

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

**Diseño de sistemas fotovoltaicos basados en estudios
de sitio**

por

Verónica Alpízar Gutiérrez

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Marzo de 2021

Diseño de sistemas fotovoltaicos basados en estudios de sitio

por

Verónica Alpízar Gutiérrez

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Costa Rica como requisito parcial para optar por el grado de:
LICENCIADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

Ing. Mauricio Espinoza Bolaños Ph.D.
Representante Director, Escuela de Ingeniería Eléctrica

Ing. Víctor Vega Garita Ph.D.
Director, Comité Asesor

Ing. Aramis Pérez Mora Ph.D.
Miembro, Comité Asesor

Ing. Gustavo Valverde Mora Ph.D.
Miembro, Comité Asesor

Ing. Oscar Núñez Mata Ph.D.
Miembro del Tribunal

Resumen

El acelerado crecimiento de la demanda energética a nivel mundial, unido al cambio climático, ha incentivado el uso de energías renovables como una alternativa ante las fuentes basadas en combustibles fósiles. Es gracias a ello que la energía fotovoltaica se presenta como una excelente alternativa para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad. [1].

En los últimos años, Costa Rica ha experimentado un aumento en el número de proyectos solares, tanto para el sector residencial como industrial; por lo cual, realizar estudios que permitan diseñar adecuadamente estos sistemas toma mayor relevancia. Sin embargo, la complejidad de analizar el impacto del horizonte en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, ha provocado que en muchas investigaciones se excluyan las influencias que pueden tener los edificios y demás objetos cercanos a los paneles, en la generación solar por temas de sombreado. Por ello, con este trabajo se busca desarrollar una herramienta que permita estimar de manera realista este efecto.

El modelo propuesto consta de cinco etapas, en donde se calcula la posición solar para un sitio y periodo en particular (la EIE durante el año 2020) y a través de un proceso iterativo se encuentra la combinación óptima de ángulos de orientación e inclinación que deben tener los módulos para maximizar la energía. Luego, se estudia el efecto de la temperatura mediante un modelo térmico y se estima la producción solar del sistema. Posteriormente, se analiza digitalmente una imagen del lugar de instalación para calcular la profundidad, alto y ancho de cada uno de los objetos cercanos a los módulos y se correlaciona dichas medidas con las coordenadas que describen la posición solar para elaborar el perfil de obstáculos y así conocer los lapsos en los cuales el sistema fotovoltaico se vería afectado por sombras provocando que la irradiancia sobre los paneles disminuya y por ende la energía también lo haga. Por último se valida el modelo con los datos de la plataforma SolarEdge.

Si se coloca un sistema fotovoltaico en San Pedro de Montes de Oca con un horizonte limpio, es recomendable instalar los módulos con una inclinación de $10,5^\circ$ y un azimut de 200° desde el norte, con lo cual se estima una producción anual de 10 001 743 Wh. Por su parte, si se considera la ubicación actual de los paneles de la EIE (90° desde el norte con una inclinación de $8,5^\circ$) la generación llegaría a los 9 774 792 Wh durante el año 2020 para un horizonte libre de obstáculos.

Al incluir el efecto del horizonte se determinó que la nueva posición óptima para el sistema fotovoltaico es de 190° desde el norte con una inclinación de $5,5^\circ$, esta permite alcanzar una producción anual de 7 269 179 Wh, mientras que para la posición actual de la EIE se estima una generación solar de 7 212 400 Wh, al considerar el impacto de los edificios y árboles circundantes a los módulos. Estas cifras presentan un porcentaje de error del $-5,26\%$ (nueva posición óptima) y $-4,44\%$ (posición de la EIE) con respecto al dato anual de la plataforma SolarEdge para el año 2020.

Dedicado a Dios, quien ha sido mi guía, fortaleza y su mano de fidelidad y amor han estado conmigo hasta el día de hoy. Sin Él nada sería posible.

Agradecimientos

A mis padres por ser un pilar fundamental a lo largo de toda mi carrera universitaria. También, agradezco muy especialmente a mis profesores Ing. Víctor Vega Garita, Ing. Aramis Pérez Mora e Ing. Gustavo Valverde Mora, por toda su ayuda, atención, consejos y tiempo dedicado a guiarme y corregirme, en el desarrollo de este trabajo.

Índice general

Índice general	vi
Índice de figuras	viii
Índice de tablas	x
Nomenclatura	xi
1 Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Justificación del proyecto	2
1.3. Planteamiento del problema	3
1.4. Objetivos	4
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos	4
1.5. Alcance del proyecto	5
1.6. Metodología	5
2 Marco teórico	7
2.1. Radiación solar	7
2.1.1. Irradiancia	7
2.1.2. Tipos de radiación	8
2.1.3. Variabilidad del recurso	11
2.2. Celda fotovoltaica	12
2.2.1. Características y tipos	13
2.2.2. Modelo de una celda fotovoltaica	14
2.2.3. Curva característica	16
2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos	18
2.3.1. Conectados a la red	18
2.3.2. Aislados	18
2.4. Posición relativa del sol	19
2.5. Modelo utilizado para el diseño de sistemas fotovoltaicos	21

2.6.	Procesamiento digital de imágenes	21
2.6.1.	Método de Sobel	22
2.6.2.	Operaciones morfológicas	23
3	Modelo propuesto para incorporar el efecto del horizonte en el rendimiento de los SF	24
3.1.	Posición solar	25
3.1.1.	Coordenadas geográficas	25
3.1.2.	Fecha y huso horario	25
3.1.3.	Especificación del tiempo	26
3.1.4.	Cálculo de la longitud media y anomalía media	26
3.1.5.	Cálculo de la longitud eclíptica	26
3.1.6.	Cálculo de la oblicuidad o inclinación axial	26
3.1.7.	Tiempo sidéreo	26
3.1.8.	Estimación de los ángulos de azimut y altitud del sol	27
3.2.	Posición óptima del módulo fotovoltaico	28
3.2.1.	Irradiancia directa	28
3.2.2.	Irradiancia difusa	28
3.2.3.	Albedo	29
3.2.4.	Irradiancia sobre el módulo fotovoltaico	29
3.3.	Modelo de Duffie Beckman	29
3.4.	Estimación de las dimensiones de un objeto en una imagen	30
3.4.1.	Profundidad	30
3.4.2.	Altura	31
3.4.3.	Ancho	33
3.5.	Construcción del perfil de obstáculos	34
4	Resultados del modelo de estimación de potencia con análisis de horizonte para el sistema fotovoltaico de la EIE	36
4.1.	Posición del sol	36
4.1.1.	Verificación del algoritmo	36
4.1.2.	Trayectoria solar en la EIE	37
4.2.	Irradiación sobre el módulo fotovoltaico para un horizonte limpio	42
4.3.	Temperatura del módulo ante un horizonte limpio	43
4.4.	Producción solar para un horizonte limpio	45
4.5.	Procesamiento digital de imágenes	47
4.5.1.	Verificación del algoritmo de estimación de dimensiones	47
4.5.2.	Elaboración del perfil de obstáculos de la EIE	49
4.6.	Sombreado del arreglo fotovoltaico	53
4.7.	Temperatura del módulo considerando la influencia del horizonte	54
4.8.	Generación solar considerando la influencia del horizonte	56
4.9.	Validación del modelo planeado	57

5 Conclusiones	59
6 Trabajos futuros	61
A Códigos de Matlab	62
A.1. Posición del sol	62
A.2. Posición óptima del módulo fotovoltaico	66
A.3. Duffie Beckman	70
A.4. Estimación de dimensiones de los objetos	73
A.5. Perfil de obstáculos	76
Bibliografía	78

Índice de figuras

2.1. Mapa de irradiación directa de Costa Rica. Tomado de [2].	9
2.2. Tipos de radiación incidente sobre una superficie inclinada. Tomado de [3].	10
2.3. Mapa de irradiación global horizontal de Costa Rica. Tomado de [2].	11
2.4. Variaciones de potencia en el mes de octubre para el Parque Solar Juanilama. Elaboración propia a partir de los datos expuestos por el [4].	12
2.5. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica. Elaboración propia.	15
2.6. Curva característica I-V de una celda solar. Elaboración propia a partir de los datos expuestos por [5].	16
2.7. Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Elaboración propia a partir de la información expuesta por [6].	18
2.8. Esquema general de un sistema fotovoltaico aislado. Elaboración propia a partir de la información expuesta por [6].	19
2.9. Altitud y azimut en sistema de coordenadas horizontales. Elaboración propia a partir de la información suministrada por [7].	20
2.10. Modelo ante un horizonte limpio.	21
2.11. Operador Sobel. Elaboración propia.	23
(a). Horizontal.	23
(b). Vertical.	23
(c). Original.	23
3.1. Modelo propuesto ante la ausencia de un horizonte limpio. Elaboración propia.	25

3.2.	Diagrama de ángulos y distancias para determinar el alto del objeto.	32
3.3.	Diagrama de ángulos y distancias para determinar el alto de una maceta.	32
3.4.	Diagrama de ángulos y distancias para determinar el ancho del objeto.	33
3.5.	Diagrama de ángulos y distancias para determinar el ancho de una maceta.	34
4.1.	Trayectoria solar registrada cada hora, para el 21 de marzo del 2020. Elaboración propia.	37
4.2.	Ángulos de azimut del sol registrados en diversos meses del año 2020. Elaboración propia.	38
4.3.	Paso del sol por el norte para el 21 de junio del 2020. Elaboración propia.	38
4.4.	Ángulos de altitud del sol registrados en diversos meses del año. Elaboración propia.	39
4.5.	Posición del sol en diversos meses del año 2020. Elaboración propia.	39
4.6.	Ángulos de altitud máximos para cada día durante el año 2020. Elaboración propia.	40
4.7.	Ángulos de azimut máximos para cada día durante el año 2020. Elaboración propia.	41
4.8.	Ángulos de azimut al amanecer (6:00) para cada día durante el año 2020. Elaboración propia.	41
4.9.	Irradiación sobre el módulo fotovoltaico ante un horizonte limpio para el año 2020. Elaboración propia.	42
4.10.	Comportamiento de la irradiancia en época seca y lluviosa para el año 2020. Elaboración propia.	43
4.11.	Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de marzo del 2020, ante un horizonte limpio. Elaboración propia.	44
4.12.	Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de setiembre del 2020, para un horizonte limpio. Elaboración propia.	44
4.13.	Potencia del arreglo por hora para el 21 de marzo del 2020, para un horizonte limpio. Elaboración propia.	45
4.14.	Potencia del arreglo para el 21 de setiembre del 2020, para un horizonte limpio. Elaboración propia.	46
4.15.	Objetos a medir.	48
4.16.	Imagen panorámica del sitio en estudio. Elaboración propia.	49
4.17.	Máscara de gradiente binaria. Elaboración propia.	49
4.18.	Operación morfológica de cierre. Elaboración propia.	50
4.19.	Imagen filtrada. Elaboración propia.	50
4.20.	Imagen segmentada. Elaboración propia.	50
4.21.	Altura de obstáculos en píxeles. Elaboración propia.	51
4.22.	Perfil de obstáculos en términos de azimut y altitud. Elaboración propia.	52
4.23.	Azimut vs Altitud. Elaboración propia.	52
4.24.	Posición óptima del módulo considerando el efecto de sombreado de los edificios circundantes. Elaboración propia.	54
4.25.	Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de marzo del 2020, considerando la influencia del horizonte. Elaboración propia.	55
4.26.	Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de setiembre del 2020, considerando la influencia del horizonte. Elaboración propia.	55

4.27. Potencia del arreglo para el 21 de marzo del 2020, al considerar el efecto de las sombras. Elaboración propia.	56
4.28. Potencia del arreglo para el 21 de setiembre del 2020, al considerar el efecto de las sombras. Elaboración propia.	57

Índice de tablas

2.1. Componentes de la radiación solar. Elaboración propia a partir de los datos expuestos por [8].	7
2.2. Diferencias entre los paneles según el tipo de fabricación. Elaboración propia, a partir de los datos expuestos por [9].	14
3.1. Características eléctricas del panel solar. Elaboración propia a partir de la información suministrada por [10].	29
4.1. Energía producida por el sistema fotovoltaico para un horizonte limpio para el año 2020. Elaboración propia.	46
4.2. Dimensiones de los objetos.	49
4.3. Energía producida por el sistema fotovoltaico incluyendo el efecto de sombreado de los edificios circundantes para el año 2020. Los datos de SolarEdge fueron extraídos de [11].	58

NOMENCLATURA

α	Ángulo para calcular la altura
α_r	Coefficiente de reflexión del suelo
β	Ángulo formado entre H_{ref} y W_{opi}
δ	Ángulo formado entre H_{ref} y W_{opf}
ϵ	Inclinación axial
η_{DB}	Eficiencia del módulo según Duffie Beckman
η_m	Eficiencia del módulo, dato del fabricante
γ	Ángulo de incidencia
κ	Coefficiente térmico, dato de fabricante
λ_s	Longitud eclíptica
ρ	Ángulo para calcular la altura
θ	Ángulo de inclinación del módulo
v	Numerador de la tangente para calcular el ángulo de azimut solar
ζ	Denominador de la tangente para calcular el ángulo de azimut solar
A_M	Área del módulo
A_m	Ángulo de azimut del módulo
a_m	Ángulo de inclinación del módulo
A_o	Ángulo de azimut del obstáculo
a_o	Ángulo de altitud del obstáculo
A_s	Ángulo de azimut del sol

a_s	Ángulo de altitud del sol
d	Profundidad estimada
d_{focal}	Distancia focal
DHI	Irradiancia difusa horizontal
DNI	Irradiancia directa normal
e	Carga eléctrica de un electrón
FF	Factor de llenado
FF_{STC}	Factor de llenado bajo condiciones STC
g	Anomalía media
G_{albedo}	Irradiancia reflejada sobre el módulo
G_{difusa}	Irradiancia difusa sobre el módulo
G_{directa}	Irradiancia directa sobre el módulo
$G_{\text{m,NOCT}}$	Irradiancia del módulo bajo condiciones NOCT, dato de fabricante
$G_{\text{m,STC}}$	Irradiancia del módulo bajo condiciones STC, dato de fabricante
G_{m}	Irradiancia sobre el módulo
G_x	Gradiente horizontal
G_y	Gradiente vertical
GHI	Irradiancia global horizontal
$GMST$	Tiempo sidéreo de Greenwich (del inglés Greenwich Mean Sidereal Time)
H_{cp}	Altura de la cámara en píxeles
H_{crp}	Altura de la cámara proyectada en el plano de la imagen
H_c	Altura de la cámara en metros
H_{est}	Altura estimada
h_{img}	Altura de la imagen en píxeles
H_{om}	Altura del objeto en metros

H_{op}	Altura del objeto en píxeles
H_{orm}	Altura del objeto de referencia en metros
H_{orpi}	Valor en píxeles del borde inferior del objeto de referencia
H_{ref}	Distancia en píxeles entre la línea de horizonte y la parte inferior del objeto
h_s	Altura del sensor
I_o	Corriente inversa de saturación en oscuro
I_{ph}	Corriente generada por la celda
I_{pm}	Corriente en el punto de máxima potencia
$I_{sc,STC}$	Corriente de corto circuito bajo condiciones STC, dato de fabricante
I_{sc}	Corriente de corto circuito
JD	Valor en día juliano
k_b	Constante de Boltzmann
L	Latitud
l	Longitud
L_H	Línea de horizonte
$LMST$	Tiempo sidéreo local (del inglés Local Mean Sidereal Time)
m	Constante para determinar la altura, su valor puede ser 0 o 1
N	Número de paneles solares
n	Coefficiente de idealidad
P_L	Potencia luminosa que incide sobre la celda
P_{max}	Potencia máxima
$P_{mmp,STC}$	Potencia máxima nominal bajo condiciones STC, dato de fabricante
P_{mmp}	Potencia máxima nominal
P_{pv}	Potencia de los paneles fotovoltaico
q	Longitud media del sol

R_p	Resistencia en paralelo
R_s	Resistencia en serie
SF	Factor de sombreado
SVF	Factor de cielo visible (del inglés Sky View Factor)
T	Tiempo sidéreo de Greenwich
$T_{a,NOCT}$	Temperatura ambiente bajo condiciones NOCT, dato de fabricante
$T_{a,STC}$	Temperatura ambiente bajo condiciones STC, dato de fabricante
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_k	Temperatura absoluta de la celda, medida en grados Kelvin
T_{om}	Temperatura nominal de operación de la celda, dato de fabricante
$V_{oc,STC}$	Tensión de circuito abierto bajo condiciones STC, dato de fabricante
V_{oc}	Tensión de circuito abierto
V_{pm}	Tensión en el punto de máxima potencia
V_r	Valor real
V_s	Valor simulado
W_{est}	Ancho estimado
W_{opf}	Distancia perpendicular en píxeles entre el borde izquierdo de la imagen y el final del objeto
W_{opi}	Distancia perpendicular en píxeles entre el borde izquierdo de la imagen y el inicio del objeto
W_{op}	Ancho del objeto en píxeles
W_s	Velocidad del viento
X_f	Distancia perpendicular en metros entre el borde izquierdo de la imagen y el final del objeto
X_i	Distancia perpendicular en metros entre el borde izquierdo de la imagen y el inicio del objeto
y_{pos}	Distancia en píxeles entre el borde inferior de la imagen y la parte inferior del objeto

EIE	Escuela de Ingeniería Eléctrica
LIDAR	Detección por luz y distancia (del inglés Laser Imaging Detection and Ranging)
NOCT	Temperatura de Operación Normal de la Celda (del inglés Normal Operating Cell Temperature)
SF	Sistema fotovoltaico
SI	Sistema Internacional de Unidades (del francés <i>Système international d'unités</i>)
STC	Condiciones estándar de medida (del inglés <i>Standard Test Conditions</i>)
UCR	Universidad de Costa Rica
UTC	Tiempo Universal Coordinado (un intermedio del inglés <i>Coordinated Universal Time</i> y del francés <i>Temps universel coordonné TUC</i>)

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

A lo largo del mundo, se han desarrollado diversos estudios que buscan conocer el potencial de energía fotovoltaica de una región. En el año 2015 el Ministerio de Energía de Chile, puso a disposición de la población una herramienta llamada Explorador Solar, la cual permite conocer el recurso solar de la nación y estimar la generación de energía eléctrica a través de paneles solares fotovoltaicos. El Explorador Solar proporciona cada media hora datos meteorológicos sobre radiación global y directa de cualquier punto del país “con una resolución espacial de 90 metros”, para el periodo comprendido entre el 2004 y el 2014 [12].

Otros autores han enfocado sus investigaciones en el diseño de los elementos del sistema fotovoltaico. [13] ha desarrollado una interfaz gráfica, con ayuda del programa MATLAB, para “dimensionar los principales componentes de sistemas fotovoltaicos autónomos o conectados a la red”. Esta herramienta primeramente calcula el número de paneles solares requeridos para suplir cierta demanda energética, luego dimensiona el inversor y el banco de baterías y los reguladores de carga, en caso de tratarse de un sistema autónomo (off-grid). Una vez concluido el diseño, la interfaz se encarga de mostrar una tabla resumen con la cantidad de elementos a utilizar, así como las características eléctricas nominales de cada uno de ellos.

En otras investigaciones, también se incluye el efecto de las sombras sobre los paneles solares, tal es el caso de un estudio hecho recientemente en España. Aquí, se estima, la energía que potencialmente se produciría en los edificios residenciales, comerciales y de servicio de Valencia mediante información sobre radiación solar y datos LIDAR. Para ello [14], propone un modelo en código R que automatice las estimaciones y permita aumentar la cantidad de edificaciones analizadas, para cada una de las tipologías en estudio, con el fin de obtener resultados representativos del efecto de las sombras proyectadas en los tejados por los edificios circundantes.

Por su parte, [15] plantea en su estudio que las sombras sobre los generadores fotovoltaicos no solo causa pérdidas en la producción, debido a la disminución de la radiación directa disponible, sino que también puede ocasionar problemas en los paneles por la heterogeneidad de la irradiancia. Para la determinación del factor de sombra utiliza la proyección cilíndrica sobre la que se representan las trayectorias solares y los obstáculos. Los obstáculos se caracterizan geoméricamente a partir de sus coordenadas topográficas, obtenidas con ayuda de equipo de

medición.

[16] también busca calcular el factor de sombra en entornos complejos, el cual es igual a 0 cuando el obstáculo le genera sombras al sistema fotovoltaico, en caso contrario toma valores iguales a 1. Para ello, ha implementado un algoritmo en el entorno MATLAB y con ayuda de un programa de diseño gráfico tipo CAD define la geometría de los obstáculos, la cual luego introduce a MATLAB a través de archivos DXF.

En los últimos años, se han realizado algunos modelos que permiten calcular del efecto de sombreado en los paneles a partir de una imagen del sitio. Tal es el caso del trabajo expuesto por [17], este plantea una solución basada en la captación de imágenes fotográficas sobre las que se dibujan las trayectorias solares. Para ello, el autor determina tres ángulos, altitud angular de un punto genérico, ángulo de inclinación del plano de la fotografía y azimut mediante el uso de dispositivos de medida angular.

Numerosos autores han desarrollado metodologías que muestran la trayectoria aparente del sol, para un punto dado, y un perfil de su entorno. En general, estas representaciones se hacen sobre un plano, siendo necesaria la utilización de proyecciones adecuadas para tal fin. Sin embargo, [18] detectó “la inexistencia de proyecciones específicas para el análisis de variables solares, en tanto que la información gráfica se representa en proyecciones cartográficas no adecuadas”. Es por esto que propone técnicas para elaborar proyecciones adecuadas al estudio, caracterización y visualización de variables solares.

En particular plantea un método que determine el flujo luminoso que incide sobre las superficies verticales (ventanas o huecos en las fachadas) y horizontales (calles, patios, entre otros) y también tome en consideración el dispositivo que captura las imágenes de la bóveda celeste, las ecuaciones necesarias para realizar las diversas transformaciones y el código que muestre resultados gráficos de fácil interpretación. Para la captación de la imagen de la bóveda celeste, el autor emplea “un trípode nivelable sobre el que se coloca un bastidor de metacrilato que sostiene una cámara fotográfica y en su base dispone de un espejo hemisférico convexo” [18].

1.2. Justificación del proyecto

El crecimiento constante de las necesidades energéticas a nivel mundial, unido al cambio climático, producto de las constantes emisiones de gases al medio ambiente, ha incentivado el uso de energías renovables como alternativa ante fuentes tradicionales. Costa Rica, ha sido pionero en el desarrollo de muchos de estos tipos de energía, “desde mediados del siglo pasado, explota sus fuentes renovables de manera planificada y equilibrada, mediante una matriz energética diversa, sostenible y optimizada” [19]. Este modelo, ha permitido que al rededor del 99,4 % de los hogares costarricenses cuenten con electricidad de alta calidad. Además más del 98 % de esta energía es generada a partir de centrales eléctricas renovables.

Actualmente, la energía solar fotovoltaica se presenta como una buena opción en miras a suplir la demanda energética, pues esta no solo permitiría aumentar la cobertura renovable del país, sino que también ayudaría a alcanzar los objetivos de sostenibilidad establecidos por el Gobierno, en su Plan de Descarbonización para el año 2050. Además, en los últimos años este

tipo de tecnologías ha experimentado un gran desarrollo, lo cual ha propiciado una disminución en los costos de fabricación de proyectos de esta índole, haciéndola cada vez más competitiva frente a otros recursos energéticos convencionales. Esta condición, combinada con el incremento generalizado en los gastos de fabricación, operación y mantenimiento de otras tecnologías y sus crecientes complejidades socio-ambientales, favorece la instalación de plantas solares.

A todo lo anterior, se une la alta disponibilidad de recurso solar con que cuenta Costa Rica. Según estudios del departamento de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE, cerca del 23 % del territorio nacional (12000 km²), presentan condiciones favorables para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos de gran escala, lo cual representa un potencial de 577 GW, alrededor de 165 veces la capacidad actual instalada [20]. Sin embargo, en nuestro país solamente un 0,34 % de la energía que se consume proviene de fuentes solares, lo cual muestra un gran rezago en este tema con respecto a otros países del área. Las energías renovables y en concreto de la energía solar fotovoltaica, son una alternativa ante el posible aumento en la demanda energética producto del crecimiento en la electro-movilidad en el país, en sus diversos modos de transporte.

