



Análisis de un Sistema de Reflectores Especulares Planos para la Mejora de una Planta FV

Agustín E. Sánchez

Proyecto Final de Grado
Ingeniería Electromecánica

Agosto 2020

Directores

Dr. Ing. Sergio A. González
Ing. Guillermo Murcia

Jurados

Dr. Ing. Justo José Roberts
Dr. Ing. Marcos A. Funes



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



Análisis de un Sistema de Reflectores Especulares Planos para la Mejora de una Planta FV

Agustín E. Sánchez

Proyecto Final de Grado
Ingeniería Electromecánica

Agosto 2020

Directores

Dr. Ing. Sergio A. González
Ing. Guillermo Murcia

Jurados

Dr. Ing. Justo José Roberts
Dr. Ing. Marcos A. Funes

Resumen

El presente trabajo expone los resultados de un estudio sobre la utilización de reflectores especulares planos como elementos para producir una mejora en sistemas fotovoltaicos. El estudio fue realizado en el marco de un proyecto de investigación llevado en conjunto por el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC) y el Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos (LEyDE) con sede en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata (FI UNMdP), con el fin de analizar la factibilidad de la utilización de este tipo de sistemas en las condiciones geográficas de la ciudad de Mar del Plata.

El estudio comienza con la introducción de conceptos básicos de la energía solar, para luego realizar un completo análisis de la bibliografía sobre la temática específica. Luego se adentra en el desarrollo de un modelo para estimar la mejora que es posible obtener a partir de metodologías estudiadas en trabajos previos, aplicándolas a sistemas fotovoltaicos. En base a los modelos estudiados, se realizan simulaciones en MATLAB para identificar los parámetros más influyentes en la problemática. Se modelan cuatro días seleccionados basados en datos meteorológicos reales obtenidos por la estación ubicada en la FI UNMdP. Luego se llevan a cabo ensayos experimentales en un sistema real, con el objetivo de validar el modelo utilizado. El conjunto experimental es de dimensiones reales, con el fin de asemejar los ensayos lo más posible a un sistema fotovoltaico de gran escala. Una vez corroborado el modelo, se aplican las ecuaciones para estimar la ganancia que se obtendría colocando reflectores especulares planos en el sistema fotovoltaico de la FI UNMdP, para cinco casos de estudio distintos. Para estas simulaciones se utilizan los datos meteorológicos y energéticos recabados durante cuatro años entre 2016 y 2019. A su vez se efectúa un estudio económico del sistema para las condiciones actuales del país realizando un análisis de la rentabilidad para cada uno de los casos estudiados.

Finalmente, se concluye que es posible obtener mejoras en los sistemas solares utilizando reflectores especulares planos. Estas mejoras pueden alcanzar hasta un 8,4% para el sistema de estudio, variando el ángulo de los reflectores mes a mes.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia, en especial mis padres Fernando, Mariela y a mi hermana María Eugenia, por ser los principales promotores de mis sueños, gracias a ellos por cada día confiar y creer en mí y en mis expectativas. Agradezco también, a mis tíos, abuelos y primos por su apoyo incondicional durante toda la carrera.

Agradezco a mis amigos, especialmente Mariano, Nicolás y Gastón, por acompañarme y entenderme todos estos años.

A mis directores Sergio y Guillermo, por confiar en mí para participar en este proyecto, por su exigencia, dedicación, crítica y aliento durante todo el proceso.

A mi grupo de estudio, por las miles de horas juntos. Por las tardes de café, por las risas y por entenderme en esta etapa más que nadie. En especial a Andrés, por ser un gran amigo y acompañarme durante toda la carrera.

Agustín

Índice general

Resumen	I
Agradecimientos	III
Introducción	1
1. Energía solar	5
1.1. El Sol	5
1.1.1. La energía del Sol	5
1.1.2. La constante solar	6
1.2. Relaciones Astronómicas Tierra-Sol	6
1.2.1. Movimientos terrestres	7
1.2.2. Coordenadas geográficas	8
1.2.3. Ángulos solares	9
1.3. Radiación solar	13
1.3.1. El espectro solar	13
1.3.2. Variación de la radiación solar extraterrestre	14
1.3.3. Atenuación de la radiación en la atmósfera	15
1.3.4. Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal	16
1.3.5. Relación entre la radiación en el plano horizontal e inclinado	16
1.4. Estimación de la radiación solar	17
1.4.1. Radiación solar en la superficie terrestre	17
1.4.2. Estimación de las componentes directa y difusa	18
1.4.3. Estimación de la radiación en una superficie inclinada	21
1.5. Medición de la radiación solar	23
1.5.1. Pirheliómetro	23
1.5.2. Piranómetro	24
1.5.3. Heliógrafo	26
1.6. Conclusiones del capítulo	26

2. Energía solar fotovoltaica	29
2.1. El efecto fotovoltaico	29
2.1.1. Historia del descubrimiento del efecto fotovoltaico	29
2.1.2. Funcionamiento de la celda fotovoltaica	30
2.1.3. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica	32
2.2. Sistemas fotovoltaicos	33
2.2.1. Paneles fotovoltaicos	34
2.2.2. Acondicionamiento Energético	35
2.3. Conclusiones del capítulo	36
3. Reflectores especulares planos	37
3.1. Introducción	37
3.2. Geometría de los sistemas	39
3.2.1. Sistemas con reflector sobre panel	40
3.2.2. Sistemas con reflectores laterales	40
3.2.3. Sistemas con reflector bajo panel	41
3.2.4. Comparación	41
3.3. Modelo de análisis	42
3.3.1. Metodología de cálculo	43
3.3.2. Consideraciones	44
3.3.3. Cálculo de parámetros de la geometría solar	44
3.3.4. Cálculo de factores de visión	45
3.3.5. Cálculo de los ángulos de incidencia de la radiación solar	45
3.3.6. Cálculo de productos transmitancia-absortancia	47
3.3.7. Cálculo de los factores de reflexión f_{rc} y de sombreado S_{re}	48
3.3.8. Análisis de potencia	54
3.4. Simulación del modelo	55
3.4.1. Simulación de días seleccionados	55
3.4.2. Ángulo óptimo mensual	58
3.4.3. Influencia del tamaño de los espejos	60
3.5. Materiales para reflectores	61
3.5.1. Propiedades reflectivas de los materiales	62
3.5.2. Estructura constructiva típica de un espejo solar	62
3.5.3. Tipos de reflectores solares	63
3.5.4. Comparación de reflectores solares	66
3.6. Conclusiones del capítulo	67
4. Ensayos experimentales	69
4.1. Planta fotovoltaica piloto	69

4.1.1.	Micro-Inversores y monitoreo de las mediciones	70
4.1.2.	Estructura de soporte	70
4.1.3.	Espejos	71
4.2.	Ensayo para ángulo de reflector fijo	71
4.2.1.	Metodología	71
4.2.2.	Resultados	72
4.2.3.	Análisis de resultados	73
4.2.4.	Conclusiones	75
4.3.	Ensayo para ángulo de reflector variable	75
4.3.1.	Metodología	75
4.3.2.	Resultados	76
4.3.3.	Análisis de resultados	77
4.3.4.	Conclusiones	78
4.4.	Conclusiones del capítulo	79
5.	Factibilidad	81
5.1.	Sistema de análisis	81
5.1.1.	Paneles fotovoltaicos	82
5.1.2.	Inversores y monitoreo de las mediciones	82
5.1.3.	Estructura de soporte	82
5.1.4.	Geometría del sistema	83
5.2.	Colocación de reflectores especulares planos	83
5.2.1.	Ubicación de espejos	83
5.2.2.	Tamaño de espejos	84
5.2.3.	Reflectividad de los espejos	84
5.2.4.	Ángulo de espejos	84
5.3.	Análisis Energético	85
5.3.1.	Caso 1 - Reflector ubicado entre arrays con ángulo no óptimo	85
5.3.2.	Caso 2 - Reflector con un ángulo óptimo fijo	86
5.3.3.	Caso 3 - Reflector con dos ángulos óptimos fijos	87
5.3.4.	Caso 4 - Conjunto panel-reflector con ángulos óptimos fijos	88
5.3.5.	Caso 5 - Reflector con ángulo óptimo mensual	90
5.4.	Discusión de resultados	91
5.5.	Conclusiones del capítulo	92
6.	Análisis económico	93
6.1.	Consideraciones económicas	93
6.2.	Inversión inicial	94
6.3.	Flujo de caja	94

6.4.	Análisis de rentabilidad	95
6.4.1.	Caso 1 - Reflector ubicado entre arrays con ángulo no óptimo	95
6.4.2.	Caso 2 - Reflector con un ángulo óptimo fijo	96
6.4.3.	Caso 3 - Reflector con dos ángulos óptimos fijos	98
6.4.4.	Caso 4 - Conjunto panel-reflector con ángulos óptimos fijos	99
6.4.5.	Caso 5 - Reflector con ángulo óptimo mensual	100
6.4.6.	Caso Adicional - Agregado de paneles	101
6.5.	Conclusiones del capítulo	103
7.	Conclusiones y trabajos futuros	105
7.1.	Conclusiones	105
7.2.	Trabajos futuros	107
	Bibliografía	109
A.	Scripts de Matlab	117
A.1.	Introducción	117
A.2.	Código de MATLAB	117
A.2.1.	Cálculo de horario solar	117
A.2.2.	Cálculos de ángulos solares	118
A.2.3.	Cálculo de fracción de radiación en el plano inclinado	118
A.2.4.	Cálculo de las componentes de la irradiación	119
A.2.5.	Cálculo de irradiación en un plano inclinado	120
A.2.6.	Cálculos de parámetros con reflectores solares	120
A.3.	Diagrama de flujo del sistema	124
B.	Ángulo óptimo mensual y tamaños	127
C.	Ensayo de reflectividad del material	129
C.1.	Ensayo de reflectividad del material	129
C.1.1.	Montaje de laboratorio	129
C.1.2.	Metodología	130
C.1.3.	Resultados	131
C.1.4.	Análisis de resultados	131
C.1.5.	Conclusiones	132
D.	Diseño constructivo de la estructura del reflector	133
D.1.	Diseño constructivo	133
D.2.	Montaje	133
D.3.	Proceso de construcción	134

Índice de figuras

1.1. Órbita Terrestre.	7
1.2. Latitud y Longitud	9
1.3. Sistema de referencia	10
1.4. Declinación solar.	11
1.5. Distribución espectral extraterrestre.	14
1.6. Descomposición de la radiación solar.	18
1.7. Modelo isotrópico	21
1.8. Modelo anisotrópico	23
1.9. Pirheliómetro	24
1.10. Piranómetro	25
1.11. Piranómetro con anillo de sombreo	26
2.1. Juntura de unión P-N	30
2.2. Producción eléctrica de una celda fotovoltaica	31
2.3. Efecto fotovoltaico y pérdidas en la celda	32
2.4. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica	32
2.5. Esquema de conexión de inversores centralizados	35
2.6. Esquema de conexión de micro-inversores	36
3.1. Sistema con reflector sobre panel	40
3.2. Sistema con reflectores laterales	41
3.3. Sistema con reflector bajo panel	41
3.4. Representación del modelo Panel FV-Reflector	42
3.5. Diagrama de flujo simplificado del modelo.	43
3.6. Regiones en el plano del panel FV	49
3.7. Simulación de días 3D con β_r variable	56
3.8. Factor de mejora "e" en función de β_r	57
3.9. Radiación recibida por el panel con y sin reflector en función de ω	58
3.10. Factor de mejora "e" en función del ángulo β_r	59
3.11. Factor de mejora mensual e en función de β_r	59
3.12. Factor de mejora vs b_r/b_c (a)	60
3.13. Factor de mejora vs b_r/b_c (b)	61

3.14. Capas de un espejo solar	62
3.15. Reflectancia para aceros inoxidable variando ángulo	65
3.16. Reflectancia solar calculada para aceros inoxidable	65
4.1. Lateral de la planta fotovoltaica la FI UNMDP.	69
4.2. Esquema de conexionado del circuito de medición.	70
4.3. Esquema del ensayo de ángulo fijo.	71
4.4. Resultados del ensayo de ángulo fijo.	72
4.5. Factor de mejora del ensayo de ángulo fijo.	73
4.6. Distribución del error para cada día analizado	74
4.7. Esquema del ensayo de ángulo variable.	75
4.8. Potencia en función del ángulo β_r	76
4.9. Potencias para el ensayo de ángulo variable	77
4.10. Potencias medidas y estimadas para el ensayo de ángulo variable	77
4.11. Distribución normal del error del ensayo para día analizado.	78
5.1. Esquema del arreglo de la Facultad de Ingeniería.	81
5.2. Esquema del arreglo con espejos.	84
5.3. Factor de mejora en función del ángulo del reflector	85
5.4. Esquema de reflectores para el caso 1.	86
5.5. Energía mensual con y sin reflector - Caso 1	86
5.6. Energía mensual con y sin reflector - Caso 2	87
5.7. Energía mensual con y sin reflector - Caso 3	88
5.8. Energía mensual con y sin reflector - Caso 3	88
5.9. Energía función de β_r y β_c	89
5.10. Energía mensual con y sin reflector - Caso 4	89
5.11. Factor de mejora mensual en función del ángulo del reflector β_r	90
5.12. Energía mensual con y sin reflector - Caso 5	91
6.1. Flujo de caja anual y acumulado para el caso 1	96
6.2. Valor actual y neto para el caso 1	96
6.3. Flujo de caja anual y acumulado para el caso 2	97
6.4. Valor actual y neto para el caso 2	97
6.5. Flujo de caja anual y acumulado para el caso 3.	98
6.6. Valor actual y neto para el caso 3	98
6.7. Flujo de caja anual y acumulado para el caso 4	99
6.8. Valor actual y neto para el caso 4	100
6.9. Flujo de caja anual y acumulado para el caso 5	101
6.10. Valor actual y neto para el caso 5	101
6.11. Flujo de caja anual y acumulado para el caso adicional	102

6.12. Valor actual y neto para el caso adicional	102
A.1. Diagrama de flujo general de la simulación en MATLAB.	125
B.1. Factor de mejora mensual en función del ángulo y tamaño (a)	127
B.2. Factor de mejora mensual en función del ángulo y tamaño (b)	128
C.1. Montaje de laboratorio.	130
C.2. Montaje de laboratorio.	130
C.3. Esquema del ensayo de reflectividad de una probeta de acero inoxidable.	131
C.4. Reflectividades en función del ángulo de incidencia	131
D.1. Reflector a 45°	134
D.2. Batidor sin reflector	134
D.3. Sistema de bisagras	134
D.4. Reflector a 0°	134
D.5. Vista general	134
D.6. Sistema de varillas	134
D.7. Vista superior y lateral de la estructura	135
D.8. Dimensiones principales del bastidor.	136
D.9. Vista lateral del bastidor colocado en un arreglo de paneles	137

Índice de Tablas

1.1. Resumen de modelos para estimar radiación difusa	20
3.1. Análisis cuantitativos de sistemas	42
3.2. Comparación de reflectores solares	66
5.1. Características de los paneles FV NB Solar 290W _p	82
5.2. Ángulo óptimo y factor de mejora para cada ángulo (a)	90
5.3. Ángulo óptimo y factor de mejora para cada ángulo (b)	91
5.4. Resumen de mejoras y ángulos obtenidos para los casos de estudio.	92
6.1. Inversión inicial	94
6.2. Tarifas para consumidores T3-BT	95
6.3. Energía anual para el sistema con y sin reflectores para el caso 1	95
6.4. Energía anual para el sistema con y sin reflectores para el caso 2	97
6.5. Energía anual para el sistema con y sin reflectores para el caso 3	98
6.6. Energía anual para el sistema con y sin reflectores para el caso 4	99
6.7. Energía anual para el sistema con y sin reflectores para el caso 5	100

Nomenclatura

A	Factor de identidad del diodo (Cap. 2)
A_i	Coefficiente de Anisotropía
E	Ecuación del tiempo
F_{c-g}	Factor de visión del panel con respecto al suelo
F_{c-s}	Factor de visión del panel con respecto al cielo
$G_{b,T}$	Irradiancia normal al plano
$G_{b,n}$	Irradiancia en la dirección de la radiación
G_{on}	Irradiancia solar extraterrestre corregida
G_o	Irradiancia sobre superficie horizontal
G_{sc}	Constante solar extraterrestre
G_{sh}	Conductancia de fuga (Cap. 2)
H	Irradiación global diaria
H_d	Irradiación difusa diaria
H_o	Irradiación solar extraterrestre diaria
I	Irradiación global horaria en el plano horizontal
I_T	Irradiación total en una superficie inclinada
I_b	Irradiación directa en el plano horizontal
I_d	Corriente del diodo (Cap. 2)
I_d	Irradiación difusa en el plano horizontal
I_g	Irradiación reflejada por el suelo
I_o	Irradiación extraterrestre horaria en el plano horizontal
I_{bc}	Irradiación directa absorbida por el panel solar
I_{dc}	Irradiación difusa absorbida por el panel solar
I_{gc}	Irradiación reflejada por el suelo absorbida por el panel solar
I_{ph}	Corriente generada mediante el efecto fotovoltaico (Cap. 2)
I_{rc}	Irradiación reflejada por el reflector absorbida por el panel solar
K	Coefficiente de extinción del cobertor del panel solar
K_T	Índice de claridad diario
L_{loc}	Longitud de la locación analizada
L_{st}	Meridiano local estándar
Q	Carga del electrón (Cap. 2)

R	Relación entre la proyección del vector \vec{e} a lo ancho del arreglo y el largo del arreglo a proyectado en el plano horizontal
R_b	Relación entre la radiación en plano horizontal e inclinado
R_s	Resistencia interna de pérdidas (Cap. 2)
S	Relación entre la proyección del vector \vec{e} a lo largo del arreglo y el largo del arreglo a proyectado en el plano horizontal
S_{rc}	Factor de sombreado
T	Temperatura absoluta en K (Cap. 2)
V_{oc}	Tensión de salida del panel (Cap. 2)
W	Relación entre el ancho b_c y el largo a del sistema proyectado en el plano horizontal
α_s	Altitud solar
β	Inclinación de la superficie
β_c	Ángulo del panel con respecto a la horizontal
β_r	Ángulo del reflector con respecto a la horizontal
δ	Declinación solar
γ	Rotación de la superficie
γ_s	Azimut solar
ω_1	Horario solar inicial
ω_2	Horario solar final
ω_e	Horario estándar
ω_s	Horario solar
ϕ	Latitud Local
ρ_g	Reflectividad del suelo
ρ_s	Reflectividad del cielo
$\tau\alpha_{bc}$	Producto transmitancia-absortancia del haz directo que cae sobre el panel
$\tau\alpha_d$	Producto transmitancia-absortancia de la radiación difusa sobre el panel
$\tau\alpha_g$	Producto transmitancia-absortancia de la radiación reflejada por el suelo sobre el panel
$\tau\alpha_{rc}$	Producto transmitancia-absortancia del haz reflejado que cae sobre el panel
θ_z	Cenit solar
$\theta_{c,r}$	Ángulo de refracción del rayo directo
θ_c	Ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el panel
$\theta_{e,d}$	Ángulo de refracción equivalente de la radiación difusa
$\theta_{e,g}$	Ángulo de refracción equivalente de la radiación reflejada por el suelo
$\theta_{rc,r}$	Ángulo de refracción del rayo reflejado por reflector
$\theta_{rc,r}$	Ángulo de refracción del rayo reflejado
θ_{rc}	Ángulo de incidencia de la radiación reflejada por el reflector sobre el panel FV
θ_r	Ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el reflector
\vec{n}_b	Versor en la dirección de la radiación solar directa

\vec{n}_c	Versor normal al panel
\vec{n}_{rc}	Versor en la dirección del haz solar directo reflejado
\vec{n}_r	Versor normal al reflector
a	Ancho del panel y del reflector
b_c	Largo del panel
b_r	Largo del reflector
f_{rc}	Factor de reflexión
h	Espesor del cobertor del panel solar
i_D	Corriente de saturación del diodo (Cap. 2)
i_{pv}	Corriente en los terminales de salida del panel (Cap. 2)
i_{sh}	Corriente de fuga (Cap. 2)
k	Constante de Boltzmann (Cap. 2)
k_t	Índice de claridad horario
n	Número de día del año
q_a	Potencia total absorbida por el panel solar

Introducción

En la República Argentina, la participación de las energías renovables en la provisión de la demanda de electricidad nacional llega a cubrir un 6 % [1]. Dentro del área renovable la contribución de la energía solar pasó de ser casi nula en el año 2011 a ocupar un 13,2 %, alcanzando un record del 18,54 % el día 11 de abril del 2020 [2]. Actualmente la energía solar representa un 0,8 % de la matriz energética total. Aun así, la producción sigue siendo baja comparada con el incremento de la demanda eléctrica producida durante los últimos años.

Al ser escasa la contribución de las energías renovables a la generación bruta nacional y teniendo en cuenta la existencia limitada de fabricantes nacionales de módulos fotovoltaicos, resulta conveniente utilizar más eficientemente los recursos para afrontar una demanda creciente, optimizando las plantas de generación existentes desde el punto de vista de la producción energética.

Se han utilizado diferentes técnicas para mejorar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos instalados siendo el uso de reflectores es una de ellas. Una forma de incrementar el rendimiento por metro cuadrado de una planta FV existente es utilizar espejos, aprovechando los espacios libres del sistema, para redireccionar la energía perdida hacia la superficie de utilidad [3].

En las últimas décadas se ha tratado de estimar las mejoras que pueden obtenerse en sistemas solares utilizando espejos. Sin embargo la gran mayoría de los estudios solo se centraron en el análisis de los sistemas de colectores solares térmicos y no fotovoltaicos. Durante la primera mitad del siglo XX se desarrollaron una gran cantidad de trabajos referidos al tema, comenzando con Tabor [4] en 1958 que fue de los primeros investigadores en publicar sobre este tipo de sistemas. Con el correr de los años, se han desarrollado y estudiado las mejoras y limitaciones de estos sistemas en gran parte del mundo y para una gran variedad de geometrías. Aún así, hasta la fecha no se registran investigaciones de este tipo en Argentina.

Alcance y objetivos

Este trabajo tiene como objetivo establecer una base sólida para la investigación de la utilización de espejos planos en sistemas fotovoltaicos para aumentar la eficiencia de los

mismos. El estudio aquí presente busca realizar una revisión bibliográfica de los trabajos realizados hasta la fecha y efectuar una adaptación e interpretación de la información presente para obtener un modelo matemático aplicable a sistemas solares FV. Una vez establecido el modelo, se pretende validar las ecuaciones mediante ensayos en un sistema de dimensiones reales. Finalmente, se busca aplicar el modelo desarrollado específicamente al sistema FV ubicado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, con el fin de analizar la mejora obtenida y la rentabilidad del proyecto.

El modelo desarrollado en el presente trabajo es aplicable a todos los sistemas de energía solar FV alrededor del mundo, siempre y cuando posean datos de irradiación global en el plano horizontal. En caso de no poseer este tipo de información, puede ser aplicado para realizar estimaciones de las mejoras en días sin nubosidad, denominados días limpios, en la localización geográfica de interés.

Metodología y estructura

El presente trabajo se desarrolla en 7 capítulos y 3 apéndices. En el capítulo 1, se presentan los conceptos relacionados a la radiación solar y el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, que forman la base necesaria para abordar las siguientes secciones. Se desarrollan, a su vez, las convenciones y ángulos utilizados para describir vectorialmente la trayectoria del Sol sobre la Tierra y se describe la radiación solar, sus descomposiciones y sus principales parámetros. Luego, se enuncian los modelos más importantes para la estimación de la radiación solar terrestre. A su vez, se presentan las ecuaciones que serán la base del modelo realizado en el software MATLAB, que será utilizado para el desarrollo de las estimaciones para sistemas fotovoltaicos con reflectores especulares planos.

Una vez finalizada la introducción a los temas de energía solar, se presentan en el capítulo 2 los conceptos relacionados a la energía fotovoltaica, se detalla como ocurre la transformación energética de solar a eléctrica y se brinda una introducción a los sistemas fotovoltaicos detallando sus principales componentes.

Luego de sentar las bases de la energía solar y de la fotovoltaica, en el capítulo 3 se realiza una introducción al tema de reflectores especulares planos, se analizan las principales geometrías posibles y se desarrolla un análisis vectorial de la radiación incidente sobre un panel FV y un reflector plano y sus correspondientes reflexiones. Para el análisis, se parte de los versores de la radiación directa incidente y luego, mediante cálculos algebraicos vectoriales, se llega a los ángulos de incidencia sobre el panel FV. Se obtiene el porcentaje de área del panel FV que es reflejado o sombreado por el espejo y posteriormente se estima la radiación recibida por el panel FV. Se presentan las ecuaciones base para la realización de una simulación en el software MATLAB. Se obtiene el ángulo óptimo mensual para la ciudad de Mar del Plata y se analiza la influencia del tamaño del reflector en las mejoras obtenidas.

En el capítulo 4 se realizan varios ensayos experimentales, con el objetivo de validar el modelo analítico encontrado en este trabajo. Para ello se monta una planta fotovoltaica piloto en la terraza de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP y se coloca un espejo de acero inoxidable en la arista baja de uno de los paneles. El primer ensayo consiste en dejar el reflector con un ángulo fijo y registrar la potencia instantánea que se inyecta a la red; el segundo ensayo se ejecuta variando la inclinación del reflector y registrando la potencia, para luego compararla con las curvas para variación de ángulo del modelo.

Posteriormente, en el capítulo 5, se realiza el análisis completo de factibilidad de colocar reflectores especulares planos en el sistema de paneles solares fotovoltaicos ubicado en la terraza de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Mar del Plata. Se detalla la geometría del sistema y se estudian cinco configuraciones con ángulos de inclinación diferentes, utilizando información meteorológica y eléctrica recabada durante cuatro años, entre 2016 y 2019.

Finalmente, en el capítulo 6 presenta el cálculo económico de la instalación fotovoltaica ubicada en la terraza de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP colocando reflectores especulares planos. Se analiza la tasa interna de retorno, el tiempo de repago y el valor actual de cada proyecto.

Capítulo 1

Energía solar

En este capítulo se presentan los conceptos relacionados a la radiación solar y el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, que forman la base necesaria para abordar los siguientes capítulos. Se desarrollan las convenciones y ángulos utilizados para describir vectorialmente la trayectoria del Sol sobre la Tierra; se describe la radiación solar, sus descomposiciones y sus principales parámetros. Luego, se enuncian los modelos de estimación de la radiación solar terrestre. Finalmente se presentan las ecuaciones que serán la base del modelo realizado en el software de MATLAB, que será utilizado para el desarrollo de las estimaciones para sistemas fotovoltaicos con reflectores especulares planos.

1.1. El Sol

El Sol es una esfera de gases casi perfecta, algo achatada en los polos debido a la rotación sobre su propio eje. Tiene un diámetro aproximado de $1,39 \times 10^6$ km y se encuentra a una distancia promedio de la Tierra de aproximadamente 150×10^6 km. Rota sobre su eje una vez en alrededor de 4 semanas, pero como es una bola de gas no gira de manera uniforme. En su superficie, las regiones ecuatoriales giran más rápido que las regiones polares [5, 6].

1.1.1. La energía del Sol

Desde la década de 1920 se sabe que el origen de la energía producida por el Sol se debe a las reacciones de fusión nuclear que suceden en su interior. Casi toda la masa solar es hidrógeno (73,46 %) y helio (24,85 %). La reacción ocurre cuando dos núcleos de hidrógeno se unen para formar deuterio, el deuterio se fusiona con hidrógeno originando helio 3, dos núcleos de helio 3 se combinan dando lugar a helio 4 y dos núcleos de hidrógeno [7]. Todos estos procesos liberan energía, provocando que el Sol tenga una temperatura efectiva del cuerpo negro de 5777K. La temperatura en las regiones internas varía entre 8×10^6 °C hasta

$40 \times 10^6 \text{°C}$ y se estima una densidad de 100 veces la del agua, estas características producen las condiciones necesarias para que la fusión nuclear se produzca.

La energía producida en el interior del Sol a temperatura de varios millones de grados centígrados se transfiere a la superficie para luego ser irradiada al espacio. Una sucesión de procesos radiactivos y convectivos se produce con sucesivas emisiones, absorciones y reirradiaciones. La radiación en el núcleo del Sol se emite en longitudes de onda del rango de los rayos X y rayos gamma, y las longitudes de onda de la radiación van aumentando a medida que la temperatura desciende a mayores distancias radiales desde el centro hacia la superficie.

1.1.2. La constante solar

La constante solar extraterrestre G_{sc} es la energía que proviene desde el Sol por unidad de tiempo, recibida por unidad de área en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación fuera de la atmósfera terrestre.

El valor de la constante solar puede ser medido hoy en día gracias a la disponibilidad de aeronaves, globos o naves espaciales. De esta forma, se han realizado mediciones directas de la radiación fuera de la mayor parte o de la totalidad de la atmósfera terrestre. Durante este trabajo se utilizará el valor sugerido por Iqbal [8], que surge del análisis de las mediciones de nueve programas espaciales desarrollados entre 1970 y 1990. De esta forma, el valor adoptado para la constante solar extraterrestre será de:

$$G_{sc} = 1367 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

En las siguientes secciones se desarrollarán los procedimientos para obtener el valor de la irradiación dentro de la atmósfera terrestre para un plano distinto del horizontal, que depende de múltiples factores, como la posición geográfica, la dispersión y absorción de la atmósfera, la inclinación de la superficie y el microclima del lugar de emplazamiento.

