, además se considera que no existen factores que alteren el comportamiento de la generación de energía; tales como nubosidad, eficiencia de los elementos de conversión, etcétera. Ya que el único factor considerado es la temperatura de operación del sistema.

4.6. Divulgación

Es importante mencionar que parte de los resultados fueron presentados en el congreso nacional CNEER 2016, llevado a cabo en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM del 8-10 de noviembre de 2016. El trabajo se publicó en memorias del congreso.

Conclusiones y trabajo futuro

Conclusiones

En el presente trabajo se evaluaron diversos modelos empíricos para estimar la radiación solar diaria incidente en las regiones áridas y semiáridas de México. El objetivo de utilizar modelos empíricos, basados en variables físicas más comúnmente caracterizadas como lo son la humedad relativa o la temperatura, es que estas variables climatológicas pueden ser muy fácilmente obtenidas con equipos o sensores con costos relativamente bajos; si se comparan con sensores radiométricos, estaciones meteorológicas, entre otros equipos cuyo costo es muy elevado y se encuentran muy dispersos en el territorio mexicano. El uso de estos modelos se fundamenta en la relación que presentan diversas variables climatológicas con la radiación solar, en particular la temperatura. Los cuatro modelos seleccionados para su evaluación en este trabajo están basados en la diferencia de temperaturas máxima y mínima diarias.

En este trabajo, los datos utilizados fueron proporcionados por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), a través de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). Aunque se cuentan con datos de la red de Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA) y Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME), únicamente se utilizaron estas últimas. Puesto que los datos proporcionados tenían diferentes formatos, existían datos incorrectos, faltaban mediciones, entre otros aspectos, los datos se sometieron a diversos controles de calidad. Los controles incluyeron comparación contra valores plausibles fijos y deslizando, coherencia de los datos, completez, entre otros. Como resultado se obtuvieron datos de distintas estaciones que podían ser utilizados para los fines de este trabajo, en donde únicamente se consideraron años que tuvieran un mínimo de 95 % de los días con mediciones completas (144 mediciones por día). Del total de 85 estaciones que conforman la red de ESIME, únicamente 47 aportan datos útiles para este trabajo.

Como se mencionó, este trabajo se enfocó en las zonas árida y semiárida de México. La

clasificación de climas utilizada corresponde a la clasificación de Köppen y se realizó con base en la información obtenida del INEGI. Estos climas abarcan los estados de Baja California, Baja California Sur, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí y Sonora. De las 47 estaciones con datos confiables, únicamente 15 ESI/ME corresponden a climas árido (12 estaciones) o semi-árido (3 estaciones). La probabilidad de distribución del índice de claridad de las estaciones que conforman ambos climas muestran características similares entre ellas, y particulares de cada clima. Por ejemplo, el número de días parcialmente nublados en el clima semi-árido es mayor que para el caso de días soleados. Las diferencias entre las distribuciones de cada estación se pueden atribuir a las condiciones locales (principalmente la orografía y vegetación) que modifican los patrones de viento y por tanto la formación y advección de nubes.

La evaluación de los modelos empíricos seleccionados (Hargreaves-Samani, Bristow-Campbell, Meza-Varas y Weisc) se realizaron con base en métricas comúnmente empleadas, es decir: R^2 , RMSE, MBE, MABE, y MPE. Los valores de ajuste de los distintos modelos fueron seleccionados de valores reportados en la literatura. De los cuatro modelos estudiados, los modelos de Hargreaves-Samani y Bristow-Campbell fueron los que presentaron un mejor desempeño comparado con los demás modelos. Adicionalmente, se mostró que el rendimiento de los modelos tiene una variación considerable en las distintas épocas del año, y que de forma general los cuatro modelos sobre-estiman la radiación global incidente.

De la misma forma, se determinó mediante el análisis de el índice de claridad, que la nubosidad es un factor determinante para la estimación de la radiación solar global y que es importante encontrar la manera de implementar la estimación de la radiación solar global utilizando modelos empíricos que consideren la nubosidad dentro de sus parámetros de ajuste. Lo anterior tendría como resultado una estimación más precisa y por consecuencia un error menor.

Finalmente, con base en los valores estimados de la radiación global diaria se calcula la generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos. Para esto se utilizó un modelo simple, descrito por Yao, Tang y Ayyanar. Ante la ausencia de datos reales de generación, para este cálculo se seleccionaron de manera arbitraria los distintos valores de irradiancia solar requeridos. Este modelo fue evaluado en los meses de mayor y menor radiación recibida en el lugar de medición, que en este caso corresponde a la estación de Torreón, en el estado de Coahuila.