Al igual que como ocurre con otras fuentes renovables, la cantidad de energía que se puede producir a partir de sistemas fotovoltaicos es muy variable; pues, esta depende de “factores ambientales (irradiancia y temperatura), geográficos (latitud, presencia de sombras, entre otros) y de la eficiencia de los distintos elementos eléctricos del sistema” [21]. Por esta razón, al momento de estimar la capacidad de generación, es necesario conocer al menos la ubicación exacta del sitio donde se pretende instalar los paneles; así como, las condiciones de irradiación del sitio; ya que, esta puede verse afectada por la nubosidad debido a la época del año en que se encuentre (seca o lluviosa, en nuestro caso). Además, existen otros aspectos como la humedad, la temperatura y la velocidad del viento que influyen ya sea en la eficiencia o durabilidad del sistema.

Para optimizar el diseño de los sistemas fotovoltaicos, es útil, disponer de una herramienta que tome en cuenta el horizonte del lugar de instalación del SF para poder realizar cálculos más cercanos a la realidad.

1.3. Planteamiento del problema

Actualmente, al momento de diseñar sistemas fotovoltaicos, se suele dejar por fuera el efecto que tiene el horizonte y las características del sitio sobre el sistema; sin embargo, la topografía circundante puede repercutir de forma considerable en el rendimiento de este, ocasionando que en muchas veces el diseñador deba aumentar su capacidad con la colocación de más celdas solares, inversores y cableado; pues, el tener grandes árboles o edificaciones cerca de los paneles hace que durante algunas horas del día, la generación fotovoltaica disminuya debido al sombreado de estos obstáculos.

Aunque existen diferentes programas computacionales para el diseño de sistemas fotovoltaicos, muchos de ellos no son gratuitos y requieren de información previa del sitio de instalación. Lo anterior, hace que la aplicación de estos métodos resulte tediosa; pues, se debería recurrir a técnicas complejas para ubicar en el espacio los edificios y demás elementos circundantes a los paneles solares [13].

Generalmente, para representar dichos objetos se utilizan figuras geométricas regulares (principalmente rectángulos) creadas a partir de las coordenadas de todos sus vértices [18]. Si bien este tipo de información se puede extraer de registros catastrales, imágenes satelitales o datos LIDAR, no siempre va a estar disponible para el diseñador; por lo que, surge la necesidad de crear un modelo en el cual con solo una fotografía de la zona donde se quiere desarrollar el proyecto, se pueda elaborar un diagrama de obstáculos que permita tomar en cuenta el efecto de las sombras proyectadas por las edificaciones cercanas.

Esta herramienta vendría a facilitar la toma de decisiones; pues, la simplicidad de los resultados obtenidos, le permite al profesional evaluar la idoneidad del sitio para la explotación solar y conocer cuánto debería sobredimensionar el sistema para contrarrestar las pérdidas y poder satisfacer las necesidades energéticas del consumidor.

Para realizar el diseño de los sistemas fotovoltaicos, el modelo tomará en cuenta los siguientes aspectos: datos meteorológicos sobre radiación directa, difusa y global, nubosidad, temperatura y velocidad del viento, presentes en la zona donde se desea colocar el sistema fotovoltaico, localización exacta del sitio, características del sistema, tales como: capacidad, tipo de conexión, ángulo de inclinación de los paneles solares, número de celdas, parámetros del módulo (largo, ancho, reflectividad de la superficie), eficiencia del inversor, entre otros.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Desarrollar una herramienta de modelado para el diseño adecuado de sistemas fotovoltaicos tomando en cuenta las características del sitio como inclinación y estudio de horizonte.

1.4.2. Objetivos específicos

Para el desarrollo de este proyecto se establecieron los siguientes objetivos:

- Estimar la posición del sol para una localización y fecha en específico, a través de un algoritmo implementado en Matlab.
- Determinar la posición óptima de los módulos fotovoltaicos; así como, la irradiancia sobre estos mediante un código desarrollado en Matlab.
- Estimar la potencia de los paneles solares al considerar el efecto de la temperatura, a partir de un modelo térmico.
- Analizar digitalmente una imagen del sitio, donde se desea instalar el sistema fotovoltaico, para conocer las dimensiones de los objetos que se encuentran al rededor de los paneles.
- Crear el perfil de obstáculos, mediante un algoritmo implementado en Matlab, que estime el ángulo de azimut y altitud de los obstáculos cercanos al sistema fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR.

- Construir un código que estime la irradiancia incidente sobre los módulos fotovoltaicos considerando el efecto de las sombras debido a la topografía circundante.

1.5. Alcance del proyecto

El proyecto realiza un análisis de la influencia del horizonte en el rendimiento de los paneles solares.

Para ello, se elabora un modelo de cinco etapas que estima la posición del sol para un sitio y lapso en particular y determina la combinación óptima de inclinación y orientación que deben tener los módulos para maximizar su capacidad. Además, se calcula la irradiancia que incide sobre los mismos; así como la potencia de los paneles al considerar el efecto de la temperatura a través del método Duffie Beckman.

Luego, se toma una fotografía del sitio elegido, la cual posteriormente, con ayuda de la herramienta Matlab, se procesa para conseguir un perfil de los obstáculos.

Una vez concluida la caracterización del modelo, se comprueba su funcionamiento mediante una comparación con los datos reales existentes del sistema fotovoltaico de la EIE.

Cabe destacar que el modelo propuesto no toma una imagen sobre el plano donde está el sistema fotovoltaico, el cual posee una inclinación de $8,5^\circ$, si no que se realiza la captura a 90° sobre la superficie del terreno.

1.6. Metodología

El desarrollo del trabajo incluye los siguientes pasos y procedimientos, listados en secuencia:

1. Revisión bibliográfica sobre los componentes de los sistemas fotovoltaicos.
2. Implementación del algoritmo de estimación de las trayectorias solares para un periodo y sitio en específico.
3. Desarrollo de un código que determine la orientación e inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos; así como la cantidad de irradiancia que incide sobre los mismos.
4. Creación de un código en Matlab que estime la temperatura del módulo; así como, la potencia de este.
5. Realización de pruebas de campo para la toma de fotografías panorámicas del sitio donde se desea instalar el sistema fotovoltaico.
6. Desarrollo de un algoritmo en Matlab que analice digitalmente la imagen para conocer las dimensiones de los objetos cercanos a los módulos fotovoltaicos.
7. Construcción del perfil de obstáculos a partir de un código que estime el ángulo de azimut y altitud de los objetos cercanos al sistema fotovoltaico.

8. Análisis del impacto del horizonte en la incidencia de irradiancia sobre los módulos fotovoltaicos.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas emitidas por el sol. Estas se propagan por todo el espacio en todas las direcciones sin la necesidad de un medio material y comprenden un espectro de radiación con longitudes de onda desde los $0,3 \mu\text{m}$ (luz ultravioleta) hasta $2,5 \mu\text{m}$ (luz infrarroja). La luz visible corresponde a una franja estrecha del espectro entre $0,38 \mu\text{m} - 0,78 \mu\text{m}$ [22]. En la Tabla 2.1 se muestra cómo esta constituida la radiación solar.

Tabla 2.1: Componentes de la radiación solar. Elaboración propia a partir de los datos expuestos por [8].

Componente	%
Rayos infrarrojos	46
Luz visible	49
Rayos ultravioletas	4
Rayos gamma	1

Según [23], la radiación recorre una distancia cercana a los 180 millones de kilómetros desde el sol hasta la Tierra y tarda aproximadamente ocho minutos en realizar dicha trayectoria. Cuando esta llega a la atmósfera terrestre, lo hace con una intensidad de 1350 W/m^2 ; sin embargo, no toda esta irradiación alcanza la superficie terrestre, pues al atravesar la atmósfera parte de ella es reflejada, absorbida o dispersada por gases como el ozono, vapor de agua o dióxido de carbono, de ahí que generalmente se definan tres tipos de radiación.

2.1.1. Irradiancia

Un concepto importante en el estudio de los sistemas fotovoltaicos es la irradiancia, esta es la magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra y se define como “el cociente entre la energía radiante y el área atravesada por esta (cuyo vector normal es paralelo a la dirección de propagación de la onda), por unidad de tiempo” [24], tal y como se muestra en la siguiente

ecuación:

$$I = \frac{E}{A \times t} \quad (2.1)$$

Donde, I es la irradiancia medida en W/m^2 , E es la energía radiante del sol sobre la superficie medida en J y t es el tiempo en s.

Dado que la expresión anterior corresponde a la definición de potencia, es posible expresar la irradiancia en unidades del SI como W/m^2 .

$$I = \frac{P_{inc}}{A} \quad (2.2)$$

Donde, P_{inc} es la potencia incidente medida en W.

2.1.2. Tipos de radiación

Las tres formas de radiación solar que afectan el valor la irradiancia en un determinado lugar son:

Radiación directa

“Es la radiación que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan” [25].

Si se tiene conocimiento de la cantidad de tiempo al día en la cual el sol estuvo cubierto, es posible determinar cuánta radiación solar directa ha llegado al suelo. Las nubes son factor determinante de esta cifra; pues, ellas pueden llegar a reflejar o absorber hasta un 90 % de la energía incidente sobre las mismas [26]. En la época seca se pueden percibir aumentos de hasta un 40 % en la radiación directa.

Según estudios realizados por [27], los niveles medios diarios observados de radiación directa en Costa Rica, oscilan entre 6,1 y 10,1 MJ/m^2 , con valores más altos en las secciones norte de la Vertiente del Pacífico, al oeste del Valle Central y en las cimas de las montañas más altas, mientras que los valores más bajos coinciden con la Zona Norte y la Vertiente del Caribe. Lo anterior se puede evidenciar con facilidad en la figura 2.1.

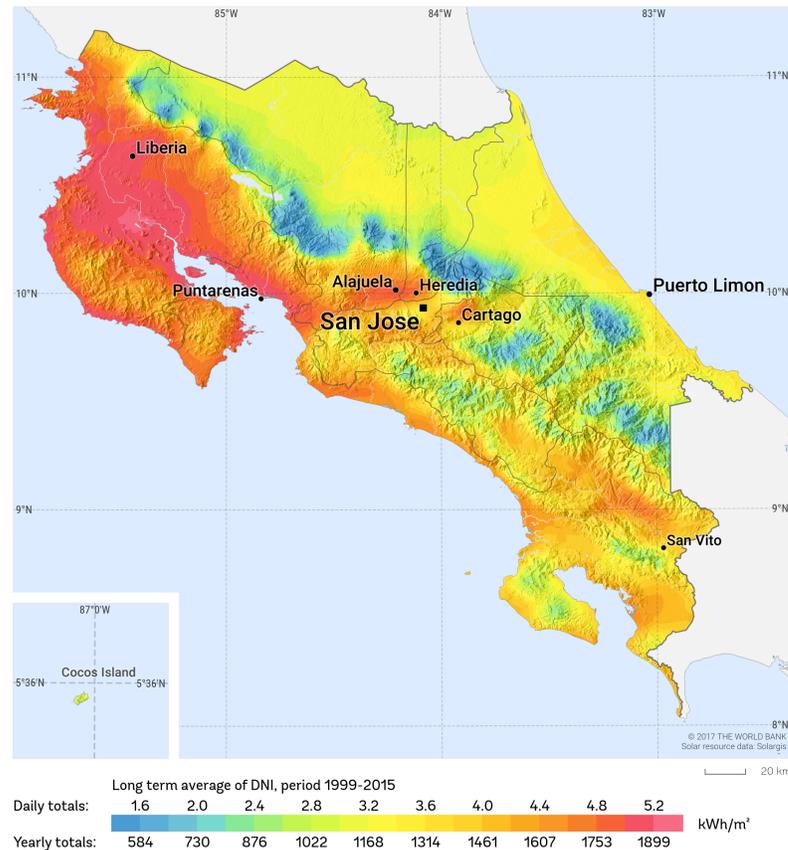


Figura 2.1: Mapa de irradiación directa de Costa Rica. Tomado de [2].

Radiación difusa

Se asocia a la radiación que es reflejada por las nubes o absorbida por estas una vez que entra a la atmósfera. La radiación difusa se caracteriza por ir en todas direcciones debido a las reflexiones y absorciones de las nubes, montañas, árboles, edificios, suelo, entre otros. Además, no genera sombra a los objetos opacos interpuestos. Las superficies verticales reciben menos radiación difusa ya que sólo ven la mitad de la bóveda celeste; por el contrario, las horizontales son las que reciben mayor cantidad [25].

Radiación reflejada

Su valor depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Cuando los paneles solares se encuentran de manera horizontal no perciben este tipo de radiación

En la figura 2.2 se muestra una representación de los tres tipos de radiación solar descritos anteriormente.

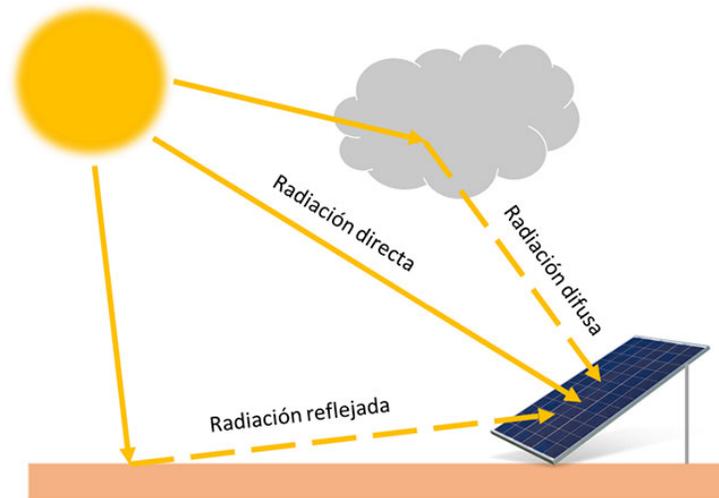


Figura 2.2: Tipos de radiación incidente sobre una superficie inclinada. Tomado de [3].

La irradiancia global de una superficie, está dada por la suma de las tres anteriores:

$$G_m = G_{\text{directa}} + G_{\text{difusa}} + G_{\text{albedo}} \quad (2.3)$$

Donde:

- G_m es la irradiancia sobre el módulo, medida en W/m^2 .
- G_{directa} es la irradiancia directa, medida en W/m^2 .
- G_{difusa} es la irradiancia difusa, medida en W/m^2 .
- G_{albedo} es la irradiancia reflejada, medida en W/m^2 .

De acuerdo con [26], en nuestro país “los niveles medios de irradiancia global observados oscilan entre 11 y 25 MJ/m^2 ”. Las variaciones en estos valores se deben a que la irradiancia cambia según la localización o época del año. En un día despejado, la cantidad de irradiancia directa es preponderante sobre la difusa. Por el contrario, en un día nublado, aquí se registra una disminución en la directa y la mayoría de la irradiancia que incide es difusa.

Según estudios realizados por [28], el mejor estimador de radiación global para nuestro país es la duración de la insolación, aunque el autor también señala que esta se puede estimar por medio de parámetros tales como la temperatura del aire, el número de días con lluvia, la humedad relativa, el número de horas con sol brillante (heliofanía), entre otros. En la siguiente figura, se presenta el mapa de irradiación global de Costa Rica para el año 2017.

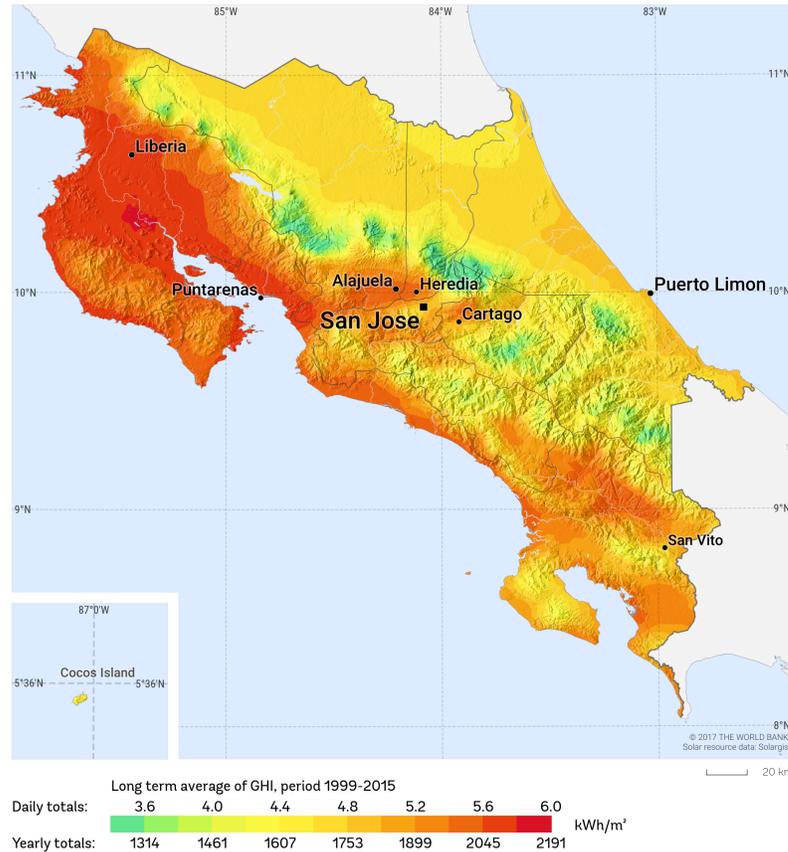


Figura 2.3: Mapa de irradiación global horizontal de Costa Rica. Tomado de [2].

2.1.3. Variabilidad del recurso

El flujo de radiación solar o irradiancia que recibe la superficie terrestre no es el mismo en todo momento ni para todas las localizaciones geográficas. Este depende principalmente de “factores astronómicos como la traslación de la Tierra alrededor del Sol, la inclinación sobre su eje y la actividad solar, aunque también se ve afectada por factores locales tales como la cobertura nubosa o la absorción energética atmosférica” [29]. Además, elementos tales como montañas, lagos o valles, influyen en la cantidad de radiación que recibe un determinado lugar a lo largo del año.

De todas estas variables, las geográficas son las que se pueden conocer con certeza, mientras que las atmosféricas/meteorológicas resultan ser las más difíciles de definir. Estas últimas “contribuyen a modular la nubosidad y precipitación en nuestro territorio y, en consecuencia, la cantidad de horas de sol disponibles en cada región y época del año” [29]. De acuerdo con [29], los modificadores climáticos más importantes para Costa Rica son los vientos del noreste (alisios), la migración estacional de la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT), los episodios de ciclones tropicales en el Caribe, y la afectación por frentes fríos provenientes del norte durante

el invierno [30].

En la figura 2.4, se observa la variabilidad del recurso solar a lo largo de tres días, para un parque solar fotovoltaico ubicado en la provincia de Guanacaste.

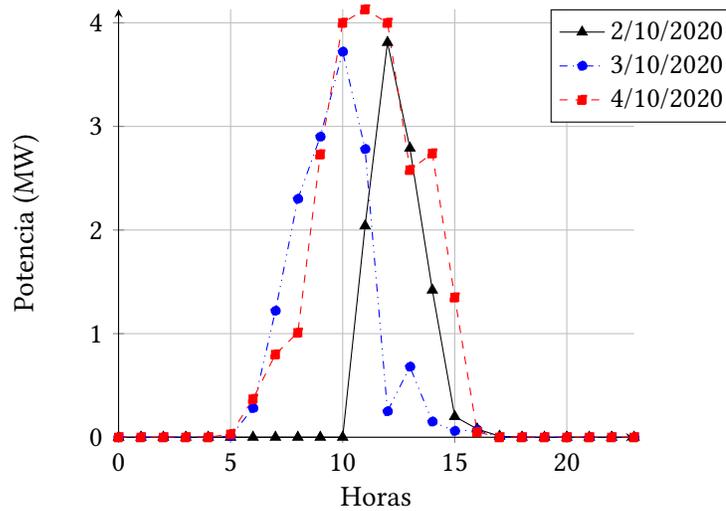


Figura 2.4: Variaciones de potencia en el mes de octubre para el Parque Solar Juanilama. Elaboración propia a partir de los datos expuestos por el [4].

2.2. Celda fotovoltaica

La celda solar es el principal elemento de una sistema fotovoltaico, esta se encarga de convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico. De acuerdo con [9], la celda se comporta como un diodo, la zona que se encuentra expuesta a la radiación solar es la región N, mientras que la P es la que se ubica hacia la zona de oscuridad. Además, los terminales de conexión de la misma están sobre cada una de las partes del diodo; ya que, la cara asociada a la región P no debe recibir luz por lo que se encuentra metalizada por completo; por su parte, en la N el metalizado posee forma de peine para que la radiación logre llegar al semiconductor.

La escasa potencia que se logra generar con sólo una celda fotovoltaica, provoca que a nivel comercial se ofrezca un conjunto de ellas, bajo el nombre de panel solar [22]. Las condiciones estándar de estos paneles se definen para una radiación de 1000 W/m^2 incidiendo perpendicularmente y una masa de aire de 1,5 y se les suele llamar STC (por sus siglas en inglés). Sin embargo, existen algunos fabricantes que brindan información para otros valores de radiación y temperatura; por ejemplo: la Temperatura Nominal de Operación (NOCT), se establece a partir de la temperatura de equilibrio que alcanza la unión p-n de la celda, de un módulo ante una irradiancia de 800 W/m^2 , una temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, una masa de aire de 1,5 y una velocidad del viento de 1 m/s [6].

La ecuación que describe el comportamiento de una celda solar, está dada por:

$$I = I_{sc} \times \left[1 - \exp \left(\frac{e(V_{oc} - V)}{nk_b T_k} \right) \right] \quad (2.4)$$

2.2.1. Características y tipos

Según [31], la brecha de energía, la calidad de manufactura de la celda y la tecnología usada en el proceso de manufactura del material, son de vital importancia para la eficiencia en la celda solar. Los semiconductores efectivos para celdas solares “deben tener una brecha de energía en el rango de 1 a 1,6 eV”. El espectro solar cubre desde 0,5 hasta 2,9 eV y al rededor del 55 % de la luz solar no es aprovechada por la gran mayoría de las celdas solares; pues, la brecha de energía del material con que fueron fabricadas es mayor a la energía.

El silicio es uno de los materiales más utilizados en la fabricación de celdas solares. Este posee una estructura cristalina tetraedra con 4 electrones en su orbital exterior. Los átomos en la red cristalina están unidos por enlaces covalentes con otros 4 electrones compartidos con cada átomo vecino, por lo que no hay electrones libres en la red. Sin embargo, el silicio se puede usar como semiconductor al ser dopado con elementos de las columnas III o V de la tabla periódica. Dependiendo del dopaje, se tiene un semiconductor tipo n o tipo p. El silicio tiene una energía gap de 1,1 eV que se encuentra cerca del valor ideal para aplicaciones en celdas solares [32].

Los tipos de celdas que se encuentran mayormente en el mercado son las de película delgada y las fabricadas con silicio cristalino que a su vez se dividen en monocristalinas y policristalinas.

Celda fotovoltaica de película delgada

Se construyen mediante la deposición de capas muy delgadas de semiconductor sobre superficies de vidrio, metal o plástico. El rango de espesor de la capa es muy amplio y varía desde unos pocos nanómetros hasta decenas de micrómetros. Generalmente, se utilizan cuando es necesario reducir el peso de los paneles o adaptarlo a superficies curvas [33].

Como ventajas de las celdas de capa delgada, cabe resaltar que les afecta mucho menos la temperatura. Además, responden mejor a la luz solar difusa que las de silicio mono y policristalino; por lo que, siguen generando aunque esté nublado.

De acuerdo con [34], en este tipo de celdas, los fotones que no chocan con ningún electrón logran atravesar la celda gracias a su pequeño grosor, lo que posibilita el diseño de paneles con diferentes capas superpuestas. Las de dos capas se conocen como *tándem* mientras que las de 3 se llaman *triple unión*.