1.2. Relaciones Astronómicas Tierra-Sol

En la presente, se describe el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, sobre su propio eje, y el ángulo entre el plano del ecuador y el plano de la órbita terrestre. A su vez, se obtienen los principales ángulos que describen el movimiento solar sobre la Tierra para una superficie horizontal y para una inclinada.

1.2.1. Movimientos terrestres

La Tierra se encuentra sometida a movimientos de diversa índole. Sus principales movimientos se definen con referencia al Sol y son los siguientes: rotación, traslación, precesión, nutación y bamboleo de Chandler.

Traslación

El planeta se encuentra girando en una órbita elíptica alrededor del Sol, como se muestra en la figura 1.1, este movimiento se denomina traslación. La excentricidad de la órbita terrestre es muy importante, debido a que la radiación que incide sobre la Tierra depende del cuadrado de la distancia [8].

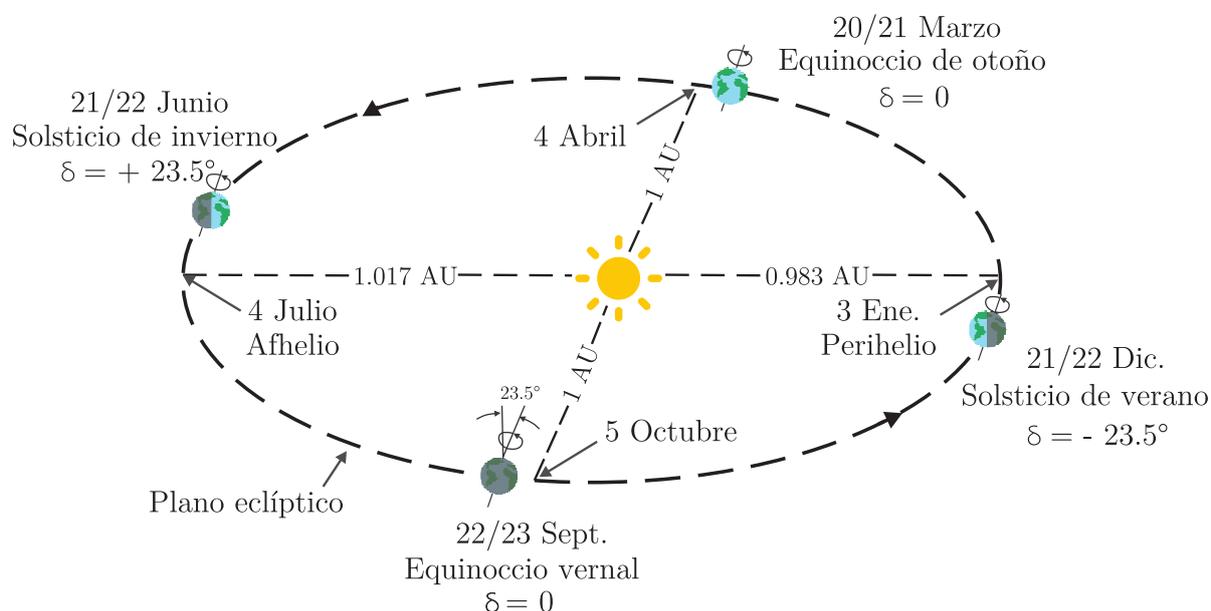


Figura 1.1: Órbita Terrestre. Adaptación de Icball [8]

Rotación

Es un movimiento que efectúa la Tierra girando sobre el eje terrestre, que corta a la superficie en dos puntos llamados polos. Este giro es de oeste a este, es decir que para un observador situado en el espacio sobre el polo norte terrestre, este movimiento es levógiro (contrario al de las manecillas del reloj). Una vuelta completa, tomando como referencia a las estrellas, dura 23 horas con 56 minutos 4,1 segundos y se denomina día sidéreo. Si tomamos como referencia al Sol, el mismo meridiano pasa frente a nuestra estrella cada 24 horas, llamado día solar. Los aproximadamente 3 minutos y 56 segundos de diferencia se deben a que en ese plazo de tiempo la Tierra ha avanzado en su órbita y debe girar algo más que un día sidéreo para completar un día solar.

Precesión

La precesión de los equinoccios (el cambio lento y gradual en la orientación del eje de rotación de la Tierra) se debe al movimiento de precesión de la Tierra causado por el momento de fuerza ejercido por el sistema Tierra-Sol en función de la inclinación del eje de rotación terrestre con respecto al Sol (alrededor de $23^{\circ}43'$ actualmente). Este movimiento se efectúa por completo cada 25776 años (por lo que aproximadamente cada 130 siglos se invierten las estaciones) y un observador en el espacio, situado sobre el polo norte, lo vería como un giro dextrógiro (en el mismo sentido de las agujas del reloj).

Nutación

La precesión es aún más compleja si consideramos un cuarto movimiento: la nutación. Esto sucede con cualquier cuerpo simétrico o esferoide girando sobre su eje; un trompo (peonza) es un buen ejemplo, pues cuando cae comienza la precesión. Como consecuencia del movimiento de caída, la púa del trompo se apoya en el suelo con más fuerza, de modo que aumenta la fuerza de reacción vertical, que finalmente llegará a ser mayor que el peso. Cuando esto sucede, el centro de masa del trompo comienza a acelerar hacia arriba. El proceso se repite, y el movimiento se compone de una precesión acompañada de una oscilación del eje de rotación hacia abajo y hacia arriba, que recibe el nombre de nutación.

Bamboleo de Chandler

Se trata de una pequeña oscilación del eje de rotación de la Tierra que añade 0,7 segundos de arco en un período de 433 días a la precesión de los equinoccios. Fue descubierto por el astrónomo estadounidense Seth Carlo Chandler en 1891, y actualmente no se conocen las causas que lo producen, aunque se han propuesto varias teorías (fluctuaciones climáticas causantes de cambios en la distribución de la masa atmosférica, posibles movimientos geofísicos bajo la corteza terrestre, variaciones de concentración salina en el mar, etc.). La suma del Bamboleo de Chandler y otros efectos menores se denomina movimiento polar. En este trabajo no será tenido en cuenta la influencia de este movimiento en la radiación solar, por considerarse despreciable [8].

1.2.2. Coordenadas geográficas

Las coordenadas geográficas son un sistema de referencia que permite que cada ubicación en la Tierra sea especificada por un conjunto de números. Las coordenadas se eligen, en general, de manera que dos de las referencias representen una posición horizontal y una tercera represente la altitud. Las coordenadas de posición horizontal utilizadas son la latitud y longitud, un sistema de coordenadas angulares esféricas o esferoides cuyo centro es el centro de la Tierra y suelen expresarse en grados sexagesimales.

Latitud

La latitud (ϕ) de una posición geográfica determinada es la distancia angular que hay desde un punto de la superficie de la Tierra hasta el ecuador, positiva hacia el norte ($90^\circ \geq \phi$) y negativa hacia el sur ($-90^\circ \leq \phi$).

Longitud

La longitud (L_{loc}) es la distancia angular de un punto de la Tierra contada desde un primer meridiano (el de Greenwich que pasa por el observatorio londinense de Greenwich o también llamado meridiano 0). Va de 0° a 180° y es de Este a Oeste.

Altitud

Se denomina altitud a la distancia vertical que existe entre cualquier punto de la Tierra en relación al nivel del mar. Para calcular la altitud, se toma como referencia el nivel del mar, y es por ello que la altitud se expresa en metros sobre el nivel del mar.

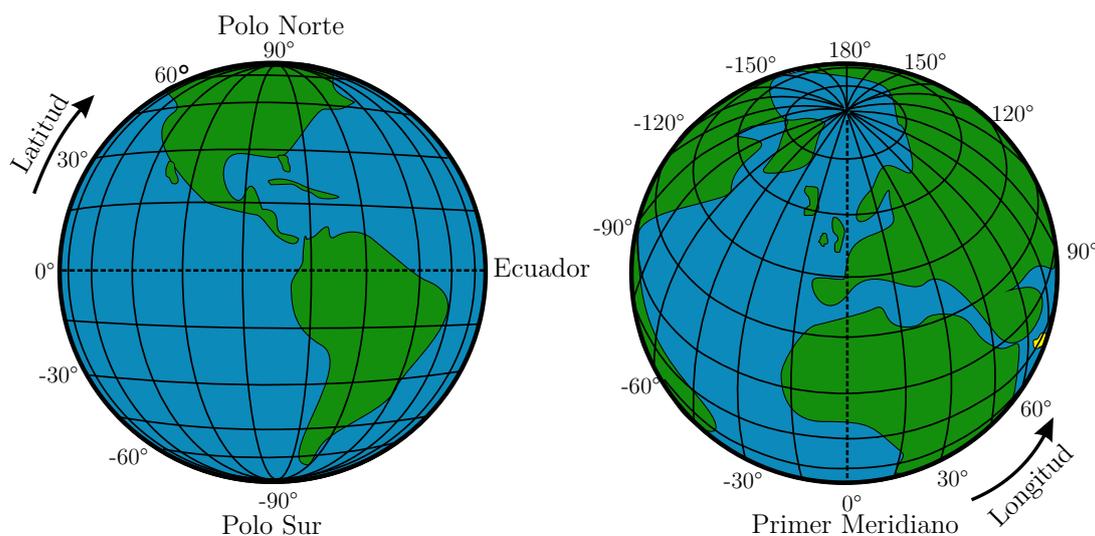


Figura 1.2: Latitud y Longitud

1.2.3. Ángulos solares

La posición del Sol con respecto a un plano orientado en una posición cualquiera relativa a la Tierra se puede describir en términos de algunos ángulos y respetando un conjunto de convenciones. En este apartado se definirán cada una de ellas y conformarán la base del modelado de los parámetros en el software MATLAB, que se presenta en el apéndice A. El sistema de referencia utilizado en el presente trabajo y los principales ángulos se muestran en la figura 1.3.

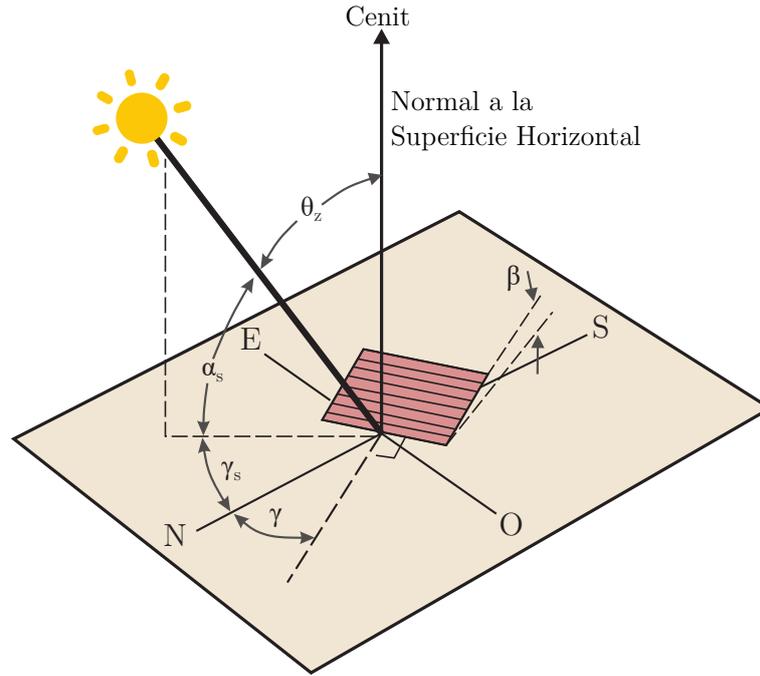


Figura 1.3: Sistema de referencia adoptado en este trabajo para la obtención de los ángulos solares.

Horario Solar(ω_s)

El horario solar es una medida de tiempo basada en el movimiento aparente del Sol sobre el horizonte del lugar. Toma como origen el instante en que el Sol pasa por el meridiano, que es su punto más alto en el cielo y se denomina “mediodía solar”.

El horario solar será utilizado en todas las ecuaciones desarrolladas en el presente trabajo. Para cada lugar del planeta, es necesario convertir el tiempo estándar al tiempo solar, mediante dos correcciones. En primer lugar, se debe tener en cuenta la diferencia de longitud entre el meridiano del observador y el meridiano que se toma de referencia para determinar el tiempo local. En segundo lugar, existe una corrección debido a la ecuación del tiempo, que es la diferencia entre el tiempo solar medio y el tiempo solar aparente, que es el que se desea obtener. Esta diferencia varía a lo largo del año y alcanza una mayor diferencia a principios de noviembre. El horario solar se calcula a través de (1.1) [6].

$$\omega_s = 4 \cdot (L_{st} - L_{loc}) + E + \omega_e \quad (1.1)$$

donde ω_e es el horario estándar en el lugar de análisis, L_{st} es el meridiano local estándar y L_{loc} es la longitud de la locación en cuestión en grados. El parámetro E se obtiene a partir de (1.2) según el trabajo de Spencer [9] [8].

$$E = 299,2(0,000075 + 0,001868 \cos(B) - 0,032077 \sin(B) - 0,014615 \cos(2B) - 0,04089 \sin(2B)) \quad (1.2)$$

Donde B se obtiene a partir de (1.3).

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (1.3)$$

Para cualquier número de día del año n .

Declinación solar (δ)

Es el ángulo entre la línea Sol-Tierra y el plano ecuatorial celeste, proyección del ecuador terrestre. Es función del número de día del año y varía entre $23,45^\circ$ y $-23,45^\circ$. Se muestran estos ángulos en la figura 1.4. La declinación se puede calcular según (1.4) del trabajo de Cooper [10]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1.4)$$

En la figura 1.4, se puede observar el solsticio de invierno para el hemisferio sur, cuando la declinación es de $-23,5^\circ$ y el solsticio de verano cuando el ángulo es de $23,5^\circ$. Entre los solsticios, se encuentran el equinoccio de otoño y el de primavera. A su vez, el camino aparente del sol en el plano elíptico, representa la trayectoria recorrida por el Sol para un observador ubicado en la Tierra.

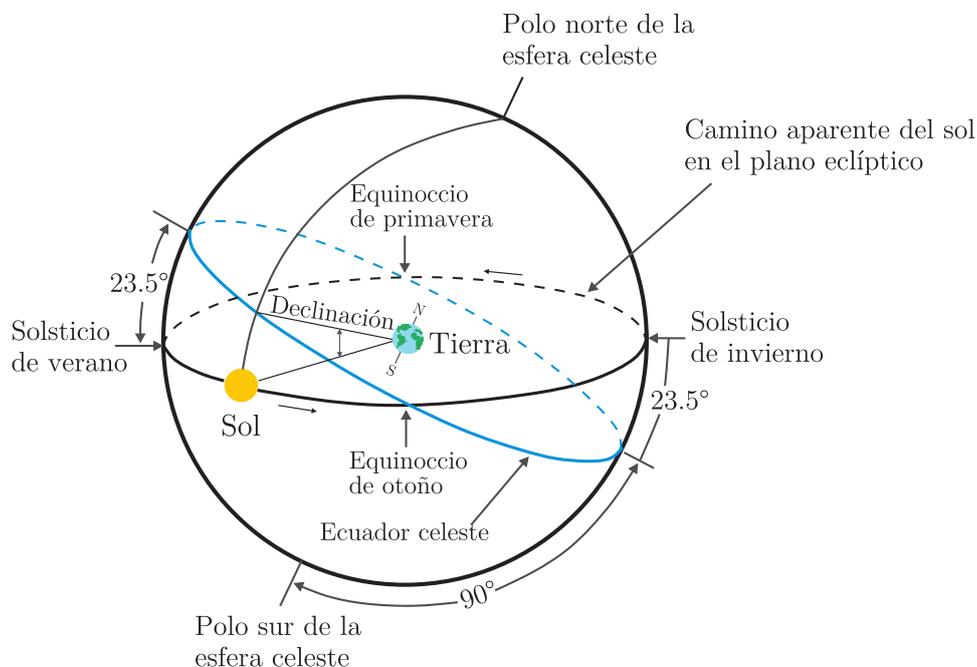


Figura 1.4: Esfera celeste que muestra la trayectoria aparente del Sol y el ángulo de declinación del Sol. Adaptación de Icbal1 [8]

Cenit solar (θ_z)

Es el ángulo que se forma entre la vertical al punto de análisis y la línea trazada desde el Sol hasta el punto de estudio en la superficie de la Tierra [6, 11]. Se puede observar el Cenit recurriendo nuevamente a la figura 1.3 y se calcula según (1.5).

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (1.5)$$

Y para una superficie inclinada un ángulo β respecto a la horizontal, se obtiene la ecuación (1.6) para el hemisferio norte y la (1.7) para el sur.

$$\cos \theta_z = \cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi - \beta) \sin \delta \quad (1.6)$$

$$\cos \theta_z = \cos(\phi + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi + \beta) \sin \delta \quad (1.7)$$

Azimut solar (γ_s)

Ángulo que forma con el sur (en hemisferio norte) o con el norte (en hemisferio sur), la proyección sobre el plano horizontal de la línea recta que une la posición del Sol con el punto de observación, medido en sentido horario en el hemisferio norte y en sentido contrario en el sur, utilizando las proyecciones sobre el plano horizontal del punto de observación. Su valor es negativo durante la mañana (dirección Este), 0° o 180° al mediodía (dependiendo de los valores relativos de la declinación solar y la latitud local), y positivo después del mediodía (dirección Oeste). Se calcula a partir de (1.8) obtenida en [6].

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (1.8)$$

Altitud solar (α_s)

Es el ángulo entre la horizontal y la línea del Sol y es el complemento del Cenit solar θ_z .

Inclinación de la superficie (β)

Es el ángulo comprendido entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal. Puede ir desde $\beta = 0^\circ$ hasta $\beta = 180^\circ$, donde para ángulos mayores que $\beta = 90^\circ$ se entiende que la superficie se encuentra mirando hacia abajo.

Rotación de la superficie (γ)

Es la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local, donde cero es el Norte, Este es negativo y Oeste es positivo. Puede variar entre $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.

1.3. Radiación solar

Como se explicó en secciones anteriores, el Sol emite radiación electromagnética debido a la agitación y reacciones moleculares y atómicas. Esta radiación, emitida en un abanico de longitudes de onda, llega a la Tierra y es filtrada por la atmósfera. Como se observará en la presente sección, la radiación que llega a la superficie terrestre depende, además de otros factores, del filtrado de la atmósfera, de la ubicación y posición de la Tierra en el momento de análisis, y de la disposición de la superficie de análisis en el planeta.

1.3.1. El espectro solar

Además de la energía total presente en el espectro solar, es útil conocer la distribución espectral de la radiación extraterrestre, que es la que recibiría la Tierra en ausencia de la atmósfera. Se ha compilado una curva de irradiancia espectral estándar en base a mediciones a gran altitud y en el espacio.

Durante los meses de marzo de 1992, marzo de 1993 y noviembre de 1994, el instrumento SOLSPEC midió el espectro solar absoluto desde 200 a 2500nm de longitud de onda, durante las tres misiones ATLAS que duraron 10 días. Luego el SOSP voló durante las misiones EURECA desde el 11 de agosto de 1992 hasta mayo de 1993. En base a estas mediciones, se pudo obtener el espectro de la irradiancia solar que se observa en la figura 1.5 [12]. Se puede apreciar que el espectro solar es atenuado a distintas longitudes de onda por la resonancia del movimiento molecular de las diferentes componentes de la atmósfera (H_2O , CO_2 , O_2 y O_3).

La luz es la radiación que resulta visible al ojo humano. El 99% de esta radiación está comprendida entre 400nm y 730nm, se denomina “rango visible” y se puede observar en la figura 1.5. La radiación cuya longitud de onda es inferior a 400nm se denomina ultravioleta, y la de longitud de onda superior a 730nm, infrarroja. El intervalo de la radiación ultravioleta se divide a veces en tres: UV-A (315 a 400nm); UV-B (280 a 315nm); UV-C (100 a 280nm).

Los módulos FV solo generan energía a partir de la radiación que se encuentra en el rango de la luz visible, por esta razón en este trabajo, solo interesa la energía comprendida en el intervalo que va desde 400nm hasta 730nm [13]. La radiación en longitudes de onda fuera de este rango, solo envejecen y sobrecalientan el panel.

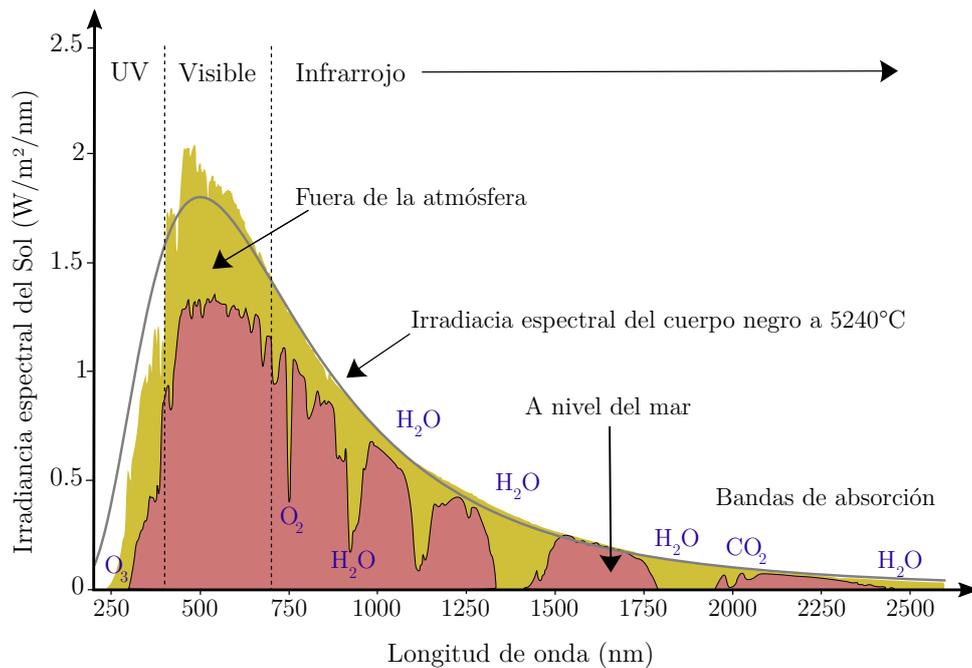


Figura 1.5: Distribución espectral extraterrestre. *Adaptación de Duffie [6]*

1.3.2. Variación de la radiación solar extraterrestre

Se deben considerar dos fuentes de variación de la radiación extraterrestre:

Variación de la radiación emitida por el Sol

Se han reportado pequeñas variaciones de la radiación emitida por el Sol con diferentes periodicidades, menores al $\pm 1,5\%$, relacionadas a la actividad de las manchas solares. Willson [14] en 1981 reportó variaciones superiores al $0,2\%$ correlacionadas con el desarrollo de las manchas solares. Otros autores consideraron que las mediciones no son concluyentes o no poseen una variabilidad regular. A fines ingenieriles, se considera que la variación de la constante solar por la variación de la radiación emitida por el Sol es despreciable [6].

Variación de la distancia Tierra-Sol

La variación de la distancia Tierra-Sol produce variaciones en el flujo del rango del $\pm 3,3\%$. Se brindan dos ecuaciones para estimar esta variación. La primera citada en [6] es la ecuación (1.9) y provee una precisión aceptable para aplicaciones ingenieriles. La segunda es (1.10) y se obtiene en el trabajo de Spencer [9], citada por Iqbal [8], que brinda una precisión del $\pm 0,01\%$.

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (1.9)$$

$$G_{on} = G_{sc}(1,000110 + 0,034221 \cos B + 0,001280 \sin B + 0,000719 \cos 2B + 0,000077 \sin 2B) \quad (1.10)$$

Donde B fue definida en (1.3).

En este trabajo se utilizará la ecuación 1.9, que como se explicó, provee una precisión aceptable para aplicaciones ingenieriles, con el fin de modelar la constante solar en los scripts utilizados para el cálculo de las componentes de la irradiación presentes en el apéndice A.

1.3.3. Atenuación de la radiación en la atmósfera

Como se vio en la sección anterior, la radiación solar con incidencia normal recibida en la superficie de la Tierra está sujeta a variaciones debido al cambio en la radiación extraterrestre. A demás de este fenómeno, hay otros dos adicionales más significativos que afectan la radiación que llega a la superficie de la tierra y son debidos a la atmósfera, estos son la dispersión y la absorción atmosférica.

Dispersión atmosférica

La dispersión atmosférica es causada por la interacción de la radiación con las moléculas del aire, agua (vapor y gotas) y polvo. El grado en que la dispersión ocurre es función del número de partículas que la radiación debe atravesar y el tamaño de estas en relación con la longitud de onda de la radiación " λ ".

Absorción atmosférica

La absorción de la radiación en la atmósfera en el espectro de la energía solar se debe, en gran parte al ozono, en el rango ultravioleta y al agua y al dióxido de carbono en las bandas infrarrojas, como se observa en la figura 1.5 de la sección 1.3.1. Existe una absorción casi completa de la radiación de onda corta por el ozono en la atmósfera superior a longitudes de onda inferiores a 290 nm. La absorción de ozono disminuye a medida que λ aumenta por encima de 290 nm, hasta que a 350 nm no hay absorción. También hay una banda débil de absorción de ozono cerca de 600 nm.

El vapor de agua absorbe en zonas infrarrojas del espectro solar, con fuertes bandas de absorción centradas en 1000, 1400 y 1800 nm. Más allá de 2500 nm, la transmisión de la atmósfera es muy baja debido a la absorción por H₂O y CO₂. La energía en el espectro extraterrestre a $\lambda > 2500$ nm es menos del 5% del espectro solar total, y la energía recibida en el suelo a $\lambda > 2500$ nm es muy pequeña.

1.3.4. Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal

Como se mencionó en secciones anteriores, la radiación solar extraterrestre se define como la cantidad de energía recibida en la parte exterior de la atmósfera, por unidad de superficie y es función, en cada momento, de la distancia Sol-Tierra, de la declinación, de la latitud del lugar considerado y del ángulo horario.

En cualquier horario, la radiación incidente en un plano horizontal fuera de la atmósfera, denominada radiación normal incidente, se obtiene a partir de (1.11).

$$G_o = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \cos \theta_z \quad (1.11)$$

donde G_{sc} es la constante solar definida en la sección 1.1.2 y n es el día del año. Combinando la ecuación (1.11) y la (1.5) se obtiene G_o para un plano horizontal en cualquier momento entre el crepúsculo y el ocaso en (1.12).

$$G_o = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta) \quad (1.12)$$

A menudo, es necesario calcular la radiación solar extraterrestre que se obtiene durante un día comprendido entre el crepúsculo y el ocaso. Para ello se integra (1.12), y ese obtiene

$$H_o = \frac{24 \cdot 3600}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left(\cos \phi \cos \delta + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (1.13)$$

A su vez, es útil calcular la irradiación extraterrestre en una superficie horizontal para un determinado rango de tiempo, como el comprendido durante una hora. Integrando la (1.12), para un periodo entre ángulos horarios ω_1 y ω_2 en radianes, se obtiene a partir de (1.14).

$$I_o = \frac{12 \cdot 3600}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (1.14)$$

El periodo de tiempo definido puede ser distinto de una hora. En el caso de que el rango sea igual a un día, la nomenclatura utilizada para llamar a la irradiación es H_o .

1.3.5. Relación entre la radiación en el plano horizontal e inclinado

Para cálculos de diseño y performance de sistemas solares, es necesario determinar la radiación horaria en una superficie inclinada, por ejemplo, la de un panel solar, a partir

de la del plano horizontal. La información disponible normalmente se encuentra referida al plano horizontal, por lo que se debe realizar la conversión. El factor geométrico R_b es la relación entre la radiación directa en una superficie inclinada sobre la radiación directa en una superficie horizontal en cualquier ángulo horario y se puede calcular por la ecuación (1.15).

$$R_b = \frac{G_{b,T}}{G_o} = \frac{G_{b,n} \cos \theta}{G_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.15)$$

Se pueden reemplazar las ecuaciones (1.5) y (1.6) en la (1.15) y se obtiene que para el hemisferio norte, para $\gamma = 0^\circ$, R_b es:

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (1.16)$$

y para el hemisferio sur, $\gamma = 180^\circ$ la ecuación es:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (1.17)$$

1.4. Estimación de la radiación solar

El objetivo de esta sección es sentar las bases para la estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada en la Tierra. Para esta estimación será necesario dividir la radiación en sus componentes directa, difusa y reflejada. Es de relevante importancia estimar estas componentes ya que son fundamentales para el cálculo de la irradiación reflejada por un reflector. Se presentan los modelos y las herramientas necesarias para calcular la energía solar que llega a un plano por unidad de tiempo.

1.4.1. Radiación solar en la superficie terrestre

El total de la radiación procedente del Sol, que incide sobre el planeta Tierra y llega a un plano se puede descomponer, como se observa en la figura 1.6, en:

Radiación directa I_b

Es la radiación recibida desde el Sol sin dispersión atmosférica. Esta llega a la Tierra directamente en línea con el disco solar.

Radiación difusa I_d

Es la radiación procedente del Sol luego de que su dirección haya sido modificada por la dispersión atmosférica.

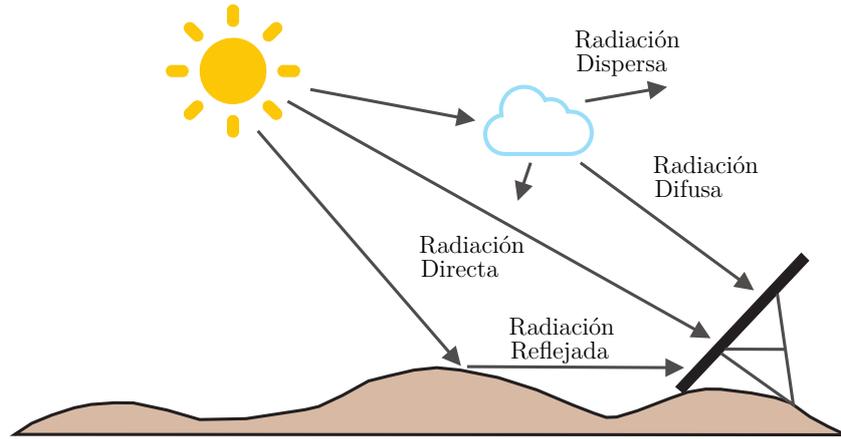


Figura 1.6: Descomposición de la radiación solar.