Trabajo futuro

Existen muchas tareas a futuro en el presente estudio. Entre ellas se pueden mencionar las siguientes:

- Extender el análisis de la estimación de la radiación solar global a otros tipos de

clima en México.

- Evaluar otros modelos basados en la temperatura, incluyendo los basados en la diferencia de la temperatura diaria.
- Evaluar otros modelos basados en distintas variables climatológicas, como la humedad relativa. Incluyendo modelos que dependan de una o varias variables.
- Evaluar otros horizontes horarios, particularmente en un horizonte sub-horario, es decir estimaciones evaluadas cada 10 minutos.
- Aunque en este trabajo se presenta un modelo simple generación eléctrica mediante sistemas FV, sería importante analizar distintos modelos en diferentes horizontes temporales. Para esta tarea será necesario validar los modelos con datos reales de generación, para lo cual será necesario recabar información.
- Realizar un mapa del recurso solar. Para esto sería necesario aumentar el número de estaciones disponibles.
- Explorar distintas aplicaciones de estos modelos, por ejemplo en sistemas eléctricos de potencia.

Definiciones

A continuación se definen algunos de los conceptos presentados en el Capítulo 4:

Radiación solar total, H es la energía recibida por el sistema fotovoltaico, que como se explicó con anterioridad tiene como fuente el sol. Se mide en kWh/m^2 .

Coefficiente de eficiencia del sistema, η_p es el porcentaje de eficiencia del funcionamiento de la celda en relación a las variaciones en la temperatura a la que opera. Mientras más cerca se encuentre de la temperatura nominal de operación mayor será su eficiencia. Su unidad de medida es en porcentaje %.

Temperatura de la celda, T_c se utiliza la temperatura ambiente para definir a que temperatura se encuentra trabajando, se mide en $^{\circ}\text{C}$.

Temperatura de referencia, T_r que se obtiene de las hojas de datos proporcionadas por el fabricante de las mismas, se mide en $^{\circ}\text{C}$.

Eficiencia del convertidor, η_{pc} es la eficiencia con la que la corriente directa obtenida del sistema fotovoltaico es transformada en corriente alterna. La eficiencia depende de aspectos como: la temperatura de operación, la tecnología de los dispositivos electrónicos de potencia, elementos auxiliares, características de los elementos pasivos, tipo de conmutación (forzada o suave), entre otros. En la mayoría de los casos se utiliza el método de conmutación de alta frecuencia en sistemas de modulación de ancho de pulso. Su unidad de medida es en porcentaje %.

Factor de empacamiento, P_f se define como la relación entre el área ocupada por el sistema fotovoltaico entre el área real del terreno, como se muestra en la Figura A.1. En ella se observa que el factor de empacamiento es igual a el espacio de columna dividido entre el espacio de columna a columna, además de que se muestra una gráfica de los diferentes factores de empacamiento en función del sombreado [6].

Área ocupada por sistema FV, A_{pv} es el área total ocupada por el sistema fotovoltaico medida en m^2 .

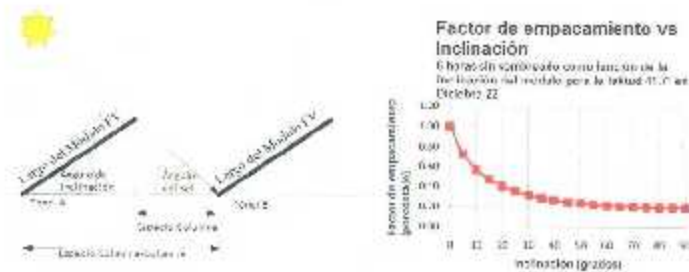


Figura A.1 : Factor de empacamiento y gráfica en relación al sombreado. Adaptada de [6]

Potencia máxima, P_{MPP} obtenida de la hoja de datos del fabricante, la cual se obtiene mediante la gráfica mostrada en la Figura A.2, y que de igual forma se muestra en la hoja de datos y sus unidades son Watts.

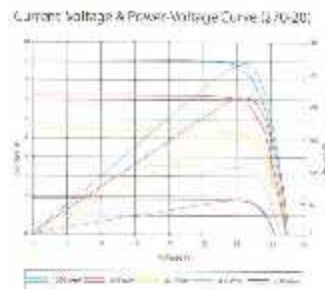


Figura A.2 : Curvas de voltaje-corriente y potencia-voltaje para la STP 270-watt. Tomada de [39]

Irradiancia G es el nivel de irradiancia percibido por el sistema fotovoltaico.

Número de paneles N_{PV} en el arreglo fotovoltaico del sistema.