Las celdas con silicio amorfo son un ejemplo de celdas de película delgada. Estas tienen un rendimiento de aproximadamente la mitad del de las cristalinas. Por ello, se ha empezado a utilizar otros semiconductores, esencialmente el selenuro de cobre e indio (CIS) y el telururo de cadmio (CdTe) en la fabricación de este tipo de celdas.

Celda fotovoltaica de silicio monocristalino

Las celdas monocristalinas suelen ser de color negro homogéneo, por lo que absorben más calor y alcanzan mayor temperatura. “Se obtienen a partir de barras cilíndricas de un solo cristal con silicio de gran pureza” [33]. El proceso de cristalización es complicado y costoso; sin embargo, presenta rendimientos superiores en comparación con el resto de tecnologías debido a que la alineación perfecta de los átomos de silicio facilita la conductividad. Además, estas celdas poseen una baja degradación de sus propiedades con el paso del tiempo y una larga vida útil [34].

Según [35], el silicio monocristalino tiene una estructura tipo diamante, “con un parámetro de red de 0,54 nm y un ancho de banda prohibida de 1,12 eV a 300 K”.

Celda fotovoltaica de silicio policristalino

Se fabrican a partir de bloques obtenidos por fusión de trozos de silicio en moldes especiales. Durante el enfriado, los átomos no se organizan en un único cristal, sino que forman granos cristalinos claramente visibles. Su producción es más barata que la de monocristalinos, pero tienen un rendimiento menor [33].

De acuerdo con [33], las celdas de silicio policristalinas tienen un coeficiente de temperatura menor que los monocristalinos, lo anterior significa que al aumentar la temperatura su disminución de potencia es menor.

A continuación se muestran los rendimientos que presentan cada uno de los tipos de celdas solares descritas anteriormente.

Tabla 2.2: Diferencias entre los paneles según el tipo de fabricación. Elaboración propia, a partir de los datos expuestos por [9].

Silicio	Rendimiento laboratorio (%)	Rendimiento directo (%)
Monocrsitalino	24	15-18
Policristalino	19-20	12-14
Amorfo	16	<10

2.2.2. Modelo de una celda fotovoltaica

Para analizar el comportamiento de una celda solar, es conveniente emplear modelos alternativos al idealizado, descrito en la ecuación (2.4). Uno de ellos es el circuito equivalente, el cual está constituido por una fuente de corriente, un diodo y dos resistencias, tal y como se aprecia en la figura 2.5. La corriente fotogenerada se modela con un generador de corriente y es proporcional a la irradiación, mientras que la corriente de oscuridad se representa con un diodo, donde I_d está compuesta por la corriente de saturación I_0 , que a su vez depende de parámetros como el voltaje térmico $V_t = k_b T_k/e$, y el coeficiente de idealidad n [36].

Las pérdidas de potencia que se pueden dar en la celda se representan mediante R_s y R_p , donde R_s se asocia a “la resistencia debida a los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización. Esta resistencia reduce principalmente el factor de llenado y, en menor medida, la corriente de cortocircuito” [37]. Por su parte, la resistencia en paralelo R_p caracteriza las fugas de corriente producidas por imperfecciones en la unión p-n, defectos en la estructura cristalina (dislocaciones, fronteras de grano, entre otros), paso de corriente por la superficie de los bordes de la celda solar o cortocircuitos locales pequeños [38]. Esta reduce el factor de forma y la tensión de circuito abierto. Generalmente, toma valores suficientemente altos como para que su influencia en el funcionamiento global sea baja, y de ahí que frecuentemente se desprecie su contribución. En una celda ideal, se tendría $R_s = 0$ y $R_p = \infty$.

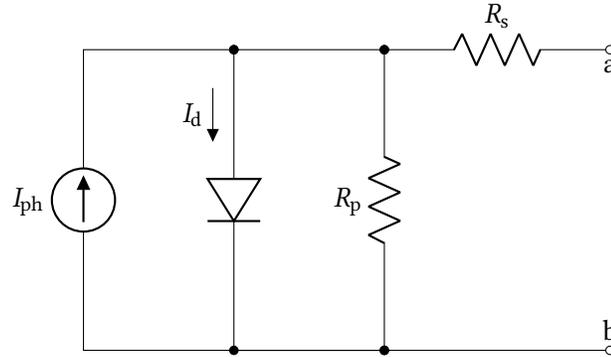


Figura 2.5: Circuito equivalente de una celda fotovoltaica. Elaboración propia.

Al considerar las pérdidas de potencia que se dan en la celda (representadas por R_s y R_p), la ecuación (2.4) se puede reescribir como:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{e(V + IR_s)}{nk_b T_k} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.5)$$

Donde:

- I_{ph} es la corriente generada por la celda.
- I_0 es la corriente inversa de saturación en oscuro.
- k_b es la constante de Boltzmann
- e es la carga del electrón.
- T_k es la temperatura absoluta de la celda, medida en grados Kelvin.
- n es el factor de idealidad que depende de los mecanismos de transporte en la celda.

Cuando la corriente que pasa por la carga (I) es cero, prácticamente toda I_{ph} circula a través del diodo (despreciando la que viaja por R_p debido a los altos valores de dicha resistencia), obteniéndose la condición de circuito abierto en los extremos de la celda. Esta corriente se conoce como corriente de oscuridad; pues, es la que circularía por la celda cuando esta se somete a una tensión V , en ausencia de iluminación [39].

2.2.3. Curva característica

Según [21], la curva característica “representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas”. La carga será quien defina el punto concreto de corriente y voltaje con el cual trabajará el dispositivo. La iluminación incidente; así como, la temperatura ambiente son dos factores externos que tienen gran influencia en el funcionamiento de la celda.

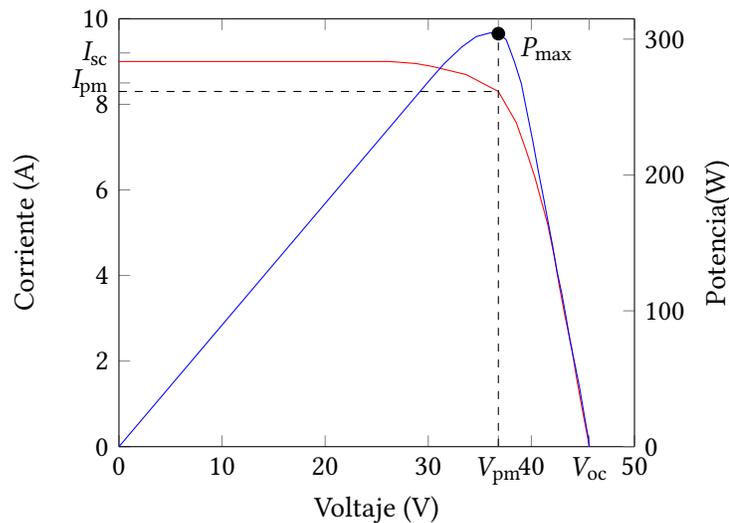


Figura 2.6: Curva característica I-V de una celda solar. Elaboración propia a partir de los datos expuestos por [5].

Como se aprecia en la figura 2.6, los principales parámetros de la curva I-V son:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo condiciones de iluminación y temperatura definida, cuando la tensión es igual a cero.
- **Voltaje de circuito abierto, (V_{oc}):** es el máximo voltaje que se medirá si no hubiese paso de corriente entre los bornes del dispositivo; es decir, si no hay carga.
- **Potencia máxima (P_{max}):** es la potencia máxima que generará la celda para los valores máximos de corriente y tensión.

- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pm}):** es el valor de la corriente asociado a P_{max} .
- **Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pm}):** es el valor de voltaje correspondiente a P_{max} .
- **Factor de llenado (FF):** es el cociente entre P_{max} y el producto de $I_{sc} \times V_{oc}$. Su valor, normalmente está comprendido entre 0,7 y 0,8, según el tipo de celda que se utilice.

Por otra parte, la calidad de una celda se puede cuantificar con la eficiencia de conversión, a partir de la siguiente fórmula.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_L} \times 100 \quad (2.6)$$

Donde P_L representa la potencia luminosa que incide en la celda. Como se evidencia en la ecuación (2.6), “este valor de eficiencia corresponde al caso en el que el acoplamiento entre la carga y la celda le permite a esta trabajar en el punto de máxima potencia” [37].

Efecto de la intensidad de iluminación (irradiancia)

La corriente de corto circuito del generador es directamente proporcional a la intensidad de iluminación. En cambio, el efecto de la irradiancia en la tensión de circuito abierto es de menor importancia que en la corriente, y puede no ser tenida en consideración en muchos casos prácticos. Por otra parte, el factor de forma se incrementa ligeramente con la irradiancia, mientras que la eficiencia “crece de forma logarítmica hasta alcanzar un nivel determinado por las limitaciones físicas del dispositivo” [37]. El efecto descrito anteriormente se evidencia con mayor facilidad a través de la siguiente relación.

$$I_{sc1} \times E_1 = I_{sc2} \times E_2 \quad (2.7)$$

Donde E_1 y E_2 se asocian a diferentes niveles de irradiancia.

Efecto de la temperatura

Un aumento en la temperatura ambiente, provoca un estrechamiento en el salto entre la banda de valencia y la de conducción; por lo que, ante condiciones de iluminación constante, se presentan pequeños incrementos en la fotocorriente, aunque estos suelen ser despreciables. No obstante, en la tensión sí se tiene un impacto mayor. Al incrementarse la temperatura se reduce la tensión de circuito abierto según el valor de dV_{oc}/dT_k , donde T_k es la temperatura de la celda, dependiente de la temperatura ambiente y la irradiación incidente [37].

De acuerdo con [37], la forma de calcular la temperatura de la celda depende de las características constructivas del módulo que encapsula a la celda. Pero, si no hay información específica por parte del fabricante, para celdas de silicio cristalino es habitual emplear el valor:

$$\frac{dV_{oc}}{dT_k} = -2,3 \frac{mV}{^\circ C} \quad (2.8)$$

Otras variables que se ven afectadas por cambios en la temperatura son el factor de forma y la eficiencia, esta última sigue la relación: $d\eta/dT_k = 0,4\%/^{\circ}\text{C}$.

2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en forma muy general en dos tipos: conectados a la red (on-grid) y autónomos (off-grid).

2.3.1. Conectados a la red

El sistema fotovoltaico está conectado con la red de distribución pública; por lo que, usualmente no cuenta con bancos de baterías, aunque; estos podrían incluirse como medio de respaldo [13]. Un sistema conectado a la red se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas; así como, un medidor bidireccional que suelen colocar las empresas distribuidoras con el fin de conocer la energía neta que deben facturarle al cliente. En la figura 2.7 se muestra un diagrama de estos componentes.

En Costa Rica, quienes deseen generar electricidad a partir de fuentes renovables para autoconsumo deben cumplir los lineamientos establecidos en el Decreto 39220-MINAE [13]. Entre las condiciones solicitadas en este documento se encuentran: el abonado debe consumir al menos el 51 % de la energía que produce y consumir de forma diferida lo entregado previamente a la red.

Este tipo de SF; generalmente, se utilizan en centrales fotovoltaicas y huertos solares o en edificios fotovoltaicos. Según [9], la energía fotovoltaica es “el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos”. Actualmente, los paneles solares tienen una doble funcionalidad, estos se pueden emplear tanto como productor de electricidad o elemento constructivo. La mayoría de estos sistemas han sido integrados en los techos, pues en estos puntos se logra una mayor recolección de energía solar; sin embargo, últimamente se está comenzado a reemplazar el vidrio de fachadas o muros por módulos de láminas delgadas semitransparentes.

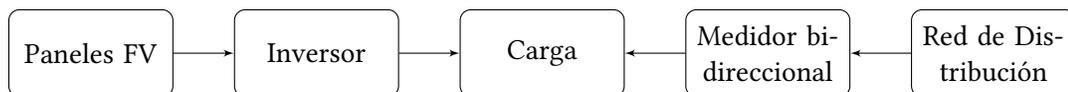


Figura 2.7: Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Elaboración propia a partir de la información expuesta por [6].

2.3.2. Aislados

Los sistemas fotovoltaicos autónomos, son aquellos que no se conectan a la red de distribución eléctrica; por lo general, se ubican en sitios alejados sin servicio eléctrico público [13]. Su principal característica radica en que cuentan con banco de baterías (cuyo dimensionamiento depende de los días de autonomía que se requieran) para almacenar la energía y así hacer frente a los

períodos en los que la generación es inferior al consumo. Sin embargo, en casos donde se tenga la certeza de que el consumo no sobrepasa la generación se puede prescindir del sistema de acumulación para disminuir costos.

En la actualidad, los sistemas aislados son muy utilizados; pues, en muchas ocasiones resulta más económica la implementación de estos que la instalación de líneas de distribución. De acuerdo con [37], las cuatro configuraciones más comunes en los sistemas aislados son: sistemas domésticos, AC, AC-DC e híbridos. Cuando el sistema tiene conectado únicamente cargas en corriente directa, no se requiere colocar el inversor y los sistemas aislados están integrados por un generador, un acumulador electroquímico y un regulador de carga y descarga.

Según [37], es recomendable que el inversor se conecte directamente a la batería en vez de colocarlo a la salida del regulador debido a que el funcionamiento de este elemento puede provocar la circulación de transitorios de corriente que el regulador no logra gestionar de forma adecuada. Los inversores para sistemas aislados suelen incorporar un mecanismo de regulación de descarga que permite esta conexión y su forma de operación es, en muchos aspectos, similar al de los de conexión a red, con la particularidad de que estos funcionan como fuentes de tensión en lugar de fuentes de corriente como ocurre con los sistemas conectados a la red y por lo general carecen de un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT).

Los sistemas aislados poseen múltiples aplicaciones que van desde la electrificación de zonas rurales y aisladas hasta el suministro de energía eléctrica a los equipos colocados en la Estación Espacial Internacional y los satélites de comunicaciones. En regiones donde resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional, se utilizan para el bombeo de agua, el alumbrado público y las señales de tránsito luminosas. Además, algunas instituciones los emplean para realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central; por ejemplo: control de la pluviometría de la cuenca de un río [9].

La configuración típica de estos sistemas se muestra en la figura 2.8.

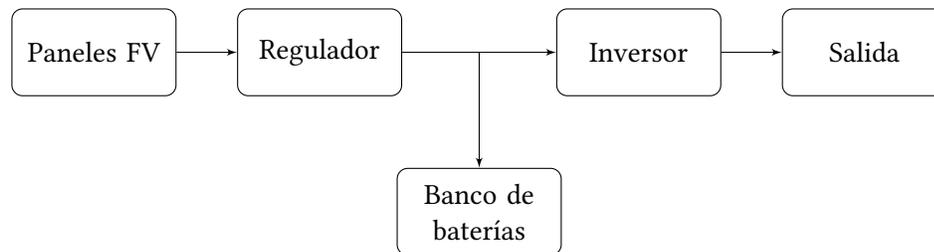


Figura 2.8: Esquema general de un sistema fotovoltaico aislado. Elaboración propia a partir de la información expuesta por [6].

2.4. Posición relativa del sol

Según [24], “la órbita que describe la Tierra alrededor del sol se puede aproximar a una trayectoria elíptica de poca excentricidad, debido a que el sol no se ubica en el centro de la órbita sino en uno de sus focos”. El sol cambia de posición aparente de un día a otro debido a que el plano del ecuador

$A = 0^\circ, 90^\circ, 180^\circ, 270^\circ$ corresponden al Norte, Este, Sur y Oeste, respectivamente. Su rango angular es $A \in [0^\circ, 360^\circ]$ [7].

2.5. Modelo utilizado para el diseño de sistemas fotovoltaicos

Al momento de diseñar sistemas fotovoltaicos, se suele emplear un modelo como el que se describe en la figura 2.10. Este consiste en un proceso de tres etapas donde se calcula la trayectoria solar para un lugar y periodo en específico, luego se define la posición óptima de este arreglo al considerar un horizonte limpio a partir de los ángulos de azimut y altitud del sol; así como, información meteorológica sobre irradiancia normal directa, irradiancia horizontal difusa e irradiancia horizontal global. Por último, a través de un modelo térmico se incluye el efecto de la temperatura en los módulos, tomando en cuenta los valores de la irradiancia conseguidos en la etapa previa y los datos de temperatura ambiente y velocidad del viento de la zona en estudio para obtener la producción solar de los paneles bajo las condiciones seleccionadas.

Este modelo (figura 2.10), encuentra los ángulos de azimut e inclinación óptimos a partir de un proceso de iteración donde la combinación que genera mayor energía es la más apropiada. Para ello, el ángulo de azimut se inicializa en 0° y se incrementa en cada iteración en pasos de 2° hasta alcanzar 360° ; por su parte, el de inclinación se empieza en 0° y se va aumentando de $0,5^\circ$ en $0,5^\circ$ hasta llegar a 90° .

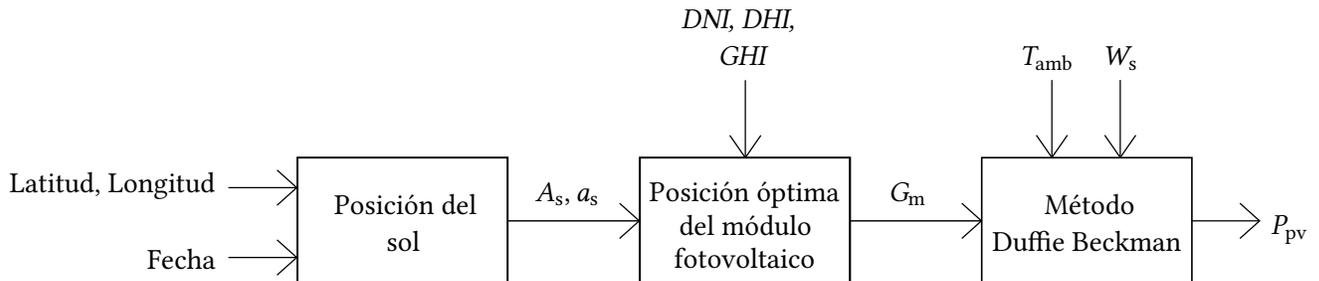


Figura 2.10: Modelo ante un horizonte limpio.

El principal problema de este modelo radica en excluir del análisis la influencia que puede tener el horizonte en el rendimiento del sistema por el efecto de sombreado de las edificaciones cercanas a los módulos.

2.6. Procesamiento digital de imágenes

La detección de bordes es una operación fundamental en el procesamiento digital de imágenes; pues, permite la segmentación de los objetos de interés del resto de elementos presentes en la imagen. Los bordes se interpretan como singularidades y al tratarse de datos discretos pueden definirse como máximos locales del gradiente.

Los bordes físicos poseen un significado distinto a los que se muestran en una imagen; pues, estos son producto de la proyección de una escena 3D en un espacio 2D, por lo que no siempre un borde físico dará origen a un borde en la imagen. Según [40], el borde es un “límite o curva que separa regiones adyacentes en la imagen con características relativamente distintas” las cuales se pueden asociar con el nivel de gris, el color, la textura o la luminancia.

Existe una gran variedad de algoritmos detectores de bordes que se basan en técnicas de gradiente o cruces por cero. En las primeras se utiliza la siguiente expresión:

$$\nabla f(x, y) = \begin{bmatrix} G_x \\ G_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x+1, y) - f(x, y) \\ f(x, y+1) - f(x, y) \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Aquí se asume que los píxeles de borde poseen un alto gradiente y al estar en dos dimensiones, estos puntos se pueden describir a partir de las siguientes características:

- Intensidad del borde o magnitud del gradiente

$$M(x, y) = \sqrt{G_x^2 + G_y^2} \quad (2.10)$$

- Dirección del borde o ángulo del gradiente

$$\alpha(x, y) = \arctan\left(\frac{G_y}{G_x}\right) \quad (2.11)$$

2.6.1. Método de Sobel

Las técnicas que se basan en el cálculo del gradiente son altamente sensibles al ruido; ya que miden únicamente la diferencia de intensidad de un píxel con el siguiente; por ello, el operador de Sobel proponen reducir el efecto del ruido promediando esta diferencia con la diferencia de los píxeles de su entorno, consiguiendo una máscara de convolución para obtener el gradiente horizontal y otra para el vertical a partir de las siguientes expresiones [41]:

$$\nabla f(x, y) = \begin{bmatrix} z_1 & z_2 & z_3 \\ z_4 & z_5 & z_6 \\ z_7 & z_8 & z_9 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$G_x = (z_7 + 2z_8 + z_9) - (z_1 + 2z_2 + z_3) \quad (2.13)$$

$$G_y = (z_3 + 2z_6 + z_9) - (z_1 + 2z_4 + z_7) \quad (2.14)$$

En las subfiguras 2.11a y 2.11b se muestran los resultados conseguidos al aplicar el operador de Sobel en x y en y , respectivamente.



(a) Horizontal.



(b) Vertical.



(c) Original.

Figura 2.11: Operador Sobel. Elaboración propia.

2.6.2. Operaciones morfológicas

Las operaciones morfológicas más comunes son la dilatación y la erosión. La primera, se encarga de agregar píxeles a los límites de los objetos en una imagen; por el contrario, la erosión quita los píxeles en los límites de los objetos.

Antes de realizar estas operaciones se debe crear un elemento de estructuración, el cual es “una matriz que identifica el píxel en la imagen que se está procesando y define la vecindad utilizada en el procesamiento de cada píxel” [42]. Normalmente, se elige un elemento del mismo tamaño y forma de los objetos de interés; por ello, para buscar líneas en una imagen, es recomendable crear un elemento de estructuración lineal.

La dilatación y la erosión se utilizan a menudo en combinación para implementar operaciones de procesamiento de imágenes; por ejemplo, al aplicar un cierre morfológico, se está realizando una dilatación, seguida de una erosión a la imagen de entrada, utilizando el mismo elemento de estructuración para ambas operaciones. Lo cual permite rellenar agujeros pequeños de una imagen, conservando la forma y el tamaño de los objetos de interés.

CAPÍTULO 3

MODELO PROPUESTO PARA INCORPORAR EL EFECTO DEL HORIZONTE EN EL RENDIMIENTO DE LOS SF

En este capítulo, se detalla el modelo creado para analizar el impacto de la topografía circundante en la incidencia de irradiancia directa sobre los paneles solares.

Cuando se tiene un horizonte limpio, es posible considerar un método de tres etapas, como el que se visualiza en la figura 2.10. En él, primero se describe la posición del sol para un lugar y fecha en específico, luego se determina la posición óptima a la que se debe colocar el módulo y por último se calcula la temperatura del módulo y la producción solar a través del modelo térmico de Duffie Beckman, como se muestra en la ecuación (3.25). Sin embargo, en zonas urbanas o montañosas donde no se cuenta con un espacio libre de obstáculos, es necesario elaborar un modelo que incluya el efecto del horizonte; para ello, se propone añadir dos bloques extra al modelo señalado en la figura 2.10, destinados a procesar digitalmente una imagen del sitio de instalación del sistema fotovoltaico, tal y como se ilustra en la figura 3.1. Uno de estos se encarga de estimar la altura, ancho y profundidad en metros de los objetos presentes en la escena y el otro correlaciona dichos elementos con los ángulos de azimut y altitud que describen la trayectoria solar, con el fin de construir un perfil de obstáculos y conocer las horas en las cuales estos edificios o árboles generarían sombras sobre el módulo.