Radiación reflejada I_g

Es la radiación incidente en la superficie que es reflejada por el suelo o los alrededores. Al cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente en la superficie de la Tierra se lo llama albedo o reflectividad ρ_g y se calcula según (1.18).

$$\rho_g = \frac{I_{\text{reflejada}}}{I_{\text{incidente}}} \quad (1.18)$$

1.4.2. Estimación de las componentes directa y difusa

Para realizar estimaciones de la radiación solar total que llega a un plano inclinado, es necesario determinar las fracciones directa y difusa de la radiación total. Para ello existe una gran cantidad de correlaciones empíricas que han sido desarrolladas a lo largo de los años. Estas correlaciones parten de modelos complejos y son utilizadas con el fin de simplificar las ecuaciones que modelan el fenómeno.

Es de gran interés poder separar la radiación solar global que incide sobre una superficie horizontal en sus componentes difusa y directa debido a que los métodos para calcular la radiación total en superficies inclinadas requieren el tratamiento por separado de ambas componentes.

Estimación de los valores de radiación directa y difusa horaria

El enfoque habitual es correlacionar I_d/I , que representa la fracción de la radiación en un plano horizontal que es difusa k_d , con k_t que es el índice de claridad horario. Este índice es la relación instantánea entre la radiación solar extra terrestre I_o y la radiación

global en el plano horizontal I y se obtiene en 1.19.

$$k_t = \frac{I}{I_o} \quad (1.19)$$

En 1960 Liu y Jordan [15] obtuvieron una relación entre la radiación difusa y la global que se podía utilizar para determinar la fracción difusa horaria, pero a lo largo del tiempo, se han desarrollado correlaciones específicas para estimarla. Orgill y Hollands [16] en 1977, Lam y Li en 1966 y Rindl [17] estimaron la fracción difusa utilizando el índice de claridad k_t como único parámetro. Todos estos modelos son lineales por partes con el dominio de k_t dividido en tres intervalos. Estos modelos se conocen en la literatura como las correlaciones de tipo Liu y Jordan [15] (Orgill y Hollands, 1977). Jacovides [18] en 2006 desarrollaron un modelo compuesto por un polinomio de orden tres en k_t . Los trabajos de Erbs [19] en 1982, Oliveira [20] en 2002 y Soares en 2004 desarrollaron modelos con polinomios de orden cuatro en k_t . Boland [21] en 2001 desarrolló un modelo utilizando una función logarítmica. Excepto los modelos de Reindl, todos los otros fueron ajustados con datos locales, teniendo limitaciones geográficas para su aplicación. Se resumen todos estos modelos en la tabla 1.1.

Buscando mejorar los modelos para la obtención de la fracción difusa, se han explorado otros abordajes que toman como parámetros otras variables astronómicas. De esta forma, se obtuvieron modelos que son función de dos parámetros, como el desarrollado por Reindl en 1990, que depende de k_t y de la altitud solar y por Boland en 2001, que depende de k_t y el tiempo a lo largo del día. Luego fueron surgiendo modelos que tienen en cuenta hasta cinco parámetros, como es el de Kuo, obtenido 2014, que tiene en cuenta el índice de claridad, la altitud solar, el tiempo solar aparente, el índice de claridad diario y una medida para la persistencia del nivel global de irradiación solar. Finalmente, en 2015, Paulescu y Blaga [22] compararon todos estos modelos y obtuvieron un modelo en base a dos parámetros, el índice de claridad y un nuevo parámetro que denominaron incidencia solar relativa (relative sunshine).

Teniendo en cuenta la dificultad para determinar el error de las correlaciones empíricas en la ubicación geográfica del proyecto, se opta por utilizar la correlación propuesta por Erbs en 1982. Como se mencionó anteriormente, está correlación compuesta por polinomios de orden cuatro de un solo estimador (k_t), y es recomendada por [6].

Estimación de los valores de radiación directa y difusa diaria

Los estudios de los datos de radiación diaria disponibles han demostrado que la fracción promedio que es difusa H_d/H , es función de K_T , el índice de claridad atmosférica diario. De la misma forma que para obtener la fracción difusa horaria, existen varios

Autores y estaciones meteorológicas	Restricciones	Fracción Difusa k_d
Orgill and Hollands (1977) Toronto, Canada	$k_t < 0,35$	$1,0 - 0,249k_t$
	$0,35 < k_t < 0,75$	$1,577 - 1,84k_t$
	$k_t > 0,75$	$0,177$
Lam and Li (1996) Hong Kong, China	$k_t < 0,15$	$0,997$
	$0,15 < k_t < 0,7$	$1,237 - 1,361k_t$
	$k_t > 0,7$	$0,273$
Reindl et al. (1990) USA y Europa	$k_t < 0,3$	$1,02 - 0,248k_t$
	$0,3 < k_t < 0,78$	$1,45 - 1,67k_t$
	$k_t > 0,78$	$0,147$
Jacovides et al. (2006) Athlassa, Chipre	$k_t < 0,1$	$0,987$
	$0,1 < k_t < 0,8$	$0,94 + 0,937k_t + 5,01k_t^2 + 3,32k_t^3$
	$k_t > 0,8$	$0,177$
Erbs et al. (1982) USA	$k_t < 0,22$	$1,0 - 0,09k_t$
	$0,22 < k_t < 0,8$	$0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 + 16,63k_t^3 + 12,336k_t^4$
	$k_t > 0,8$	$0,165$
Oliveira et al. (2002) San Pablo, Brasil	$k_t < 0,17$	$1,0$
	$0,17 < k_t < 0,75$	$0,97 + 0,8k_t - 3,0k_t^2 - 3,1k_t^3 + 5,2k_t^4$
	$k_t > 0,75$	$0,17$
Soares et al. (2004) San Pablo, Brasil	$k_t < 0,17$	$1,0$
	$0,17 < k_t < 0,75$	$0,9 + 1,1k_t + 4,5k_t^2 + 0,01k_t^3 + 3,14k_t^4$
	$k_t > 0,75$	$0,17$
Boland et al. (2001) Melbourne, Australia	-	$1/[1 + \exp(7,997(k_t - 0,586))]$
Furlan et al. (2012) San Pablo, Brasil	$k_t < 0,35$	$0,961$
	$k_t > 0,75$	$1,337 - 1,65k_t$

Tabla 1.1: Resumen de los modelos que utilizan el índice de claridad horario como parámetro para estimar la fracción de radiación difusa.

métodos. La correlación más utilizada es la de Collares-Pereira y Rabl [23], de la (1.20).

$$(1.20) \quad \frac{H_d}{H} = \begin{cases} 0,99 & K_T \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4 & 0,17 < K_T < 0,75 \\ -0,54K_T + 0,632 & 0,75 < K_T < 0,80 \\ 0,2 & K_T \geq 0,80 \end{cases}$$

Estimación de los valores de radiación directa y difusa mensual

Para estimar la fracción difusa mensual, se puede utilizar la correlación de Collares-Pereira y Rabl [23], que depende del $\overline{K_T}$, que es el valor promedio del índice de claridad diario K_T en un mes, y del horario solar ω_s .

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 0,775 + 0,00606(\omega_s - 90) - [0,505 + 0,004558(\omega_s - 90)] \cos(115\overline{K_T} - 103) \quad (1.21)$$

1.4.3. Estimación de la radiación en una superficie inclinada

Existen varios métodos para estimar la radiación sobre una superficie inclinada ubicada en la superficie de la Tierra, entre ellos se encuentran el modelo de cielo Isotrópico y el Anisotrópico. En el presente trabajo se utilizará el modelo Isotrópico que es el más utilizado en la bibliografía para abordar los trabajos que tratan de reflectores especulares planos, y será simulado en MATLAB en el apéndice A, como base para calcular la irradiación en el plano inclinado y determinar las mejoras obtenidas de los sistemas con reflectores.

Modelo de cielo Isotrópico

El modelo isotrópico fue desarrollado por Liu y Jordan en 1963 [15], como mejora de otros modelos menos precisos. La radiación en una superficie horizontal fue considerada como la suma de tres componentes:

- Radiación directa
- Radiación difusa
- Radiación reflejada

Se pueden observar las componentes del modelo en la figura 1.7. Se define el factor de

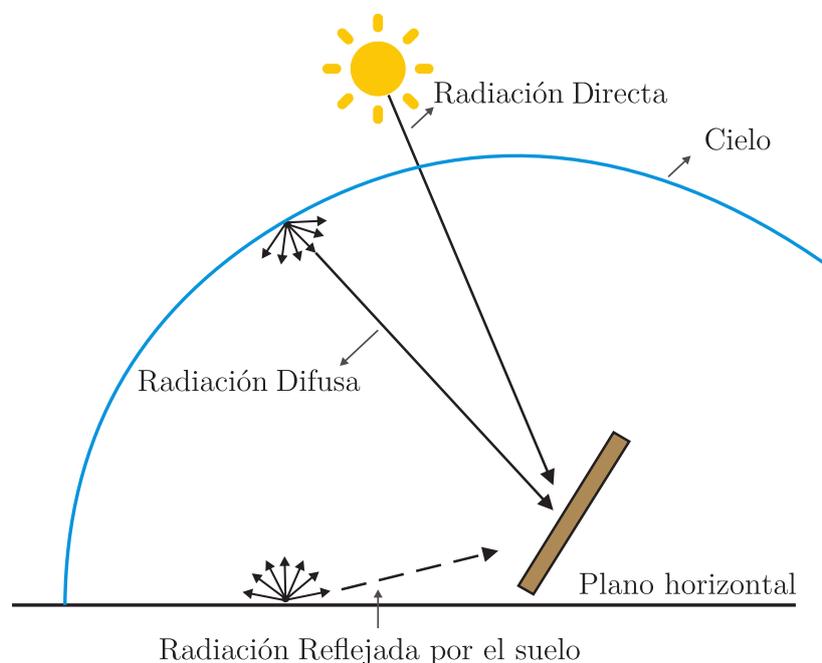


Figura 1.7: Modelo isotrópico.

visión de una superficie con respecto a otra como la fracción entre la radiación total que deja una superficie y la que incide en la otra [24].

Un plano inclinado un ángulo β desde la horizontal, tiene el factor de visión con el cielo dado por (1.22).

$$F_{c-s} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (1.22)$$

La superficie inclinada tiene el factor de visión con el suelo que se observa en (1.23).

$$F_{c-g} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (1.23)$$

Y si el entorno tiene una reflectancia difusa de ρ_g para la radiación solar total, la radiación reflejada desde el entorno en la superficie será $I\rho_g(1 - \cos \beta)/2$. Entonces se obtiene la radiación total sobre la superficie inclinada como la suma de tres términos en la ecuación (1.24).

$$I_T = I_b \cdot R_b + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + I\rho_g \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (1.24)$$

Modelo de cielo Anisotrópico

El modelo isotrópico es fácil de entender, conservativo y permite calcular a radiación en superficies inclinadas de manera sencilla. Sin embargo, se han desarrollado modelos que tienen en cuenta las componentes circunsolar difusa y el brillo del horizonte, que se muestran en la figura 1.8. Hay y Davies [25] en 1980 estimaron la fracción de radiación difusa de la componente circunsolar y consideraron que su dirección es la de la radiación directa, pero no tuvieron en cuenta el brillo del horizonte. Luego Reindl [17] en 1999 agregó el brillo del horizonte al modelo de Hay y Davies [26], como propuso Klucher [27] en 1979, dándole el nombre al modelo del HDKR (Hay, Davies, Klucher y Reindl).

El modelo de Hay y Davis [26] se basa en la suposición de que toda la radiación difusa se puede descomponer en dos partes, la parte isotrópica y la circunsolar. De esta forma, se obtiene la radiación solar en una superficie inclinada a partir de la ecuación (1.25).

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \frac{1 + \cos \beta}{2} + I\rho_g \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (1.25)$$

Donde A_i es el coeficiente de anisotropía, depende de la transmitancia de la atmósfera y se calcula según la ecuación (1.26).

$$A_i = \frac{I_{bn}}{I_{on}} = \frac{I_b}{I_o} \quad (1.26)$$

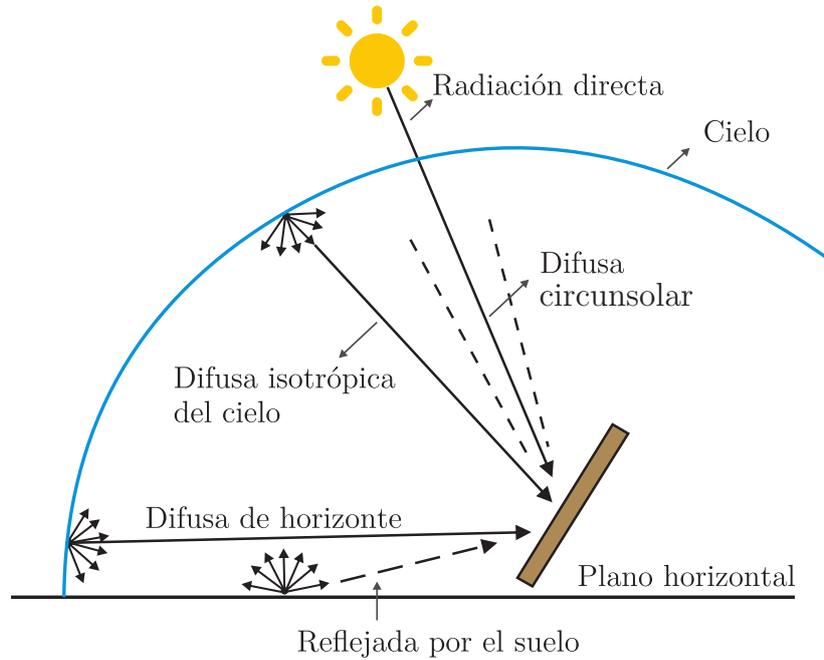


Figura 1.8: Modelo anisotrópico.

La radiación total sobre una superficie inclinada se obtiene con la ecuación (1.27).

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \frac{1 + \cos \beta}{2} \left[1 + \sqrt{\frac{I_b}{I}} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + I \rho_g \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (1.27)$$

1.5. Medición de la radiación solar

Existe una gran variedad de instrumentos para medir la radiación solar en todas sus componentes, variando su principio de funcionamiento, su costo y la precisión en sus medidas.

1.5.1. Pirheliómetro

Es un instrumento que mide la radiación solar directa y cuya superficie receptora se dispone normalmente a los rayos solares incidentes. Utiliza un sensor colimado para medir la radiación y dispone de un obturador para medir solamente la procedente del Sol y de una región anular del cielo muy próxima al astro [6] [28]. Se puede observar este instrumento en la figura 1.9 . Existen varios tipos de pirheliómetros:

- **Pirheliómetros de cavidad absoluta** posee dos cavidades cónicas idénticas: una externa, que se calienta al estar expuesta a la radiación solar, mientras la otra cavidad, oculta en el interior del instrumento, se calienta utilizando energía eléctrica hasta obtener una temperatura igual a la cavidad externa, asignándose el valor de la energía eléctrica consumida como el valor de la radiación solar incidente [28] [29].



Figura 1.9: Pirheliómetro

- **Pirheliómetro de compensación Ångström** es un instrumento muy adecuado para la calibración de piranómetros y otros pirheliómetros. Fue diseñado por K. Ångström (1893) como instrumento absoluto y la Escala Ångström, de 1905 se construyó basándose en él, aunque en la actualidad se utiliza como patrón secundario y debe calibrarse por comparación con un instrumento patrón [28].

El sensor consta de dos láminas de manganina platinadas, de aproximadamente 18mm de longitud, 2mm de anchura y unos 0,02 mm de grosor cada una, que se oscurecen con una capa de hollín de vela o con pintura óptica negra mate. En el reverso de cada lámina se acopla un termopar de cobre/constantán, de modo que la diferencia de temperatura entre las dos láminas pueda indicarse en un galvanómetro sensible o en un microvoltímetro eléctrico.

- **Pirheliómetro de disco de plata** Consiste en un disco de plata ennegrecida por una de sus caras, con un agujero en el que se inserta un termómetro. El disco está situado en el fondo de un tubo de latón que se puede obturar con ayuda de una pantalla móvil situada en el otro extremo; de esta forma se puede exponer el disco durante un tiempo determinado a la radiación solar. El pirheliómetro de disco de plata de Abbot permite deducir la intensidad de la radiación directa a partir de lecturas termométricas sucesivas, abriendo y cerrando alternativamente la entrada del aparato [28]

1.5.2. Piranómetro

Un piranómetro es un instrumento utilizado para medir la radiación total, es decir la directa y la difusa, incidente sobre un plano cualquiera [6] y se muestra en la figura 1.10. Estos instrumentos deben tener respuestas independientes de la longitud de onda de la radiación en el rango del espectro solar, es decir, que se busca que cubran el espectro con una sensibilidad lo más plana posible [28]. También deben tener una respuesta independiente del ángulo de incidencia de la radiación. La mayoría de los piranómetros

se encuentran cubiertos con uno o dos vidrios hemisféricos para protegerlos del viento y otros agentes climáticos externos. Estos cobertores deben ser de espesor constante para no causar deformaciones en la distribución de la radiación sobre el sensor. Existen dos



Figura 1.10: Piranómetro

grandes grupos de piranómetros, que se diferencian por su principio de funcionamiento:

- **Piranómetro térmico:** se constituye por una pila termoeléctrica contenida en un alojamiento con dos semiesferas de cristal. La pila termoeléctrica está constituida por una serie de termopares colocados horizontalmente, cuyos extremos están soldados con unas barras de cobre verticales solidarias a una placa de latón maciza. El conjunto está pintado con un barniz negro, para absorber la radiación. El flujo de calor originado por la radiación se transmite a la termopila, generándose una tensión eléctrica proporcional a la diferencia de temperatura entre los metales de los termopares.
- **Piranómetro fotovoltaico:** tiene como fundamento el efecto fotoeléctrico. La radiación incide sobre un fotodiodo, en el cual se obtiene una tensión y de este modo es posible conocer los datos de radiación. Dada su naturaleza, en este tipo de piranómetros es posible adosar filtros de ciertas bandas del espectro solar, por medio de algún domo de vidrio impregnado con el filtro deseado. Por otro lado, son más sensibles a pequeñas irregularidades y cambios debido a que no tienen la inercia térmica que sí tienen los térmicos.

La componente difusa de la radiación solar se puede medir utilizando piranómetros sombreando la parte directa de la radiación con un instrumento adecuado. Usualmente se utiliza un anillo de sombreado, como el que se muestra en la figura 1.11. El anillo se utiliza para tener una lectura continua de la radiación difusa sin la necesidad de re-posicionar continuamente un elemento sombreador localizado de menor tamaño, como puede ser un pequeño plato circular. En el caso del anillo, se debe realizar un ajuste que depende únicamente de la declinación solar y debe hacerse diariamente. Una desventaja del anillo es que además de sombrear la componente directa, también ensombrece parte de la difusa. Por esta razón es necesario aplicar un factor de corrección que ronda entre 1.05 y 1.2.



Figura 1.11: Piranómetro con anillo de sombreo para medición de radiación difusa

1.5.3. Heliógrafo

El heliógrafo es un aparato meteorológico que mide la duración de la insolación diaria. Consiste en una esfera de vidrio que actúa como una lente concentradora de la luz solar sobre una banda de papel. Mientras que la radiación solar no es interceptada por las nubes la banda, que tiene una escala graduada en horas, se va quemando a lo largo de una línea. Posteriormente, y en forma manual, se evalúa el periodo diario con insolación. Con el uso de estaciones automáticas que permiten registrar en forma continua la radiación solar, este equipo ha caído en desuso.

1.6. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se introdujeron los principales conceptos relacionados con la energía solar, sentando las bases para el desarrollo de los temas relacionados al uso de reflectores especulares planos para obtener mejoras en sistemas fotovoltaicos. Se presentó la radiación solar extraterrestre y se concluyó que la misma varía por la fluctuación de la radiación emitida por el sol y por la variación de la distancia tierra sol, siendo este factor el más preponderante [9]. A su vez se detalló que la radiación que llega a la tierra varía por dos causas: la dispersión atmosférica y la absorción atmosférica [6]. Se presentaron dos métodos de estimación de la radiación solar sobre una superficie inclinada: el isotrópico y el anisotrópico. Se concluyó que en el presente trabajo, se empleará el método isotrópico debido a que este es el más utilizado en la bibliografía para abordar la temática de reflectores especulares planos. Además se presentaron varias correlaciones para separar la radiación global en sus componentes directa y difusa, y se concluyó que se utilizará la correlación propuesta por Erbs [19] basada en un solo estimador, ante la

falta de información para determinar con precisión el error de las correlaciones presentadas para la ubicación geográfica del proyecto [22]. Por otro lado, fueron presentadas las relaciones astronómicas Tierra-Sol y los ángulos solares. Se encontró que la declinación solar varía con el día del año [10]. A su vez, tanto el cenit como el azimut dependen de la declinación, del horario solar y de la posición geográfica [8]. Finalmente se detallaron los principales instrumentos de medición de la radiación solar, remarcando la importancia del piranómetro, que será el instrumento utilizado para medir la irradiación global en el proyecto.

Capítulo 2

Energía solar fotovoltaica

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica, utilizando el efecto fotovoltaico. En este capítulo se presentan los conceptos relacionados a la energía solar fotovoltaica, se detalla como ocurre la transformación energética de solar a eléctrica y se brinda una introducción a los sistemas fotovoltaicos detallando sus principales componentes.

2.1. El efecto fotovoltaico

El componente elemental de un generador FV es la celda fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica por el efecto fotovoltaico.

2.1.1. Historia del descubrimiento del efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el físico francés, Alexandre Edmond Becquerel. Mientras experimentaba con electrodos metálicos y electrolitos, descubrió que la conductancia se incrementaba con la iluminación. Willoughby Smith descubrió, en 1873, el efecto fotovoltaico en el selenio, un semiconductor. Luego, Albert Einstein describió el fenómeno en 1904. La primer celda desarrollada fue la mono cristalina en 1941. En 1951, se construyó la primera celda de germanio. Los laboratorios Bell publicaron resultados de una celda solar con una eficiencia de 4,5%, incrementando meses después este rendimiento hasta un 6%. En 1957, Hofman Electronics produjo una celda con una eficiencia del 8%. Un año después, en 1958, la misma compañía desarrolló una celda con una eficiencia del 9%. En 1960 Hofman Electronics produjo una celda con una eficiencia del 14%. En 1977, la producción mundial de módulos fotovoltaicos ya rondaba los 500kW. En 1984, ARCO Solar produjo los primeros módulos amorfos. En 1985, investigadores de la Universidad de New South Wales en Australia construyeron una celda solar con

una eficiencia mayor al 20%. Luego, la producción japonesa de celdas solares se incrementó hasta el nivel actual, llegando a producciones del orden de los 6,5GW anuales por empresas chinas como Jinko Solar en 2018 [30].

2.1.2. Funcionamiento de la celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado para lograr una total pureza. El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetraivalente), se dopa con átomos trivalentes como el Boro que produce un dopaje positivo en una capa, y cierto número de átomos pentavalentes como el fósforo que genera dopaje negativo en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas como se muestra en la figura 2.1. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección.

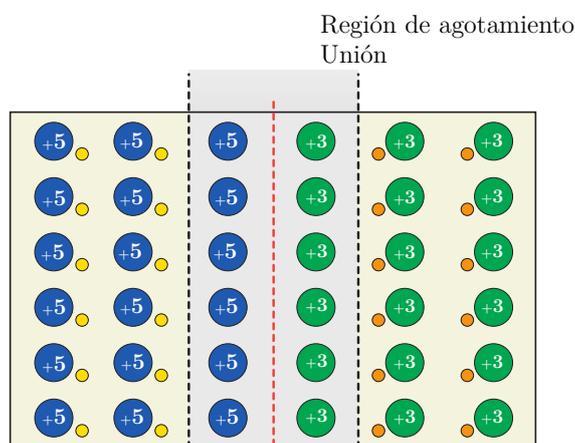


Figura 2.1: Juntura de unión P-N

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia

y la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico.

Cuando se expone la celda a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la celda esté iluminada, como se muestra en la figura 2.2.

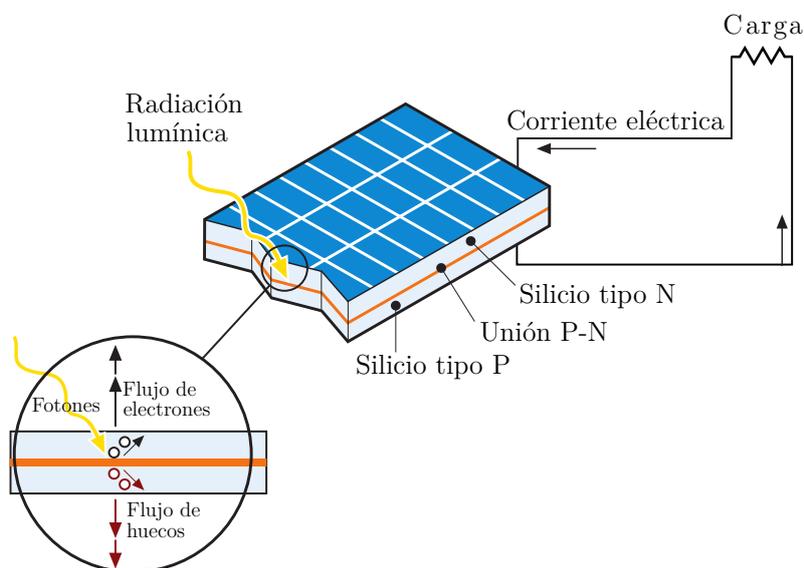


Figura 2.2: Producción eléctrica de una celda fotovoltaica

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la celda FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la corriente generada.

De la energía solar incidente en una celda solo una pequeña fracción se logra convertir en energía eléctrica. En la actualidad la eficiencia de conversión en las celdas FV comerciales se encuentra entre el 13 % y el 21 %. Del 100 % de la energía solar incidente, 3 % se pierde por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales (figura 2.3), 23 % son fotones con longitudes de onda larga con energía insuficiente para liberar electrones y generan calor, 32 % son fotones de longitud de onda corta con exceso de energía

que se transmiten sin producir el efecto fotoeléctrico, como se observó en la figura 1.5 de la sección 1.3.1. Finalmente, del total de la radiación incidente solo el 20% sustenta el campo eléctrico de la celda y luego 0,5% se pierde debido a la resistencia en serie que representan las pérdidas por conducción.

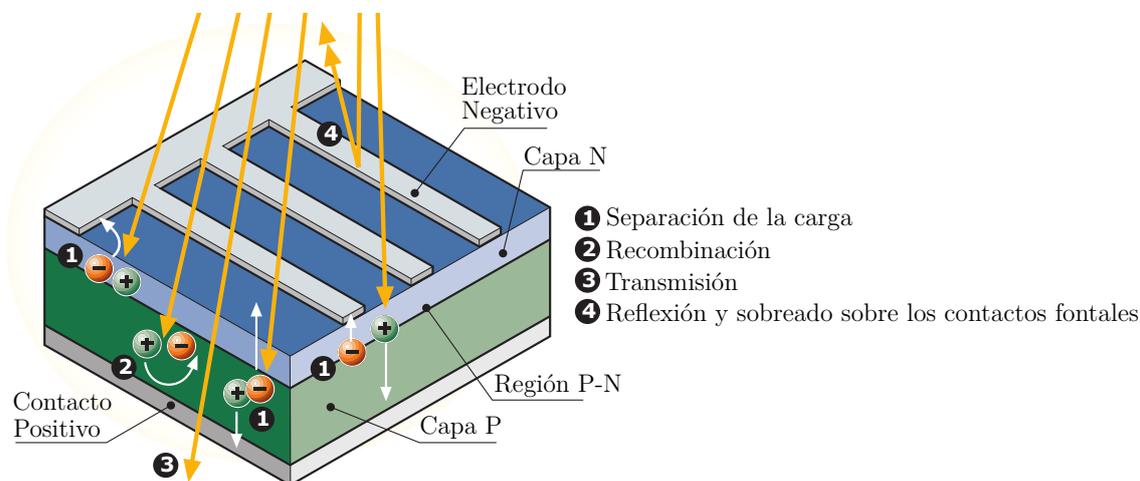


Figura 2.3: Efecto fotovoltaico y pérdidas en la celda

Las condiciones estándar de prueba STC (irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$ a una temperatura de 25°C y una masa de aire AM 1,5) proporcionan una medida de la capacidad productiva de una celda, la potencia pico W_p . Actualmente, las condiciones de producción y estandarización de las mediciones realizadas por los fabricantes de celdas solares, son reguladas por la norma IEC 61853-1 “Irradiance and Temperature Performance Measurements and Power Rating”.

2.1.3. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica

Una celda fotovoltaica puede considerarse como un generador de corriente y puede representarse con el circuito equivalente de la figura 2.4.