Potencia nominal P_{nom} es la potencia máxima de salida del módulo fotovoltaico, en condiciones nominales (valor que se obtiene de la hoja de datos del fabricante).

Cociente temperatura-potencia k_p es el cociente de potencia-temperatura ($\% / ^\circ\text{C}$), obtenido de la hoja de datos.

Desviación de temperatura ΔT_c es la desviación de la temperatura de la normal ($^\circ\text{C}$), es decir la diferencia entre la temperatura de la celda y la nominal.

Irradiancia nominal G_{nom} establecida en la hoja de datos. Se mide en W/m^2 .

Apéndice B

Hoja de datos de celda fotovoltaica

STP270-20 Wem

STP270-20/Wem
 STP265-20/Wem
 STP260-20/Wem

SUNTECH
 BE UNLIMITED

270 Watt POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency
 Module efficiency up to 16.6% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant
 Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance
 Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability



Suntech current sorting process
 System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



Extended wind and snow load tests
 Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) **



Withstanding harsh environment
 Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

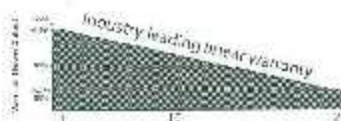
Conforms to standards:
 IEC 61215, IEC 61730, GB/T 18750-2009



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO 17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Industry-leading Warranty based on nominal power

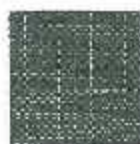


- 57.9% in the first year, thereafter for years two (2) through twenty-five (25) 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.7% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. ** PV Cycle only for Europe.

*** Please refer to Suntech Product Specification Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

Special 4 busbar design



The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

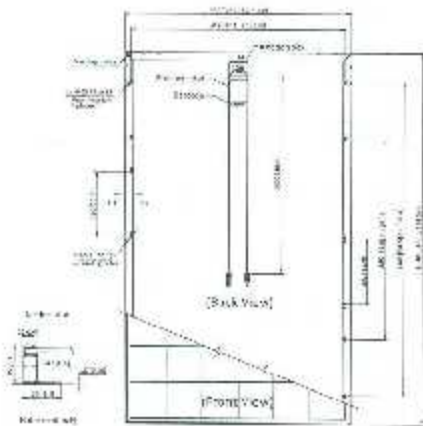
IP68 Rated Junction Box



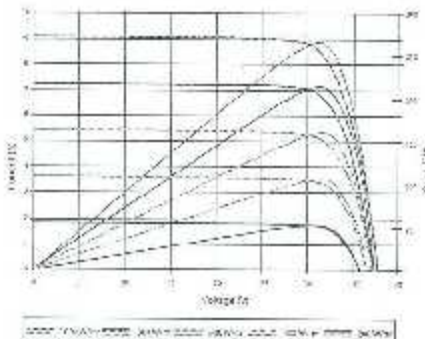
The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

STP270-20/Wem
 STP265-20/Wem
 STP260-20/Wem

SUNTECH
 BE UNLIMITED



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (270-20)



Standard performance is based on light and temperature conditions of 1000 W/m² (1000 W/m² STC), 25°C (77°F) and air mass of 1.5. Efficiency is based on 1000 W/m² (1000 W/m² STC).

Dealer information

Information provided herein is for informational purposes only. It is subject to change without notice. Suntech Power Inc. does not warrant, represent or guarantee the accuracy, reliability, completeness or timeliness of the information provided herein. Suntech Power Inc. is not responsible for any errors or omissions in this document. Suntech Power Inc. is not responsible for any damages, including consequential damages, arising from the use of this document. Suntech Power Inc. is not responsible for any damages, including consequential damages, arising from the use of this document.

Electrical Characteristics

STC	STP270-20	STP265-20	STP260-20
Maximum Power at STC (P _{max})	270 W	265 W	260 W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	31.1 V	31.0 V	30.9 V
Optimum Operating Current (I _{mp})	8.69 A	8.56 A	8.42 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	37.9 V	37.8 V	37.7 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.11 A	9.02 A	8.93 A
Module Efficiency	16.6%	16.3%	16.0%
Operating Module Temperature	-10 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

Maximum power is based on irradiance of 1000 W/m² (1000 W/m² STC) and cell temperature of 25°C (77°F).
 All other electrical characteristics are based on irradiance of 1000 W/m² (1000 W/m² STC) and cell temperature of 25°C (77°F).