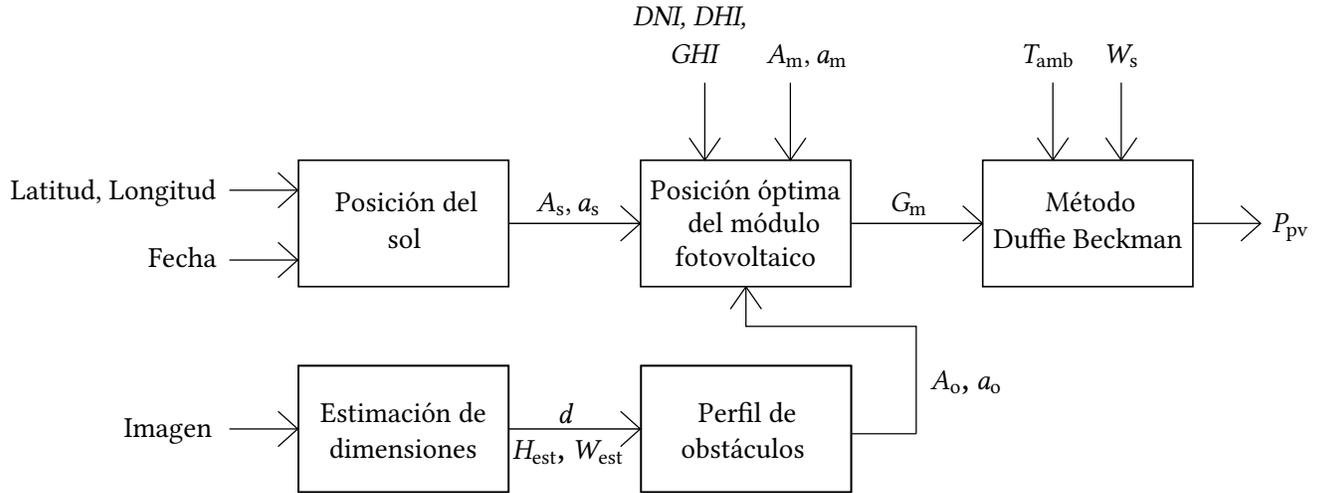


Figura 3.1: Modelo propuesto ante la ausencia de un horizonte limpio. Elaboración propia.

Cada uno de los bloques que se muestran en las figuras 2.10 y 3.1 representa un algoritmo implementado en la herramienta Matlab, en las siguientes secciones se detallan las entradas y salidas que poseen dichos subsistemas.

3.1. Posición solar

En esta etapa se calcula el ángulo de azimut y altitud del sol para cada hora, basándose en la metodología descrita en [7]. El algoritmo recibe información sobre las coordenadas de latitud y longitud de la región; así como, el período en estudio.

3.1.1. Coordenadas geográficas

Se debe expresar en grados decimales la ubicación exacta del sitio que se desea analizar, a través de sus coordenadas de latitud y longitud. En este formato el signo define la dirección (N, S, E, O); por lo que, para latitudes sur y longitudes oeste los valores deben ser negativos. Las coordenadas geográficas escritas en grados decimales, para la Escuela de Ingeniería Eléctrica son:

$$L = 9,936926^\circ \text{ N} = +9,936926^\circ \quad (3.1)$$

$$l = 84,0439^\circ \text{ O} = -84,0439^\circ \quad (3.2)$$

3.1.2. Fecha y huso horario

El formato de fecha escogido, requiere que se brinde información sobre el año, mes, día, hora, minuto y segundo en que desea iniciar el análisis; así como, el periodo en que este va a finalizar. Además, es importante especificar la zona horaria a la que corresponden dichos datos para realizar su respectiva conversión al estándar de tiempo universal coordinado o UTC.

3.1.3. Especificación del tiempo

Para determinar la posición solar, primeramente se debe calcular el tiempo D , este se asocia al número de días transcurrido desde el 1 de enero del 2000 hasta el plazo especificado en el punto anterior. Para fechar eventos astronómicos lejanos, es conveniente relacionar este tiempo D con la fecha juliana a través de la ecuación (3.32). Esta última, consiste en una cuenta continua de días y fracciones contados desde el mediodía del 1° de enero del año 4713 a. C.

En la ecuación (3.32) la cifra 2451545,0 es el día juliano correspondiente al 1 de enero del 2000. Esta fecha se considera un punto de referencia y se conoce como la época J2000. Por su parte, JD representa el valor en día juliano de la fecha definida en la subsección 3.1.2.

$$D = JD - 2451545,0 \quad (3.3)$$

3.1.4. Cálculo de la longitud media y anomalía media

La longitud media del sol considerando la corrección por la aberración de Bradley o aberración de la luz está dada por:

$$q = 280,459^\circ + 0,98564736^\circ D \quad (3.4)$$

Como la velocidad es variable a lo largo del año, debido a la órbita elíptica de la Tierra, es necesario realizar una corrección con la anomalía media del sol a través de la siguiente fórmula:

$$g = 357,529^\circ + 0,98564736^\circ D \quad (3.5)$$

Es necesario normalizar las dos cifras determinadas anteriormente al rango de $[0^\circ, 360^\circ]$, sumando o restando múltiplos de 360° . En los siguientes cálculos, se considerará dicho valor para q y g .

3.1.5. Cálculo de la longitud eclíptica

La longitud eclíptica del sol está definida por:

$$\lambda_s = q + 1,915^\circ \sin g + 0,020^\circ \sin 2g \quad (3.6)$$

3.1.6. Cálculo de la oblicuidad o inclinación axial

El ángulo de inclinación que presenta el eje de rotación de la Tierra con respecto a una perpendicular al plano de la eclíptica está dada por:

$$\epsilon = 23,49^\circ - 0,00000036D \quad (3.7)$$

3.1.7. Tiempo sidéreo

El día sidéreo medio es más corto que el solar, este tiene una duración de 23 horas, 56 minutos y 4 segundos y se define como el lapso transcurrido entre dos pasadas sucesivas del equinoccio vernal por un mismo meridiano.

Tiempo sidéreo de Greenwich

Antes de calcular el tiempo sidéreo local, es necesario aproximar el tiempo sidéreo de Greenwich a través de la ecuación (3.9).

$$T = \frac{D}{36525} \quad (3.8)$$

$$GMST = 18,697374558 + 24,06570982441908D + 0,000026T^2 \quad (3.9)$$

Este valor debe ser normalizado al rango [0 h, 24 h]. A partir de ahora, los cálculos se realizarán considerando este valor de $GMST$.

Tiempo sidéreo local

El tiempo sidéreo local es el ángulo existente entre el equinoccio vernal y el meridiano y está dado por:

$$LMST = GMST \times 15 + l \quad (3.10)$$

3.1.8. Estimación de los ángulos de azimut y altitud del sol

Luego de realizar las transformaciones pertinentes de coordenadas eclípticas a ecuatoriales y de estas a coordenadas horizontales, se tiene que los ángulos de azimut (A_s) y altitud solar (a_s) se pueden derivar de las siguientes expresiones:

$$\tan A_s = \frac{v}{\zeta} = \frac{-\sin LMST \times \cos \lambda_s + \cos LMST \times \cos \epsilon \times \sin \lambda_s}{-\sin L \times \cos LMST \times \cos \lambda_s - (\sin L \times \sin LMST \times \cos \epsilon - \cos L \times \sin \epsilon) \sin \lambda_s} \quad (3.11)$$

$$\sin a_s = \cos L \times \cos LMST \times \cos \lambda_s + (\cos L \times \sin LMST \times \cos \epsilon + \sin L \times \sin \epsilon) \sin \lambda_s \quad (3.12)$$

Registrar datos de $a_s < 0^\circ$ indica que el sol se encuentra por debajo del horizonte; es decir, este no es visible y por lo tanto, no es posible recolectar energía solar.

Al considerar valores de azimut en el rango de 0° a 360° , se pueden presentar algunas ambigüedades; por ello, para estimar de manera correcta su valor, es necesario considerar el cuadrante en que se encuentra dicho ángulo:

$$\zeta > 0 \wedge v > 0 \Rightarrow A_s = \arctan \frac{v}{\zeta} \quad (3.13a)$$

$$\zeta < 0 \Rightarrow A_s = \arctan \frac{v}{\zeta} + 180^\circ \quad (3.13b)$$

$$\zeta > 0 \wedge v < 0 \Rightarrow A_s = \arctan \frac{v}{\zeta} + 360^\circ \quad (3.13c)$$

3.2. Posición óptima del módulo fotovoltaico

En esta etapa se determina la combinación óptima de ángulos de inclinación y orientación que deben tener los paneles solares para aprovechar al máximo la capacidad de estos al considerar un horizonte libre de obstáculos. Además, se calcula la irradiancia que incide sobre los mismos.

Como se aprecia en la figura 2.10 el algoritmo requiere los valores de azimut y altitud solar; así como, datos meteorológicos sobre irradiancia global, directa y difusa del sitio. Esta última información se extrae del programa *Meteonorm*.

En los casos donde no se cuenta con un horizonte limpio, es necesario brindarle al subsistema los ángulos de inclinación y orientación del módulo.

3.2.1. Irradiancia directa

Primeramente, se determina el coseno del ángulo de incidencia para cada de las posiciones solares calculadas anteriormente. A_s y a_s corresponden a los ángulos de azimut y altitud del sol, respectivamente, mientras que A_m y a_m se asocian a la posición del módulo. Como A_m representa el azimut del módulo, su valor se inicializa en 0° y se incrementa en cada iteración en pasos de 2° hasta alcanzar 360° .

$$\cos \gamma = \cos a_m \times \cos a_s \times \cos (A_m - A_s) + \sin a_m \times \sin a_s \quad (3.14)$$

A partir del coseno del ángulo de incidencia y el valor de irradiancia directa de la zona en estudio, es posible determinar el valor de la irradiancia directa sobre el módulo fotovoltaico a través de la siguiente expresión:

$$G_{\text{directa}} = DNI \times \cos \gamma \times SF \quad (3.15)$$

SF corresponde al factor de sombreado, el cual es igual a 1 cuando el azimut del sol es mayor al del obstáculo; es decir, cuando dicho elemento no le genera sombra, de lo contrario esta cifra vale 0. Ante un horizonte limpio SF siempre toma el valor de 1.

3.2.2. Irradiancia difusa

La porción del cielo desde la cual el módulo puede recibir radiación difusa se conoce como factor de cielo visible (SVF por sus siglas en inglés) y es proporcional a la irradiancia difusa.

El SVF puede definirse como:

$$SVF = \frac{1 + \cos \theta}{2} \quad (3.16)$$

Donde, θ se relaciona con el ángulo de inclinación del módulo, por lo cual su valor se inicializa en 0° y este va aumentando en cada iteración a un paso de 2° hasta llegar a 90° .

La irradiancia directa del módulo solar está dada por:

$$G_{\text{difusa}} = DHI \times SVF \quad (3.17)$$

3.2.3. Albedo

La irradiancia que se refleja desde el suelo puede ser aproximada mediante:

$$G_{\text{albedo}} = GHI \times \alpha_r \times (1 - SVF) \quad (3.18)$$

En (3.18), el factor α se asocia al coeficiente de reflexión del suelo. Para áreas urbanas se recomienda que este valor sea de 0,2.

3.2.4. Irradiancia sobre el módulo fotovoltaico

Una vez calculada la irradiancia directa, difusa y reflejada, se puede determinar la irradiancia del módulo fotovoltaico con ayuda de la siguiente fórmula:

$$G_m = G_{\text{directa}} + G_{\text{difusa}} + G_{\text{albedo}} \quad (3.19)$$

3.3. Modelo de Duffie Beckman

En esta etapa se determina la potencia y por ende la energía solar que se obtendría al colocar el sistema fotovoltaico en la posición calculada en el paso anterior. El algoritmo utiliza como entradas la irradiancia que incide sobre el módulo; así como, datos meteorológicos sobre la temperatura ambiente y velocidad del viento presentes en la zona de instalación, dicha información se extrae del programa *Meteonorm*.

De la hoja del fabricante del panel, se obtiene el valor de ciertas variables eléctricas necesaria para los cálculos del método Duffie Beckman, los datos que se presentan en la Tabla 3.1 corresponden a los valores para los módulos colocados en la EIE.

Tabla 3.1: Características eléctricas del panel solar. Elaboración propia a partir de la información suministrada por [10].

Característica	Valor
Potencia máxima nominal ($P_{\text{mmp,STC}}$)	325 W _p
Tensión de operación ($V_{\text{mpp,STC}}$)	37,0 V
Tensión de circuito abierto ($V_{\text{oc,STC}}$)	45.5 V
Corriente de operación ($I_{\text{mpp,STC}}$)	8,78 A
Corriente de corto circuito ($I_{\text{sc,STC}}$)	9.34 A
Eficiencia del módulo (η_m)	16.72 %
Dimensiones del modulo (A_M)	1960 mm x 992 mm x 40 mm
Coefficiente térmico (κ)	-0,41 %/ °C

En primera instancia, se determina el factor de llenado del panel, a través de la siguiente expresión bajo condiciones estándar

$$FF_{\text{STC}} = \frac{P_{\text{mmp,STC}}}{V_{\text{oc,STC}} \times I_{\text{sc,STC}}} \quad (3.20)$$

Luego, se calcula la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto mediante las ecuaciones (3.21) y (3.22) respectivamente.

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \times \frac{G_m}{G_{m,STC}} \quad (3.21)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + \frac{nk_b T_k}{e} \ln \left(\frac{G_m}{G_{m,STC}} \right) \quad (3.22)$$

Por su parte, la potencia máxima está dada por:

$$P_{mmp} = FF_{STC} \times I_{sc} \times V_{oc} \quad (3.23)$$

La eficiencia de la celda se puede determinar a partir de la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{P_{mmp}}{G_m \times A_m} \quad (3.24)$$

De acuerdo con el modelo Duffie Beckman la temperatura del módulo, al considerar la velocidad del viento se puede definir como:

$$T_{m,DB} = T_{amb} + \frac{T_{om} - T_{a,NOCT}}{G_{m,NOCT}} \times G_m \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8 \times W_s} \right) \times \left(1 - \frac{\eta_m}{\tau} \right) \quad (3.25)$$

Ahora la eficiencia del módulo está dada por:

$$\eta_{DB} = \eta [1 + \kappa(T_{m,DB} - T_{a,STC})] \quad (3.26)$$

Por último, la potencia total del arreglo se obtiene a partir de la siguiente expresión, donde N representa el número de paneles solares y A_M el área de estos.

$$P_{pv} = G_m \times A_M \times N \times \eta_{DB} \quad (3.27)$$

3.4. Estimación de las dimensiones de un objeto en una imagen

Esta etapa sólo aplica para los casos donde se tiene un horizonte con obstáculos. Aquí se determina las medidas de profundidad, altura y ancho de los objetos a partir de una imagen fija. El mismo se basa en lo propuesto por [43] y [44].

3.4.1. Profundidad

El primer paso requerido para estimar la profundidad de un cuerpo, consiste en calcular la línea del horizonte. Esta se puede obtener a través de un código de punto de fuga o derivar de la relación entre la cámara y la altura del objeto (ecuación (3.28)). En este caso, se decidió utilizar el segundo método.

$$\frac{H_c}{H_{cp}} = \frac{H_{om}}{H_{op}} \quad (3.28)$$

En (3.28), H_{om} y H_{op} corresponden a la altura del objeto en metros y píxeles; respectivamente, mientras que H_{cm} y H_{cp} se asocia a los valores en metros y píxeles de la altura de la cámara.

Como se aprecia en la relación anterior, se debe conocer la altura en metros de algún objeto; por ello, se usa un objeto de referencia cuya altura ya se sabe, para facilitar la detección de la línea de horizonte. Dicho objeto puede estar o no presente en todas las imágenes e inclusive encontrarse lejos del elemento que se desea analizar.

Al tomar en consideración los valores del objeto de referencia en la ecuación (3.28) y despejar de esta, la altura de la cámara proyectada en el plano de la imagen (H_{crp}), se obtiene:

$$H_{crp} = \frac{H_c \times H_{orpi}}{H_{orm}} \quad (3.29)$$

Dado que H_{crp} es el vector entre la línea del horizonte y la parte inferior del objeto de referencia (H_{orpi}), es posible determinar la línea de horizonte (L_H), mediante la siguiente relación:

$$L_H = H_{orpi} - H_{crp} \quad (3.30)$$

Luego de determinar la ubicación de la línea de horizonte, se calcula el valor de H_{ref} , esta se asocia a la distancia en píxeles entre L_H y la parte inferior del objeto cuya profundidad se desea conocer.

$$H_{ref} = L_H - H_{opi} \quad (3.31)$$

Posteriormente, a través de la ecuación (3.32), se estima la profundidad del objeto en estudio.

$$d = \frac{d_{focal} \times H_c \times h_{img}}{h_s \times H_{ref}} \quad (3.32)$$

Donde d_{focal} representa la distancia focal de la cámara en mm, h_{img} es el alto de la imagen en píxeles y h_s corresponde al tamaño del sensor en mm. Por su parte, H_c corresponde a la altura de la cámara desde el suelo medida en metros.

3.4.2. Altura

Una vez que se conoce el valor de d (distancia entre la cámara y el objeto), se procede a medir la altura del mismo (H_{est}), con ayuda del esquema de la figura 3.2. Para ello, es necesario determinar la distancia en píxeles del borde inferior de la imagen al objeto (y_{Pos}); así como, la altura de este, también en píxeles (H_{op}).

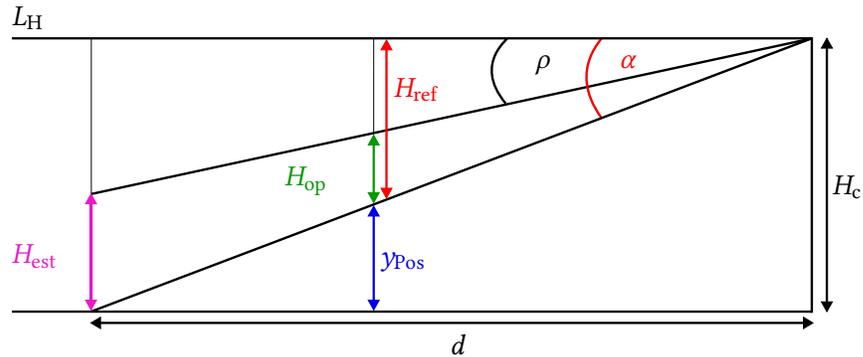


Figura 3.2: Diagrama de ángulos y distancias para determinar el alto del objeto.

A partir de la figura 3.2, se pueden establecer las siguientes relaciones trigonométricas:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{H_c}{d}\right) \quad (3.33)$$

$$\rho = \frac{|H_{\text{ref}} - H_{\text{op}}|}{H_{\text{ref}}} \times \alpha \quad (3.34)$$

Mediante la ecuación (3.35), se determina la altura del objeto. Aquí el coeficiente m puede valer -1 o 1 . Si $H_{\text{ref}} > H_{\text{op}}$ el valor de m es igual a -1 , de lo contrario m es 1 .

$$H_{\text{est}} = H_c + m \times \tan(\rho) \times d \quad (3.35)$$

A continuación, se muestra una implementación del diagrama de la figura 3.2, para estimar la altura de una maceta.

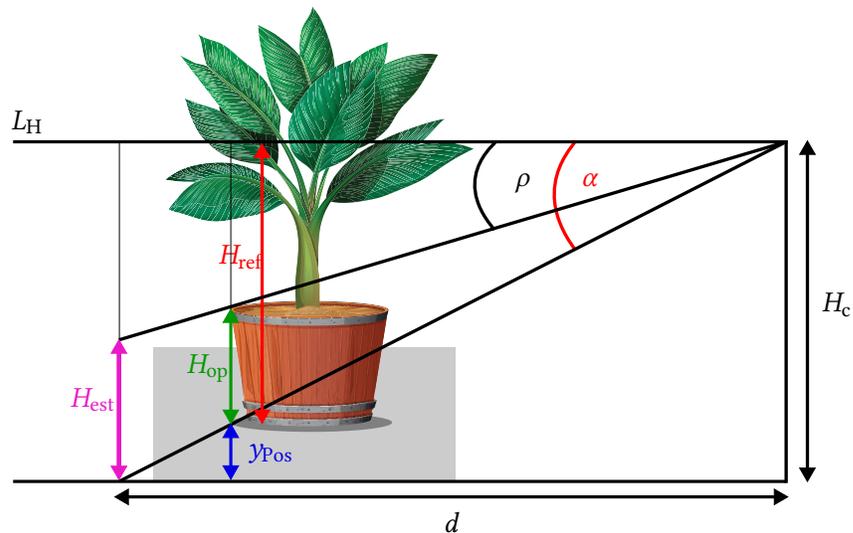


Figura 3.3: Diagrama de ángulos y distancias para determinar el alto de una maceta.

3.4.3. Ancho

En la figura 3.4, se muestra otro esquema de la escena. W_{est} representa el ancho estimado, mientras que W_{opi} y W_{opf} se asocian a las distancias medidas en píxeles desde el borde izquierdo de la imagen hasta el inicio y final del objeto, respectivamente.

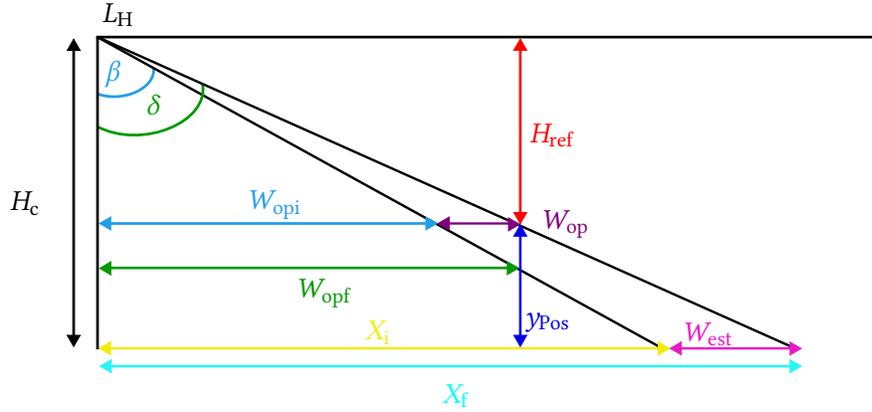


Figura 3.4: Diagrama de ángulos y distancias para determinar el ancho del objeto.

De la figura 3.4, se desprenden las siguientes relaciones:

$$\beta = \arctan\left(\frac{H_{ref}}{W_{opi}}\right) \quad (3.36)$$

$$\delta = \arctan\left(\frac{H_{ref}}{W_{opf}}\right) \quad (3.37)$$

Una vez que se conocen los valores de los ángulos δ y β , se procede a calcular X_f y X_i . La resta de estos, corresponde al ancho del objeto en metros, como se visualiza en la ecuación (3.40).

$$X_i = \frac{H_c}{\tan(\beta)} \quad (3.38)$$

$$X_f = \frac{H_c}{\tan(\delta)} \quad (3.39)$$

$$W_{est} = X_f - X_i \quad (3.40)$$

A continuación, se muestra una implementación del diagrama de la figura 3.4 para estimar el ancho de una maceta.

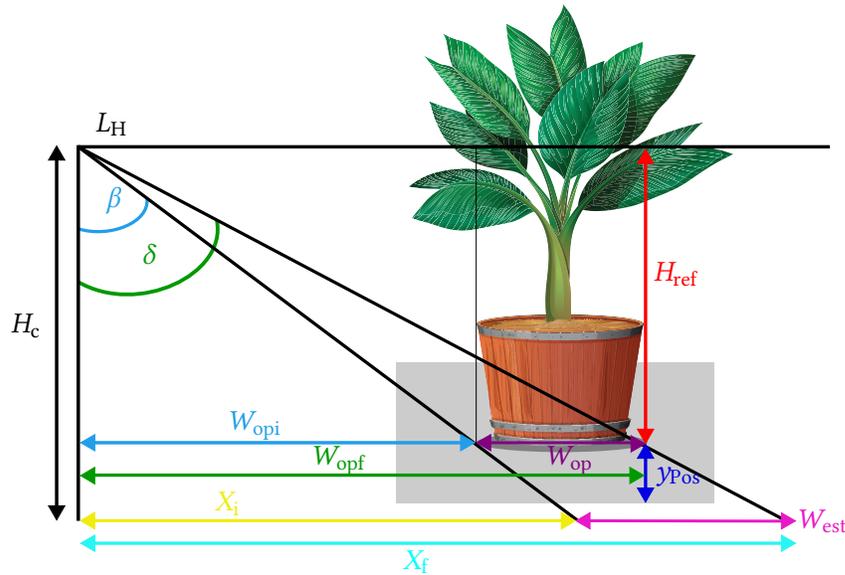


Figura 3.5: Diagrama de ángulos y distancias para determinar el ancho de una maceta.