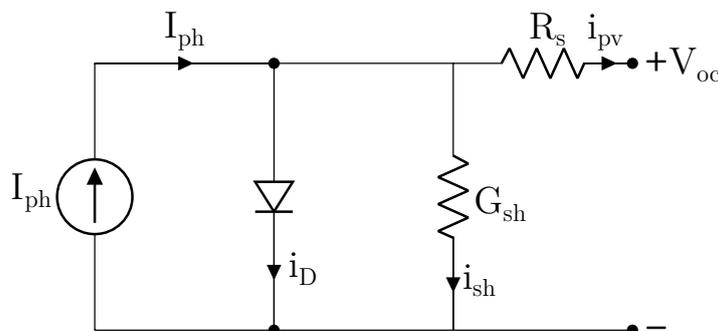


Figura 2.4: Circuito equivalente de una celda fotovoltaica

La corriente i_{pv} en los terminales de salida es igual a la corriente generada mediante el efecto fotovoltaico I_{ph} con el generador de corriente ideal, menos la corriente del diodo i_D y la corriente de fuga i_{sh} .

La resistencia serie R_s representa la resistencia interna al flujo de la corriente generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.

La conductancia de fuga G_{sh} tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicio normales. En una celda ideal se encontraría $R_s = 0\Omega$ y $G_{sh} = 0\Omega$. Sin embargo, en una celda de silicio de alta calidad $R_s = 0,05/0,10\Omega$ y $G_{sh} = 3/5\text{mS}$. La eficiencia de conversión de la celda FV se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s , mientras que es mucho menos sensible a una variación de G_{sh} .

La tensión sin carga V_{oc} se da cuando la carga no absorbe corriente ($I = 0\text{A}$) y viene dada por la ecuación (2.1).

$$V_{oc} = \frac{i_{sh}}{G_{sh}} \quad (2.1)$$

La corriente del diodo se obtiene a partir de (2.2).

$$I_d = i_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad (2.2)$$

donde i_D es la corriente de saturación del diodo, Q es la carga del electrón, A es el factor de identidad del diodo y depende de los factores de recombinación dentro del diodo, k es la constante de Boltzmann y T es la temperatura absoluta en K.

Por tanto, la corriente suministrada a la carga responde a la (2.3).

$$i_{pv} = I_{ph} - I_d - i_{sh} = I_{ph} - i_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_{sh} \cdot V_{oc} \quad (2.3)$$

En las celdas normales, el último término (es decir, la corriente de fuga a tierra i_{sh}) es despreciable respecto a las otras dos corrientes. En consecuencia, la corriente de saturación del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando la tensión en ausencia de carga V_{oc} a una celda no iluminada y midiendo la corriente que fluye en el interior de la celda.

2.2. Sistemas fotovoltaicos

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. Las plantas están compuestas esencialmente por un generador (paneles FV), un bastidor de soporte para montar los paneles sobre

el terreno, un edificio o la estructura de un edificio; por un sistema de control y acondicionamiento energético, por un posible sistema de almacenamiento de la energía, por cuadros e instrumentación eléctrica con los equipos de protección y maniobra, así como por los cables de conexión [31].

2.2.1. Paneles fotovoltaicos

Una panel fotovoltaico es un tipo de panel solar diseñado para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Su función es transformar la energía solar en eléctrica. Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas entre ellas. Las celdas fotovoltaicas que componen un panel fotovoltaico se encuentran protegidas por una capa de resina impermeable. El panel fotovoltaico es el encargado de transformar de una manera directa la energía de la radiación solar en electricidad, en forma de corriente continua. Si bien hay muchos métodos y materiales para la fabricación de celdas, hay dos tecnologías comerciales de paneles solares que se destacan por sobre las otras:

Paneles Mono-cristalinos

Los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata para obtener “microsurcos” destinados a minimizar las pérdidas por reflexión. La principal ventaja de estas celdas es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo.

Paneles Policristalinos

En este tipo de paneles los cristales que componen las celdas se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, los destellos característicos de las celdas de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan una estrías típicas de 300-1800 μm de grosor. Su eficiencia es menor que la del silicio mono cristalino (12 a 15%). Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio mono cristalino) y buena parte del rendimiento

se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

2.2.2. Acondicionamiento Energético

El principal elemento utilizado para realizar el acondicionamiento de la energía producida por un sistema de paneles solares es el inversor solar. Un inversor es un dispositivo electrónico encargado de transformar la corriente continua que generan los módulos solares fotovoltaicos en corriente alterna que necesitan para funcionar la mayoría de elementos de un hogar y que circula por la red de distribución eléctrica [32]. Los esquemas de conexión de estos equipos se resumen en dos grandes grupos: inversores centralizados o micro-inversores.

Inversor Centralizado

Los inversores centralizados, son equipos que se conectan a un arreglo de paneles general y convierten toda la potencia del arreglo en un solo dispositivo, como se muestra en la figura 2.5.

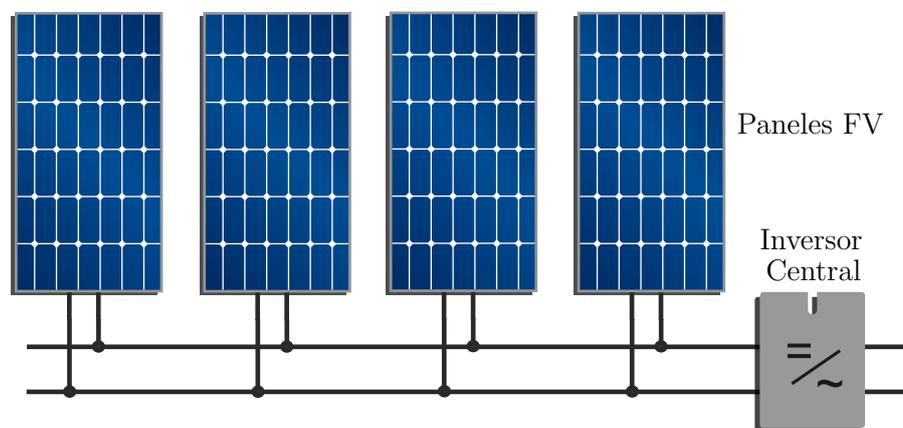


Figura 2.5: Esquema de conexión de inversores centralizados

Micro-Inversores

Un micro-inversor, es un inversor solar de tamaño reducido que se conecta directamente en la parte posterior de cada módulo solar y que convierte de manera individual la corriente continua generada por cada módulo solar en corriente alterna. También existen los micro-inversores duo, en los que un sólo micro-inversor comparte dos módulos, no obstante el concepto es el mismo [32]. En el presente trabajo se optó por utilizar este tipo

de convertidores, ya que permiten registrar individualmente los parámetros de corriente, tensión y temperatura de cada panel, permitiendo la comparación entre diferentes configuraciones.

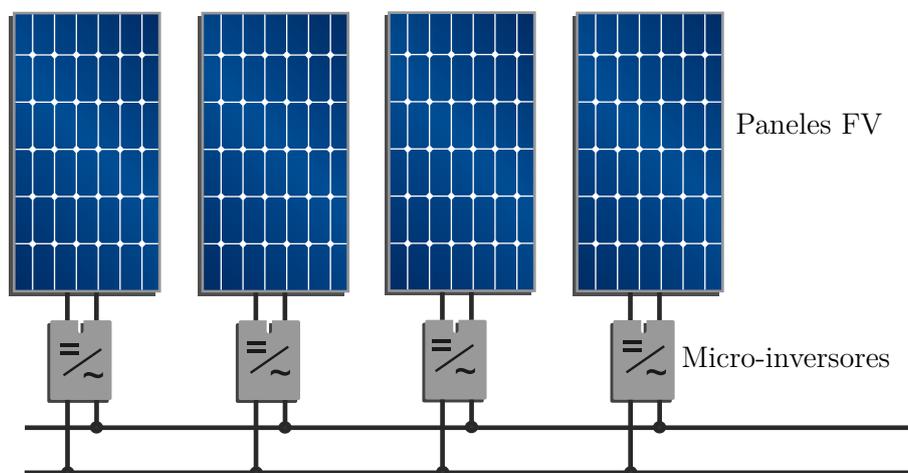


Figura 2.6: Esquema de conexión de micro-inversores

2.3. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se introdujeron los principales conceptos de energía fotovoltaica. Se detalló el efecto fotovoltaico, se realizó una breve reseña histórica y se explicó el circuito del modelo equivalente de un diodo, de una celda fotovoltaica. Se presentaron las fuentes de pérdidas en un panel fotovoltaico, llegando a que solo el 20% de la radiación incidente sustenta el campo eléctrico de la celda [31]. A su vez se analizaron los distintos tipos de paneles fotovoltaicos, abordando principalmente los mono-cristalinos y los poli-cristalinos, siendo los primeros los que poseen una eficiencia levemente mayor, alcanzando un 17%. Aún así, durante el presente proyecto, se utilizarán paneles poli-cristalinos. Finalmente se presentaron los inversores, los cuales son los encargados de acondicionar la energía solar producida por los paneles para inyectarla a la red [32]. Se detallaron dos tipos, los inversores centralizados y los micro-inversores, siendo estos últimos los utilizados durante el presente trabajo.

Capítulo 3

Reflectores especulares planos

En el presente capítulo se realiza una introducción al tema de reflectores especulares planos, se analizan las principales geometrías posibles y se desarrolla un análisis vectorial de la radiación incidente sobre un panel solar y un reflector plano y sus correspondientes reflexiones. Para el análisis, se parte de los versores en la dirección de la radiación directa incidente y luego, mediante cálculos algebraicos vectoriales, se llega a los ángulos de incidencia sobre el panel. Se obtiene el porcentaje de área del panel que es reflejado o sombreado por el espejo y posteriormente se estima la radiación recibida por el panel. Se presentan las ecuaciones base para la realización de una simulación en el software MATLAB. Se obtendrá el ángulo óptimo mensual para la ciudad de Mar del Plata y se analizará la influencia del tamaño del reflector en las ganancias obtenidas.

3.1. Introducción

Los recientes desarrollos en el campo de las energías renovables han impulsado la búsqueda de nuevas alternativas de bajo costo para incrementar el rendimiento de los sistemas de energía solar. Una forma de aumentar la radiación por unidad de área que recibe un panel solar es utilizar espejos para redireccionar la energía perdida hacia la superficie de interés.

A principios de la segunda mitad del siglo XX se desarrollaron una gran cantidad de trabajos referidos al uso de reflectores especulares planos para mejorar el rendimiento de sistemas de energía solar, tanto térmicos como fotovoltaicos. Tabor [4, 33] entre 1958 y 1966 fue de los primeros investigadores en publicar sobre el empleo de espejos planos para incrementar el rendimiento de un colector solar, efectuando un estudio analítico de estos sistemas mediante métodos gráficos. Seitel [34] en 1975 contrastó las mejoras producidas por reflectores difusos y especulares, y obtuvo curvas de optimización para configuraciones de espejos con colectores horizontales. Dos años después, en 1977, Grassie y Sheridan [35] plantearon un modelo matemático para simular la performance de un

sistema colector-reflector, modificando el balance de energía para considerar la reflejada, obteniendo una buena concordancia entre el modelo y algunos experimentos sobre calentadores de agua. Paralelamente, Mc Daniels [36] en 1975 estudió las mejoras obtenidas a partir de un modelo donde el ángulo del reflector y del colector, y la latitud eran variables, para un horario solar arbitrario, teniendo en cuenta el efecto de las pérdidas de reflexión y la transmisión, y la polarización de la luz incidente.

Continuando con las investigaciones realizadas, en 1980 Taha y Elidighidy [37] analizaron el aumento del flujo de calor obtenido en función de la altitud y el azimut solar teniendo en cuenta el factor de sombra por la presencia del colector orientado al sur con el reflector en la parte baja situado al norte. Grimmer [38] en 1978 presentó el resultado de cálculos teóricos y pruebas experimentales de distintos tipos de reflectores, llevando a cabo pruebas con especulares, difusos y una combinación de ellos. Larson [39] en 1980 se valió del método de las imágenes para obtener la mejora instantánea en el caso de un sistema colector-espejo orientado a lo largo de la dirección este-oeste y de ancho infinito. Chiam [40–42] entre 1981 y 1983 estudió en detalle un espejo simple colocado tanto en la arista superior como en la arista inferior del colector, analizando la interacción entre ellos. Dang elaboró un análisis teórico y económico de este tipo de sistemas en 1984 [43], luego en 1986 incorporó estudios prácticos a su investigación [44]. En el mismo año, Arata [45] efectuó un análisis teniendo en cuenta la obtención del mayor beneficio económico y la performance en zonas con diferentes condiciones de radiación. En 1988, Garg y Hrishikesan [46] examinaron un sistema constituido por un colector plano mejorado por dos reflectores. Obtuvieron un modelo que facilita la predicción de la energía total absorbida por el colector en cualquier horario del día y para cualquier latitud, para una combinación cualquiera de inclinaciones de colector y reflectores. Tuvieron en cuenta el solapamiento de los sombreados de ambos colectores.

Para finales del siglo XX, Rao [47] en 1993 presento un algoritmo para estimar las mejoras obtenidas con la utilización de espejos en sistemas de colectores planos. En el mismo año, Perers y Karlsson [48] realizaron un modelo para el cálculo de la radiación incidente desde reflectores planos y CPC-shaped en un arreglo de colectores solares. Luego, Perers [49] en 1994 y Ronnelid junto a Karlsson [50] en 1999, orientaron su investigación a las mejoras producidas por el uso de reflectores corrugados. Kumar, Kaushik y Garg [51], en 1995, consideraron un caso general de análisis con 4 reflectores. Desarrollaron un modelo de estudio analizando el efecto individual de cada reflector sobre el colector. Bollentin y Wilk [52] en el mismo año, presentaron un modelo analítico para obtener la irradiación solar en paneles colectores utilizando espejos planos, teniendo en cuenta la influencia de los reflectores en el factor de visión.

A principios del siglo XXI se realizaron algunas investigaciones más, de la mano de Hussein y compañía [53], que en el año 2000 desarrollaron un análisis teórico, teniendo en cuenta el factor de visión debido a los reflectores sobre el colector, a partir de una

simulación en computadora. Luego, Kostic estudió en 2010, la influencia de la reflectancia de placas planas en sistemas solares fotovoltaicos y térmicos [54], finalmente efectuó una optimización del diseño de un sistema del mismo tipo con reflectores [55, 56]. Tanaka presentó tres trabajos entre los años 2011 y 2015 [57–59], realizando varios análisis teóricos de un colector solar térmico con un reflector en la arista superior, con el objetivo de encontrar la combinación óptima de ángulos entre el colector y el reflector. Naik y Palatel [60] en 2014 investigaron el desempeño de un sistema híbrido de calentamiento de agua térmico-fotovoltaico montando un reflector en la parte superior del colector. Analizaron el rendimiento del sistema evaluando la eficiencia energética y exergética. Baccoli y compañía [61] realizaron en 2015, un modelo matemático de este tipo de sistemas utilizando el modelo de cielo anisotrópico, teniendo en cuenta las sucesivas reflexiones entre colector y reflector. Finalmente realiza la comparación entre la energía obtenida por un colector montado con un espejo fijo y otro con uno variable.

A demás de las investigaciones realizadas, se efectuaron durante las dos primeras décadas del siglo XXI, una gran cantidad de análisis referidos a la degradación de los reflectores con el paso del tiempo. En primer lugar, Biryukov estudió en el año 2000, la disminución de la reflectividad de espejos parabólicos provocada por polvo en la superficie [62]. En 2015, Girard presentó un trabajo que estudia los principales factores responsables en la degradación de los espejos [63]. Delord, en 2014 obtuvo una correlación de la degradación de los espejos solares respecto de un análisis colorimétrico realizado en la capa protectora del espejo [64]. Finalmente, en 2016, presentó un completo trabajo que analiza la influencia de la suciedad y la degradación en espejos solares [65].

Finalmente, en el año 2020, se presentó un estudio realizado en India, en la región occidental del Himalaya, que abarca un análisis del desempeño de un sistema solar fotovoltaico policristalino utilizando reflectores especulares planos. El estudio se realizó bajo las condiciones climáticas del lugar y comprende la aplicación de un modelo simple y la estimación de la performance del sistema en las condiciones dadas [3].

3.2. Geometría de los sistemas

Las configuraciones geométricas para estos arreglos son muy variadas. Es posible obtener diferentes prestaciones dependiendo de la ubicación de los espejos con respecto al panel. Las principales configuraciones que se pueden utilizar son:

- Sistemas con reflector sobre panel
- Sistemas con reflectores laterales
- Sistemas con reflector bajo panel

A continuación se presentan las principales características de cada configuración:

3.2.1. Sistemas con reflector sobre panel

Los sistemas con reflector sobre panel tienen una disposición como la que se muestra en la figura 3.1. Estas disposiciones producen mejoras parecidas a los sistemas con reflector bajo panel. Se obtienen picos máximos de potencia al mediodía solar, y esta mejora decrece con el tiempo cuando se aleja del mediodía solar, como se aprecia en la figura 3.1.

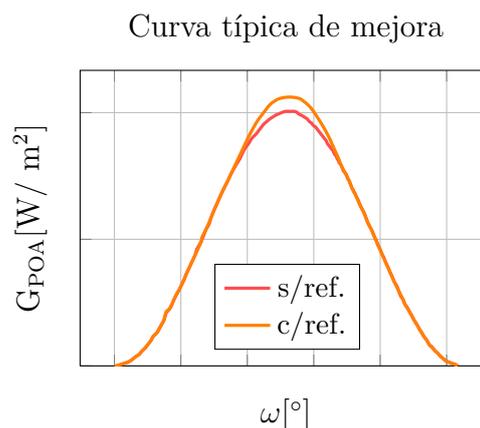


Figura 3.1: Sistema con reflector sobre panel

Si bien la mejora de estos sistemas es alta, y puede ser para algunos sistemas, mayor que en los sistemas bajo panel, no es adecuada para sistemas de varias filas de paneles. El sombreado que produce el espejo sobre las filas traseras es muy grande, introduciendo enormes decrecimientos en la irradiación para estos arreglos.

Finalmente, otra dificultad que introduce la colocación de este tipo de sistemas, es la disposición desfavorable que tienen respecto a los fuertes vientos.

3.2.2. Sistemas con reflectores laterales

Los sistemas con espejos laterales tienen una disposición como la que se muestra en la figura 3.2. Estas configuraciones están enfocadas en aumentar la irradiación recibida en horarios distintos del mediodía solar. De esta forma, se obtienen curvas de irradiación en función del horario más anchas o con aumentos en los laterales, como las que se muestra en la figura 3.2.

Estos sistemas no son adecuados para sistemas de configuraciones muy largas, ya que los espejos deberían ser extremadamente grandes para producir mejoras apreciables y el voladizo sería muy poco práctico. Por ese motivo esta configuración es comunmente utilizada para sistemas pequeños, como termotanques solares.

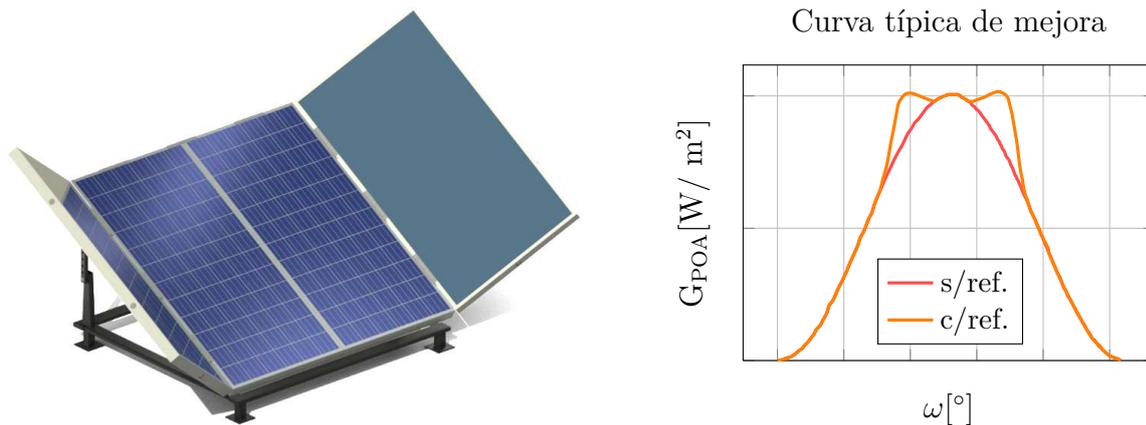


Figura 3.2: Sistema con reflectores laterales

3.2.3. Sistemas con reflector bajo panel

Los sistemas con reflectores ubicados por debajo del panel tienen una disposición como la que se muestra en la figura 3.3. Estas geometrías obtienen picos máximos de potencia al mediodía solar, y esta mejora decrece hacia los laterales de la curva, como se observa en el gráfico la figura 3.3.

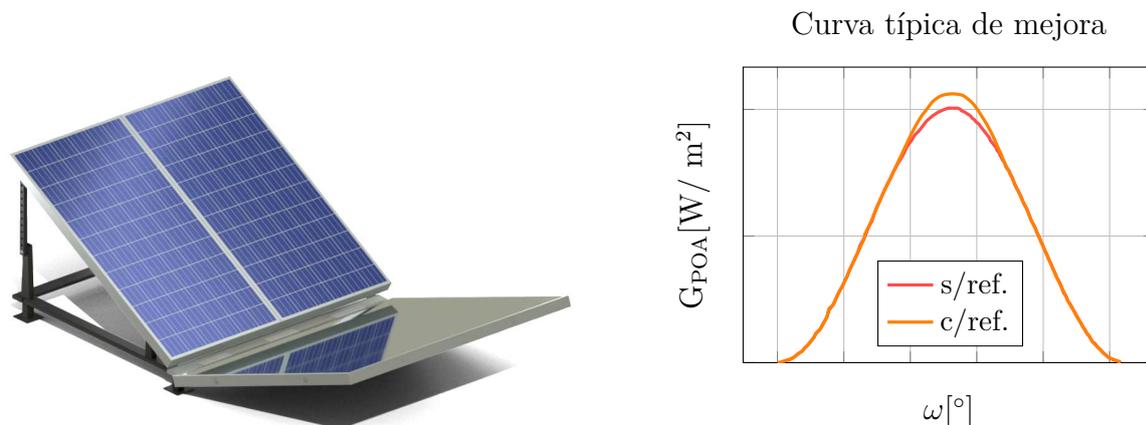


Figura 3.3: Sistema con reflector bajo panel

Son adecuados para mejorar sistemas de varias filas de paneles, de gran longitud cada una, debido a que ocupan el espacio ocioso entre líneas y permiten aprovecharlo para producir una mejora. Es por esta razón que se elige este tipo de configuración como el caso principal de estudio en el presente trabajo y será analizada con detenimiento en secciones posteriores.

3.2.4. Comparación

Se resume un análisis cualitativo de las principales características de los sistemas en la tabla 3.2.

Tipo de sistema	Zona de mejoras	Simplicidad constructiva	Resistencia al viento
Sistemas con reflector bajo panel	Preponderantes en el mediodía solar	Alta	Moderada
Sistemas con reflector sobre panel	Preponderantes en el mediodía solar	Media	Mala
Sistemas con reflectores laterales	Preponderantes fuera del mediodía solar	Media	Mala

Tabla 3.1: Análisis cualitativo de las características de los sistemas estudiados.

3.3. Modelo de análisis

Se considera un modelo panel-reflector como el que se muestra en la figura 3.4, compuesto por un panel fotovoltaico con un reflector especular colocado en su arista inferior. Para el sistema en estudio, se considera que el ángulo del reflector β_r y el del panel FV β_c con respecto a la horizontal son variables entre 0° y 90° . El sistema se encuentra con el panel FV orientado al norte y el reflector orientado al sur.

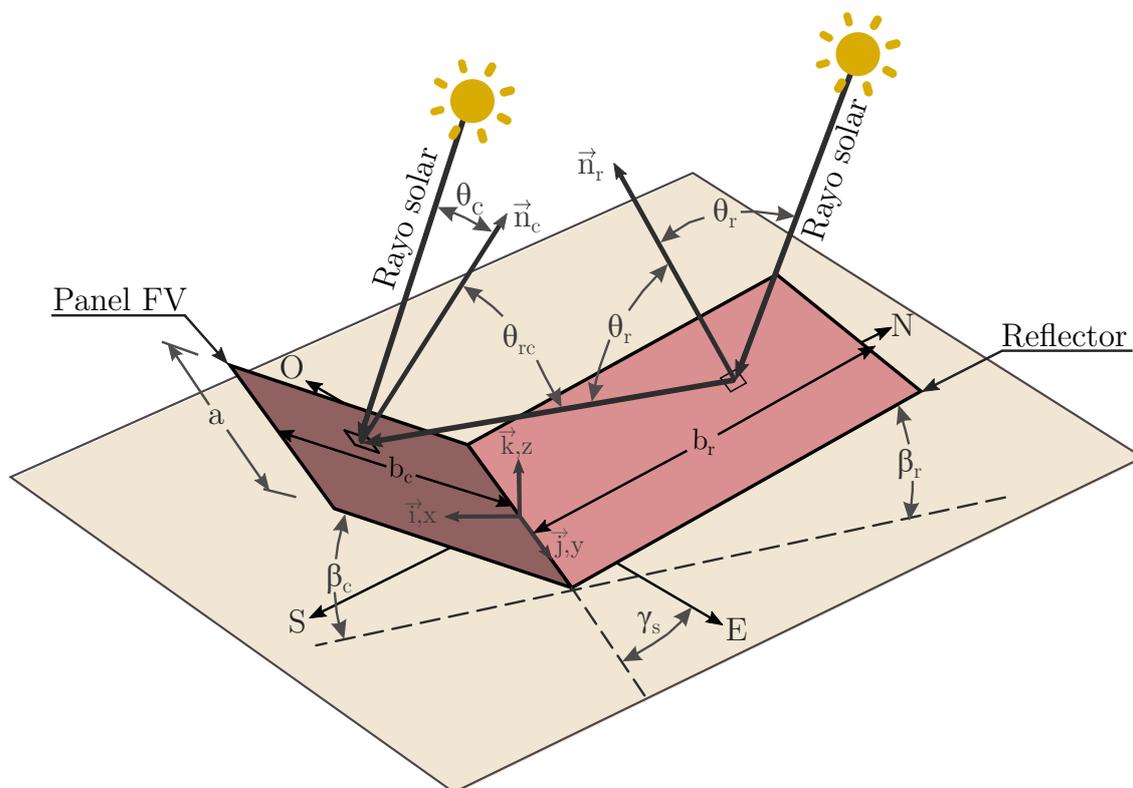


Figura 3.4: Representación esquemática del modelo Panel FV-Reflector.

3.3.1. Metodología de cálculo

En la figura 3.5 se muestra un diagrama de flujo simplificado con el objetivo de facilitar la comprensión del procedimiento de cálculo utilizado para la ejecución del modelo.

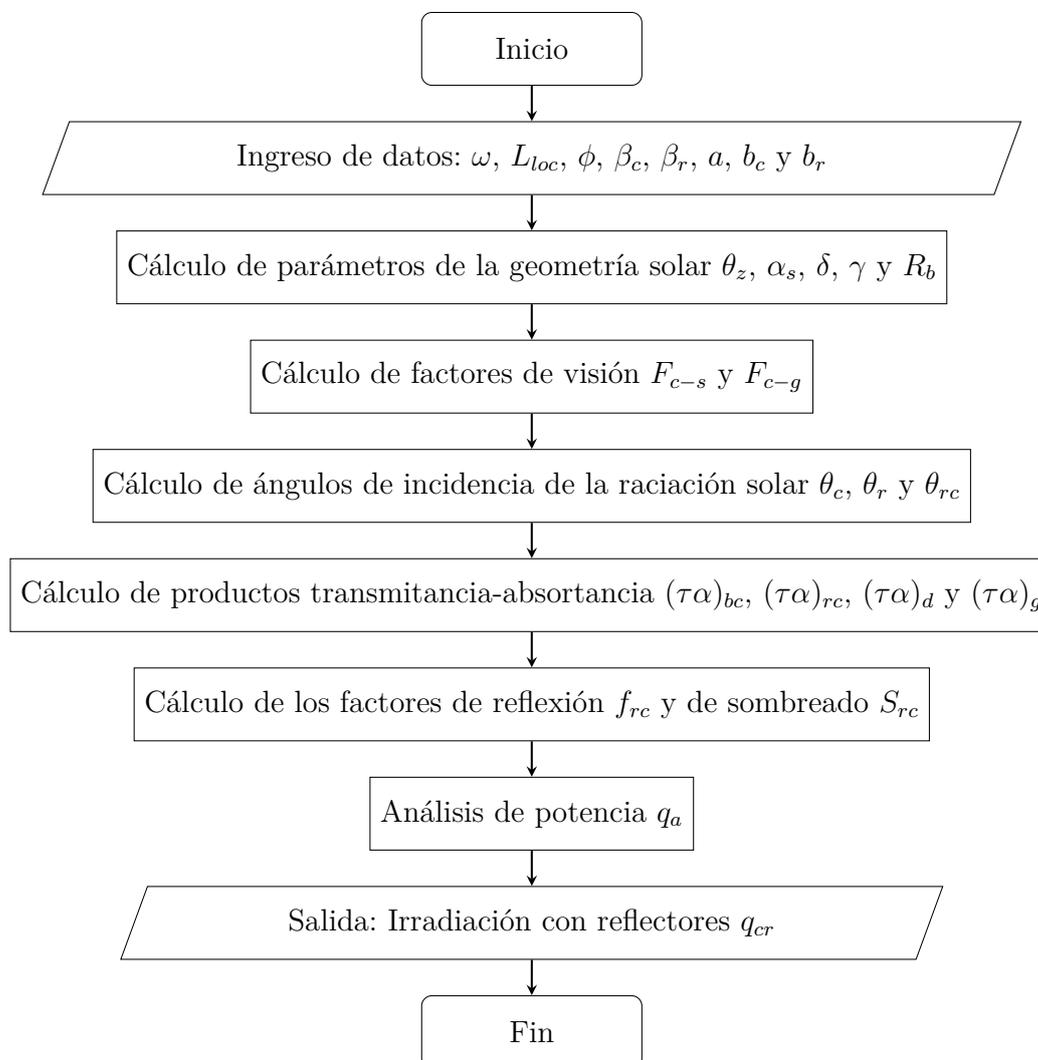


Figura 3.5: Diagrama de flujo simplificado del modelo.