NOCT	STP270-20	STP265-20	STP260-20
Maximum Power at NOCT (P _{max})	198 W	194 W	191 W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	28.4 V	28.3 V	28.2 V
Optimum Operating Current (I _{mp})	6.97 A	6.86 A	6.76 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	34.9 V	34.6 V	34.3 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.42 A	7.32 A	7.19 A

NOCT is based on 800 W/m² (800 W/m² NOCT) irradiance, 20°C (68°F) cell temperature, and 1 m/s (2 mph) wind speed. All other electrical characteristics are based on irradiance of 800 W/m² (800 W/m² NOCT) and cell temperature of 20°C (68°F).

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2 °C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.067 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156 × 156 mm (6 inches)
Number of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1640 × 592 × 35mm (64.6 × 23.1 × 1.4 inches)
Weight	18.7 kgs (40.1 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2P) 1163-2007; 4.0 mm (0.005 inches) symmetrical lengths (1) 1000 mm (39.4 inches) and (1) 1000 mm (39.4 inches)
Connectors	MC4 compatible

Packing Configuration

Configuration	60 cells	40 cells
Pieces per pallet	30	30
Pallets per container	6	28
Pieces per container	180	840

E-mail: sales@suntech-power.com

Bibliografía

- [1] *Very high values of global irradiance due to cloud enhancement in cyprus*, 2013. 38
- [2] A new methodology to generate long time series of solar radiation based on stochastic analysis. *Energy Procedia*, 57:1053–1059, 2014. 21
- [3] M.G. Atraba and M.J. Savage. Comparison of estimates of daily solar radiation from air temperature range for application in crop simulations. *Agricultural and Forest Meteorology*, 148(3):401–416, 2008. 31
- [4] J. Almorox, C. Tontoria, and M. Benita. Models for obtaining daily global solar radiation with measured air temperature data in Madrid (Spain). *Applied Energy*, 88(5):1703–1709, May 2011. 2, 21, 53, 62
- [5] F. Antonanzas-Torres, A. Sanz-García, F.J. Martínez-de Pisón, and O. Perpiñán-Lamigueiro. Evaluation and improvement of empirical models of global solar irradiation: Case study northern Spain. *Renewable Energy*, 60:601–614, Dec 2013. 21
- [6] Stafford B. Robinson R, and Mosey G. Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics at Massachusetts Military Reservation. A Study Prepared in Partnership with the Environmental Protection Agency for the RE-Powering America's Land Initiative: Siting Renewable Energy on. Technical report, 2011. 72, 73
- [7] Abdul Basit, Mutee ur Rehman, Jamal Aziz, and Afzaal A. Malik. Design and fabrication of parabolic trough solar energy system. In *2014 International Conference on Energy Systems and Policies (ICESP)*, pages 1–8. IEEE, Nov 2014. 13
- [8] Gottfried H. Bauer. *Photovoltaic Solar Energy Conversion*. Springer, 2015. 1, 2
- [9] Omar Behar, Abdallah Khellaf, and Kamal Mohammedi. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23:12–39, 2013. 10

- [10] Fariba Besharat, Ali A. Dehghan, and Ahmad B. Faghif. Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:798–821, 2013. 21, 27, 29, 30, 31, 32, 49, 62
- [11] J S Bojanowski. *Quantifying Solar Radiation At the Earth Surface With Meteorological and Satellite Data*. PhD thesis, 2013. 21
- [12] Claudio A. Estrada, Camilo A. Arancibia. *Sistemas de concentración solar para la generación eléctrica*. 11
- [13] Cooper. The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy*, 12, 1969. 23
- [14] Loredana Cristaldi, Marco Falfer, Marco Rossi, and Ferdinanda Porci. A Simple Photovoltaic Panel Model: Characterization Procedure and Evaluation of the Role of Environmental Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 61(10):2632–2641, Oct 2012. 51
- [15] cspworld. <http://www.cspworld.org/sites/default/files/image/basiccheme.jpg>. 9
- [16] J. Duffie, W. Beckman, and W. M. Worek. *Solar Engineering of Thermal Processes*, volume 116. Wiley, fourth edition, 2013. 1, 3, 4, 21, 22, 24, 26, 28
- [17] P Fraser and Professor Sanford a Klein. *Stirling Dish System Performance Prediction Model*. PhD thesis, University of Wisconsin-Madison, 2008. 12
- [18] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilfried Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 47). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(1):3–11, Jan 2016. 6
- [19] Mukimio Sevkot Guncy. Solar power and application methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:776–785, 2016. 10
- [20] Q Hernández-Escobedo, E Rodríguez-García, R Saldaña-Flores, A Fernández-García, and F Manzano-Agugliaro. Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 43:216–238, Mar 2015. 20
- [21] I. Houssamo, B. Wang, M. Sechilariu, F. Locment, and G. Friedrich. A simple experimental prediction model of photovoltaic power for DC microgrid. In *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pages 963–968. IEEE, May 2012. 64
- [22] <http://smm.cma.gob.mx/es/emas>. EMAS. 18, 19, 20
- [23] <http://southwest.npl.k12.mn.us>. Celda fotovoltaica. 5
- [24] <http://www.ai.org.mx>. <http://www.ai.org.mx/situacion-y-prospectiva-de-la-energia-solar.pdf>. 16