3.5. Construcción del perfil de obstáculos

Luego de extraer el alto, ancho y profundidad de los elementos, se procede a convertir estos objetos en términos de ángulos de azimut (A_o) y altitud (a_o) para elaborar el perfil de obstáculos y sobreponer dicha gráfica con la trayectoria solar de la zona a fin de conocer los lapsos en los cuales los módulos se encontrarían cubiertos total o parcialmente por las sombras de los edificios o árboles cercanos.

El ángulo de altitud de un punto cualquiera está dado por:

$$a_o = \arctan \left(\frac{H_{est}}{\sqrt{W_{est}^2 + d^2}} \right) \quad (3.41)$$

Donde, a_o es el ángulo de altitud del objeto, H_{est} es la altura estimada, W_{est} es el ancho estimado y d es la profundidad.

Por su parte, para determinar el ángulo de azimut es necesario tener en cuenta las siguientes

condiciones:

$$0 < W_{\text{est}} \wedge 0 < d \Rightarrow A_o = 90^\circ - \arctan\left(\frac{W_{\text{est}}}{d}\right) \quad (3.42a)$$

$$W_{\text{est}} < 0 \wedge 0 < d \Rightarrow A_o = 90^\circ + \arctan\left(\frac{W_{\text{est}}}{d}\right) \quad (3.42b)$$

$$W_{\text{est}} < 0 \wedge d < 0 \Rightarrow A_o = 180^\circ + \arctan\left(\frac{W_{\text{est}}}{d}\right) \quad (3.42c)$$

$$0 < W_{\text{est}} \wedge d < 0 \Rightarrow A_o = 360^\circ - \arctan\left(\frac{W_{\text{est}}}{d}\right) \quad (3.42d)$$

CAPÍTULO 4

RESULTADOS DEL MODELO DE ESTIMACIÓN DE POTENCIA CON ANÁLISIS DE HORIZONTE PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE LA EIE

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir del modelo desarrollado, al considerar tanto un horizonte limpio como para el caso en donde el efecto de los edificios y montañas son tomados en cuenta para definir el horizonte asociado al lugar de instalación del sistema fotovoltaico.

4.1. Posición del sol

En esta sección se corrobora el algoritmo descrito en el capítulo anterior y se determina la trayectoria solar para la EIE durante diversas fechas del año 2020.

4.1.1. Verificación del algoritmo

Los datos conseguidos por medio del código descrito en la sección 3.1, se verificaron con los valores de azimut y altitud proporcionados por el *Algoritmo de posición solar para aplicaciones de radiación solar* creado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés). Este último es capaz de estimar la posición del sol relativa a un punto en la Tierra entre los años 2000 a.C. hasta 6000 d.C., con una incertidumbre de $\pm 0,003^\circ$.

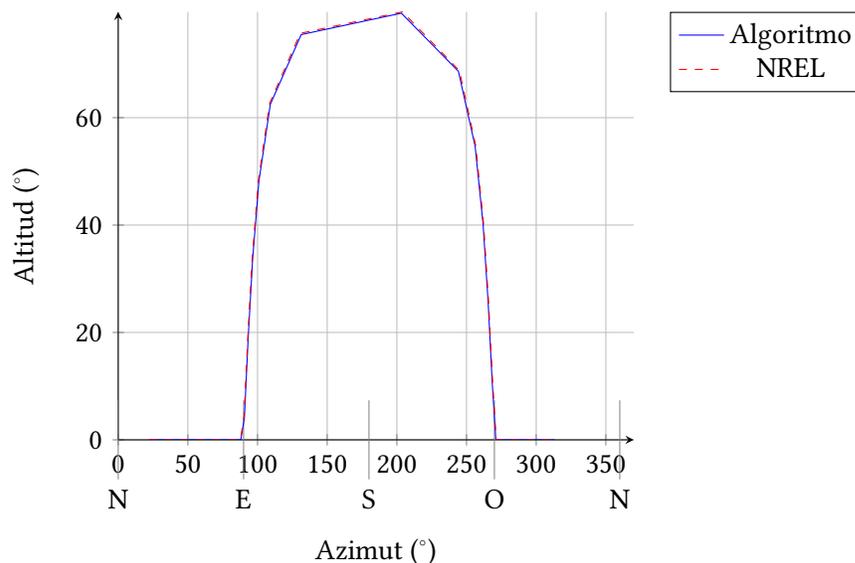


Figura 4.1: Trayectoria solar registrada cada hora, para el 21 de marzo del 2020. Elaboración propia.

Como se aprecia en la figura 4.1, los valores obtenidos con el algoritmo implementado en Matlab son muy cercanos a los dados por el código del NREL, de ahí que las curvas se superpongan y de manera gráfica no se aprecien las diferencias entre los puntos de ambas.

4.1.2. Trayectoria solar en la EIE

En primera instancia, se determina la posición solar en San Pedro de Montes de Oca, específicamente en la Escuela de Ingeniería Eléctrica, para diversas fechas cercanas a los equinoccios de primavera y otoño; así como, los días de solsticios de invierno y verano. También, se calcularon los valores máximos de azimut y altitud registrados a lo largo del año 2020.

A pesar de que el algoritmo permite calcular la posición solar cada minuto, se realizaron ajustes para que los datos se registraran cada hora; debido a que, la información meteorológica requerida para determinar la posición óptima del módulo fotovoltaico solamente ofrece valores de irradiancia global, directa y difusa cada 60 minutos para la zona en estudio.

Como entradas al código se detallan las coordenadas geográficas del punto de interés; es decir, EIE (84,0439° O, 9,936926° N); así como, el período que se desea analizar. En este caso se eligió el día 21 de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre del año 2020; sin embargo, el cálculo se podría realizar para cualquier otro periodo.

En la figura 4.2, se muestran los ángulos de azimut calculados cada hora para las fechas mencionadas anteriormente. Aquí se visualiza un cambio abrupto en el ángulo de azimut para el 21 de junio entre las 11 horas y 12 horas, a las 11:00 a.m. el valor ronda los 32,78° mientras que una hora más tarde esta cifra asciende a 339,44°. Lo anterior se debe a que el sol pasa por

el norte, punto que toma valores tanto de 0° como 360° . Esta transición se puede apreciar con mayor claridad en la figura 4.3.

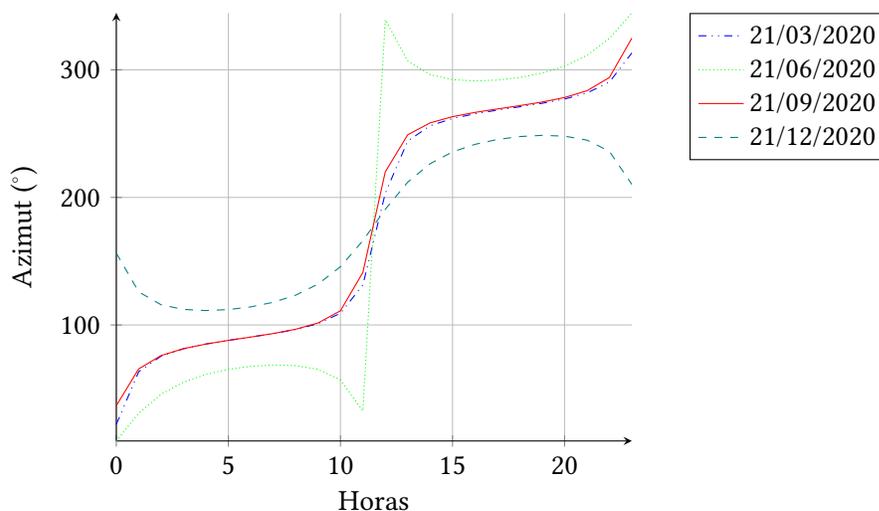


Figura 4.2: Ángulos de azimut del sol registrados en diversos meses del año 2020. Elaboración propia.

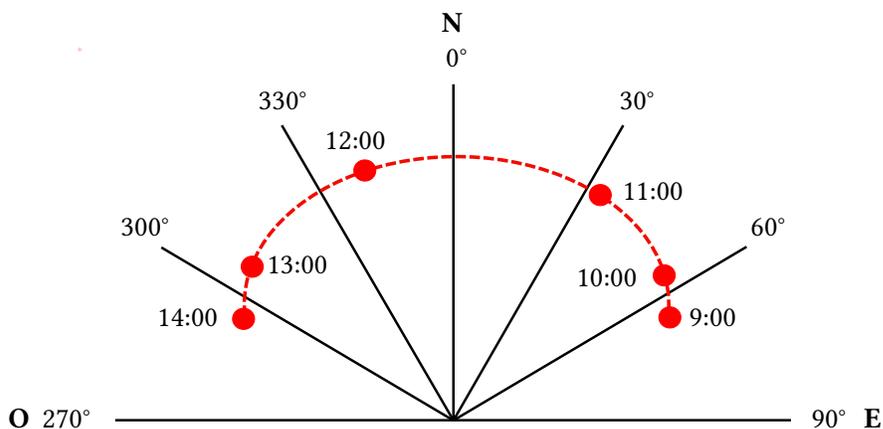


Figura 4.3: Paso del sol por el norte para el 21 de junio del 2020. Elaboración propia.

El solsticio de invierno es el día más corto del año, como se visualiza en la figura 4.4; pues, en esta fecha la altitud del sol es mínima. En nuestro país, este fenómeno es poco perceptible ya que el sol sale cerca de las 5:49 a.m., cruza el meridiano a las 11:34 a.m. y se oculta a eso de las 5:19 p.m., dándole al día 11 horas y 30 minutos; es decir, sólo 1 hora y 10 minutos menos que el día más largo, el cual ocurre durante el solsticio de junio.

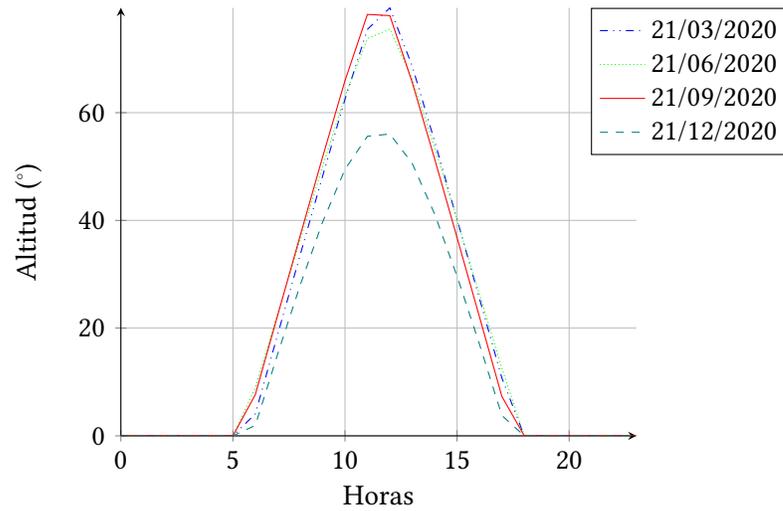


Figura 4.4: Ángulos de altitud del sol registrados en diversos meses del año. Elaboración propia.

En la figura 4.5, se ilustra cómo cambia la trayectoria solar a lo largo del año. En los equinoccios, el orto (amanecer) coincide con el este, a las 6 horas, y el ocaso (puesta de sol) con el oeste, a las 18 horas, por lo que el día y la noche tardan lo mismo. Por su parte, en los solsticios de verano e invierno el sol sale $23,5^\circ$ hacia norte y sur, respectivamente, desde el ecuador terrestre, alcanzando en estos momentos del año su declinación máxima.

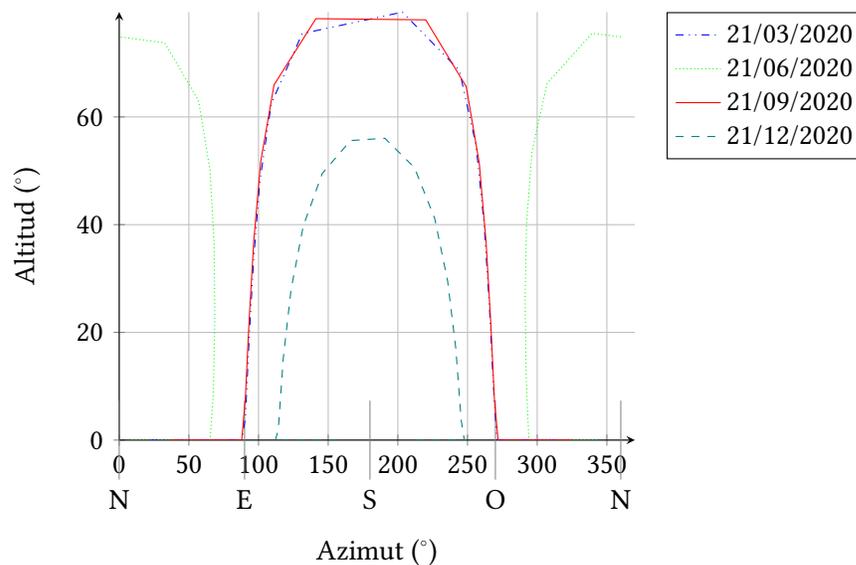


Figura 4.5: Posición del sol en diversos meses del año 2020. Elaboración propia.

En Costa Rica el sol cruza el cenit; es decir, alcanza una altitud de 90° solo en dos fechas al año,

como se aprecia en la figura 4.6. Esto ocurre entre el 9 y 18 de abril y se presenta nuevamente, entre el 23 de agosto y el 1 de septiembre. Dicho fenómeno es exclusivo de las regiones que se ubican en la franja tropical de la Tierra que limita al norte con el Trópico de Cáncer y al sur con el Trópico de Capricornio.

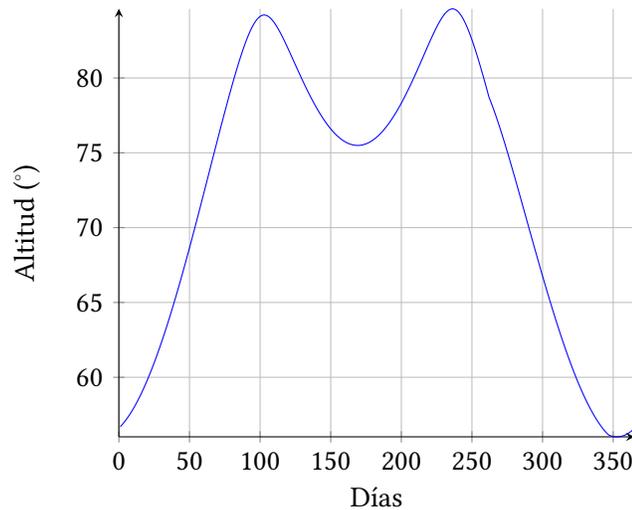


Figura 4.6: Ángulos de altitud máximos para cada día durante el año 2020. Elaboración propia.

En la figura 4.7, se detalla el valor máximo de azimut registrado diariamente durante el 2020. A lo largo del año esta cifra pasa de 249° a 345° y se suele presentar al rededor de las 12 m.d. Lo anterior permite corroborar que el sol cambia de posición de un día a otro aunque se realice la medición a una misma hora.

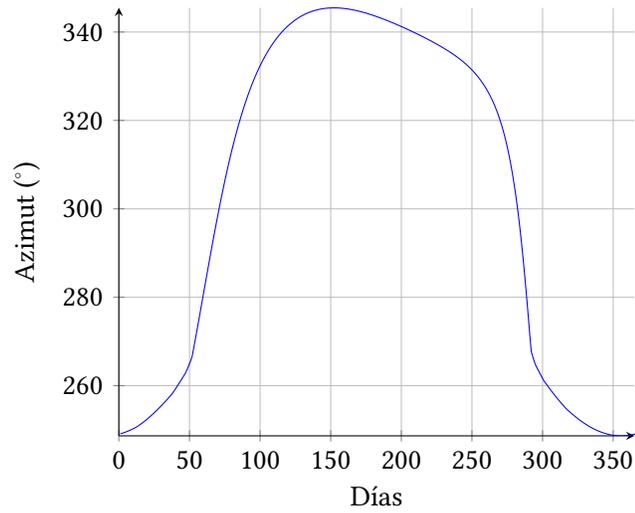


Figura 4.7: Ángulos de azimut máximos para cada día durante el año 2020. Elaboración propia.

Además, en la figura 4.8 se puede apreciar que el sol no sale por el este todos los días del año. En cambio, alcanza sus mayores declinaciones hacia el norte en fechas cercanas al solsticio de verano (día 173) y sus máximas declinaciones hacia el sur a finales y principio de año.

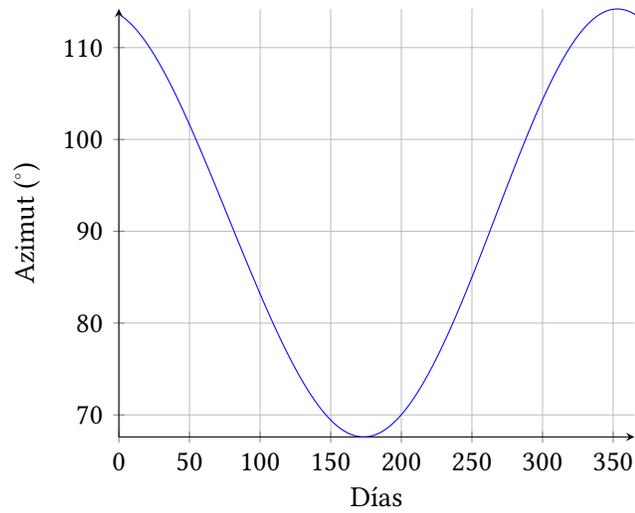


Figura 4.8: Ángulos de azimut al amanecer (6:00) para cada día durante el año 2020. Elaboración propia.

4.2. Irradiación sobre el módulo fotovoltaico para un horizonte limpio

A partir del código detallado en la sección 4.1, se procedió a calcular la combinación óptima de ángulos de inclinación y azimut que permiten maximizar la producción de energía para el sitio en estudio ante un horizonte limpio; así como, la irradiación que incide sobre los módulos ante un horizonte limpio tanto para la posición óptima como para los valores de instalación que poseen los módulos de la EIE, los cuales se encuentran a 90° desde el norte; es decir, al este y tienen una inclinación de $8,5^\circ$ según se indica en los planos constructivos.

Como se aprecia en la figura 4.9, para una inclinación de $10,5^\circ$ y una orientación de 200° desde el norte se consigue la máxima irradiación, la cual ronda los 1852 kWh/m^2 . Por su parte para los valores de la EIE, se registra una cifra cercana a los 1810 kWh/m^2 .

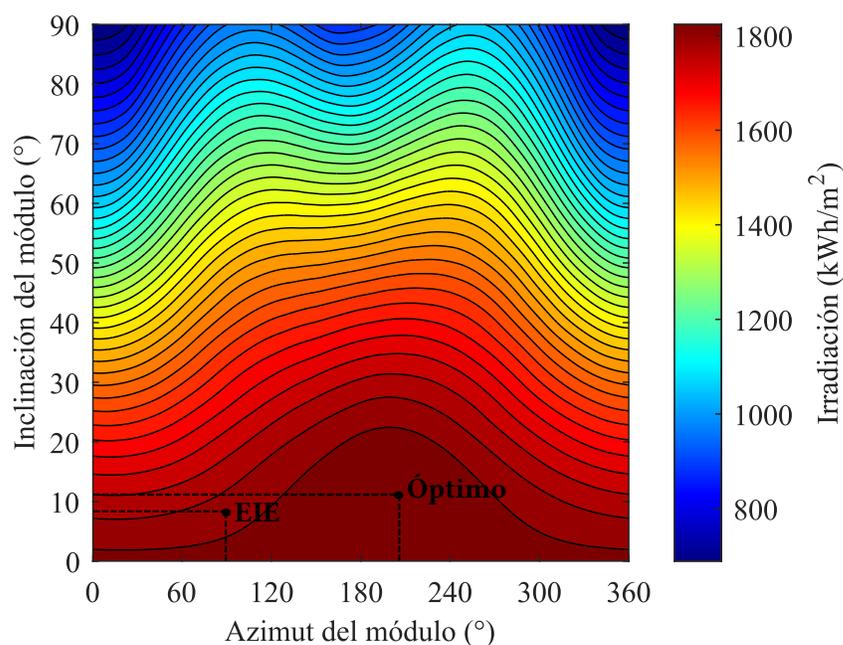


Figura 4.9: Irradiación sobre el módulo fotovoltaico ante un horizonte limpio para el año 2020. Elaboración propia.

Además, se puede ilustrar con mayor claridad cómo afecta la colocación de los paneles solares en la captación de irradiación; pues, estos pueden pasar de coleccionar cerca de 700 kWh/m^2 a más de 1800 kWh/m^2 con solo cambiar su inclinación y orientación. Los valores máximos se obtienen al instalar los módulos hacia el sur con una inclinación menor a 20° , mientras que las combinaciones de ángulos que provocan las cifras más bajas se presentan al orientar los módulos hacia el norte con inclinaciones cercanas a los 90° .

Otro aspecto que cabe destacar son las variaciones significativas que se dan en la irradiancia según las condiciones climáticas. Como se observa en la figura 4.10, en un día soleado típico del mes de marzo, la irradiancia evoluciona desde valores próximos a cero a las 5:00 hasta el mediodía con cifras de más de 1000 W/m^2 y luego pasa a descender hasta el anochecer a las 18:00 donde nuevamente la irradiancia llega a ser nula. Sin embargo, al considerar un día lluvioso este comportamiento se pierde y los valores de irradiancia cambian de forma abrupta a lo largo del día. A pesar de ello, en ambas fechas el número de horas de insolación ha sido igual a 12. Las disminuciones de irradiancia que ocurren el 21 de setiembre se deben principalmente a la presencia de nubosidad o lluvia a lo largo del día, mientras que para el 19 de marzo se estuvo ante un día despejado, de ahí que se aprecie una curva muy similar a la ideal.

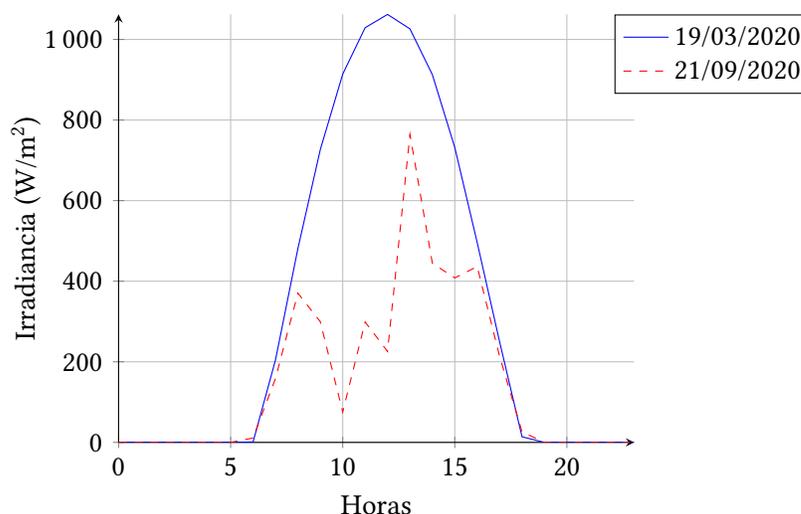


Figura 4.10: Comportamiento de la irradiancia en época seca y lluviosa para el año 2020. Elaboración propia.

4.3. Temperatura del módulo ante un horizonte limpio

Una vez calculada la irradiancia sobre el módulo fotovoltaico para las dos condiciones en estudio (combinación óptima y la posición actual de la EIE), se procedió a determinar la temperatura del módulo a partir del modelo Duffie Beckman para un día del mes de marzo y de setiembre.

Como se visualiza en las figuras 4.11 y 4.12, en las primeras horas del día, al final de la tarde y durante toda la noche, donde la irradiancia es muy baja la temperatura del módulo es similar a la ambiente; sin embargo, en el resto del día, conforme aumenta la irradiancia la temperatura de los módulos también lo hace. Para el 21 de marzo la irradiancia máxima se presentó a las 12:00 y fue de $415,44 \text{ W/m}^2$, mientras que para el 21 de setiembre a esa misma hora se obtuvo una irradiancia de $820,85 \text{ W/m}^2$, de ahí que para esta última fecha la temperatura del módulo fue mayor, alcanzado valores cercanos a los $35 \text{ }^\circ\text{C}$.