Como se puede observar en el diagrama en bloques, el proceso inicia con el cálculo de los parámetros de la geometría solar en función del horario solar ω , la latitud ϕ , la longitud L_{loc} y la inclinación del panel β_c que serán obtenidos en la sección 3.3.3. Luego se determinan los factores de visión del panel con respecto al cielo F_{c-s} y con respecto al suelo F_{c-g} que serán analizados en la sección 3.3.4. Se obtienen los ángulos de incidencia de la radiación solar en el sistema panel-reflector θ_c , θ_r y θ_{rc} en la sección 3.3.5. A su vez, se determinan los productos transmitancia-absortancia $(\tau\alpha)_{bc}$, $(\tau\alpha)_{rc}$, $(\tau\alpha)_d$ y $(\tau\alpha)_g$, que se detallarán en la sección 3.3.6. Se calculan los factores de reflexión f_{rc} y de sombreado S_{rc} en la sección 3.3.7, para lo cual es importante contar con los datos de la geometría del sistema. Finalmente se realiza el análisis de potencia que será detallado en la sección

3.3.8. Este procedimiento de cálculo puede ser complementado con el diagrama de bloques del Apéndice A.

3.3.2. Consideraciones

Para el análisis se tienen en cuenta la siguientes consideraciones:

- No se tiene en cuenta el efecto de la sombra del panel FV sobre el reflector, pero sí el del reflector sobre el panel.
- Se considera despreciable la influencia del reflector en el factor de visión entre el cielo y el panel FV, y entre el suelo y el panel FV [52].
- Las reflexiones especulares parten desde el reflector hacia el panel, es decir que no son consideradas las sucesivas reflexiones entre panel y reflector.
- El producto transmitancia-absortancia [6] de los rayos directo y reflejado que inciden sobre el panel FV dependen de los ángulos de incidencia correspondientes.
- El panel es considerado como un cuerpo negro con un cobertor de low-iron glass de 3,2mm.

3.3.3. Cálculo de parámetros de la geometría solar

En la presente sección se resumen las ecuaciones que serán utilizadas para el cálculo de la posición solar y que comprenden la base para el modelado de los parámetros principales del modelo.

Tal como fue definida en la sección 1.2.3, la declinación solar se calcula a partir de (3.1) propuesta por Cooper [10].

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.1)$$

Donde n es el numero de día del año.

El el azimut γ_s , el cenit θ_z y la altitud α_s solar se calculan con las ecuaciones (3.2), (3.3) y (3.4) respectivamente.

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \cdot \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \cdot \sin \gamma - \sin \delta}{\sin \theta_z \cdot \cos \gamma} \right) \quad (3.2)$$

$$\theta_z = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \gamma \sin \delta \quad (3.3)$$

$$\alpha_s = 90 - \theta_z \quad (3.4)$$

La fracción entre la radiación en el plano horizontal y en el plano del panel R_b se calcula a partir de la (3.5).

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta_c) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(\phi - \beta_c) \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta} \quad (3.5)$$

Donde ω es el horario solar definido en la sección 1.2.3 y β_r es el ángulo del panel solar con respecto a la horizontal como se observa en la figura 3.4.

3.3.4. Cálculo de factores de visión

Para la simulación del modelo, es importante definir los factores de visión intervinientes. Tal como se definió en la sección 1.4.3 el factor de visión de una superficie con respecto a otra representa la fracción entre la radiación total que deja una superficie y la que incide en la otra [24].

Los factores de visión panel-cielo F_{c-s} y panel-suelo F_{c-g} se calculan a partir de (3.6) y (3.7) respectivamente:

$$F_{c-s} = \frac{1 + \cos \beta_c}{2} \quad (3.6)$$

$$F_{c-g} = \frac{1 - \cos \beta_c}{2} \quad (3.7)$$

Donde β_c es el ángulo del panel solar, como se observa en la figura 3.4.

3.3.5. Cálculo de los ángulos de incidencia de la radiación solar

Para poder realizar el análisis de potencia, es fundamental calcular los ángulos de incidencia de la radiación solar sobre el panel θ_c , sobre el reflector θ_r y sobre el panel reflejada por el reflector θ_{rc} .

Estos ángulos se obtienen a partir de cálculos algebraicos vectoriales. Para calcularlos, en primer lugar se determinan los vectores normales al panel \vec{n}_c solar y al reflector \vec{n}_r respectivamente de la siguiente forma:

$$\vec{n}_c = -\sin \beta_c \cos \gamma \hat{i} + \sin \beta_c \sin \gamma \hat{j} + \cos \beta_c \hat{k} \quad (3.8)$$

$$\vec{n}_r = \sin \beta_r \cos \gamma \hat{i} - \sin \beta_r \sin \gamma \hat{j} + \cos \beta_r \hat{k} \quad (3.9)$$

El vector unitario en la dirección del rayo solar esta dado por:

$$\vec{n}_b = \cos \alpha_s \cos \gamma_s \hat{i} + \cos \alpha_s \sin \gamma_s \hat{j} + \sin \alpha_s \hat{k} \quad (3.10)$$

Realizando el producto escalar entre el versor del panel \vec{n}_c y el versor irradiación \vec{n}_b se obtiene el ángulo incidente del haz solar sobre el panel.

$$\vec{n}_c \cdot \vec{n}_b = |n_c| \cdot |n_b| \cdot \cos \theta_c \quad (3.11)$$

Por ser vectores unitarios $|n_c| = 1$ y $|n_b| = 1$:

$$\cos \theta_c = \vec{n}_c \cdot \vec{n}_b \quad (3.12)$$

quedando el producto escalar expresado como:

$$\cos \theta_c = -\sin \beta_c \cos \alpha_s \cos \gamma \cos \gamma_s + \sin \beta_c \sin \gamma \cos \alpha_s \sin \gamma_s - \cos \beta_c \sin \alpha_s \quad (3.13)$$

Aplicando propiedades trigonométricas se obtiene que:

$$\cos \theta_c = -\sin \beta_c \cos \alpha_s (\cos \gamma \cos \gamma_s - \sin \gamma \sin \gamma_s) - \cos \beta_c \sin \alpha_s \quad (3.14)$$

El ángulo de incidencia del haz solar con respecto al panel es:

$$\cos \theta_c = -\sin \beta_c \cos \alpha_s \cos(\gamma + \gamma_s) - \cos \beta_c \sin \alpha_s \quad (3.15)$$

Análogamente para el ángulo incidente en el reflector θ_r .

$$\cos \theta_r = \cos \alpha_s \sin \beta_r \cos(\gamma + \gamma_s) - \cos \beta_r \sin \alpha_s \quad (3.16)$$

El vector unitario en la dirección del rayo reflejado desde el reflector hacia el panel tiene la siguiente forma:

$$\vec{n}_{rc} = u\hat{i} - v\hat{j} + w\hat{k} \quad (3.17)$$

donde:

$$u = \cos \alpha_s \left[\cos \gamma_s \cos^2 \beta_r - \cos(\gamma_s + 2\gamma) \sin^2 \beta_r \right] + \sin \alpha_s \sin 2\beta_r \cos \gamma \quad (3.18)$$

$$v = \cos \alpha_s \left[\sin \gamma_s \cos^2 \beta_r + \sin(\gamma_s + 2\gamma) \sin^2 \beta_r \right] - \sin \alpha_s \sin 2\beta_r \sin \gamma \quad (3.19)$$

$$w = \sin \alpha_s \cos 2\beta_r - \cos \alpha_s \sin 2\beta_r \cos(\gamma_s + \gamma) \quad (3.20)$$

El ángulo de incidencia del rayo reflejado sobre el panel es:

$$\cos \theta_{rc} = -\sin \alpha_s \cos(2\beta_r + \beta_c) + \cos \alpha_s \sin(2\beta_r + \beta_c) \cos(\gamma_s + \gamma) \quad (3.21)$$

La obtención de estos ángulos es fundamental, debido a que la mejora obtenida depende en gran parte de la perpendicularidad con la que inciden los rayos solares. A su

vez, el porcentaje de área sombreada o reflejada que se calculará en la sección 3.3.7, es función de estos ángulos.

3.3.6. Cálculo de productos transmitancia-absortancia

Con el objetivo de considerar el cobertor transparente que poseen generalmente los paneles solares comerciales, es necesario tener en cuenta el producto transmitancia-absortancia.

Los productos transmitancia-absortancia tanto para el rayo directo $(\tau\alpha)_{bc}$, como para el reflejado $(\tau\alpha)_{rc}$ dependen de los ángulos de incidencia de la radiación directa sobre el panel θ_c y de la reflejada θ_{rc} , que fueron calculados en la sección 3.3.5. Estos productos de pueden determinar de acuerdo con (3.22) y (3.23) respectivamente, propuestas en [6] y que surgen de las leyes de Snell, Fresnel y Bougher.

$$(\tau\alpha)_{bc} = e^{-(K \cdot h / \cos \theta_{c,r})} \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{\sin^2(\theta_{c,r} - \theta_c)}{\sin^2(\theta_{c,r} + \theta_c)} + \frac{\tan^2(\theta_{c,r} - \theta_c)}{\tan^2(\theta_{c,r} + \theta_c)} \right) \right] \quad (3.22)$$

$$(\tau\alpha)_{rc} = e^{-(K \cdot h / \cos \theta_{rc,r})} \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{\sin^2(\theta_{rc,r} - \theta_{rc})}{\sin^2(\theta_{rc,r} + \theta_{rc})} + \frac{\tan^2(\theta_{rc,r} - \theta_{rc})}{\tan^2(\theta_{rc,r} + \theta_{rc})} \right) \right] \quad (3.23)$$

Donde h y K representan el espesor y el coeficiente de extinción del cobertor respectivamente. Además $\theta_{c,r}$ y $\theta_{rc,r}$ son los ángulos de refracción correspondientes al rayo directo y al que proviene del reflector, respectivamente. Se calculan por ley de Snell a partir de las ecuaciones (3.24) y (3.25).

$$\theta_{c,r} = \arccos \left(\frac{n_a}{n_g} \sin \theta_c \right) \quad (3.24)$$

$$\theta_{rc,r} = \arccos \left(\frac{n_a}{n_g} \sin \theta_{rc} \right) \quad (3.25)$$

Análogamente se pueden calcular los productos transmitancia-absortancia para las fracciones difusa y reflejada por el suelo. Para ello, se obtiene un ángulo de incidencia equivalente [66] a partir de las ecuaciones (3.26) y (3.27).

$$\theta_{e,g} = 90 - 0,5788\beta_c + 0,002693\beta_c^2 \quad (3.26)$$

$$\theta_{e,d} = 59,7 - 0,1388\beta_c + 0,001497\beta_c^2 \quad (3.27)$$

Luego, con los ángulos de incidencia equivalentes calculados, se obtiene el ángulo de refracción a partir de la ley de Snell, utilizando las ecuaciones (3.24) y (3.25) y finalmente se recurre a (3.22) y a (3.23) para calcular los factores transmitancia-absortancia para la radiación difusa y reflejada por el suelo.

3.3.7. Cálculo de los factores de reflexión f_{rc} y de sombreado S_{rc} .

El factor f_{rc} se define como la fracción del área del panel que se encuentra expuesta a la radiación reflejada por el reflector y depende de la geometría del sistema y de la posición del sol. A su vez S_{rc} se define como la fracción del área del panel que es sombreada por el reflector. Estos parámetros se pueden obtener a partir de las ecuaciones obtenidas por Taha y Shawki [37], Garg y Hirishiwasan [46], y Kumar, Kaushik y Garg [51].

El área reflejada puede tener forma triangular o trapezoidal dependiendo de la posición del rayo reflejado. Para definir este área, se utiliza el vector \vec{e} que parte desde el centro de la arista que comparte el panel con el reflector, termina en uno de los vértices superiores de la sombra como se observa en la figura 3.6. Este vector se obtiene de la siguiente forma:

$$\vec{e} = e_x \hat{i} + e_y \hat{j} + e_z \hat{k} \quad (3.28)$$

donde:

$$e_x = 0, 5a \sin \gamma - b_r \cos \beta_r \cos \gamma + C_e \cos \alpha_s [\cos^2 \beta_r \cos \gamma_s - \cos(\gamma_s - 2\gamma) \sin^2 \beta_r] + C_e \sin \alpha_s \cos \gamma \sin 2\beta_r \quad (3.29)$$

$$e_y = 0, 5a \sin \gamma - b_r \cos \beta_r \cos \gamma + C_e \cos \alpha_s [\cos^2 \beta_r \cos \gamma_s - \cos(\gamma_s - 2\gamma) \sin^2 \beta_r] + C_e \sin \alpha_s \sin \gamma \sin 2\beta_r \quad (3.30)$$

$$e_z = (e_x \cos \gamma - e_y \sin \gamma) \tan \beta_c \quad (3.31)$$

Y C_e se puede calcular a partir de la 3.32.

$$C_e = b_r \frac{\sin(Sc + Sr)}{\cos \theta_{rc}} \quad (3.32)$$

La posición del extremo del vector \vec{e} puede caer en seis regiones enumeradas en la figura 3.6.

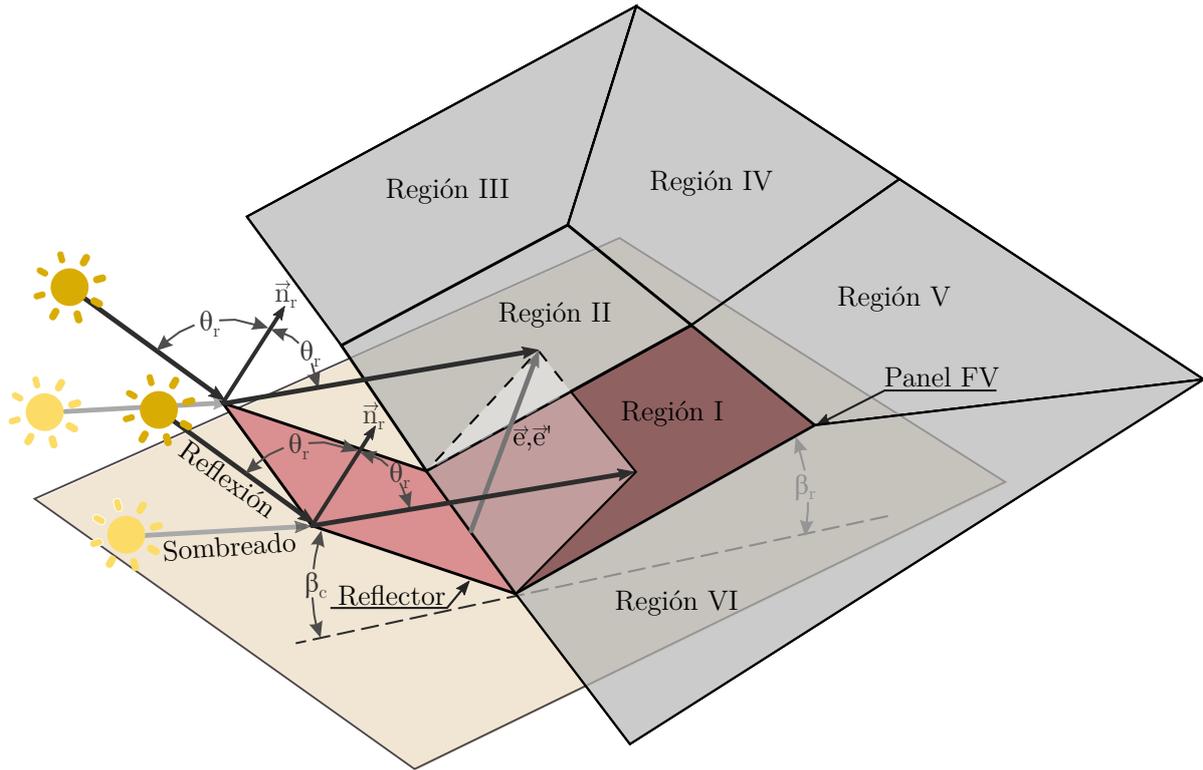


Figura 3.6: Regiones en el plano del panel FV en las que puede caer el extremo del vector \vec{e} , a partir de las cuales se determina la ecuación a utilizar para obtener los factores de intercambio y de sombreado.

Es importante tener en cuenta el sombreado que genera colocar espejos con determinados ángulos en algunos momentos del año. Para calcular el sombreado, se utiliza el factor de sombreado S_{rc} . Se puede calcular de forma similar al factor de intercambio f_{rc} , tomando el vector e' , como se observa en la figura 3.6. En este caso, el vector e' se obtiene de la siguiente forma:

$$e'_x = \frac{1}{2}a \sin \gamma - b_r \cos \beta_r \cos \gamma + C'_e \cos \alpha_s \cos \gamma_s \quad (3.33)$$

$$e'_y = \frac{1}{2}a \cos \gamma + b_r \cos \beta_r \sin \gamma + C'_e \cos \alpha_s \sin \gamma_s \quad (3.34)$$

donde se define la constante C'_e con el fin de simplificar las ecuaciones en (3.35).

$$C'_e = b_r \frac{\sin(Sc + Sr)}{\cos \theta_c} \quad (3.35)$$

Como se explicó anteriormente, se deben obtener los factores S_{rc} y f_{rc} . Estos factores se calculan de diferente forma dependiendo la ubicación del vector \vec{e} en cada una de las seis regiones que se muestran en la figura 3.6. Para determinar de manera algebraica la ubicación de este vector, se deben definir tres parámetros adimensionales: S, R y Q. El parámetro S se obtiene como relación entre la proyección del vector \vec{e} a lo largo del

arreglo y el largo del arreglo a proyectado en el plano horizontal y está dada por (3.36) y por (3.37).

$$S = (e_x/a) \cos \gamma - (e_y/a) \sin \gamma \quad (3.36)$$

$$S' = (e'_x/a) \cos \gamma - (e'_y/a) \sin \gamma \quad (3.37)$$

La variable R se define como la relación entre la proyección del vector \vec{e} a lo ancho del arreglo y el largo del arreglo a proyectado en el plano horizontal y está dada por (3.38) por (3.39).

$$R = (e_x/a) \sin \gamma - (e_y/a) \cos \gamma \quad (3.38)$$

$$R' = (e'_x/a) \sin \gamma - (e'_y/a) \cos \gamma \quad (3.39)$$

Finalmente, W se determina como la relación entre el ancho b_c y el largo a del sistema proyectado en el plano horizontal y está dada por (3.40).

$$W = (b_c/a) \cos \beta_c \quad (3.40)$$

Una vez obtenidos los parámetros S , W y Q , se establecen las regiones de acuerdo a las siguientes condiciones de contorno:

Región I

Si la relación entre la proyección del vector \vec{e} a lo largo del sistema y el largo sistema a toma valores entre $-0,5$ y $0,5$ significa que el vector \vec{e} se encuentra dentro de los límites laterales del panel. Luego, si la relación entre la proyección del vector \vec{e} a lo ancho del arreglo y el largo del arreglo a proyectado en el plano horizontal es mayor que 0 y menor que la relación entre el ancho b_c y el largo a del arreglo proyectado en el plano horizontal, el vector \vec{e} se encuentra dentro de los límites superior e inferior el sistema. De esta forma, las condiciones de contorno de la región I para el área reflejada son (3.41) y (3.42), y para el área sombreada son (3.43) y (3.44).

$$-0,5 \leq S \leq 0,5 \quad (3.41)$$

$$0 \leq R \leq W \quad (3.42)$$

$$-0,5 \leq S' \leq 0,5 \quad (3.43)$$

$$0 \leq R' \leq W \quad (3.44)$$

En este caso, el porcentaje del área total del panel que es sombreada S_{rc} o reflejada f_{rc} por el reflector se pueden calcular a partir de (3.45) y de (3.46).

$$f_{rc} = 0,5R(1,5 + S)/W \quad (3.45)$$

$$S_{rc} = 0,5R'(1,5 + S')/W \quad (3.46)$$

Finalmente, se puede observar, recurriendo a la figura 3.6, que en este caso el área posee una forma trapezoidal.

Región II

Análogamente, se pueden obtener las condiciones de contorno de la región II. Para el área reflejada, los límites se establecen a partir de (3.47) y (3.48), y para el área sombreada las condiciones surgen de (3.49) y (3.50).

$$0,5 < S \leq 1,5 \quad (3.47)$$

$$0 \leq R \leq W \quad (3.48)$$

$$0,5 < S' \leq 1,5 \quad (3.49)$$

$$0 \leq R' \leq W \quad (3.50)$$

En este caso, el porcentaje del área total del panel que es sombreada S_{rc} y reflejada f_{rc} por el reflector se pueden calcular a partir de (3.51) y de (3.52).

$$f_{rc} = 0,5R(2,5 - S)/W \quad (3.51)$$

$$S_{rc} = 0,5R'(2,5 - S')/W \quad (3.52)$$

Finalmente, se puede observar, recurriendo a la figura 3.6, que en este caso el área posee una forma triangular.

Región III

Las condiciones de contorno de la región III para el área reflejada se establecen a partir de (3.53), (3.54) y (3.55); y para el área sombreada las fronteras surgen de (3.56), (3.57) y (3.58).

$$S > 1,5 \quad (3.53)$$

$$R \geq 0 \quad (3.54)$$

$$(R - S \cdot W) \leq -0,5W \quad (3.55)$$

$$S > 1,5 \quad (3.56)$$

$$R' \geq 0 \quad (3.57)$$

$$(R' - S' \cdot W) \leq -0,5W \quad (3.58)$$

En este caso, el porcentaje del área total del panel que es sombreada S_{rc} y reflejada f_{rc} por el reflector se pueden calcular a partir de (3.59) y de (3.60).

$$f_{rc} = 0,5R/[W(S - 0,5)] \quad (3.59)$$

$$S_{rc} = 0,5R'/[W'(S' - 0,5)] \quad (3.60)$$

Finalmente, se puede observar, recurriendo a la figura 3.6, que en este caso el área posee una forma triangular.

Región IV

Las condiciones de contorno de la región IV para el área reflejada se establecen a partir de (3.61), (3.62) y (3.63); y para el área sombreada las fronteras surgen de (3.64), (3.65) y (3.66).

$$S > 0,5 \quad (3.61)$$

$$R > 0 \quad (3.62)$$

$$(R - S \cdot W) > -0,5W \quad (3.63)$$

$$S' > 0,5 \quad (3.64)$$

$$R' > 0 \quad (3.65)$$

$$(R' - S' \cdot W) > -0,5W \quad (3.66)$$

En este caso, el porcentaje del área total del panel que es sombreada S_{rc} y reflejada f_{rc} por el reflector se pueden calcular a partir de (3.67) y de (3.68).

$$f_{rc} = 0,5[2 - W(S' - 0,5)/R'] \quad (3.67)$$

$$S_{rc} = 0,5[2 - W(S' - 0,5)/R'] \quad (3.68)$$

Finalmente, se puede observar, recurriendo a la figura 3.6, que en este caso el área posee una forma trapezoidal.

Región V

Las condiciones de contorno de la región V para el área reflejada se establecen a partir de (3.69), (3.70) y (3.71); y para el área sombreada las fronteras surgen de (3.72), (3.73) y (3.74).

$$S \leq 0,5 \quad (3.69)$$

$$R > W \quad (3.70)$$

$$(R + S \cdot W) \leq -0,5W \quad (3.71)$$

$$S' \leq 0,5 \quad (3.72)$$

$$R' > W \quad (3.73)$$

$$(R' + S' \cdot W) \leq -0,5W \quad (3.74)$$

En este caso, el porcentaje del área total del panel que es sombreada S_{rc} y reflejada f_{rc} por el reflector se pueden calcular a partir de (3.75) y de (3.76).

$$f_{rc} = 0,5 [2 - W(0,5 - S)/R] \quad (3.75)$$

$$S_{rc} = 0,5 [2 - W(0,5 - S')/R'] \quad (3.76)$$

Finalmente, se puede observar, recurriendo a la figura 3.6, que en este caso el área posee una forma trapesoidal.

Región VI

Las condiciones de contorno de la región V para el área reflejada se establecen a partir de (3.77), (3.78) y (3.79); y para el área sombreada las fronteras surgen de (3.80), (3.81) y (3.82).

$$S < -0,5 \quad (3.77)$$

$$R \geq 0 \quad (3.78)$$

$$(R + S \cdot W) < 0,5W \quad (3.79)$$

$$S' < -0,5 \quad (3.80)$$

$$R' \geq 0 \quad (3.81)$$

$$(R' + S' \cdot W) < 0,5W \quad (3.82)$$

En este caso, el porcentaje del área total del panel que es sombreada S_{rc} y reflejada f_{rc} por el reflector se pueden calcular a partir de (3.83) y de (3.84).

$$f_{rc} = 0,5R / [W(0,5 - S)] \quad (3.83)$$

$$S_{rc} = 0,5R' / [W(0,5 - S')] \quad (3.84)$$

Finalmente, se puede observar, recurriendo a la figura 3.6, que en este caso el área posee una forma triangular.

3.3.8. Análisis de potencia

La potencia total q_a absorbida por el panel por unidad de área en cualquier instante a lo largo del día se obtiene a partir de (3.85) definida por [37].

$$q_a = (1 - S_{rc}) \cdot (I_{bc} + I_{rc}) + I_{dc} + I_{gc} \quad (3.85)$$

Donde S_{rc} es el factor de sombreado que tiene en cuenta el área sombreada por el reflector sobre el panel y fue definido en la sección 3.3.7.

La componente de irradiación directa que incide sobre el panel FV es I_{bc} y se obtiene a partir de (3.86).

$$I_{bc} = I_b \cdot R_b \cdot (\tau\alpha)_{bc} \quad (3.86)$$

Donde R_b es la relación entre la radiación directa en una superficie inclinada sobre la radiación directa en una superficie horizontal en cualquier ángulo horario y se obtiene a partir de 3.5; y $(\tau\alpha)_{bc}$ es el factor transmitancia-absortancia que se obtiene a partir de 3.22, y fue analizado en la sección 3.3.6.

La componente de radiación directa incidente sobre el panel debida al reflector es I_{rc} y se obtiene a partir de la (3.87).

$$I_{rc} = I_b \cdot \rho_r \cdot f_{rc} \cdot \cos \theta_{rc} \cdot \cos \theta_r \cdot (\tau\alpha)_{br} / \text{sen } \alpha_s \quad (3.87)$$

Depende de la reflectividad del material del espejo ρ_r y de la radiación directa sobre el plano horizontal I_b . A su vez, es función del factor de intercambio o de reflexión f_{rc} , que fue definido en la sección 3.3.7; del ángulo de incidencia de la radiación reflejada sobre el panel θ_{rc} y del ángulo de incidencia de la radiación sobre el reflector θ_r , que fueron obtenidas en la sección 3.3.5 y que se determinan a partir de 3.21 y 3.16 respectivamente. Finalmente, depende de la altitud solar α_s que se calcula a partir de 3.4.

La componente de radiación difusa I_{dc} que incide sobre el panel FV se calcula a partir de (3.88).

$$I_{dc} = I_d \cdot F_{c-s} \cdot (\tau\alpha)_d \quad (3.88)$$

Donde I_d es la componente difusa de la radiación en el plano horizontal, F_{c-s} del factor de visión del panel con respecto al cielo que se calcula a partir de 3.6; y $(\tau\alpha)_d$ es el factor transmitancia-absortancia para la radiación difusa que se determinó en la sección 3.3.6.

Finalmente, la componente de la radiación reflejada por el suelo I_{gc} se calcula a partir de (3.89).

$$I_{gc} = I \cdot \rho_g \cdot F_{c-g} \cdot (\tau\alpha)_g \quad (3.89)$$

Esta componente depende de la irradiación global I en el plano horizontal, de la reflectividad del suelo ρ_g , del factor de visión del panel con respecto al suelo F_{c-g} , que se calcula

a partir de 3.6; y del factor transmitancia-absortancia para la radiación difusa $(\tau\alpha)_g$ que se obtuvo en la sección 3.3.6.

3.4. Simulación del modelo

En base a las ecuaciones enunciadas, se realizó el modelado del sistema en MATLAB. Se consideró un reflector de 2m de largo y 0,95m de ancho. Para la reflectividad se tomó un valor de 0,8, que es considerado un valor típico para materiales reflectores comerciales para este tipo de aplicaciones y es utilizado en la mayoría de los trabajos para realizar estimaciones iniciales [37, 46, 51]. Las relaciones transmitancia-absortancia se modelaron teniendo en cuenta que el panel posee un colector de low-iron glass de 3,2mm de espesor, que según catálogos del fabricante posee un índice de refracción de $n=1,562$, considerando para el aire un valor de $n=1$ [6]. Los paneles fueron considerados con dimensiones estándar para un panel de 290W, de 1,95m de altura y 0,95m ancho y un ángulo con respecto a la horizontal de $\beta_r=27^\circ$.

Todas las simulaciones que aquí preceden, fueron realizadas utilizando datos meteorológicos reales. Los datos de radiación para el modelado fueron obtenidos a través de un sensor de irradiancia colocado en el plano horizontal que forma parte de una estación meteorológica Davis Vantage Pro II, situada a 9 m de la hilera de paneles. Dicho sensor tiene una resolución de $1W/m^2$ pudiendo medir hasta $1800W/m^2$, con una exactitud 5% FS (Full Scale). Para la adquisición de datos de la irradiancia en el plano horizontal y demás parámetros meteorológicos se utilizó el software Weatherlink propio de la estación Davis Vantage Pro II, configurado para almacenar registros cada 1 minuto [67].