-
- [25] <http://www.aureosolar.com.mx>. Parque solar. 8
- [26] <http://www.evwind.es/2012/09/27/rapid-growth-forecast-for-concentrated-pv-epv-1-2-gw-in-2016/23915>. Panel concentracion. 7
- [27] INEGI. <http://www.inegi.org.mx/>, 2017. 41
- [28] Geografía e Informática (INEGI) Instituto Nacional de Estadística. *Diccionario de datos climáticos*. 2000. 48, 49
- [29] kippzonen. <http://www.kippzonen.es/>, 2016. 3, 4, 5, 26
- [30] Patrick Mathiesen, Craig Collier, and Jan Kleissl. A high-resolution, cloud-assimilating numerical weather prediction model for solar irradiance forecasting. *Solar Energy*, 92:47–61, Jun 2013. 21
- [31] Mohamed Salah Mecribah, Taqiy Eddine Boukelia, Reda Tahtah, and Kacem Gairas. Introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on a horizontal surface (Case study: Algeria). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36:194–202, 2014. 62
- [32] Francisco Meza and Eduardo Varas. Estimation of mean monthly solar global radiation as a function of temperature. *Agricultural and Forest Meteorology*, 100(2-3):231–241, 2000. 31, 49
- [33] J. Monreal. “Diseño De Un Concentrador Solar Lineal Tipo Fresnel De Baja Entalpía Para Calor De Procesos”. PhD thesis, Universidad Veracruzana, 2012. 10, 13
- [34] NASA. Ghg, 2016. 15
- [35] NREL. <http://www.nrel.gov/pv/>, 7
- [36] OPEXenergy Operación y Mantenimiento S.L. <http://opex-energy.com/>, 8
- [37] World Meteorological Organization. <http://www.wmo.int/pages/index.html>, 2017. 18
- [38] Inventec Power. seenergymexico.com/grandesconsumidores.php, 2016. 12
- [39] Suntech Power. <http://www.suntech-power.com>, 2017. 65, 73
- [40] R. Rajesh and M. Carolin Mabel. A comprehensive review of photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51:231–248, 2015. 63
- [41] Gordon Reikard. Predicting solar radiation at high resolutions: A comparison of time series forecasts. *Solar Energy*, 83(3):342–349, Mar 2009. 21

- [42] D. Riveros-Rosas, C. A. Araucibia-Bulnes, R. Bonifaz, M. A. Medina, R. Peón, and M. Valdes. Analysis of a solarimetric database for Mexico and comparison with the CSR model. *Renewable Energy*, 75:21–29, 2015. 20
- [43] D. Riveros-Rosas, Marco Valdés, C. A. Araucibia-Bulnes, and R. Bonifaz. *La Radiación Solar*. Editorial Terracota, first edition, 2012. 3, 4, 8, 16, 17
- [44] SENER. Balance Nacional de Energía. Technical report, 2015. 14, 15
- [45] SENER. Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029. Technical report, 2015. 15, 16
- [46] SENER. Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 - 2029. Technical report, 2015. 17
- [47] S.M.Sze. *Semiconductor Devices: Physics and Technology*. 2001. 5, 6
- [48] solar GIS. Direct normal irradiation. 17
- [49] Yankee Environmental Systems. <http://www.yesinc.com/products/data/tsi40/>, 2017. 29
- [50] Adalberto Tejada. *Prontuario solar de México*. 2015. 23, 24
- [51] Wikipedia. <https://en.wikipedia.org/wiki/okta>. 29
- [52] Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/koppen_climate_classification, 2017. 41
- [53] Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/list_of_weather_records_highest_temperatures_ever_recorded, 2017. 37
- [54] Tong Yac, Yingying Tang, and Raja Ayyanar. High resolution output power estimation of large-scale distributed PV systems. In *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 4620–4627. IEEE, Sep 2014. 64
- [55] Charles Yousif, Gorika Oña Quecedo, and Julia Bilbao Santos. Comparison of solar radiation in Marsaxlokk, Malta and Valladolid, Spain. *Renewable Energy*, 49:203–206, 2013. 26, 46
- [56] Z. A. Zakaria and Bai-Chao Chen and M. O. Hassan. Modeling of photovoltaic power plants. In *International Conference on Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008*, pages 3835–3839, 2008. 63