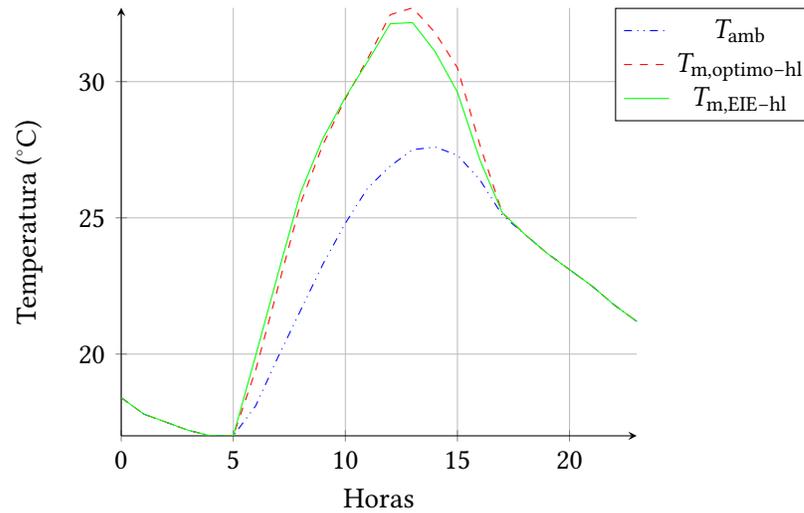


Figura 4.11: Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de marzo del 2020, ante un horizonte limpio. Elaboración propia.

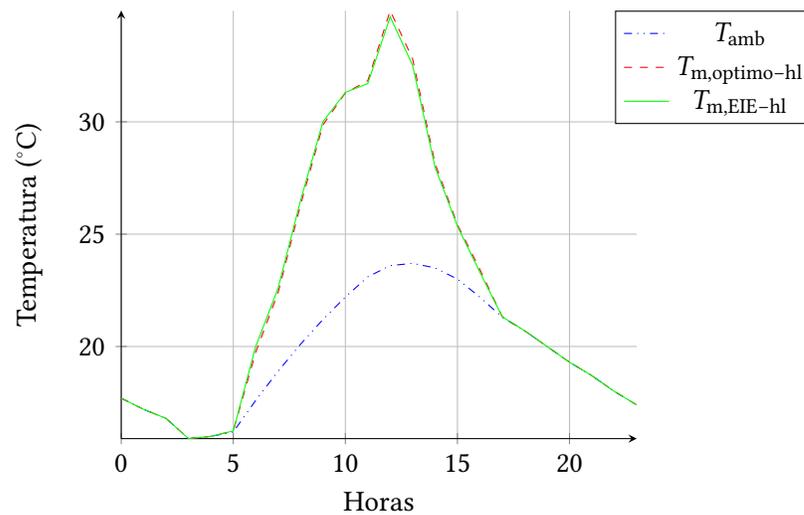


Figura 4.12: Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de septiembre del 2020, para un horizonte limpio. Elaboración propia.

La máxima diferencia que se registra entre la temperatura del panel y la ambiente para el 21 de marzo del 2020 ronda los 5,5 °C, mientras que para el 21 de septiembre, se presentó una diferencia mayor a los 11,3 °C.

4.4. Producción solar para un horizonte limpio

Luego de estudiar el efecto de la temperatura, a partir de la ecuación (3.25), se procedió a determinar la producción solar del arreglo al colocarlo en la posición óptima (200° hacia el norte con una inclinación de $10,5^\circ$, como se señala en la figura 4.9); así como, en los valores de inclinación y orientación que posee el sistema de la EIE ante un horizonte libre de obstáculos. Tal y como se visualiza en las figuras 4.13 y 4.14, para el 21 de setiembre se obtuvieron valores de potencia más altos, que los registrados para el 21 de marzo, lo anterior se debe a que este día la irradiancia fue más alta, alcanzando los $820,85 \text{ W/m}^2$ al ser las 12:00, mientras que a esa misma hora en marzo sólo se llegó a los $415,44 \text{ W/m}^2$.

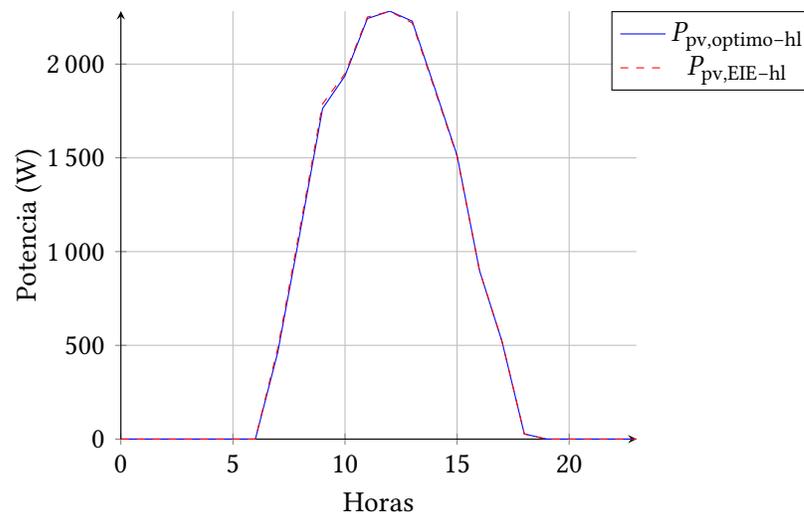


Figura 4.13: Potencia del arreglo por hora para el 21 de marzo del 2020, para un horizonte limpio. Elaboración propia.

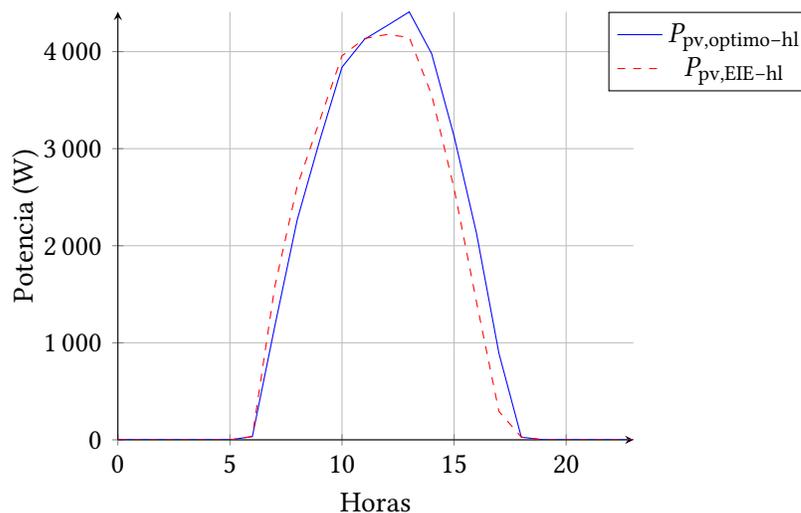


Figura 4.14: Potencia del arreglo para el 21 de setiembre del 2020, para un horizonte limpio. Elaboración propia.

Por su parte, al integrar las curvas de potencia para cada mes, se obtiene los datos de energía que se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Energía producida por el sistema fotovoltaico para un horizonte limpio para el año 2020. Elaboración propia.

Mes	Energía (Wh)		
	Óptimo	EIE	Diferencia
Enero	930732	854469	76263
Febrero	898602	834860	63742
Marzo	935235	916685	18550
Abril	914804	922397	-7593
Mayo	845120	867744	-22624
Junio	737677	760808	-23131
Julio	790051	819985	-29934
Agosto	796811	814145	-17334
Setiembre	769528	758951	10577
Octubre	783692	753063	30629
Noviembre	739028	688865	50163
Diciembre	860464	782821	77643
Total	10001743	9774792	226951

Para los meses de setiembre a marzo se logra producir mayor energía al colocar los paneles

hacia el sur; por ello, las cifras de energía en la posición óptima son más altos en este periodo que los registrados en la EIE. No obstante, para los meses restantes es más recomendable instalar los módulos orientados hacia el norte, de ahí que en estos lapsos se presenten valores más grandes para la EIE en comparación con los dados para la posición óptima.

Además, como se aprecia en la Tabla 4.1, el mes en el que se alcanza la máxima producción para la posición óptima es marzo mientras que para la EIE corresponde a abril; por su parte, las cifras más bajas de generación se dan en junio y noviembre, respectivamente.

4.5. Procesamiento digital de imágenes

En esta sección se verifica el mecanismo descrito en el capítulo anterior y luego se determina las medidas en metros de cada uno de los elementos circundantes al sistema fotovoltaico de la EIE que podrían provocar sombras sobre los módulos a partir de una imagen panorámica del sitio. Una vez extraída esta información se construye el perfil de obstáculos.

4.5.1. Verificación del algoritmo de estimación de dimensiones

Con el fin de corroborar el funcionamiento de la metodología descrita en la sección 3.4, se procedió a tomar una fotografía y se calculó las dimensiones de algunos objetos presentes en la escena. Para el estudio, se eligió la puerta y el poste de color rojo, los cuales se visualizan en la figura 4.15 con los números 1 y 2, respectivamente.



Figura 4.15: Objetos a medir.

Cabe destacar que esta fotografía se hizo con la cámara trasera del celular Samsung A31, la cual tiene una distancia focal de 3.92 mm, el tamaño del sensor es de 1/4' (aproximadamente 6.4 x 4.8 mm) y la misma se encontraba a una altura de 120 cm desde el suelo, al momento de captar la imagen.

En la Tabla 4.2, se muestran los resultados obtenidos para los dos objetos en estudio. Como se aprecia en la Tabla 4.2, las diferencias entre los valores reales y los estimados son pequeñas, de ahí que se presenten porcentajes de error bajos.

Tabla 4.2: Dimensiones de los objetos.

Objeto	Profundidad			Altura			Ancho		
	Real (m)	Estimado (m)	% Error (m)	Real (m)	Estimado (m)	% Error (m)	Real (m)	Estimado (m)	% Error (m)
1	14,90	14,77	0,87	2,1	2,09	0,48	2,06	2,04	0,97
2	1,38	1,39	0,72	1,13	1,11	1,77	0,13	0,12	7,69

4.5.2. Elaboración del perfil de obstáculos de la EIE

En la figura 4.16, se muestra la fotografía panorámica empleada para construir el perfil de obstáculos. Para facilitar la conversión de píxeles a las coordenadas que describen la trayectoria solar, se hizo coincidir el inicio de la imagen con el norte del sistema cardinal.



Figura 4.16: Imagen panorámica del sitio en estudio. Elaboración propia.

Para segmentar las edificaciones presentes en la figura 4.16 del fondo de la imagen, es necesario procesar digitalmente la misma con ayuda de la herramienta Matlab. Para ello, primero se debe calcular el valor del umbral a través del operador Sobel y multiplicar dicha cifra por un escalar para obtener una máscara binaria que contenga los objetos segmentados.

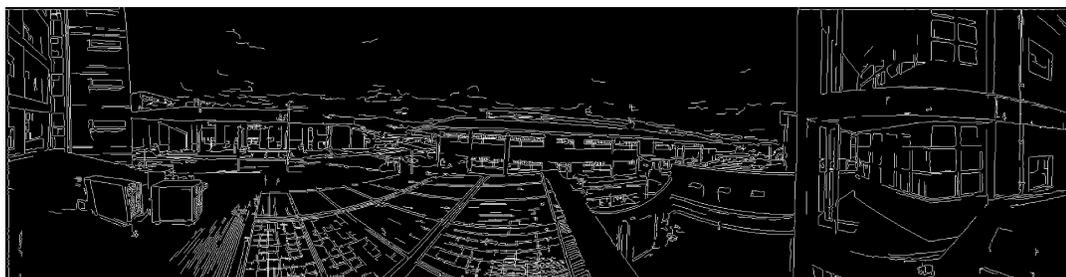


Figura 4.17: Máscara de gradiente binaria. Elaboración propia.

Luego, se crea un elemento de estructuración en forma de rectángulo (se escoge este para

conservar la naturaleza de los distintos edificios) y se realiza una operación morfológica de cierre en la imagen.



Figura 4.18: Operación morfológica de cierre. Elaboración propia.

Posteriormente, se filtra la imagen para obtener una nueva figura que contenga solo las regiones sin agujeros. Para estas zonas, la propiedad de número Euler es igual a 1.

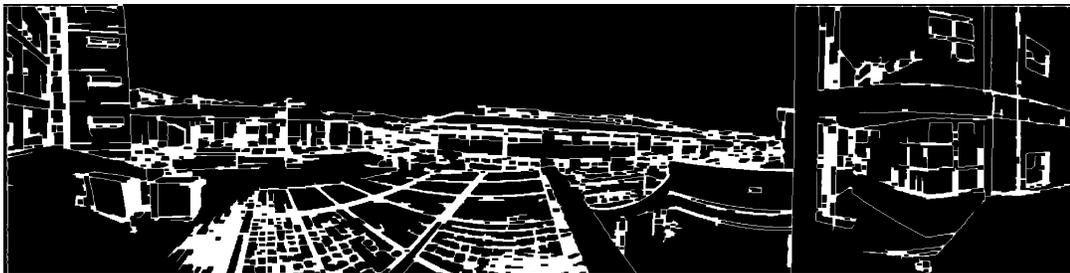


Figura 4.19: Imagen filtrada. Elaboración propia.

Por último, se utiliza la instrucción **imcontour** de Matlab para trazar el contorno de la imagen. El resultado final, se visualiza en la figura 4.20, aquí tanto el alto como el ancho se encuentran en píxeles.

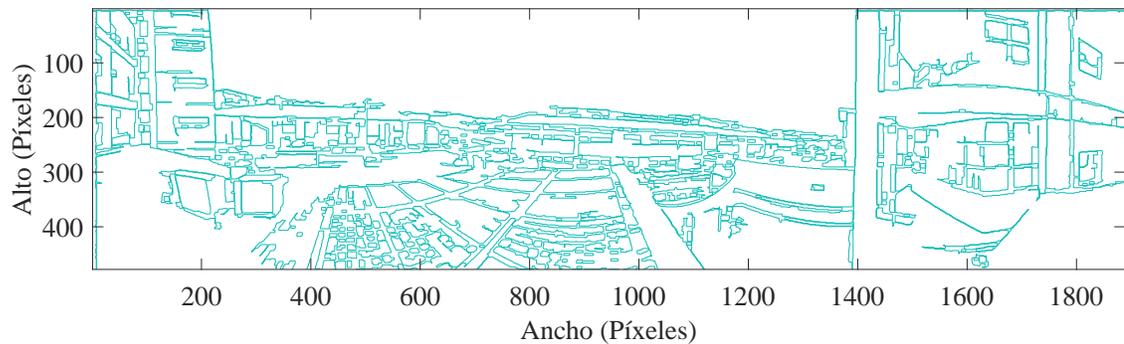


Figura 4.20: Imagen segmentada. Elaboración propia.

Una vez que se tiene la imagen separada del fondo, se determina con ayuda del código descrito en la sección 3.4 la profundidad (distancia perpendicular) existente desde los paneles solares hasta cada uno de los edificios circundantes a partir de la ecuación (3.32).

Después, se estima la altura en metros de los obstáculos mediante la figura 4.21. Los puntos que aquí se presentan corresponde al valor máximo en píxeles registrado para cada una de las columnas de la figura 4.20. Cabe destacar que los valores se consideran a partir de 3.22 m siendo esta la altura del suelo al sistema fotovoltaico.

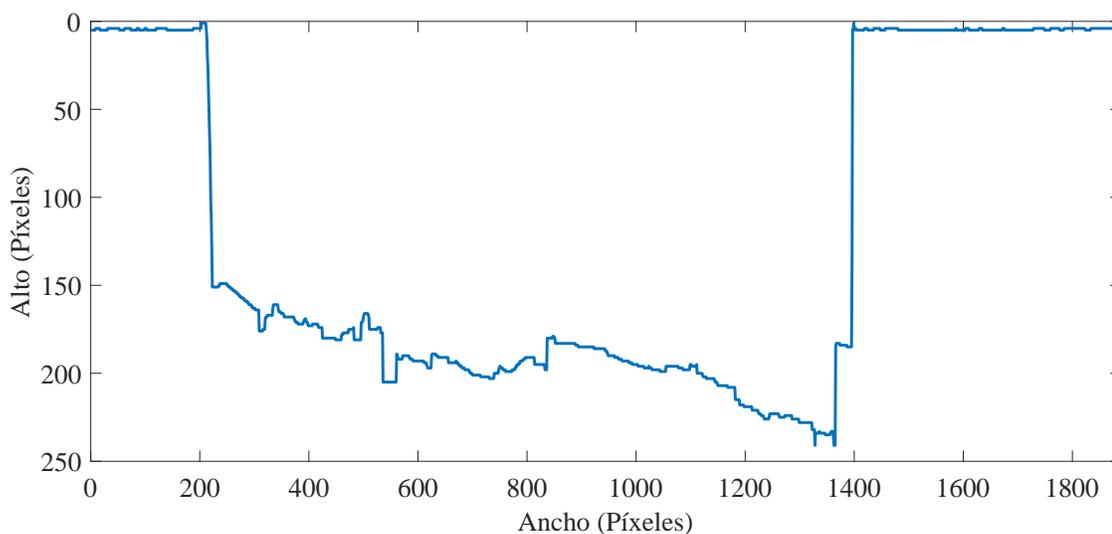


Figura 4.21: Altura de obstáculos en píxeles. Elaboración propia.

Además, se estima el ancho de cada uno de los objetos de interés mediante la ecuación (3.40). Para ello se debe conocer la distancia en píxeles desde el borde izquierdo de la imagen hasta el inicio y final de los objeto en estudio, respectivamente.

Con ayuda del algoritmo descrito en la sección 3.5, se logra convertir las medidas en metros a términos de azimut y altitud, el perfil de obstáculos que posee el sistema fotovoltaico de la EIE se muestra en la figura 4.22.

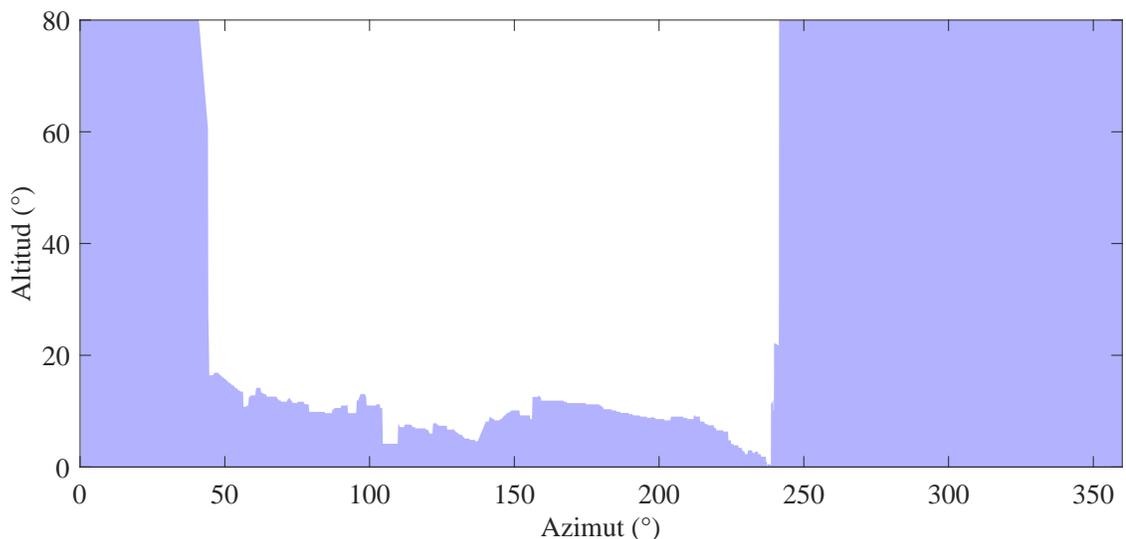


Figura 4.22: Perfil de obstáculos en términos de azimut y altitud. Elaboración propia.

A partir de la figura anterior, se hizo la correlación de esta imagen con las coordenadas de movimiento solar para identificar los momentos en los cuales el sol se encuentra bajo la línea del horizonte. Los días en estudio corresponden nuevamente a las fechas cercanas a los solsticios y equinoccios.

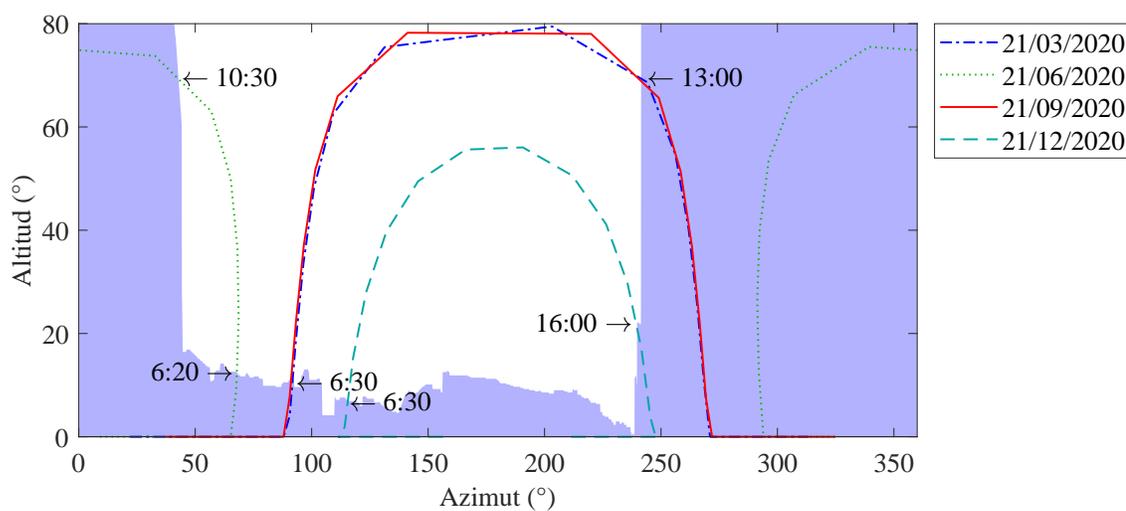


Figura 4.23: Azimut vs Altitud. Elaboración propia.

De acuerdo con lo expuesto en la figura anterior, para el 21 de junio es cuando se percibiría una menor captación de irradiancia directa por efecto de las sombras, siendo el lapso de las 10:30

a.m en adelante el que tendría mayor impacto pues en estas horas la irradiancia suele ser alta, mientras que el 21 de diciembre se presentaría una obstrucción luego de las 4:00 p.m y otra antes de las 6:30 a.m.; sin embargo, esta última no genera tanta afectación pues la irradiancia a esta hora es baja.

Por la posición en que están colocados los módulos fotovoltaicos de la EIE, estos dejan de recibir irradiancia directa cuando el ángulo de azimut solar es mayor a 180° ; ya que, después de este valor el sol se encuentra por detrás del sistema fotovoltaico.

4.6. Sombreado del arreglo fotovoltaico

Después de conocer los valores de azimut de los objetos circundantes a los módulos, se procedió a determinar nuevamente la irradiación que incide sobre los mismos; pues, en este caso el valor de SF dejará de ser 1 en todos los puntos y para los lapsos en los cuales el azimut del elemento sea mayor al del sol, su valor cambiará a cero ocasionando que la irradiancia directa en ese lapso sea nula.

Al tomar en cuenta el efecto del horizonte, se obtuvo que para los paneles colocados con un azimut de 200° desde el norte y una inclinación de $10,5^\circ$, la irradiación pasa a ser 1346 kWh/m^2 ; por su parte, para la posición actual de los módulos de la EIE (orientados hacia el este con una inclinación de $8,5^\circ$) se registra una irradiación de 1335 kWh/m^2 .

Como se aprecia en la figura 4.24, la nueva combinación óptima de ángulos de inclinación y orientación, al considerar la influencia del horizonte, es de 190° desde el norte con una inclinación de $5,5^\circ$.

De igual forma a como sucede con el caso de horizonte limpio, las cifras de irradiación mayores se obtienen al colocar los paneles hacia el sur con inclinaciones menores a 20° ; por el contrario, los valores más bajos se consiguen al instalar los módulos hacia el norte con inclinaciones mayores a 60° .