Para realizar las simulaciones se utilizaron los datos de irradiancia global. Para ello, se utilizó modelo de cielo Isotrópico [6]. Para la descomposición de la radiación incidente en sus componentes difusa, directa y reflejada, se utilizó la correlación de Erbs [19], ya que es sencilla de utilizar, y se ajusta a las necesidades del modelo planteado y a la información disponible [22].

3.4.1. Simulación de días seleccionados

La primer simulación se llevó a cabo variando el ángulo del reflector desde 0° hasta 90° para cuatro días seleccionados. El objetivo de esta simulación es cuantificar de manera teórica el incremento de la radiación solar sobre la superficie de un panel FV para distintos ángulos de reflector, desde 0 a 90° , utilizando como base la radiación medida en el plano horizontal de cuatro días tomados de la base de datos existente, elegidos con distintos niveles de nubosidad.

Para el análisis se seleccionaron días del año 2019. Los días elegidos fueron: dos días sin nubosidad (23 de enero y 1 de febrero), un día cuya distribución de nubes sea variable (22 de enero) y uno completamente nublado (21 de enero).

En base a los resultados obtenidos, se graficó en tres dimensiones la potencia estimada en función del horario solar y el ángulo del reflector para cada día, los resultados se muestran en la figura 3.7.

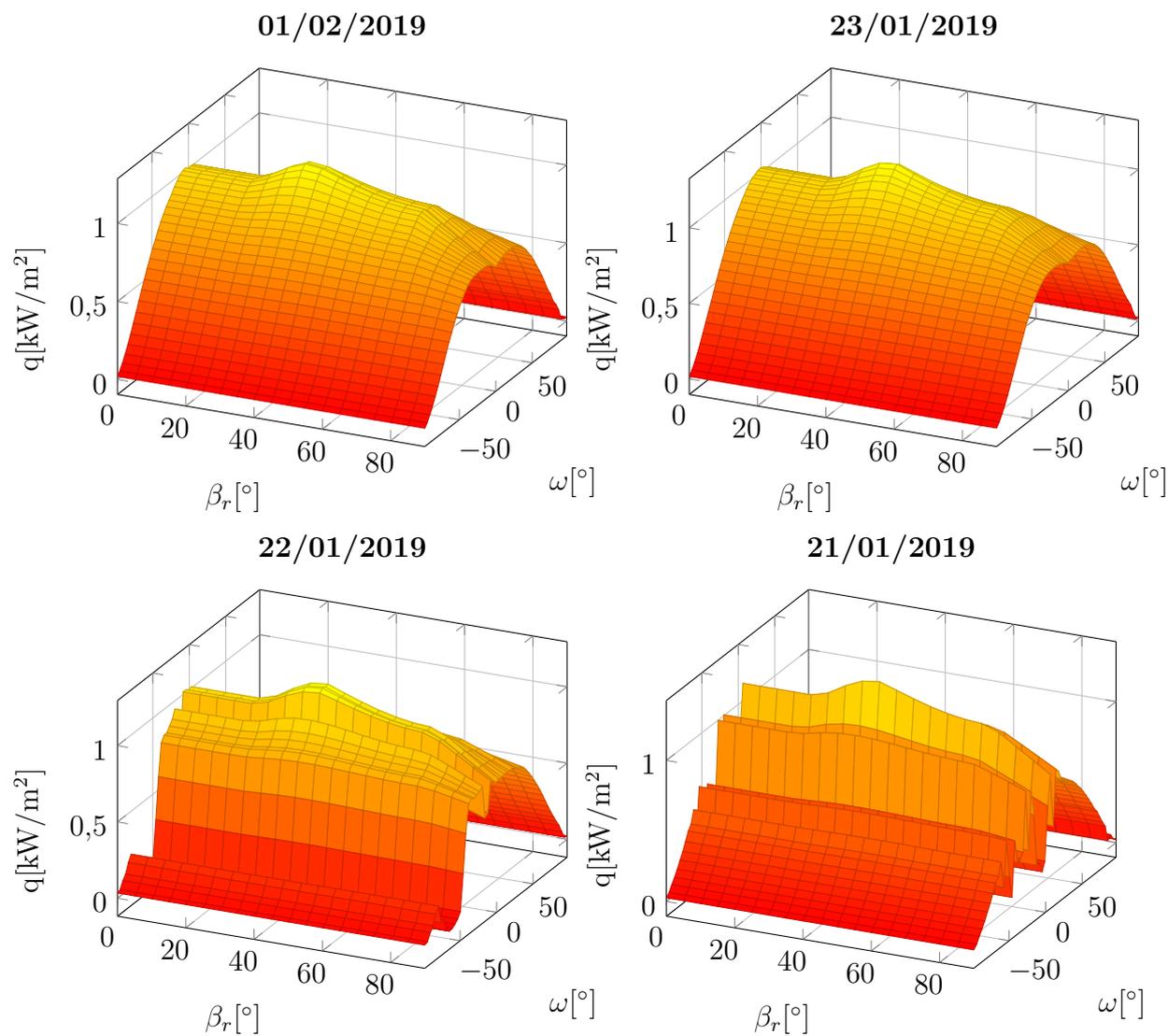


Figura 3.7: Simulación de la potencia recibida por el panel q en función del ángulo solar ω y el ángulo del reflector β_r entre 0° y 90° , para el panel con ángulo fijo en 27° , para cuatro días seleccionados.

Para cada día es posible visualizar tres zonas claramente diferenciadas:

- Zona sin mejoras:** se presenta para ángulos que van aproximadamente desde los 0° hasta los 25° y en esta zona no se produce un aumento del rendimiento, ya que el reflejo del espejo no incide sobre el panel para esta época del año.

- **Zona de mejoras:** ocurre entre los 25° y 70° debido a que el reflejo del espejo incide sobre el panel, localizándose un pico aproximadamente en 45° , dependiendo del día, dentro del cual la relación entre el área y la perpendicularidad de los rayos incidentes es óptima.
- **Zona de sombreado:** existe a partir de los 70° en adelante y se produce ya que en esa época, la altitud solar al mediodía ronda los 70° , lo que provoca que el espejo sombree al panel, disminuyendo la radiación directa que recibe.

Para cuantificar el incremento de radiación se define el factor “ e ”, que sale de calcular la energía de un día, para cada ángulo del reflector y luego dividirla por la energía sin reflector, como se observa en la (3.90).

$$e = \frac{E_{\text{con reflector}}}{E_{\text{sin reflector}}} \quad (3.90)$$

Graficando e en función del ángulo del reflector β_r para los cuatro días se obtiene el gráfico de la figura 3.8.

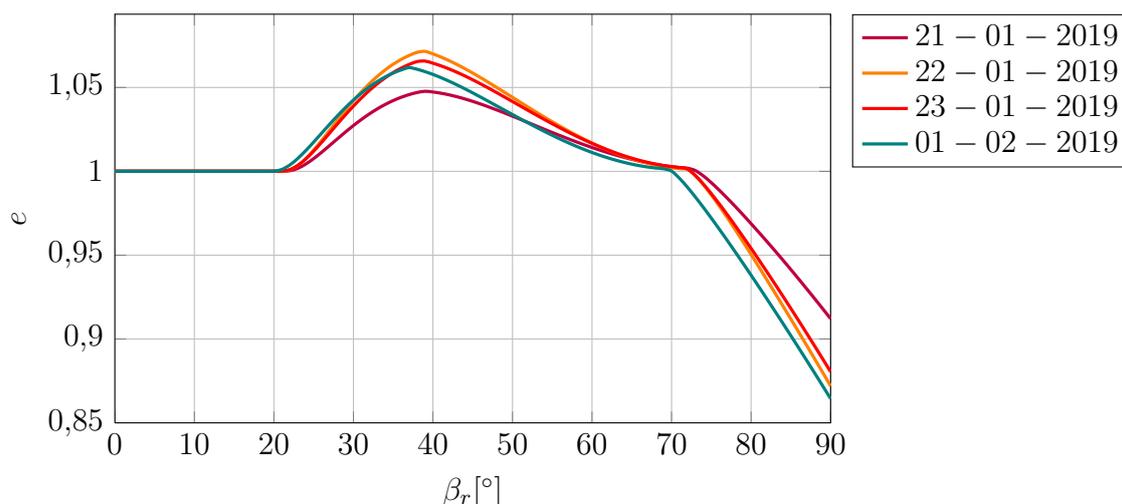


Figura 3.8: Factor de mejora “ e ” en función del ángulo del reflector β_r para los cuatro días seleccionados.

Al igual que en la figura 3.7, es posible apreciar una zona sin mejoras que ocurre para una inclinación de espejos que va desde los 0° hasta los 25° . Se puede observar una zona de mejoras que ocurre entre los 25° y los 70° y una zona de sombreado que ocurre a partir de los 70° .

Además, se observa que la inclinación óptima, donde se produce el pico de mejora, tiende a hacerse más pequeña cuando el día analizado se acerca al solsticio de invierno y es más grande cuando el día se acerca más al solsticio de verano. También se puede observar que la mejora disminuye en días nublados, esto ocurre, porque en el modelo utilizado, no se considera la contribución de la componente difusa de la reflexión, por ser

esta despreciable. También se aprecia que la mejora es mayor para el día 22 de enero a pesar de ser un día con nubosidad, debido a que fue un día de alta irradiación durante el mediodía solar, que es donde se produce la mayor mejora.

Si se grafica simultáneamente la radiación solar incidente en un plano inclinado fijo de 27° calculada en base a los datos obtenidos por el radiómetro horizontal sin reflector y la radiación incidente en el mismo plano inclinado pero considerando ahora un reflector de ángulo fijo de 40° , en función del horario, se obtiene la figura 3.9.

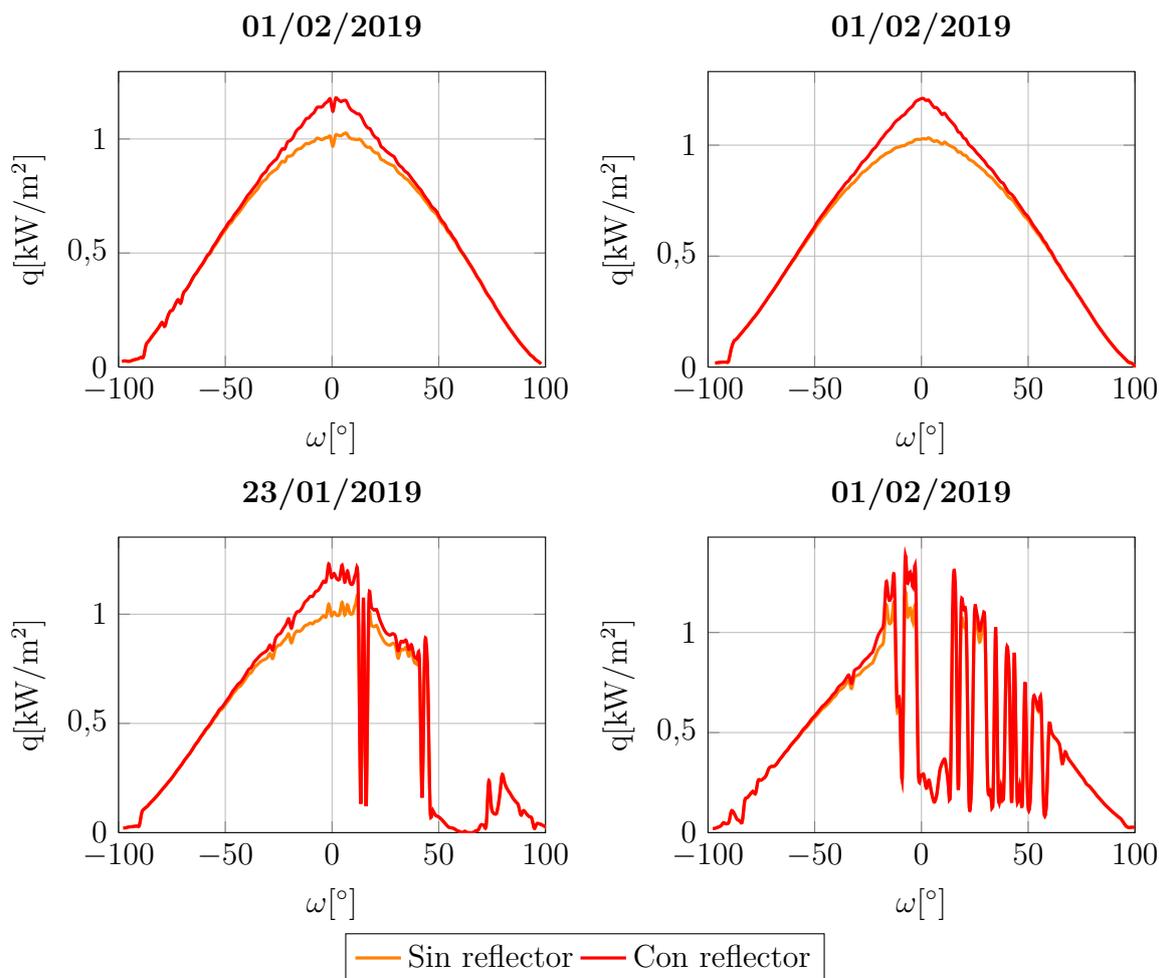


Figura 3.9: Irradiación con y sin reflector en función el ángulo horario para cuatro días seleccionados.

3.4.2. Ángulo óptimo mensual

Se puede obtener el ángulo óptimo mensual de inclinación de reflector para un panel fijo inclinado a 27° . Para lograr esto se procesaron las curvas de radiación medida entre los años 2016 y 2019 en el plano horizontal extrapolándolas a 27° para obtener de ellas la irradiancia mensual. Luego, utilizando el modelado propuesto y variando el ángulo del

reflector entre 0° y 90° , se estimó la radiación recibida mensual por el panel. Mediante este análisis se obtuvo el factor de mejora “ e ” para cada mes, en función del ángulo de reflector. Graficando en tres dimensiones se observan los resultados en la figura 3.10.

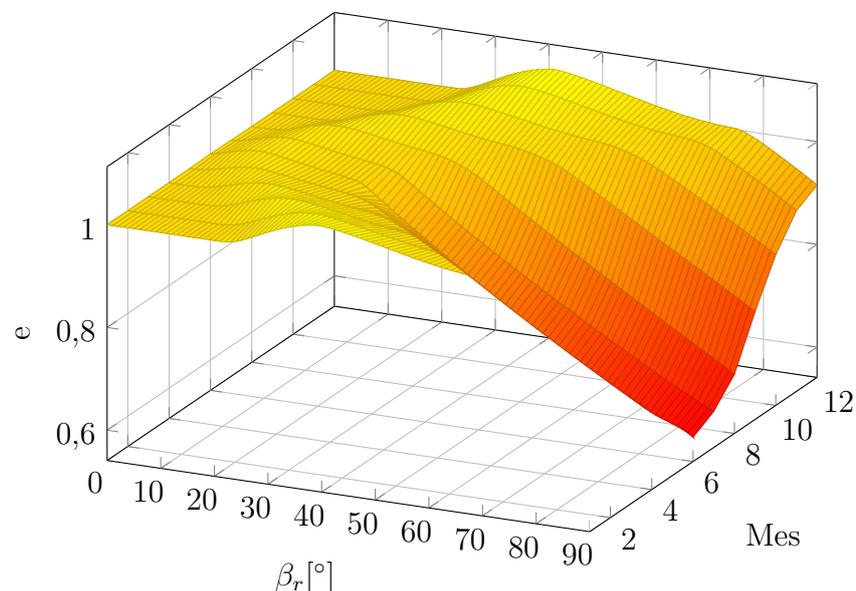


Figura 3.10: Factor de mejora “ e ” en función del ángulo S_R .

Mediante esta figura es posible visualizar por mes los ángulos donde es producido el pico de mejora y las zonas de sombreado. Se puede observar que la inclinación que produce la mayor mejora varía con la declinación solar.

Adicionalmente, también es posible graficar en dos dimensiones las curvas mensuales obtenidas. Se pueden observar estas curvas en la figura 3.11.

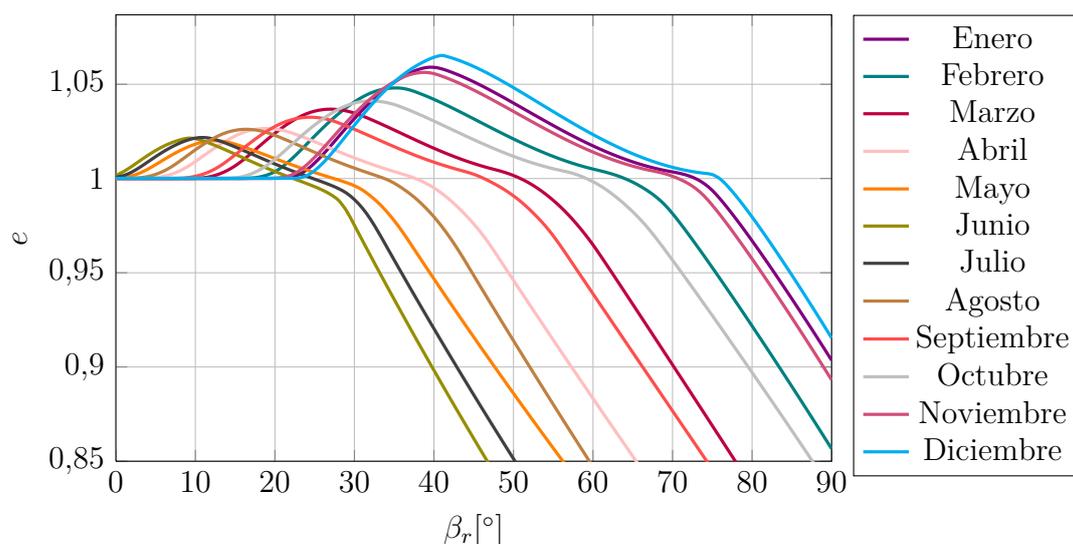


Figura 3.11: Factor de mejora energético e en función del ángulo del reflector β_r para un panel FV a 27° graficado mensualmente.

Mediante esta figura es posible obtener algunas conclusiones importantes. En primer lugar, se observa que el ángulo óptimo varía con la declinación solar, siendo mayor en meses de verano y menor en meses de invierno. La magnitud de la mejora, también varía con la declinación de forma similar a la que lo hace el ángulo, obteniendo sus picos máximos en meses de verano. Se muestran gráficos con mas detalles en el Apéndice B.

3.4.3. Influencia del tamaño de los espejos

Un análisis interesante que se puede hacer es estudiar la influencia del tamaño de los espejos en la mejora obtenida. Para realizar esto, se determina el factor de mejora anual en función de la relación largo del reflector b_r y el largo del panel b_c , para ángulos de reflector β_r cada 5° desde 0° hasta 70° , que es el máximo ángulo solar donde tiene sentido realizar este análisis, ya que mas allá de este ángulo las mejoras netas anuales empiezan a ser negativas.

Para una correcta interpretación de la información, se realizan dos gráficos: el primero es para ángulos entre 0° y 32° , y se observa en la figura 3.12; el segundo es para ángulos que van desde los 32° hasta los 41° , en la figura 3.13.

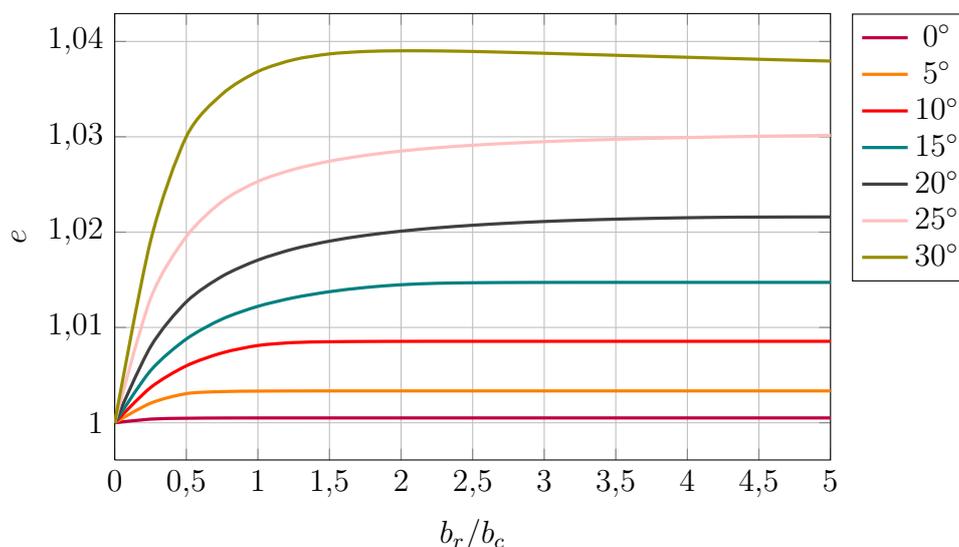


Figura 3.12: Factor de mejora en función b_r/b_c para β_r entre 0° y 30° .

En el Apéndice B, se realizaron graficos mensuales, donde se puede encontrar el factor de mejora en función del ángulo para tres tamaños distintos de espejos:

- Espejo 1 - $b_r = 1m$ y $a = 0,95m$
- Espejo 2 - $b_r = 2m$ y $a = 0,95m$
- Espejo 3 - $b_r = 3m$ y $a = 0,95m$

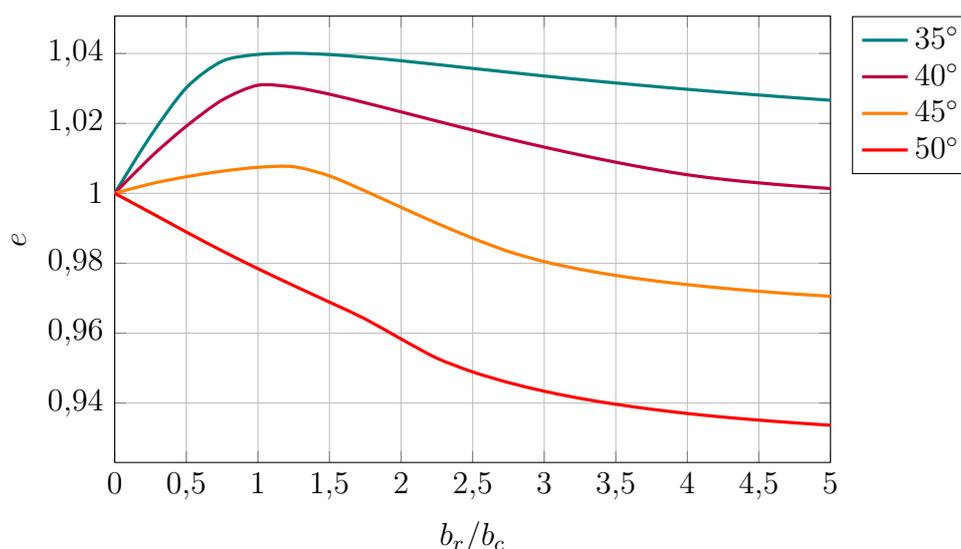


Figura 3.13: Factor de mejora en función b_r/b_c para β_r entre 35° y 50° .

De los gráficos de esta sección y del apéndice B se pueden obtener varias conclusiones importantes. En primer lugar, para ángulos aproximadamente menores que la menor altitud solar anual detectada para esta localización geográfica, la mejora es asintótica para cada inclinación; esto ocurre, porque para este rango angular, el espejo no sombrea nunca al panel, pero a pesar de que se extienda el largo, no producirá un área de reflexión más grande que la del panel. En segundo lugar, para ángulos mayores que el máximo anterior, hasta aproximadamente los 46° , se producen mejoras con un pico, a partir del cual, si se sigue aumentando el largo del espejo, la mejora empieza a descender; esto ocurre por causa del decrecimiento de la mejora que produce sombreado en los meses invernales.

3.5. Materiales para reflectores

La elección del material utilizado para la construcción de reflectores solares es un factor determinante a la hora de establecer la mejora y el costo final del sistema. Los requerimientos ópticos, las propiedades físicas y los costos varían de forma importante, dependiendo de la utilización. Todas las aplicaciones son sensibles a las propiedades reflectivas de los materiales. Se busca una reflectividad que se acerque lo más posible a la unidad, lo que implica que toda la energía que incide sobre el espejo es reflejada. Los requerimientos en la distribución de la reflectividad solar (definida como especularidad) pueden abarcar una amplia gama, desde muy difuso hasta altamente especular dependiendo de la aplicación [68].

Además de las propiedades reflectivas del material, hay muchas otras características importantes de los espejos que deben ser consideradas. Es muy importante considerar el

comportamiento del material frente al medio ambiente. Esto incluye resistencia a la radiación ultravioleta, humedad, ciclos variables de temperatura, abrasión, etc, así como también el impacto de granizo. Finalmente, otras características importantes de los espejos son el costo del material, las propiedades mecánicas, las tolerancias de fabricación, etc.

3.5.1. Propiedades reflectivas de los materiales

De todos los materiales que pueden ser utilizados como reflectores, solo la plata y el aluminio tienen valores de reflectancia de alrededor de 0,9. Todos los otros metales, como el oro, el acero inoxidable, el cromo y el cobre tienen valores de reflectividad más bajos. Las reflectancias solares promedio calculadas de estos materiales son: 0,98 para la plata, 0,92 para el aluminio y 0,85 para el oro. Estos valores representan el límite superior práctico de la reflectividad solar de estos materiales.

En la mayoría de las aplicaciones solares, el metal reflectivo es recubierto por una capa protectora, como puede ser un óxido (Al_2O_3), vidrio, film plástico, etc. El índice de refracción de la mayoría de estos materiales es de alrededor de 1,5 para el espectro solar.

3.5.2. Estructura constructiva típica de un espejo solar

Los espejos solares están contruidos generalmente por 5 o más capas. Se puede observar la construcción típica de un espejo solar en la figura 3.14. Los componentes principales de los espejos solares se detallan a continuación:

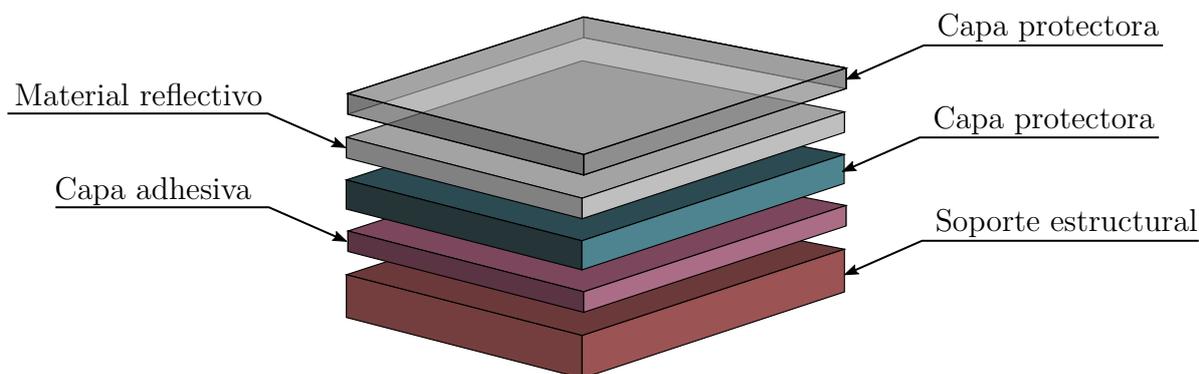


Figura 3.14: Capas presentes en la estructura constructiva de un espejo solar típico.

Sustrato o capa protectora

El sustrato es la capa mecánica que mantiene la forma del espejo y lo protege de las inclemencias climáticas. Se puede usar el vidrio como una capa protectora para preservar las otras capas de la abrasión y la corrosión. Aunque el vidrio es frágil, es un buen material para este propósito, ya que es altamente transparente (bajas pérdidas ópticas), resistente

a la luz ultravioleta (UV), es bastante duro (resistente a la abrasión), químicamente inerte y bastante fácil de limpiar [69]. El sustrato de vidrio utilizado debe tener una baja cantidad de hierro (denominados comunmente como low-iron glass), lo que mejora la transmisibilidad de la radiación [70].

Capa reflectante

La capa reflectante está diseñada para reflejar la cantidad máxima de energía solar que incide sobre ella, a través del sustrato de vidrio. La capa comprende una delgada película metálica altamente reflectante, generalmente plata o aluminio, pero ocasionalmente otros metales. Debido a la sensibilidad a la abrasión y a la corrosión, la capa metálica generalmente está protegida por el sustrato (de vidrio) en la parte superior, y la parte inferior puede estar cubierta con una capa protectora, como una capa de cobre y barniz [69].

Capa de interferencia

Se puede ubicar una capa de interferencia en la primera superficie del sustrato de vidrio [70]. También puede estar diseñado para que refleje de forma difusa la radiación cercana al espectro ultravioleta, con el fin de evitar que pase a través del sustrato de vidrio. La capa de interferencia puede estar hecha de varios materiales, dependiendo del índice de refracción deseado, como el dióxido de titanio.

3.5.3. Tipos de reflectores solares

Los diferentes tipos de materiales usados para construir los reflectores, se pueden dividir convenientemente en los siguientes grupos:

Reflectores de vidrios argentados

El vidrio generalmente se platea utilizando un proceso químico comercial desarrollado por la industria de espejos. La reflectividad teórica solar de la interfaz plata/vidrio se encuentra generalmente en el rango comprendido entre 0,95 y 0,97. En la práctica, los valores obtenidos son menores que 0,97 por varias causas, entre ellas, la absorción y dispersión de la capa de vidrio, las capas de óxido formadas en el material, entre otras. Por esa razón, suele obtenerse un valor de reflectividad de alrededor de 0,83, que puede ser mejorado si:

- se reduce la cantidad de hierro en el vidrio (low iron glass)
- se reduce el espesor del vidrio
- se controla el estado de oxidación del hierro

- se añaden químicos al vidrio para modificar la composición con el hierro y modificar la absorción óptica

Un factor importante a tener en cuenta es la exposición del vidrio al ambiente. Hay estudios que indican que la exposición de muestras de vidrio durante más de 10 años, exhiben valores de transmitancia de entre un 2 y un 3 % menos que el original [62–65].

Reflectores de plásticos metalizados

Hay varios espejos de plástico metalizado disponibles en aplicaciones solares. La reflectividad hemisférica de estos materiales ronda los 0,95 para la plata y para aluminio toma valores cercanos a 0,87-0,85. Los films plásticos suelen absorber mayoritariamente la radiación cerca del espectro infrarrojo. La specularidad de los rayos reflejados es controlada por la rugosidad superficial del lado metalizado.

En cuanto a la exposición al ambiente, los plásticos tienen menos resistencia a la abrasión que el vidrio, aunque no es una propiedad de importancia para aplicaciones solares. Otro aspecto importante, es que a no ser que se le realice un tratamiento especial al plástico para estabilizarlo frente a la radiación UV, estos materiales pueden sufrir degradación, aumentando la absorción.

Reflectores de aluminio pulido

Los espejos de aluminio pulido, son generalmente protegidos por la aplicación de un film anodizado de varios micrones de espesor. Los valores de reflectividad hemisférica de estos materiales rondan valores entre 0,85 a 0,87. Muchos de estos materiales son pulidos mecánica y químicamente para incrementar su specularidad. De todas formas, como el aluminio es un material blando, es difícil remover todas las marcas y porosidades de la superficie mediante el pulido mecánico. Adicionalmente, el proceso de anodizado puede introducir algunos centros de dispersión que disminuyen la specularidad.

En cuando a la exposición ambiental, estos materiales tienen una buena resistencia a la abrasión y buena estabilidad frente a la radiación ultravioleta.

Reflectores de acero inoxidable

Un material que puede ser utilizado para la construcción de espejos solares es el acero inoxidable pulido. Reflectores realizados con estos materiales pueden alcanzar una reflectividad integrada de 0,72. Estos aceros poseen una buena resistencia a la abrasión y a la oxidación, y si bien no son comunmente usados en aplicaciones solares, puede ser una buena alternativa [71].

En 1989, Arne Ross y Carl G. Ribbing estudiaron 17 grados de aceros inoxidables industriales (ocho austeníticos, dos ferríticos y uno martensítico). Analizaron la influencia

de la incidencia oblicua. Calcularon la reflectividad espectral para aceros austeníticos, para varios ángulos de incidencia con luz no polarizada y los resultados se presentan en el gráfico de la figura 3.15. Finalmente calcularon la reflectividad del acero austenítico inoxidable en función del ángulo de incidencia, como se observa en el gráfico de la figura 3.16.

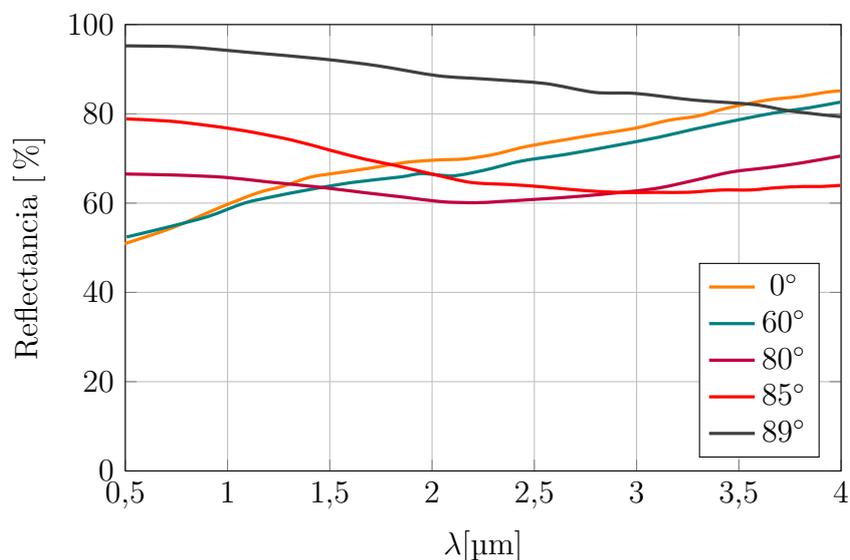


Figura 3.15: Reflectancia espectral para aceros inoxidables austeníticos calculado para varios ángulos de incidencia y luz no polarizada [71].

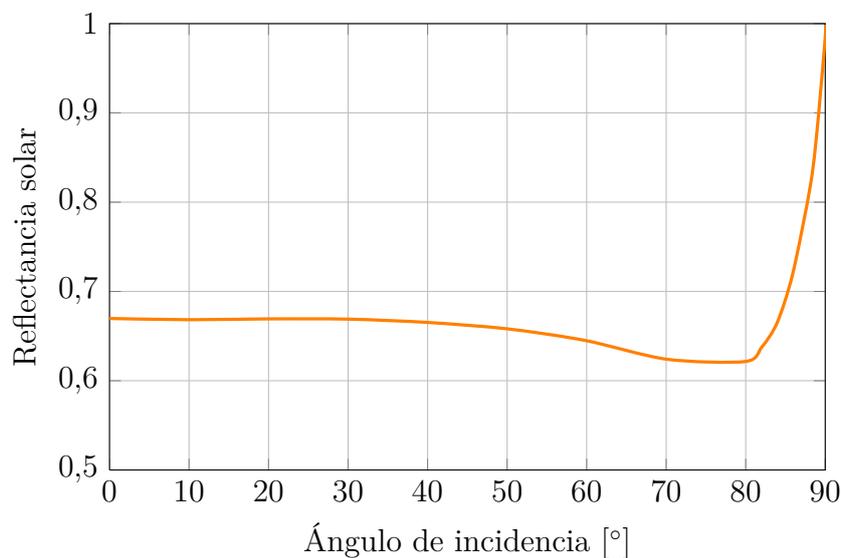


Figura 3.16: Reflectancia solar calculada para aceros inoxidables austeníticos en función del ángulo de incidencia [71].

Del gráfico de la figura 3.16, se puede considerar que la reflectividad del material es constante hasta ángulos cercanos a 90°.

Reflectores multi-capa comerciales

Los espejos solares multicapa comerciales son utilizados ampliamente en la industria de la energía solar. Son espejos solares de aluminio altamente reflectante, cuya estructura está formada por láminas de aluminio y un núcleo de resinas plásticas, que lo convierten en un reflector autoportante [72].

Los espejos multilaminares de aluminio, solucionan gran parte de los inconvenientes asociados a los espejos de cristal. Son rígidos, resistentes a la corrosión, ligeros y con propiedades físicas que facilitan su mecanización y transformado.

Este tipo de espejos muestra excelentes propiedades ópticas gracias a un proceso de aplicación de sales de aluminio PVD (Physical Vapor Deposition) sobre una lámina de aluminio de 0,3mm de espesor, lo que le confiere al producto niveles de reflectancia especular (espectro AM 1.5) de entre 0,88 y 0,94.

Los Espejos Multilaminares de Aluminio poseen una gran cantidad de ventajas con respecto a otros materiales comerciales utilizados como espejos. En primer lugar, poseen alta resistencia a la corrosión y abrasión, alta resistencia a los golpes y resistencia a las roturas asociadas al choque térmico, lo que les otorga una alta durabilidad. Además, la fabricación en continuo posibilita el suministro de piezas en largos de hasta 6.000 mm. y anchos de hasta 1.250 mm y poseen un peso reducido, lo que les brinda una instalación, manipulación y transporte más sencillos.

3.5.4. Comparación de reflectores solares

Se presentan las principales características de los reflectores especulares analizados en la siguiente tabla. 3.2.

Tipo de reflector	Reflectividad	Resistencia ambiental
Reflectores de vidrios argentados	0,83 a 0,97	Media
Reflectores de plásticos metalizados	0,85 a 0,95	Baja
Reflectores de aluminio pulido	0,85 a 0,87	Alta
Reflectores de acero inoxidable	0,65 a 0,72	Baja
Reflectores multi-capa comerciales	0,88 a 0,94	Muy alta

Tabla 3.2: Comparación de reflectores solares.

3.6. Conclusiones del capítulo

Esta sección ha presentado los reflectores especulares planos como alternativa de mejora para un sistema de paneles solares fotovoltaicos. Para ello, se presentó un modelo basado en investigaciones previas y se adecuó a sistemas FV. Se realizaron simulaciones para días seleccionados, a partir de las cuales se puede concluir que es posible utilizar este tipo de sistemas para obtener mejoras en instalaciones fijas. Se pudo determinar que la mejora depende del ángulo y del tamaño del reflector; y ambos factores dependen de la declinación solar y de la ubicación geográfica. Finalmente, se analizaron diferentes tipos de materiales, entre los cuales se pudo determinar que los más adecuados para este tipo de aplicaciones son los realizados a partir de plata y aluminio; siendo los espejos solares comerciales multi-capa, la mejor opción en función la reflectividad y resistencia a la exposición ambiental.

Capítulo 4

Ensayos experimentales

En el presente capítulo se detallan los ensayos realizados con el fin de validar el modelo desarrollado en este trabajo. Se realizan dos experimentos: el primero consiste en dejar el reflector con un ángulo fijo y registrar la potencia instantánea que se inyecta a la red; el segundo se ejecutó variando la inclinación del reflector y registrando la potencia para cada ángulo y horario. Luego se comparan los resultados obtenidos en cada ensayo con el modelo propuesto.

4.1. Planta fotovoltaica piloto

Los ensayos se llevaron a cabo en el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC) con sede en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Para ello, se montó una planta piloto fotovoltaica compuesta por tres paneles del tipo poli-cristalino marca NB-SOLAR de $290W_p$ y una estructura para soportar y variar el ángulo de un reflector desde 0° hasta 55° .



Figura 4.1: Lateral de planta fotovoltaica piloto en el techo de la Facultad de Ingeniería de la UNMdP.

Con el objetivo de realizar un contraste entre las potencias inyectadas a la red por un panel con y sin espejos, se montó el arreglo que se observa en la figura 4.1. El primer panel

ubicado a la izquierda posee un reflector especular plano, construido de acero inoxidable tipo espejo, de 2,05m de largo y 0,95m de ancho. El segundo panel, colocado al centro se montó sometido a la libre reflexión del entorno. Por último, al tercer panel, emplazado a la derecha se le colocó un bastidor construido de chapa galvanizada pintada de negro mate, de las mismas dimensiones que el reflector. La lámina negra cumple la función de eliminar la reflexión del techo en la dirección de reflector, que posee una magnitud muy importante para el ensayo por ser de chapa galvanizada acanalada. De esta forma, es posible realizar un contraste más adecuado a las condiciones del modelo.

4.1.1. Micro-Inversores y monitoreo de las mediciones

Cada panel se encuentra vinculado a un Micro-Convertidor (MC) de 290/300W. El monitoreo de los tres inversores se realizó utilizando las herramientas de medición y comunicación propias de cada equipo. Los MC cuentan con transductores de corriente, tensión, frecuencia, temperatura, entre otros, y se comunican a través de la red de energía, mediante tecnología Power Line Communication (PLC). Esta información se solicita y almacena por un servidor operado con Arch-Linux utilizando el lenguaje de programación Python2 a través de una placa de adquisición PLC. El esquema de conexión se puede observar en la figura 4.2. El desarrollo de la comunicación fue realizado en un trabajo previo en el LIC en el año 2016 [73].

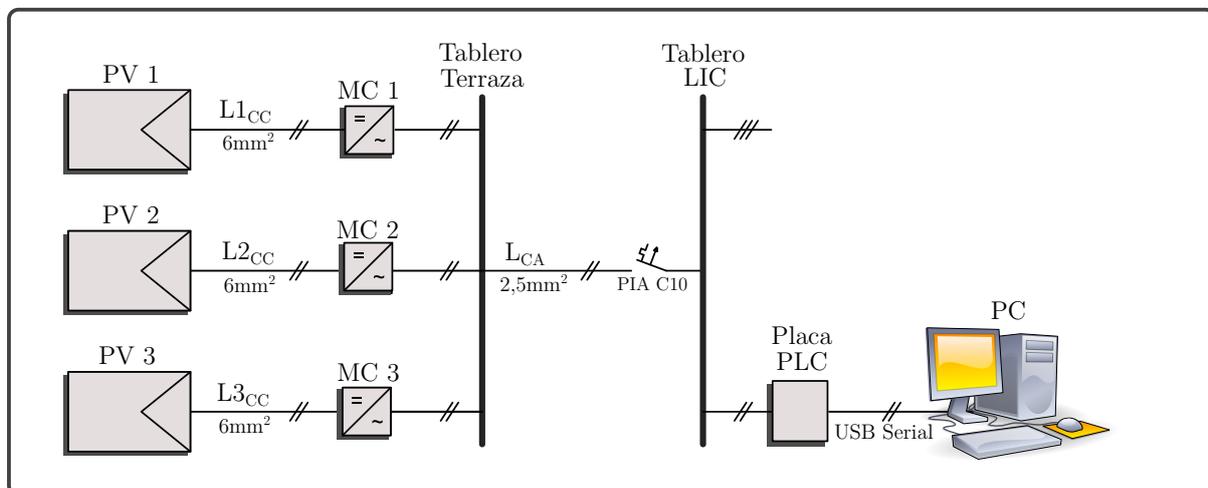


Figura 4.2: Esquema de conexionado del circuito de medición.

4.1.2. Estructura de soporte

Se diseñó un soporte para la estructura, que fue construido por la metalurgia Kepp de la ciudad de Mar del Plata, con perfiles del tipo C de 100x50x2 mm, galvanizado estándar. Las piezas y accesorios fueron diseñados en el LEyDE y construidos en chapa galvanizada calibre N°12.

Para soportar los espejos, se diseñó un bastidor de perfiles C de 100x50x2 mm, el cual fue anclado a la estructura mediante bisagras que permiten su rotación en el eje de la arista baja del panel. Se puede apreciar el diseño con más detalles en el apéndice D, donde se presentan esquemas del diseño constructivo de la estructura.

4.1.3. Espejos

Para la estimación de la potencia producida por los paneles, es importante definir las características del espejo utilizado. En este caso, se colocó un espejo de acero inoxidable 430 pulido a espejo de 0,95m de ancho y 2,05m de largo. La reflectividad del material fue ensayada en el Apéndice C. A partir del análisis, se logró validar el valor de reflectividad brindado por [71] de 0,67.

4.2. Ensayo para ángulo de reflector fijo

El siguiente ensayo consiste en contrastar la potencia inyectada por el panel con reflector, contra el que tiene el bastidor negro, con el fin de validar el modelo utilizado en secciones anteriores.

4.2.1. Metodología

Para la realización del ensayo, los paneles solares se encuentran emplazados con una inclinación de 27° con orientación norte. El reflector posee una inclinación de 42° orientado al sur. Se puede observar un esquema de la disposición en la figura 4.3.

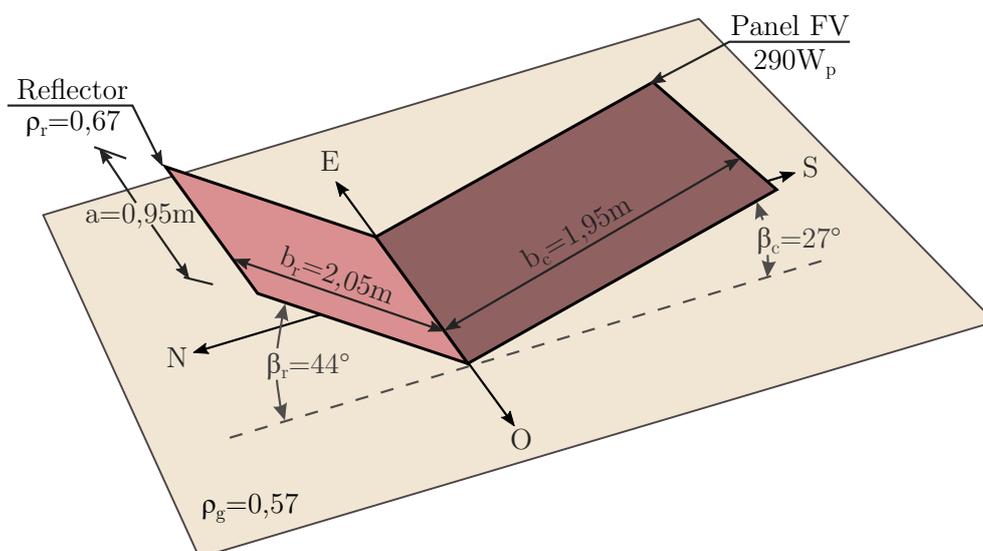


Figura 4.3: Esquema del ensayo de ángulo fijo.

De manera de validar el modelo, se decidió utilizar dos días soleados, durante los cuales, se registró la potencia inyectada a la red por cada uno de los paneles cada un minuto adquiridos por los Micro Convertidores asociados a cada panel. Luego, teniendo en cuenta los datos de irradiación adquiridos por el radiómetro horizontal del equipo Davis Vantage Pro se aplicó el modelo detallado en el Capítulo 3 y se determinó el factor de mejora minuto a minuto. Finalmente, a partir de la potencia del panel sin reflector con bastidor negro se estimó la potencia esperada para el panel con reflector aplicando el factor de mejora obtenido con el modelo.

4.2.2. Resultados

Se muestran los resultados obtenidos en la figura 4.4. La curva roja y la naranja representan la potencia de corriente alterna inyectada a la red, medida con y sin espejo, con bastidor negro. La curva azul muestra la potencia calculada para el sistema con reflector, estimada a partir de la potencia medida con el bastidor negro, aplicando el modelo desarrollado en este trabajo.

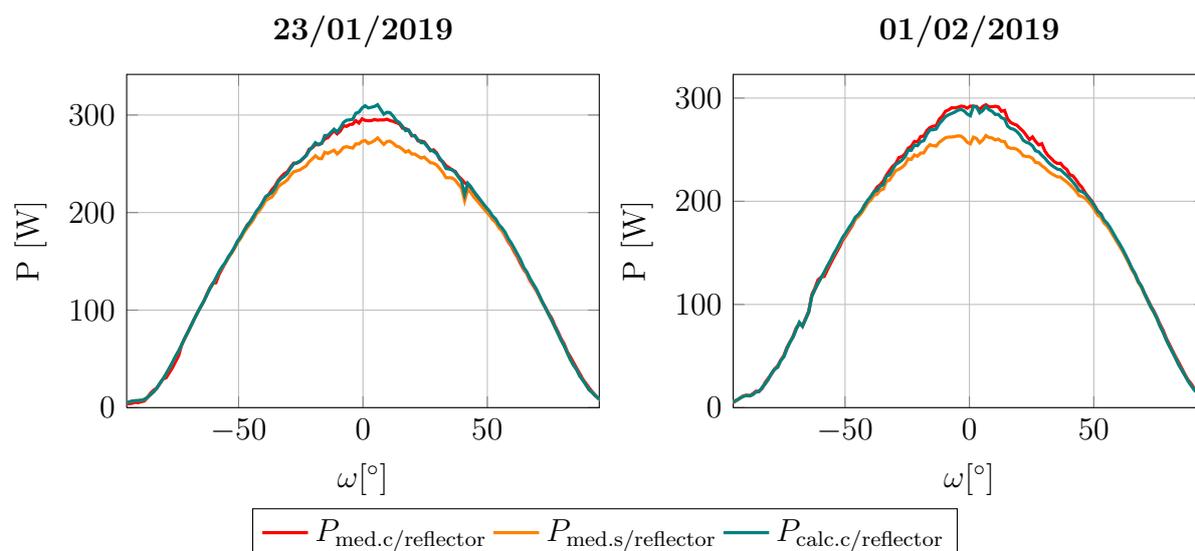


Figura 4.4: Potencia medida en función del ángulo solar ω para el sistema con y sin reflector, y potencia estimada con reflector para una inclinación de panel de 27° y de reflector de 44° .

A partir de los datos recabados durante el primer día de análisis, se pudo observar una leve saturación en el sistema al llegar a potencias cercanas a los 300W en el panel con reflector. A su vez se registró una precisión importante del modelo durante los momentos del día en el que el sistema ensayado no saturaba. Por esta razón, se decidió realizar nuevamente la prueba una semana después con un día de menor irradiación, donde las mediciones adquiridas se ajustaron efectivamente a los datos estimados, como se observa en la figura 4.4.

4.2.3. Análisis de resultados

Si se gráfica el factor de mejora definido en la sección 3.4.1, para la potencia real y para la estimada, en función del horario para ambos días se obtiene la figura 4.5. Donde los puntos coloreados se obtienen a partir de dividir la potencia medida con reflector por la potencia medida sin reflector, con bastidor negro e_{medida} y la línea roja es el factor de mejora que se determina a partir del modelo e_{estimada} , utilizando los datos de irradiación obtenidos del radiómetro horizontal.

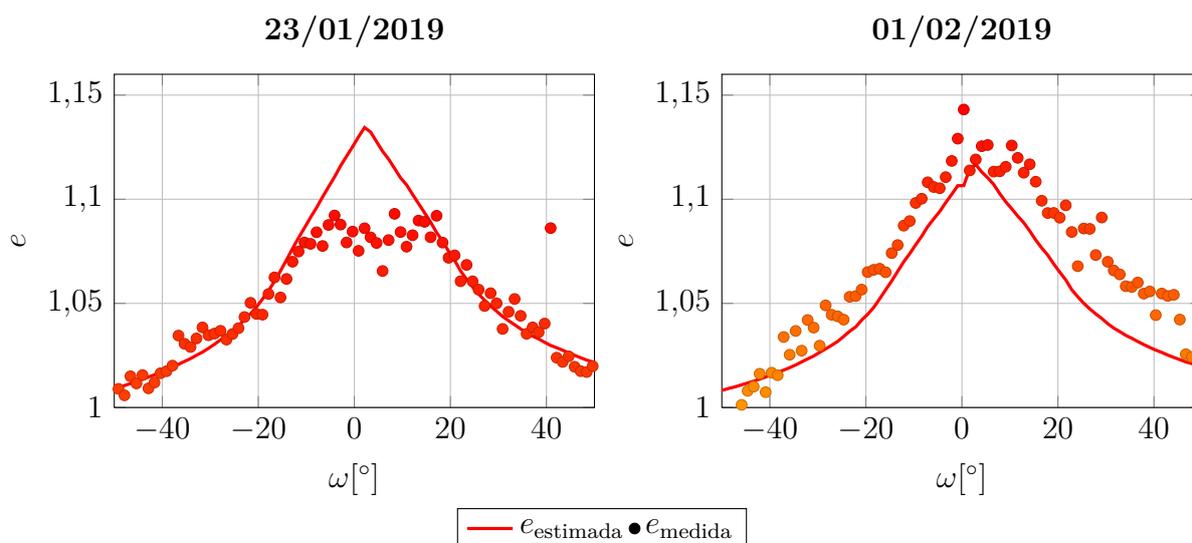


Figura 4.5: Factor de mejora en función del ángulo horario para el ensayo de ángulo fijo

Es posible observar que modelo se ajusta a las mediciones adquiridas en campo, incluso considerando que el sistema posee una desviación en su orientación hacia el norte, de unos 5° la cual fue tomada en cuenta a la hora de realizar la simulación. Esta desviación se puede apreciar al observar el desplazamiento del pico de irradiación con respecto al mediodía solar, es decir cuando $\omega = 0^\circ$.

A partir de los datos adquiridos, se obtuvo el error medio porcentual con respecto a la potencia real con reflector y su correspondiente desviación estándar para cada día. Para el primero, se determinó un error medio de $\mu = 0,64[\%]$ y una desviación estándar de $\sigma = 1,72[\%]$. Para el segundo se obtuvo un error medio de $\mu = -1,64[\%]$ y una desviación estándar de $\sigma = 1,05[\%]$. Es importante aclarar que los errores fueron calculados teniendo en cuenta outliers.

A su vez, observando la figura 4.5 se puede inferir, que las desviaciones entre el modelo y las mediciones obtenidas en campo para el primer día analizado, muestran una sobreestimación del método que depende fuertemente de la saturación del equipo del ensayo, por lo que este error no es representativo para validar el modelo durante el momento de mayor irradiación del día. Por esta razón, se opta por determinar el error

del método durante los momentos donde el sistema no satura. En este caso se obtiene un error medio de $\mu = -0,14[\%]$ y una desviación estándar de $\sigma = 0,91[\%]$.

En resumen, se puede observar una leve sobreestimación del modelo para el primer día y una leve subestimación para el segundo. Las diferencias encontradas entre las mediciones y las estimaciones para los días analizados pueden ser atribuidas a la combinación de factores tales como: desviaciones geométricas del sistema, como puede ser un error de medición en el ángulo o el incorrecto encuadre del espejo; diferencias de temperatura de operación y finalmente por condiciones de emplazamiento distintas para cada panel que provocan reflexiones del entorno no uniformes.

Ademas, es importante tener en cuenta que la estimación realizada por el modelo, depende de submodelos tales como la correlación utilizada para estimar el porcentaje de radiación directa y difusa (correlación de Erbs), y el modelo de cielo empleado para estimar la irradiación en los planos de interés (modelo de cielo Isotrópico). A su vez, estos modelos utilizan datos de irradiación tomados por el sensor de irradiación horizontal ubicado en la Facultad de Ingeniería. Por esta razón, es un gran logro obtener un ajuste del método desarrollado con los datos experimentales tal como el que se muestra en el presente trabajo.

Finalmente, graficando la distribución del error para cada día, se obtiene la figura 4.6.

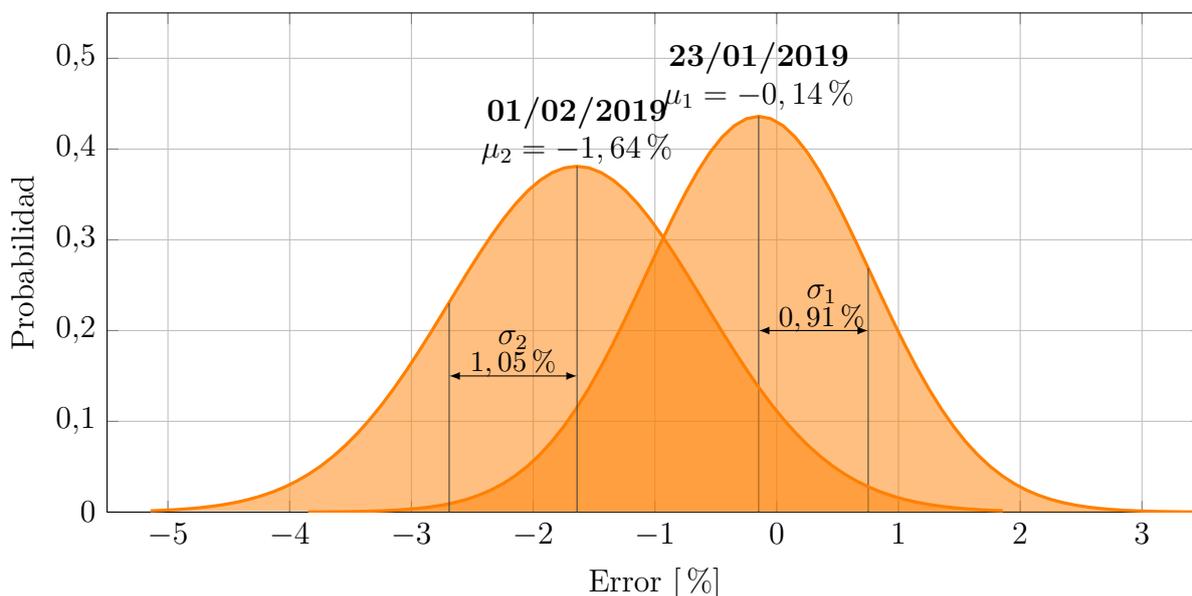


Figura 4.6: Distribución del error para cada día analizado

Es importante aclarar, que la distribución del error para el primer día de análisis fue tomada eliminando la franja horaria que comprende la saturación de los equipos. De esta forma, se comprende que el primer día de análisis es bueno para validar el modelo fuera del rango de saturación, pero no brinda información relevante para el rango comprendido durante el mediodía solar. A su vez, el modelo puede ser validado para el mediodía solar y

todo el rango horario en el que ocurre la mejora por el segundo día de análisis, el cual no presenta el fenómeno de saturación por ser un día de mas baja irradiación que el primero.

4.2.4. Conclusiones

Se obtuvo una concordancia adecuada entre el modelo y las mediciones tomadas, logrando un error de $\mu = -0,14[\%]$ para el primer día de análisis en el rango horario fuera del fenómeno de saturación del equipo y un error de $\mu = -1,64[\%]$ para el segundo día tomando todo el rango horario. Las mediciones recabadas en campo fueron adecuadas, con una dispersión de datos esperada debido al tipo de ensayo y a las condiciones de ejecución del mismo.

4.3. Ensayo para ángulo de reflector variable

El ensayo para ángulo de reflector variable, consiste en variar el ángulo del reflector en un determinado horario registrando la potencia de CA inyectada a la red, y comparar esa potencia con la potencia estimada para cada ángulo y horario de ensayo.