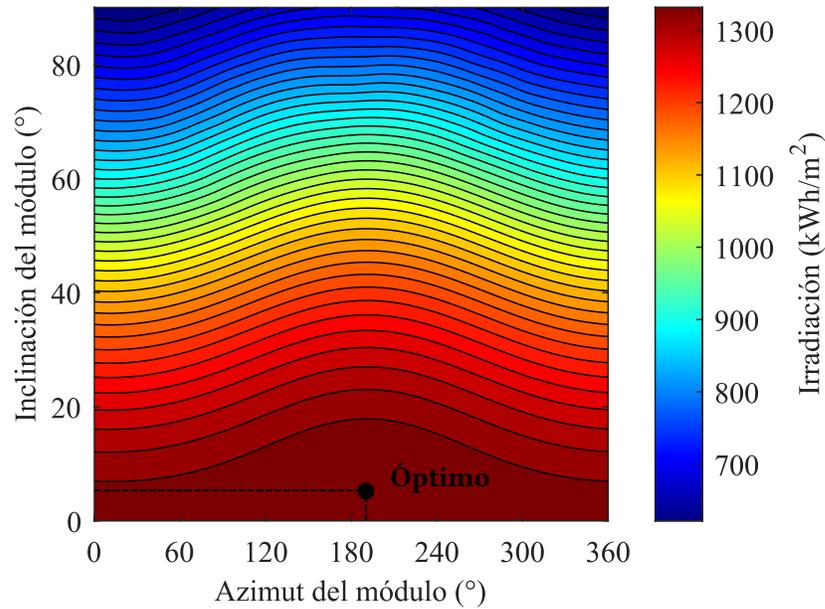


Figura 4.24: Posición óptima del módulo considerando el efecto de sombreado de los edificios circundantes. Elaboración propia.

4.7. Temperatura del módulo considerando la influencia del horizonte

A partir de los nuevos valores de irradiancia se determina la temperatura del módulo mediante el modelo de Duffie Beckman. Los resultados conseguidos se muestran en las figuras 4.25 y 4.26. Como se aprecia en ambas representaciones, las curvas obtenidas son muy similares a las registradas para un horizonte limpio (figuras 4.11 y 4.12).

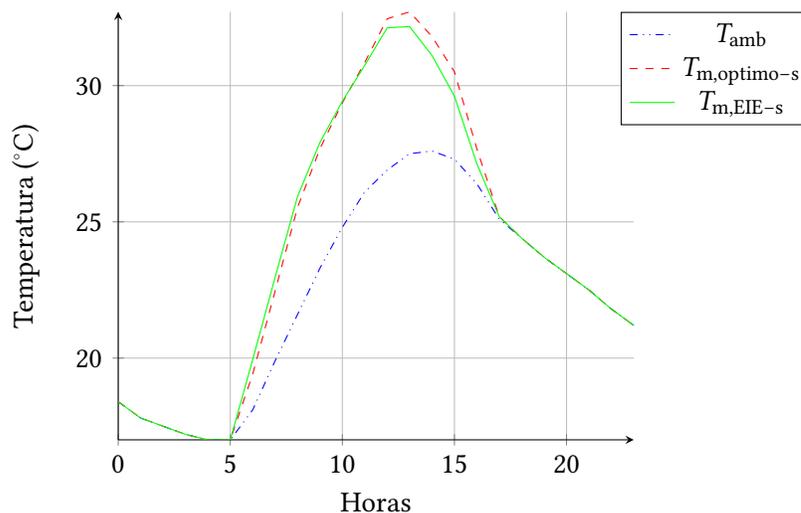


Figura 4.25: Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de marzo del 2020, considerando la influencia del horizonte. Elaboración propia.

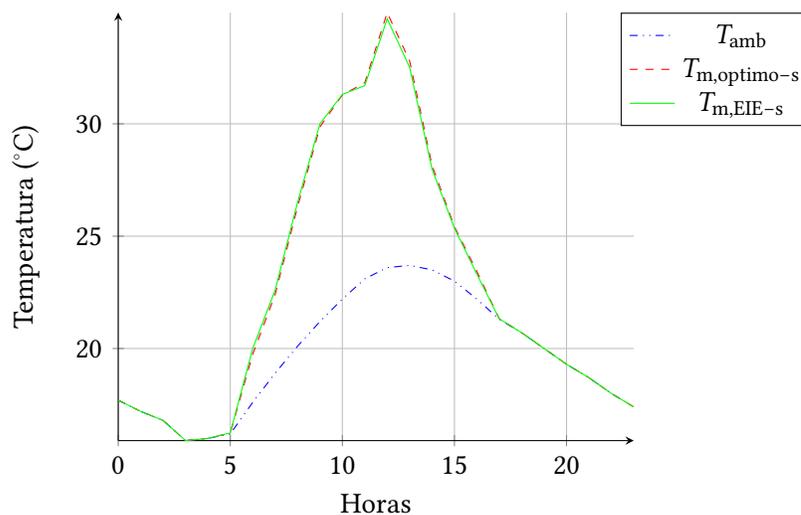


Figura 4.26: Temperatura ambiente y del módulo para el 21 de setiembre del 2020, considerando la influencia del horizonte. Elaboración propia.

Para el 21 de marzo del 2020, la irradiancia a lo largo del día fue baja; además, la velocidad del viento alcanzó valores de $11,8 \text{ m/s}$, lo cual contribuyó a que la temperatura del módulo fuera más cercana a la ambiente, sólo $5,2 \text{ }^\circ\text{C}$ por encima de esta al medio día, caso contrario se dio el 21 de setiembre donde la velocidad del viento llegó hasta los $7,2 \text{ m/s}$ y la irradiancia presentó valores más altos, provocando que la temperatura del módulo se incrementara y estuviera $11,1 \text{ }^\circ\text{C}$

por arriba de la ambiente al ser las 12:00.

4.8. Generación solar considerando la influencia del horizonte

La potencia del arreglo fotovoltaico, compuesto por 17 paneles solares, para los días 21 de marzo y setiembre se ilustran en las figuras 4.27 y 4.28. En ambas se puede visualizar una disminución en la potencia después de las 14:00 producto de las sombras que generan los edificios cercanos sobre los módulos, ocasionando que en este lapso la irradiancia baje y por ende la potencia también lo haga.

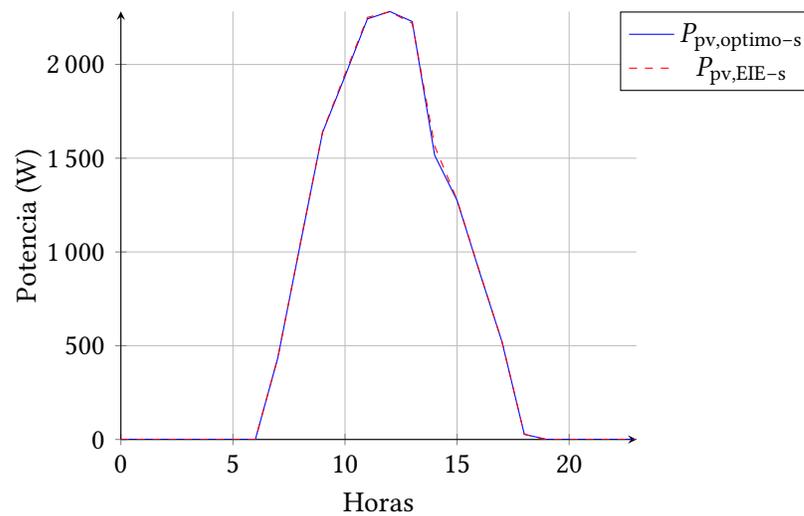


Figura 4.27: Potencia del arreglo para el 21 de marzo del 2020, al considerar el efecto de las sombras. Elaboración propia.

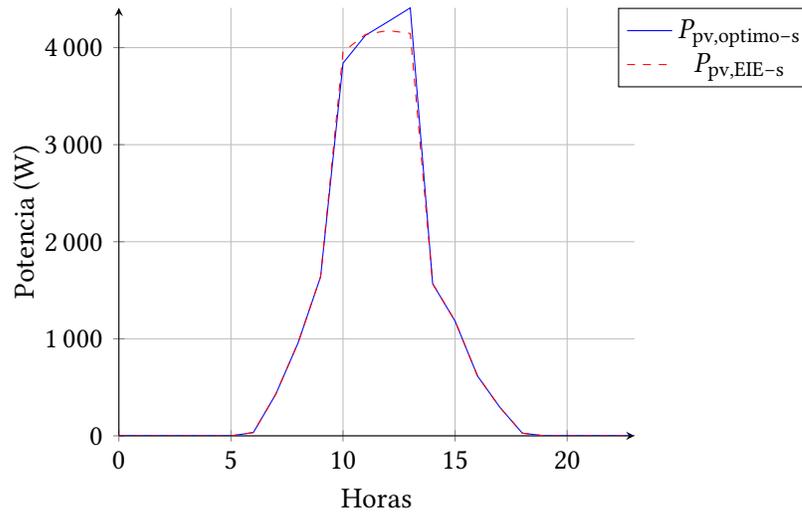


Figura 4.28: Potencia del arreglo para el 21 de setiembre del 2020, al considerar el efecto de las sombras. Elaboración propia.

4.9. Validación del modelo planeado

Al integrar las curvas de potencia de la sección 4.8 (figuras 4.27 y 4.28) se obtienen las cifras de energía mensual y se construye la Tabla 4.3, donde se compara los valores de producción solar para la posición óptima (200° desde el norte con una inclinación $10,5^\circ$), la ubicación actual de la EIE y la información medida por la plataforma SolarEdge. Esta última consiste en una aplicación web que permite monitorear el sistema fotovoltaico, tanto a nivel individual (cada módulo) como en su conjunto y emitir una serie de alarmas en caso de presentarse algún inconveniente. La misma brinda cada 15 minutos datos relacionados con el nivel de carga de la batería, la energía entregada o consumida de la red eléctrica, la producción solar, la energía consumida por la carga, entre otros. Además, ofrece información meteorológica del sitio, tales como: temperatura ambiente, humedad y velocidad del viento; así como, una medida de cuánto se está contribuyendo en la disminución de dióxido de carbono con la colocación de dicho sistema fotovoltaico. Cabe destacar que todos estos datos se pueden extraer en formato .csv para su posterior análisis.

Además, en la Tabla 4.3, se muestra el porcentaje de error de dichas cifras, el cual fue calculado a partir de la siguiente expresión:

$$\% \text{ error} = \frac{V_r - V_s}{V_r} \times 100 \quad (4.1)$$

Donde V_r se asocia con el valor real y V_s con el simulado. Por lo tanto, un dato negativo indica que la energía obtenida a través del algoritmo de Matlab es mayor a la registrada ese mes por la plataforma SolarEdge.

Tabla 4.3: Energía producida por el sistema fotovoltaico incluyendo el efecto de sombreado de los edificios circundantes para el año 2020. Los datos de SolarEdge fueron extraídos de [11].

Mes	Energía (Wh)			Error (%)	
	Óptimo	EIE	SolarEdge	Óptimo	EIE
Enero	566270	545704	555430	-1,95	1,75
Febrero	596862	583546	669750	10,88	12,87
Marzo	734059	721517	888940	17,42	18,83
Abril	728746	728852	722800	-0,82	-0,84
Mayo	652768	659740	510680	-27,82	-29,19
Junio	588901	597846	457830	-28,63	-30,58
Julio	659371	668673	505012	-30,57	-32,41
Agosto	629804	633190	538115	-17,04	-17,67
Setiembre	611732	609402	573878	-6,60	-6,19
Octubre	569405	558412	529040	-7,63	-5,55
Noviembre	494866	482355	446274	-10,89	-8,08
Diciembre	436395	423164	508300	14,15	16,75
Total	7269179	7212400	6906049	-5,26	-4,44

Como se aprecia en la Tabla 4.3 ambas combinaciones de orientación e inclinación presentan datos de energía muy cercanos a los reales (información de SolarEdge); sin embargo, colocando los módulos a 200° desde el norte con una inclinación $10,5^\circ$ (posición óptima) se logra una mayor generación. También, para los meses de setiembre a marzo, se obtiene una producción más alta al orientar los paneles hacia el sur, mientras que para los demás meses se consiguen mejores resultados al posicionar los módulos hacia el norte.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

En este documento se plantea un modelo para analizar el impacto del horizonte en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Para ello, se implementa primeramente un método de tres etapas con el cual se logra describir la trayectoria solar de la Escuela de Ingeniería Eléctrica para el año 2020, luego se determina la combinación óptima de ángulos de inclinación y azimut que deben tener los módulos instalados en este sitio para maximizar el potencial de los mismos, en el caso de San Pedro se obtuvo que ante un escenario de horizonte limpio los paneles deben ser colocados a 200° desde el norte con una inclinación de $10,5^\circ$.

Además, se calculó la irradiancia que incide sobre estos módulos tanto para la posición mencionada anteriormente como para la que poseen los arreglos fotovoltaicos de la EIE, los cuales según los planos constructivos se encuentran orientados hacia el este y presentan una inclinación cercana a los $8,5^\circ$. Este algoritmo arrojó para el primer escenario una irradiación de 1852 kWh/m^2 , mientras que para la EIE se registró al rededor de 1810 kWh/m^2 . Posteriormente, se calculó la producción solar para las dos combinaciones de posición detalladas.

Una vez conseguidos los valores de energía se incorporaron dos bloques más al modelo descrito para estudiar la influencia que tiene la topografía cercana a los módulos en la incidencia de irradiancia directa sobre los mismos, por efecto de las sombras que generan los edificios o árboles que se encuentran a su alrededor. Una de estas etapas se destinó a estimar en metros la altura, ancho y profundidad que presentaban los obstáculos presentes en la escena, para ello se procesó digitalmente una imagen de la zona y se segmentó de la misma los objetos de interés, luego se transformó estas medidas en términos de ángulos de azimut y altitud para construir el perfil de obstáculos y lograr sobreponer esta imagen con la trayectoria solar de la región en estudio, a fin de determinar las horas en que se producían sombreados sobre los paneles. Para la posición óptima (200° desde el norte con una inclinación de $10,5^\circ$) la irradiación descendió a 1346 kWh/m^2 mientras que la de la EIE alcanzó los 1335 kWh/m^2 . Además, para los días cercanos al solsticio de verano es cuando ocurre una mayor afectación en la captación de irradiancia directa; pues, desde las 10:30 a.m los paneles se encuentran sombreados. De acuerdo con el algoritmo desarrollado, la nueva posición óptima de los paneles al considerar el efecto del horizonte es de 190° desde el norte con una inclinación de $5,5^\circ$ con la cual se logra una irradiación de 1350 kWh/m^2 .

Finalmente se analizó el efecto de la irradiancia, la velocidad del viento y la temperatura en la producción solar del modelo al incluir la influencia del horizonte. Para ello se valida el

modelo propuesto mediante una comparación de los valores de energía obtenidos mensualmente para las dos posiciones del módulo (posición óptima y posición actual de la EIE) con los datos proporcionados por el medidor inteligente del sistema fotovoltaico de la EIE. En ambos casos se obtuvo cifras muy cercanas a las reales, siendo la combinación de ángulos de la EIE la que presenta un error menor el cual es de -4,44 %. Por su parte, en el mes de julio es cuando se registraron las mayores diferencias con respecto a la información de Solar Edge, estas fueron de 30,57 % y 32,41 %, respectivamente.

Al validar este modelo se logra contribuir con una herramienta que permite estimar de manera más realista el efecto de las sombras en el diseño de los sistemas fotovoltaicos.

CAPÍTULO 6

TRABAJOS FUTUROS

En este capítulo se detallan algunos aspectos a contemplar en trabajos venideros, que permitan darle continuidad a este proyecto.

Uno de ellos consiste en analizar el efecto que tiene la suciedad sobre los módulos fotovoltaicos, estudiando si para la posición óptima conseguida, se logra una buena limpieza de la superficie o si por el contrario ocasiona que se acumule mucha suciedad en los paneles y a la postre se reduzca su capacidad de generación.

Además, para mejorar el modelo propuesto es recomendable que al momento de tomar la imagen del sitio, se utilice como elemento de referencia un objeto que tenga un color muy particular para posteriormente hacer una segmentación de este cuerpo por color y poder conocer sus dimensiones en píxeles.

APÉNDICE A

CÓDIGOS DE MATLAB

A.1. Posición del sol

```
1 %Se definen las coordenadas de latitud y longitud del sitio
   que se desea analizar en grados decimales
2
3 L=9.936926; %latitud EIE
4 l=-84.0439; %longitud EIE
5
6 %Se establece la fecha de inicio de la simulacion
7 year_s=2019;
8 month_s=1;
9 day_s=1;
10 hour_s=1;
11 minute_s=0;
12 second_s=0;
13
14 %Se detalla la fecha de finalizacion de la simulacion
15 year_e=2020;
16 month_e=1;
17 day_e=1;
18 hour_e=0;
19 minute_e=0;
20 second_e=0;
21
22 %Se define el formato de la fecha
23 %Es necesario especificar la zona horaria correspondiente, por
24 ejemplo: para los datos solares de Delft, se elige 'Europe/
   Amsterdam'.
25 %Para conocer las zonas horarias existentes se utiliza el
   comando T = timezones('X'), donde la letra X se puede
```

```

    reemplazar por alguna de las siguientes localidades: Africa
    , America, Antartica, Arctic, Asia, Atlantic, Australia,
    Etc, Europe, Indian, Pacific.
26
27 s=datetime([year_s month_s day_s hour_s minute_s second_s],
    TimeZone','America/Costa_Rica',...
28     'Format','d-MMM-y HH:mm:ss Z');
29 e=datetime([year_e month_e day_e hour_e minute_e second_e],
    TimeZone','America/Costa_Rica',...
30     'Format','d-MMM-y HH:mm:ss Z');
31 dt = e-s;
32
33 %Vectores para almacenar los angulos de azimut y altitud,
    estos datos se almacenan cada hora
34 v_azimuth=[];
35 v_altitude=[];
36
37 %Tiempo de inicio de la simulacion expresado en horas
38 ht1=hour_s+minute_s/60+second_s/3600;
39
40 %Tiempo de finalizacion de la simulacion expresado en horas
41 ht2=hours(dt)+ht1;
42 t=s;
43
44 % 1. Se calcula el tiempo D (numero de dias y fracciones
    transcurrido desde el mediodia de Greenwich en enero de
    4731 DC )
45
46 while (ht1<=ht2) %ciclo para determinar los valores de los
    angulos de azimut y altitud registrados cada hora para el
    periodo establecido anteriormente
47 JD = juliandate(t);
48 D=JD-2451545;
49
50 %2. Se calcula la longitud media y anomalia media
51 q=280.459+0.98564736*D;
52 q_i=q/360; %cantidad de vueltas completas
53 q_n=(q_i-fix(q_i))*360; %se normaliza el valor
54
55 g=357.529+0.98560028*D;
56 g_i=g/360; %cantidad de vueltas completas
57 g_n=(g_i-fix(g_i))*360; %se normaliza el valor

```

```

58
59 %3. Se determina la longiud ecliptica
60 lamda_s=q_n+1.915*sind(g_n)+0.02*sind(2*g_n);
61
62 %4. Se determina la oblicuidad o inclinacion axial
63 empsilon=23.429-0.00000036*D;
64
65 %5. Se calcula el tiempo sidereo de Greenwich
66 T=D/36525;
67 GMST=18.697374558+24.06570982441908*D+0.000026*T^2; %el
    termino D se expresa en dias
68 %Nota: aqui el termino 0.000026*T^2 es insignificante
69 GMST_i=GMST/24; %se normaliza a 24 horas
70 GMST_n=(GMST_i-fix(GMST_i))*24; %valor normalizado
71
72 %6. Se determina el tiempo sidereo local
73 LMST=GMST_n*15+1;
74
75 %7. Se calculan los angulos de azimut y elevacion que definene
    la posicion solar
76 N_tan_A_s=(-sind(LMST)*cosd(lamda_s)+cosd(LMST)*cosd(epsilon)
    *sind(lamda_s)); % numerador de la tangente para calcular
    el azimut
77 D_tan_A_s=(-sind(L)*cosd(LMST)*cosd(lamda_s)-(sind(L)*sind(
    LMST)*cosd(epsilon)-cosd(L)*sind(epsilon))*sind(lamda_s))
    ; % denominador de la tangente para calcular el azimut
78 tan_A_s=N_tan_A_s/D_tan_A_s; %tangente del angulo de azimut
79
80 sin_a_s=cosd(L)*cosd(LMST)*cosd(lamda_s)+(cosd(L)*sind(LMST)*
    cosd(epsilon)+sind(L)*sind(epsilon))*sind(lamda_s); %seno
    del angulo de altitud
81
82 a_s=asind(sin_a_s); %angulo de altitud solar
83
84 %7.1 Condiciones para determinar el valor del angulo de azimut
85
86 %Caso #1: si el numerador y el denominador son positivos
87 if D_tan_A_s > 0 && N_tan_A_s > 0
88     A_s=atand(tan_A_s); %valor del angulo de azimut
89
90 %Caso #2: si el denominador es negativo
91 elseif D_tan_A_s < 0

```

```

92     A_s=atand(tan_A_s)+180; %valor del angulo de azimuth
93
94     %Caso #3: si el denominador es positivo y el numerador
        negativo
95     elseif D_tan_A_s > 0 && N_tan_A_s < 0
96     A_s=atand(tan_A_s)+360; %valor del angulo de azimuth
97     end
98
99     %Nota: si el angulo de altitud es menor a cero se considera
        como cero
100    if a_s<0
101        a_s=0;
102    end
103
104    v_azimuth=[v_azimuth A_s]; %se guarda el angulo de azimuth
        calculado, en el vector v_azimuth
105    v_altitude=[v_altitude a_s]; %se guarda el angulo de altitud
        calculado, en el vector v_altitude
106
107    %Se actualiza la fecha para la siguiente iteracion
108    t=t+(1/24); %Se agrega una hora
109    ht1=ht1+1;
110    end
111
112    %8. Se realizan las graficas correspondientes
113    %8.1 Altitud vs azimuth
114    graf=plot(v_azimuth,v_altitude,'r','Linewidth',3);
115
116    % 8.2 Perfil de obstaculos y trayectoria solar
117    area(Azimuth,Altitud,'FaceColor','b','EdgeColor','none','
        FaceAlpha',.4)
118    hold on
119    pos_solar=plot(v_azimuth,v_altitude,'r','Linewidth',3);
120    hold off
121    xlabel 'Azimut'
122    ylabel 'Altitud'
123
124    %9. Se calculan los valores maximos diarios de azimuth y
        altitud
125    max_azimuth=[];
126    max_altitude=[];
127    i=1;

```

```

128 n=1;
129 while (i<ht2)
130 md_azimuth= max(v_azimuth(1*i:24*n)); %valor maximo diario de
    azimuth
131 md_altitude=max(v_altitude(1*i:24*n)); %valor maximo diario de
    altitude
132
133 max_azimuth=[max_azimuth md_azimuth]; %se guarda el valor
    maximo de azimuth en el vector
134 max_altitude=[max_altitude md_altitude]; %se guarda el valor
    maximo de altitud en el vector
135 i=i+24;
136 n=n+1;
137 end
138
139 %10.Se reemplazan los valores de altitud y azimuth en el
    archivo Datos_2019_EIE.mat
140 as=v_altitude';
141 As=v_azimuth';
142 save('Datos_2019_EIE.mat','as','As','-append')

```

A.2. Posición óptima del módulo fotovoltaico

```

1 % Se carga el archivo '.mat' que contiene los datos
    meteorologicos por hora de 365 dias, en el espacio de
    trabajo de MATLAB
2 location_filename = 'Datos_2019_EIE.mat';
3 load(location_filename,'As','as','DHI','DNI','GHI'); %se
    cargan los vectores 'As', 'as', 'DHI', 'DNI' y 'GHI'
4
5 delta_Am=2; % se define el paso del angulo del modulo
    fotovoltaico para el azimuth
6 delta_am=0.5; % se define el paso del angulo del modulo
    fotovoltaico para la altitud
7 max_Am=360; % angulo maximmo de azimuth
8 max_am=90; % angulo maximo de altitud
9 alpha = 0.2; %coeficiente de albedo
10 Am = 0:delta_Am:max_Am; %se inicializa el rango de azimuth del
    modulo fotovoltaico de 0 a 360 grados en pasos de 2 grados
    como un vector de fila

```

```

11 theta = 0:delta_am:max_am; %se inicializa el rango del angulo
    de inclinacion del modulo fotovoltaico de 0 a 90 grados en
    pasos de 0.5 grados como un vector de fila
12 am = 90-theta; %rango de altitud del modulo fotovoltaico como
    un vector fila
13
14 for a = 1:1:(max_am/delta_am)+1 %'a' es el indice para iterar
    a través del vector 'am'
15     for b = 1:1:(max_Am/delta_Am)+1 %'b' es el indice para
        iterar a través del vector 'Am'
16         for i=1:1:8760
17
18             %1. Se calcula la irradiancia directa
19             cos_AOI(i) = cosd(am(a))*cosd(as(i))*cosd(Am(b)-As(i))
                +sind(am(a))*sind(as(i)); %se determina el coseno
                del angulo de incidencia para cada hora a lo largo
                de 365 dias para una inclinacion y orientacion
                especificas del modulo
20             Gdirect(i) = DNI(i)*cos_AOI(i); %valor de iiradiancia
                directa
21
22             %Nota: si la irradiancia directa es negativa se
                considera como cero
23             if Gdirect(i)<0
24                 Gdirect(i) = 0;
25             end
26
27             %2. Se determina la irradiancia difusa isotropica
28             SVF(a) = (1+cosd(theta(a)))/2; %se calcula el factor
                de cielo visible
29             Gdiffuse(i) = DHI(i)*SVF(a);
30
31             %3. Se calcula la irradiancia reflejada
32             Galbedo(i) = GHI(i)*alpha*(1-SVF(a));
33
34             %4. Se determina la irradiancia total
35             Gm(i) = Gdirect(i)+Gdiffuse(i)+Galbedo(i);
36             end %fin del tercer ciclo
37
38             %5. Se detalla la energia total incidente en la
                superficie del modulo fotovoltaico durante los 365
                dias

```

```

39         Em(a,b) = sum(Gm)/1000; %se calcula en kWh/m^2
40
41         EHS(a,b)= sum(Gm)/(365*1000); %horas de sol
           equivalentes estimadas
42     end %fin del segundo ciclo
43
44 end %fin del primer ciclo
45
46 %6. Se establecen los angulos de inclinacion y orientacion
     optimos para el modulo fotovoltaico
47 Em_max_per_combination = max(Em);
48 Em_max = max(Em_max_per_combination);
49 ESH_max_per_combination = max(EHS);
50 ESH_max = max(ESH_max_per_combination);
51
52 [row,col] = find(ismember(EHS, max(EHS(:))))); %combinacion de
     fila y columna que dan la salida maxima
53
54 Opt_Am = (col-1)*delta_Am; %valor de orientacion optimo del
     modulo
55 Opt_theta = (row-1)*delta_am; %valor de inclinacion optimo del
     modulo
56
57 %7. Se realizan las graficas correspondientes
58 %7.1 Grafica 2D, inclinacion vs azimut
59 [X,Y] = meshgrid(Am,theta); %creacion de una cuadrícula de
     los angulos de acimut y altitud del modulo fotovoltaico
60 contourf(X,Y,Em,40)
61 colormap jet
62 shading interp
63 view(0,90)
64
65 c = colorbar;
66 c.Label.String = 'Irradiacion (kWh/m^2)';
67 c.Label.FontSize = 20;
68
69 ax = gca; %ejes actuales
70 ax.XTick = [0:60:360];
71 ax.FontSize = 20;
72 ax.XLabel.String = 'Azimut del modulo';
73 ax.YLabel.String = 'Inclinacion del modulo';
74 axis square

```

```

75
76 %7.2 Grafica 3D, inclinacion vs azimut
77 [X,Y] = meshgrid(Am,theta);
78 s = surf(X,Y,Em,'FaceColor','interp','EdgeColor','none');
79 xlabel('Azimut')
80 ylabel('Inclinacion')
81 zlabel('Irradiacion (kWh/m^2)')
82 view(-113,11)
83
84 %Se extraen datos X, Y y Z del grafico de superficie
85 x=s.XData;
86 y=s.YData;
87 z=s.ZData;
88
89 %Se crean vectores a partir de XData y YData
90 x=x(1,:);
91 y=y(:,1);
92
93 %Cantidad de particiones del grafico
94 xnumlines = 40;
95 ynumlines = 40;
96 xspacing = round(length(x)/xnumlines);
97 yspacing = round(length(y)/ynumlines);
98
99 %Se crea la cuadrícula de los ángulos de acimut y altitud del
    modulo fotovoltaico
100 %Se dibujan las líneas en el plano X-Z
101 hold on
102 for i = 1:yspacing:length(y)
103     Y1 = y(i)*ones(size(x));
104     Z1 = z(i,:);
105     plot3(x,Y1,Z1,'-k');
106 end
107 %Se dibujan las líneas en el plano Y-Z
108 for i = 1:xspacing:length(x)
109     X2 = x(i)*ones(size(y));
110     Z2 = z(:,i);
111     plot3(X2,y,Z2,'-k');
112 end
113 hold off
114
115 %8. Se estima la irradiancia total para los valores de

```

```

    inclinacion y orientacion del modulo fotovoltaico de EIE
116
117 a=164; %inclinacion
118 b=46; %orientacion
119
120 for i=1:1:8760
121
122     % Irradiancia directa
123     cos_AOI(i) = cosd(am(a))*cosd(as(i))*cosd(Am(b)-As(i))
        +sind(am(a))*sind(as(i));
124     Gdirect(i) = DNI(i)*cos_AOI(i);
125
126     if Gdirect(i)<0
127         Gdirect(i) = 0;
128     end
129
130     % Irradiancia difusa
131     SVF(a) = (1+cosd(theta(a)))/2;
132     Gdiffuse(i) = DHI(i)*SVF(a);
133
134     % Irradiancia reflejada
135     Galbedo(i) = GHI(i)*alpha*(1-SVF(a));
136
137     % Irradiancia total
138     Gm(i) = Gdirect(i)+Gdiffuse(i)+Galbedo(i);
139 end
140
141 %9. Se guardan los valores de irradiancia total de EIE en el
    archivo 'Gm.mat'
142 Gm=Gm';
143 save('Gm.mat','Gm')
```

A.3. Duffie Beckman

```

1 %El modelo utiliza como entrada la temperatura ambiente, la
    velocidad del viento, la eficiencia y la irradiancia
2
3 %Se carga el archivo '.mat' que contiene la irradiancia total
    de EIE
4 load('Gm.mat','Gm');
```

```

5 v_P_sytem=[]; %vector para almacenar los valores de potencia
  de un modulo
6
7 eff_datasheet=0.1672; %valor de la hoja del fabricante
8 eff=eff_datasheet;
9 C_eff=-0.0041; %coeficiente termico
10 thao_alpha=0.9;
11 Tm_NOCT=45; %temperatura del modulo en NOCT, obtenido de la
  hoja del fabricante
12 Ta_NOCT=20;
13 Ta_STC=25;
14 N=17; %numero de paneles
15 %Datos de la hoja del fabricante
16 Voc_STC=45.5;
17 Isc_STC=9.34;
18 Vmpp_STC=37.0;
19 Impp_STC=8.78;
20 Pmmp_STC=Impp_STC*Vmpp_STC;
21
22 FF_STC=Pmmp_STC/(Voc_STC*Isc_STC);
23
24 Am=1.960*0.992;
25 Gm_STC=1000;
26 Gm_NOCT=800;
27 T_m=0;
28 PV_eff=0;
29
30 %1. Se cargan los valores de temperatura ambiente y velocidad
  del viento obtenidos con el programa Meteonorm
31 T_amb=xlsread('Meteonorm_datos_1h_EIE.xlsx','E2:E8761');
32 u=xlsread('Meteonorm_datos_1h_EIE.xlsx','I2:I8761');
33
34 nn=1.5;
35 k_b=1.36e-23;
36 e=1.602e-19;
37 T_STC=25;
38 T_STC_K=273.15+T_STC;
39
40 Tm_DB_it=0;
41 Isc_Gm=0;
42 Voc_Gm=0;
43

```

```

44 Pmmp_Gm=0;
45 eff_Gm=0;
46 register_eff=0;
47 eff_change=zeros(15,1);
48
49 %2. Se determina la temperatura del modulo
50 for i=1:length(Gm)
51 if Gm(i)>1
52
53     Isc_Gm=Isc_STC*Gm(i)/Gm_STC;
54
55     Voc_Gm=Voc_STC+nn*k_b*T_STC_K/e*log(Gm(i)/Gm_STC);
56
57     Pmmp_Gm=FF_STC*Isc_Gm*Voc_Gm;
58
59     eff_Gm=Pmmp_Gm/(Gm(i)*Am);
60
61     for j=1:15
62
63         Tm_DB_it=T_amb(i)+(Tm_NOCT-Ta_NOCT)*(Gm(i)/Gm_NOCT)
64             *(9.5/(5.7+3.8*u(i)))*(1-(eff/(thao_alpha)));
65
66         eff=eff_Gm*(1+C_eff*(Tm_DB_it-(Ta_STC)));
67         eff_change(j)=eff;
68         register_eff(j)=eff;
69     end
70 elseif Gm(i)<=1
71     Tm_DB_it=T_amb(i);
72     eff=0;
73
74 end
75
76
77 PV_eff(i)=eff;
78 T_m(i)=Tm_DB_it; %valor de temperatura
79
80 %3. Se calcula la potencia de salida de un panel
81 Ppv(i)=Gm(i)*Am*eff;
82
83 %4. Se calcula la potencia de salida del arreglo fotovoltaico
    de EIE

```

```
84 v_P_system(i)=N*Ppv(i);
85 end
86
87 v_ppsystem=v_P_system';
```

A.4. Estimación de dimensiones de los objetos

```
1 %1. Se lee la imagen
2 S = imread('Imagen.png');
3 imshow(S)
4 title('Imagen original');
5
6 %2. Se convierte la imagen a escala de grises
7 I=rgb2gray(S);
8
9 %3. Se aplica algoritmo de deteccion de bordes
10 [~,threshold] = edge(I,'sobel'); fudgeFactor = 0.31; BWs =
    edge(I,'sobel',threshold * fudgeFactor);
11 figure
12 imshow(BWs)
13 title('Mascara de gradiente binaria')
14
15 %4. Se eliminan los objetos pequenos
16 BW2 = bwareaopen(BWs, 18);
17 figure
18 imshow(BW2)
19 title('Eliminacion de objetos pequenos')
20
21 %5. Se crea un elemento de estructuracion rectangular
22 se1 = strel('rectangle',[4 8]);
23
24 %6. Se realiza una operacion morfologica de cierre
25 closeBW = imclose(BW2,se1);
26 figure
27 imshow(closeBW)
28 title('Cierre de la imagen')
29
30 %7. Se filtra la imagen con el metodo Euler
31 BW3 = bwpropfilt(closeBW,'EulerNumber',[1 1]);
32 figure
33 imshow(BW3)
```

```
34 title('Imagen filtrada')
35
36 %8. Se resta la imagen con cierre morfologico y la filtrada
37 BW4=imsubtract(closeBW,BW3);
38 figure
39 imshow(BW4)
40 title('Resultado final')
41
42 %9. Se dibuja el contorno de la imagen final
43 ss=imcontour(BW4,1);
44
45 [row,col] = max(BW4); %devuelve el indice de la primera
    aparicion de un 1 en cada columna
46
47 %10. Se grafica el perfil de obstaculos en pixeles
48 j=1:1889; %se define la variable desde 1 hasta el ancho de la
    imagen
49 figure
50 perfil_px=plot (j, col,'Linewidth',1.5);
51 ax = gca;
52 ax.YDir = 'reverse';
53 coll=col';
54
55 %11. Se estima la altura, ancho y profundidad de los objetos
    en metros
56 Hc=5; %altura de la camara en m
57 h_s=35; %alto del sensor en mm
58 d_focal=18; %distancia focal en mm
59 h_img=478; %alto de la imagen
60
61 a=1;
62 %Se define la posicion del objeto de referencia y de los
    elementos de interes
63 for i=1:1889
64     Wo_pxi=a;
65     if (0<a)&&(a<219)
66         Ho_pxi=307;
67         Ho_ref=0.8; %altura del objeto de referencia en m
68         Ho_refpxs=307; %posicion inferior del alto del objeto de
            referencia en pixeles
69         Ho_refpxi=376; %posicion inferior del alto del objeto de
            referencia en pixeles
```

```

70     Wo_pxi=945-a; %posicion inicial del ancho del objeto en
        pixeles
71     Wo_pxs=945; %posicion final del ancho del objeto en pixeles
72 elseif (218<Wo_pxi)&&(Wo_pxi<740)
73     Ho_pxi=249;
74     Ho_ref=2.1;
75     Ho_refpxs=232;
76     Ho_refpxi=249;
77     Wo_pxs=472;
78 elseif (739<Wo_pxi)&&(Wo_pxi<1417)
79     Ho_pxi=284;
80     Ho_ref=2.1;
81     Ho_refpxs=232;
82     Ho_refpxi=249;
83     Wo_pxs=945;
84 else
85     Ho_pxi=307;
86     Ho_ref=0.8;
87     Ho_refpxs=307;
88     Ho_refpxi=376;
89     Wo_pxs=1889;
90 end
91
92 %11.1 Se estima la distancia de la camara al objeto
93 Ho_pxs=col(i); %posicion inferior del alto del objeto en
        pixeles
94 Ho_refpx=Ho_refpxi-Ho_refpxs; %altura del objeto de referencia
        en pixeles
95 Ho_px=Ho_pxi-Ho_pxs; %altura del objeto en pixeles
96 Hc_refpx=Hc*Ho_refpx/Ho_ref; %altura de la camara proyectada
        en el plano de la imagen
97 LH=Ho_refpxi-Hc_refpx; %linea de horizonte
98 refH=abs(Ho_pxi-LH);
99 d(i)=abs(d_focal*Hc*h_img/(h_s*refH)); %valor de la
        profundidad en m
100
101 %11.2 Se estima la altura del objeto
102 yPos=h_img-Ho_pxi;
103 Alpha=atan(Hc/d(i));
104 Rho=((abs(refH-Ho_px)/refH)*Alpha);
105 if refH>Ho_px
106     k=-1;

```

```

107 else
108     k=1;
109 end
110
111 if (218<a)&&(a<1349)
112     H_est(i)=(Hc+k*tan((Rho))*d(i))-3.22; %valor de la altura
        para los elementos que no estan sobre el techo de EIE
        en m
113 else
114     H_est(i)=abs(Hc+k*tan((Rho))*d(i)); %valor de la altura
        para los elementos que estan sobre el techo de EIE en m
115 end
116
117 %11.3 Se estima el ancho del objeto
118 Delta=(atan(refH/Wo_pxs));
119 Beta=(atan(refH/Wo_pxi));
120 Xf=Hc/tan(Delta);
121 Xi=Hc/tan(Beta);
122 W_est(i)=abs(Xf-Xi); %valor del ancho del objeto en m
123 a=a+1;
124 end
125
126 %12. Se guardan los valores de las dimensiones en el archivo
        'Dimensiones.mat'
127 d=d';
128 H_est=H_est';
129 W_est=W_est';
130 save('Dimensiones.mat','d','H_est','W_est')

```

A.5. Perfil de obstáculos

```

1 %Se cargan los valores de profundidad, altura y ancho
2 load('Dimensiones.mat','d','H_est','W_est');
3 for i=1:1889
4 %1. Se calcula el angulo de altitud de los obstaculos
5 ao(i)=atand(H_est(i)/d(i));
6
7
8 %2. Se determina el angulo de azimut de los obstaculos
9 if (0<i)&&(i<219)
10     Ao(i)=atand(W_est(i)/d(i));

```

```
11 elseif (218<i)&&(i<472)
12     Ao(i)=90-atand(W_est(i)/d(i));
13 elseif (471<i)&&(i<740)
14     Ao(i)=90+atand(W_est(i)/d(i));
15 elseif (739<i)&&(i<945)
16     Ao(i)=180-atand(W_est(i)/d(i));
17 elseif (944<i)&&(i<1417)
18     Ao(i)=180+atand(W_est(i)/d(i));
19 else
20     Ao(i)=360-atand(W_est(i)/d(i));
21 end
22 end
23
24 %3. Se construye el perfil de obstaculos en terminos de azimut
    y altitud
25 area(Ao,ao,'FaceColor','b','EdgeColor','none','FaceAlpha',.3)
26 ylim([0 80])
27 xlim ([0 360])
28 xlabel 'Azimut'
29 ylabel 'Altitud'
30
31 %4. Se guardan los angulos de azimut y altitud del perfil de
    obstaculos en el archivo 'Perfil.mat'
32 save('Perfil.mat','Ao','ao')
```

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Romero, *Desarrollo de un sistema de seguimiento solar diario de un eje para paneles fotovoltaicos*. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago: Costa Rica, 2016.
- [2] SOLARGIS, “Mapas de recurso solar de costa rica.” Recuperado de [url=https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/costa-rica](https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/costa-rica), 2017.
- [3] CPS, “La radiación solar: la energía del sol.” Recuperado de <https://chintpowerlatinoamerica.com/blog/energia-solar/la-radiacion-solar-la-energia-del-sol/>, 2020.
- [4] Centro Nacional de Control de Energía, “Sistema Eléctrico Nacional-Costa Rica: Generación Real, MWh.” Recuperado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CencePosdespachoNacional.jsf>, 2020.
- [5] Jinko, *JKM320PP-72*, 2015.
- [6] F. Vargas, *Evaluación técnica de paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado Costarricense, para colaborar con el proyecto Manantial Atmosférico de la Vicerrectoría de Acción Social*. Escuela de Ingeniería Eléctrica, San José: Costa Rica, 2015.
- [7] A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. van Swaaij, and M. Zeman, *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. UIT Cambridge, 2016.
- [8] Vazquez, C, *Energía solar térmica para instaladores*. Cano Pina, 2012.
- [9] T. Diaz and G. Carmona, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. McGraw-Hill, 2015.
- [10] CanadianSolar, *MAXPOWER CS6U-315|320|325|330P*, jul 2016.
- [11] J. Segura, *Análisis del rendimiento y beneficios del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía de la Escuela de Ingeniería Eléctrica*. Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica, 2021.
- [12] Ministerio de Energía, *Explorador Solar para Autoconsumo*. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Santiago, 2015.

- [13] K. Vega, J. Piedra, and J. Richmond, "Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos mediante una interfaz gráfica," *Tecnología en Marcha*, vol. 32, no. 3, pp. 67–77, 2019.
- [14] E. Fuster, "Desarrollo de un modelo en código r para la estimación en cubiertas del potencial solar fotovoltaico para la cobertura de la demanda eléctrica de edificios, residenciales y terciarios en la ciudad de valencia," Master's thesis, Universitat Politècnica de València, Valencia, 2019.
- [15] M. Drif, P. Pérez, J. Aguilera, and J. Aguilar, "A new estimation method of irradiance on a partially shaded pv generator in grid connected photovoltaic system," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 2048–2056, 2008.
- [16] Y. Cascone, V. Corrado, and V. Serra, "Calculation procedure of the shading factor under complex boundary conditions," *Solar Energy*, vol. 85, pp. 2524–2539, 2011.
- [17] M. Cellura, "A photographic method to estimate the shading effect of obstructions," *Solar Energy*, vol. 86, pp. 886–902, 2012.
- [18] J. Ramírez, *Desarrollo de una metodología basada en el análisis de imagen y desarrollo de un prototipo para la evaluación y cuantificación de Variables asociadas a la radiación solar*. PhD thesis, Universidad de Córdoba, nov 2012.
- [19] I. Ovarés, E. Durán, and A. Víquez, "Costa Rica: Matriz Energética. Un modelo sostenible, único en el mundo." Instituto Costarricense de Electricidad, San José, 2015.
- [20] R. Portilla, "Necesidad de la energía solar fotovoltaica." LaRepública. Recuperado de <https://www.larepublica.net/noticia/necesidad-de-la-energia-solar-fotovoltaica>, 2019.
- [21] J. Ferichola, "Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil," Master's thesis, Universidad Carlos III De Madrid, España, 2009.
- [22] J. Conejo, *Fundamentos de energía solar fotovoltaica. Guía para el curso IE-10107*. Escuela de Ingeniería Eléctrica, San José: Costa Rica, 2014.
- [23] S. Barbero, C. Dorronsoro, and J. Gonzalo de los Reyes, *La luz: ciencia y tecnología*. CSIC Consejo Superior de Investigaciones Científicas, 2015.
- [24] J. Trejos, "Estudio de producción energética de sistemas fotovoltaicos en Costa Rica," jul 2015.
- [25] X. Castells, *Energía, Agua, Medioambiente, territorialidad y Sostenibilidad*. Editorial Díaz de Santos, S.A., 2012.
- [26] V. Castro, *Radiación Solar Global en Costa Rica*. Instituto Meteorológico Nacional, Costa Rica, 1986.

- [27] J. Wright, “Cálculo y mapeo de la radiación solar directa y difusa en costa rica (ing),” *Portal de Revistas UNA*, vol. 22, no. 1-2, pp. 71–86, 2008.
- [28] J. Wright, *Estimación de la radiación solar en Costa Rica utilizando horas de sol y otros datos meteorológicos*. Tesis para el grado de Licenciatura. Universidad de Costa Rica, San José: Costa Rica, 1981.
- [29] K. Heinrich, R. Pacheco, and M. Solera, *Series de Brillo Solar en Costa Rica*. Instituto Meteorológico Nacional, Costa Rica, 2013.
- [30] P. Waylen, “Interannual variability of monthly precipitation in costa rica,” *Climate*, vol. 9, p. 2606 –2613, 1996.
- [31] K. Tushar and A. Mark, “Energy resources and systems,” *Springer Science+Business Media B.V.*, vol. 2, 2011.
- [32] C. López, “Caracterización óptica de celdas de silicio policristalino,” Master’s thesis, Universidad Autónoma de San Luis Potosí, México, 2018.
- [33] M. Baselga, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Editex, 2019.
- [34] P. Oriol, “Tipos de placas fotovoltaicas.” Recuperado de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos>, 2020.
- [35] O. Velandia, “Estudio y desarrollo de celdas solares basadas en estructuras de silicio cristalino / silicio amorfo dopado,” Master’s thesis, Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica, México, 2018.
- [36] H. Gallardo, “Diseño de un cargador de baterías en aplicaciones de energía solar,” in *MAS-KANA, I+D+ingeniería*, 2014.
- [37] O. Perpiñán, *Energía Solar Fotovoltaica*. Creative Commons, 2011.
- [38] J. Balenzategui, “Fundamentos de la Conversión Fotovoltaica,” Master’s thesis, Escuela de Organización Industrial, España, 2007.
- [39] R. Herrera, “Modelado y caracterización de paneles fotovoltaicos,” Master’s thesis, Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Chihuahua, 2013.
- [40] A. Romero, *Detección automática de puntos de fuga en imágenes monoscópicas : aplicación al patrimonio histórico*. PhD thesis, Universidad de Córdoba, sep 2013.
- [41] A. M. Galipienso, M. Cazorla Quevedo, O. Colomina Pardo, F. Escolano Ruiz, and M. Lozano Ortega, *Inteligencia artificial: modelos, técnicas y áreas de aplicación*. Thomson, 2003.
- [42] MathWorks, *Elemento estructurante*, 2021.

- [43] S. Diamantas, S. Astaras, and A. Pnevmatikakis, "Depth estimation in still images and videos using a motionless monocular camera," in *2016 IEEE International Conference on Imaging Systems and Techniques (IST)*, pp. 129–134, 2016.
- [44] O. Kainz, F. Jakab, M. W. Horečný, and D. Cymbalák, "Estimating the object size from static 2d image," in *2015 International Conference and Workshop on Computing and Communication (IEMCON)*, pp. 1–5, 2015.