4.3.1. Metodología

El ensayo se realizó variando la inclinación del reflector con respecto a la horizontal entre 50° y 0° con variaciones comprendidas entre 3° y 5° , como se observa en la figura 4.7.

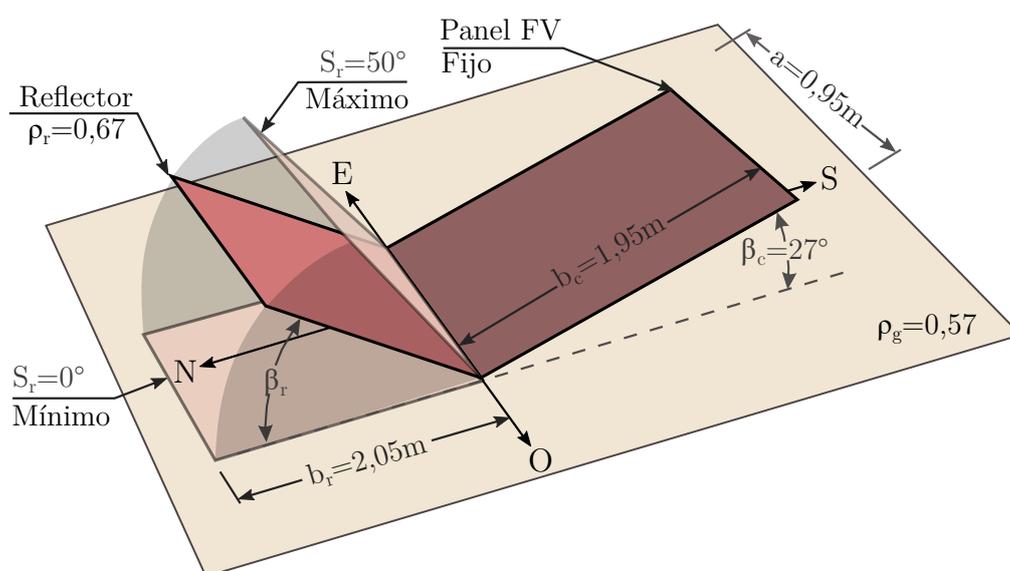


Figura 4.7: Esquema del ensayo de ángulo variable.

La variación angular se realizó en un rango horario comprendido entre las 12:20hs y las 14:25hs del día 30 de marzo del año 2019. Dentro del rango horario seleccionado se

encuentra incluido el mediodía solar, que ocurre aproximadamente a las 12:55hs del día en cuestión. El día del ensayo es un día de nubosidad prácticamente nula, por lo que puede ser considerado un día limpio, que fue elegido con el objetivo de tener la menor dispersión de datos posible durante las mediciones. Para cada variación de ángulo de reflector se registró la potencia inyectada por el panel con reflector y por el panel con bastidor negro, y el horario en el que fue tomado el punto. Para cada ángulo se utilizó la potencia promedio en el rango horario donde esta inclinación fue tomada.

4.3.2. Resultados

Para la presentación de los datos, se deben tener en cuenta las tres variables en juego en el problema. Se grafican en tres dimensiones los puntos obtenidos. En el gráfico se muestra una malla que corresponde a las curvas estimadas a partir de la potencia medida en el panel con bastidor negro utilizando datos de irradiación del radiómetro horizontal. Los puntos en colores son puntos pertenecientes a la malla y los puntos negros representan las mediciones tomadas en el panel con reflector. El error del método es la distancia entre los puntos negros y los puntos de colores. Por esta razón, es de esperar que los puntos de colores se acerquen lo más posible a los puntos negros. Se muestra este gráfico en la figura 4.3.2.

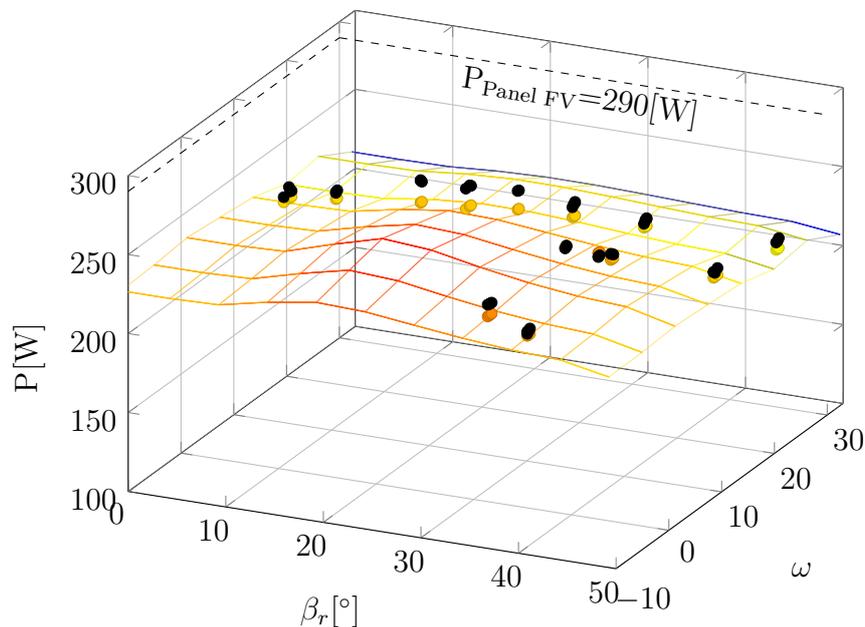


Figura 4.8: Potencia estimada y medida en función del ángulo β_r y del horario solar ω para el día 30/03/2019.

Otra forma de presentar los resultados, es graficando las curvas de potencia máxima, mínima y media esperadas durante el ensayo. Luego se localizan los puntos obtenidos en el gráfico y se espera que todas las mediciones caigan dentro del rango y se ajusten mayoritariamente a la curva de potencia media. El gráfico se muestra en la figura 4.10.

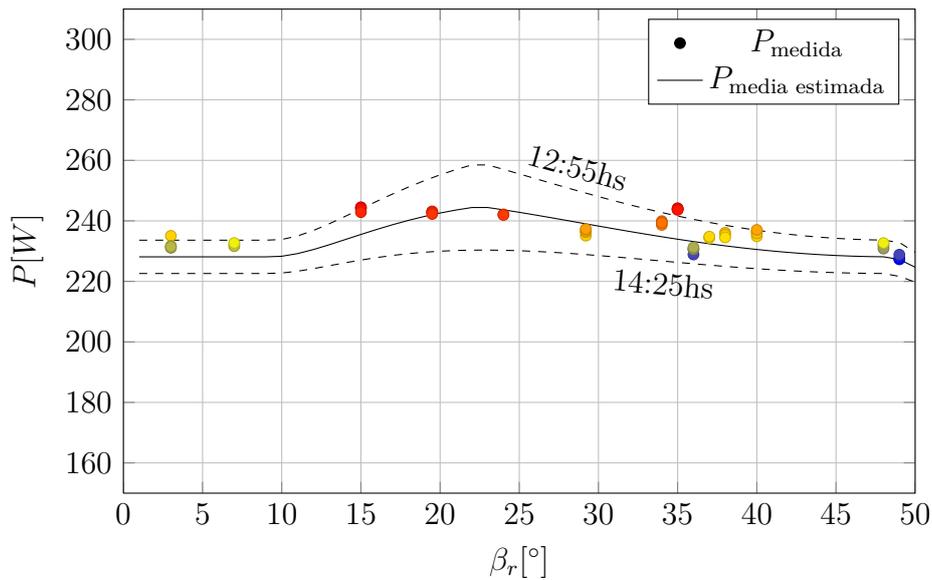


Figura 4.9: Potencias máxima, mínima y media estimadas durante el ensayo en función del ángulo del reflector β_r y potencia medida en el panel FV.

Finalmente, para independizarse del horario se grafican las mediciones de potencia en el orden que fueron tomadas y se compara con la potencia estimada para cada punto.

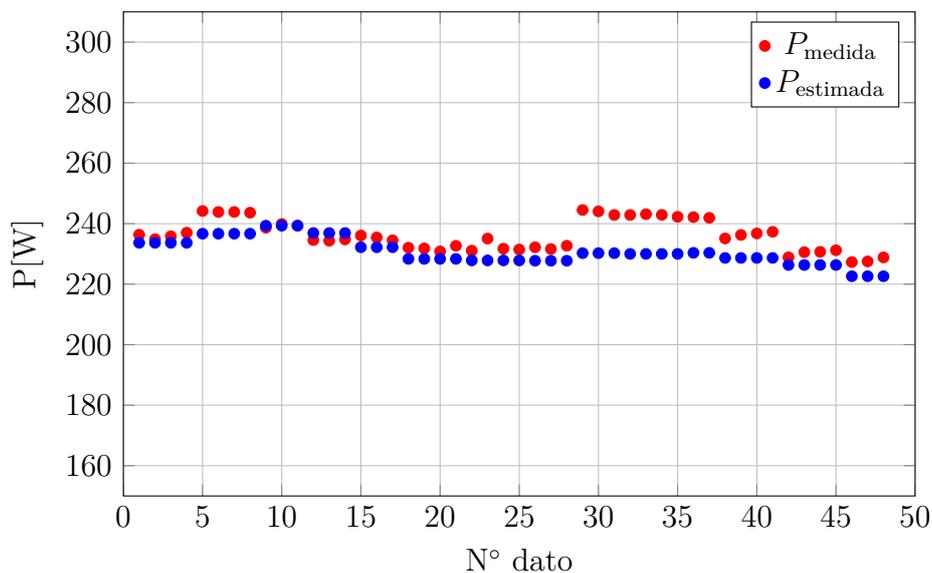


Figura 4.10: Potencias medidas y estimadas para el ensayo de ángulo variable en función del número de dato.

4.3.3. Análisis de resultados

Para comparar los resultados obtenidos con el modelo analítico, se obtiene el error para cada punto. Para las diferencias obtenidas se obtiene una media de $\mu = -2,3[\%]$ y

4.4. Conclusiones del capítulo

A partir de los ensayos realizados, es posible concluir que el modelo utilizado para realizar las estimaciones es adecuado. Se observó una pequeña diferencia entre los ensayos y el modelo, dada principalmente por el entorno del ensayo y la dispersión de las mediciones tomadas.

Capítulo 5

Factibilidad

En el presente capítulo se realiza el análisis completo de factibilidad de colocar reflectores especulares planos en el sistema de paneles solares fotovoltaicos ubicado en la terraza de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Mar del Plata. Se detalla la geometría del sistema, se estudian cinco configuraciones distintas de ángulos utilizando información meteorológica y eléctrica recabada durante cuatro años, entre 2016 y 2019.

5.1. Sistema de análisis

El sistema fotovoltaico de estudio se encuentra ubicado en la terraza de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Mar del Plata. Cuenta con un total de 18 paneles de $290W_p$ dispuestos en tres líneas. La geometría del arreglo se detalla en la figura .



Figura 5.1: Esquema del arreglo de la Facultad de Ingeniería.

5.1.1. Paneles fotovoltaicos

La instalación cuenta con 3 arreglos de 6 paneles poli-cristalinos marca NBSOLAR de $290W_p$ conectados en serie, lo que hace un total de $1740W_p$ por arreglo.

En la tabla 5.1 se presentan las características de los paneles en condiciones de ensayo estándar (Standard Test Conditions - STC), es decir, irradiancia de $1000W/m^2$, temperatura de la célula de $25^\circ C$ y masa de aires AM 1.5 de acuerdo a la Norma EN60904-3; y en condiciones nominales de operación, es decir, de irradiancia $800W/m^2$ y velocidad del viento de $1m/s$.

Características Eléctricas	STC	NOTC
Potencia Máxima (P_{max})	290[W_p]	211,8[W_p]
Tensión a Pmáx (V_{mp})	35,2[V]	32,0[V]
Corriente a Pmáx (I_{mp})	8,24[A]	6,62[A]
Tensión a circuito abierto (V_{oc})	44,2[V]	40,8[V]
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,59[A]	6,69[A]
Eficiencia del modulo (η_m)	14,9%	-

Tabla 5.1: Características de los paneles fotovoltaicos NB Solar $290W_p$.

5.1.2. Inversores y monitoreo de las mediciones

Cada Arreglo inyecta energía a la red de la Facultad mediante 3 inversores marca SIRIO de $1,5kW$. Los parámetros eléctricos se monitorean mediante un analizador de calidad de energía marca PQube, que adquiere todas las magnitudes a la entrada de un inversor y a la salida de los tres inversores.

A la entrada de un inversor (lado de corriente continua) se utiliza un módulo acondicionador ATT2 y un sensor de efecto Hall (solo se monitorea un arreglo de los tres instalados hasta el momento). A la salida de cada inversor (lado de corriente alterna) se miden las corrientes inyectadas mediante transformadores de medida $50/5A$ y clase 0,2.

5.1.3. Estructura de soporte

La estructura del arreglo consta de tres soportes que se apoyan sobre las paredes del edificio sin tocar el techo, en la que se montan los 18 paneles. Para la realización de la estructura de soporte se optó por un diseño sencillo que pueda ser replicable y que permitiera modificar fácilmente la inclinación u orientación para futuros estudios. Se seleccionó como material predominante el perfil tipo "C", de $100 \times 50 \times 2mm$, galvanizado, estándar. Las piezas y accesorios fueron diseñados en el LEyDE y realizadas en la Metalúrgica Keep de la ciudad de Mar del Plata, con chapa galvanizada calibre N°12 de modo que solamente el ensamble en altura se realice con tornillos autoperforantes sin recurrir a soldaduras de ningún tipo.

Para limitar la flexión en el largo (8 m entre paredes de la estructura edilicia), se realizó en la parte delantera un reticulado en planchuela de 1" en forma zigzag y caño estructural de 20x40 mm, con una separación de 300 mm. En la parte posterior se construyó otro reticulado formado con perfiles tipo "C", de 50x30x1,6mm con una separación aproximada de 800mm. La estructura permite cambiar el ángulo de inclinación de los paneles por medio de bisagras en la parte delantera, lo que exige modificar solamente la retícula posterior [74].

5.1.4. Geometría del sistema

Para determinar la disposición del sistema, hay dos parámetros importantes a obtener: la inclinación de los paneles fotovoltaicos y la separación entre filas del arreglo. Estos parámetros para la instalación fueron determinados en [74].

Inclinación de paneles

La inclinación óptima se determina para obtener la máxima irradiación solar. En la ciudad de Mar del Plata, con una latitud aproximada de 38°, la inclinación óptima es de aproximadamente 30°. En apartados siguientes, se obtendrá la combinación de inclinación óptima para el sistema panel reflector, que es distinta de 30°.

Distancia entre soportes

Cuando se disponen los paneles en varias filas como en este caso, existe una distancia mínima entre ellas que se debe respetar para evitar sombras de una fila sobre otra. Esta distancia mínima entre filas está marcada por la latitud del lugar de la instalación, ya que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. De esto surge una separación de 2,8m, adoptando finalmente una distancia entre filas de 3,2m.

5.2. Colocación de reflectores especulares planos

Como se observó en la sección anterior, existe una distancia de separación entre líneas de paneles que puede ser aprovechada si se colocan espejos adecuadamente. De esta forma, se puede redireccionar y aprovechar la radiación que no impacta directamente en los paneles FV.

5.2.1. Ubicación de espejos

Hay muchas formas de colocar espejos para mejorar el rendimiento de un sistema, pero solo algunas se adecuan y brindan las prestaciones deseadas en la instalación. Por cuestiones constructivas, se opta por evaluar la colocación de reflectores que van desde la

arista inferior de un arreglo, hacia la arista superior del siguiente. De esta forma, se logra un máximo aprovechamiento del sistema, sin generar sombreado en la hilera siguiente. Se puede observar esta disposición en la figura 5.2.



Figura 5.2: Esquema del arreglo de la Facultad de Ingeniería con espejos.

5.2.2. Tamaño de espejos

Con el objetivo de aprovechar el espacio disponible entre líneas de paneles, se opta por un tamaño de espejo que llene completamente la ventana entre arreglos. De esta forma, se obtiene un espejo de 2,70m de largo y 6m de ancho.

5.2.3. Reflectividad de los espejos

Los espejos comerciales proveen una reflectividad que varía entre 85 % y 90 % [72]. Teniendo en cuenta el inevitable deterioro de los reflectores con el paso del tiempo y considerando que se espera que el sistema tenga una vida útil de 25 años, se toma una reflectividad promedio de 85 %, para las simulaciones realizadas de la presente sección [75].

5.2.4. Ángulo de espejos

Para optimizar la producción, la ganancia energética es sensible tanto al ángulo de montaje de los paneles, como de los reflectores. A tal fin, se procede a simular en MATLAB, la instalación con todos sus paneles, variando el ángulo de los espejos desde la posición horizontal hasta la vertical, realizando un barrido de a 1° . Para ello se ejecutó una simulación paramétrica variando el tilt de los espejos entre 0° y 90° . El tamaño de los espejos considerados es el correspondiente a una línea de arreglo de 6 paneles, de 6m de largo y 2,70m de ancho. Luego de correr la simulación se obtuvo el factor de mejora e en función del ángulo del reflector β_r para la configuración analizada en la figura 5.3.

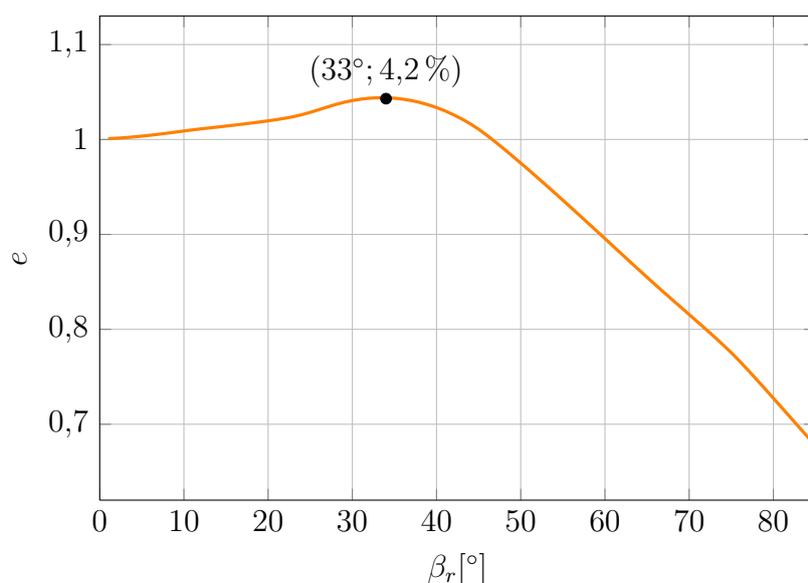


Figura 5.3: Factor de mejora en función del ángulo del reflector para el sistema experimental, considerando una reflectividad $\rho = 0,85$ tamaño de reflectores de $2,70 \times 6\text{m}$ y paneles de $1,95 \times 6\text{m}$.

De la figura 5.3 se observa que el ángulo óptimo con la configuración actual de la instalación se encuentra en 33° , logrado una mejora de $4,2\%$.

Para la simulación en MATLAB, fueron utilizados los datos de cuatro años comprendidos entre 2016 y 2019.

5.3. Análisis Energético

Es preciso realizar un análisis completo de la ganancia energética que se obtiene con varias configuraciones angulares del sistema. Si bien se puede obtener una mejora energética anual colocando reflectores con la inclinación óptima, esta puede variarse y obtenerse mejores prestaciones en diferentes épocas del año.

5.3.1. Caso 1 - Reflector ubicado entre arrays con ángulo no óptimo

El primer caso de estudio comprende el sistema con la configuración de paneles actual con un ángulo de inclinación de $\beta_r = 30^\circ$ respecto a la horizontal, ubicados en tres líneas de 6 paneles. Se colocan espejos de la forma más sencilla posible, aprovechando las estructuras presentes, entre las aristas superior e inferior de filas contiguas como se muestra en la figura 5.4.

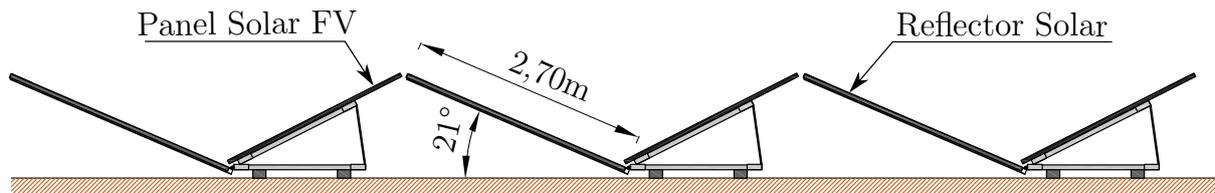


Figura 5.4: Esquema de la ubicación de los reflectores para el caso 1.

Para esta configuración se obtiene un ángulo de inclinación de los espejos de $\beta_r = 21^\circ$, logrando una mejora anual energética del sistema de 2,1 %, como se observa en la figura 5.3.

Si se grafica la energía mensual obtenida en la superficie del panel con y sin reflectores, para el arreglo completo de tres líneas, se obtiene la gráfica de la figura 5.5.

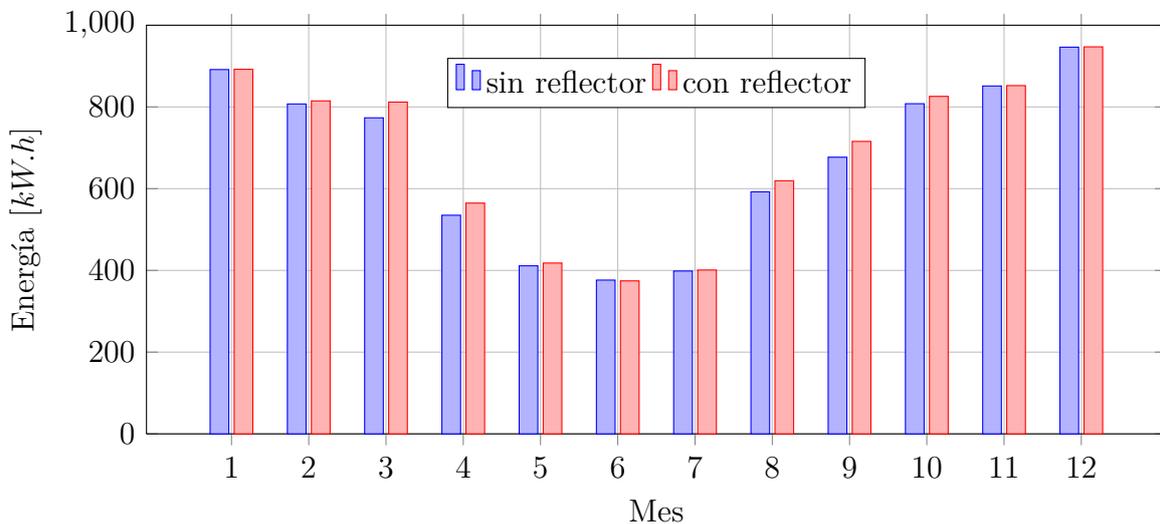


Figura 5.5: Energía mensual obtenida en el arreglo con el ángulo actual del panel $\beta_c=30^\circ$ fijo y el ángulo determinado por la estructura actual para el reflector $\beta_r=33^\circ$.

De la figura 5.5, se puede observar que la mejora es prácticamente nula en meses de verano y muy baja en meses de invierno, logrando un valor máximo en los meses de mayo, abril, agosto y septiembre, de 4,9 %, 5,6 %, 4,5 % y 5,7 % respectivamente.

Finalmente, la energía anual con reflector es de 8236,8kWh/año y sin reflector es de 8067,8kWh/año, lo que produce una mejora energética neta anual de 2,1 %.

5.3.2. Caso 2 - Reflector con un ángulo óptimo fijo

Como se observa en la figura 5.3, para la configuración actual de paneles, el ángulo óptimo de reflectores se encuentra en $\beta_r=33^\circ$.

Si se grafica la energía mensual obtenida implementando el modelo para los 4 años comprendidos desde el 2016 hasta el 2019, se obtiene el gráfico de la figura 5.6.

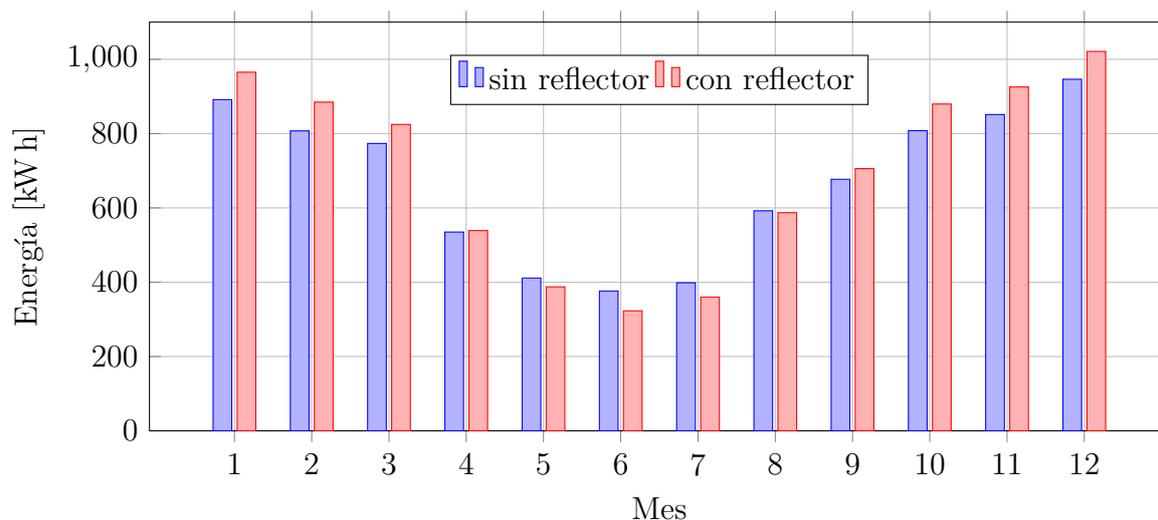


Figura 5.6: Energía mensual obtenida en el arreglo con ángulo fijo óptimo en el reflector $\beta_r=33^\circ$ y ángulo fijo de en el panel FV de $\beta_c=30^\circ$.

De esto, se observa que la mejora obtenida es mayor en verano y que se produce una reducción en el rendimiento del sistema en invierno, debido al sombreado del espejo sobre los paneles. Por esta razón, si bien se obtiene una mejora para la configuración de paneles con 30° , es necesario buscar una alternativa para paliar este decrecimiento de rendimiento.

Finalmente, la energía anual con reflector es de 8403,4kWh/año y sin reflector es de 8067,8kWh/año, lo que produce una mejora energética neta anual de 4,2 %.

5.3.3. Caso 3 - Reflector con dos ángulos óptimos fijos

Una buena alternativa para lograr una mejora en todos los meses del año, es variar el ángulo de los reflectores. En este caso, se opta por simular para dos ángulos fijos de reflector, manteniendo fija la inclinación de los paneles solares.

Para realizar este análisis, se divide el año en dos partes, de seis meses cada una. La primera comprende los meses desde abril hasta septiembre y la segunda desde octubre hasta marzo. Para estos conjuntos de meses, se obtiene la energía análogamente al caso anterior, variando el ángulo del reflector entre 0° y 90° . De esta forma, se obtienen los gráficos de la figura 5.7.

De esto se observa que para el primer rango de meses, es preciso colocar el reflector con un ángulo de 18° y para el segundo rango con una inclinación de 41° . Debido a la geometría del sistema, el ángulo mínimo con el que puede inclinarse el panel FV es de 21° , por lo tanto, se opta por dicha inclinación para el periodo 1.

Graficando la energía mensual obtenida para este arreglo de ángulo variable, se obtienen los gráficos de la figura 5.8.

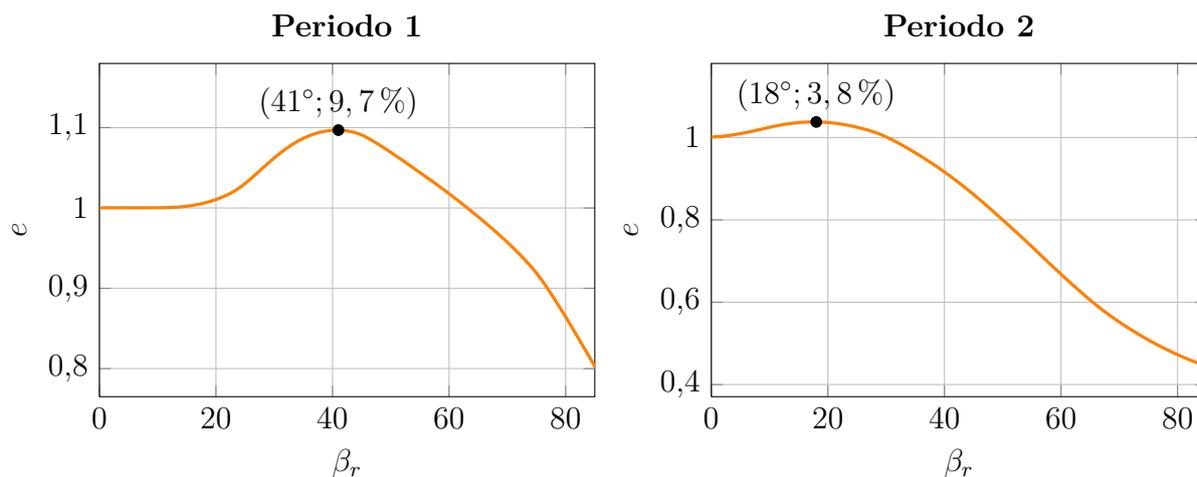


Figura 5.7: Factor de mejora en función del ángulo para el periodo 1 comprendido entre abril y septiembre y el periodo 2 desde octubre hasta marzo.

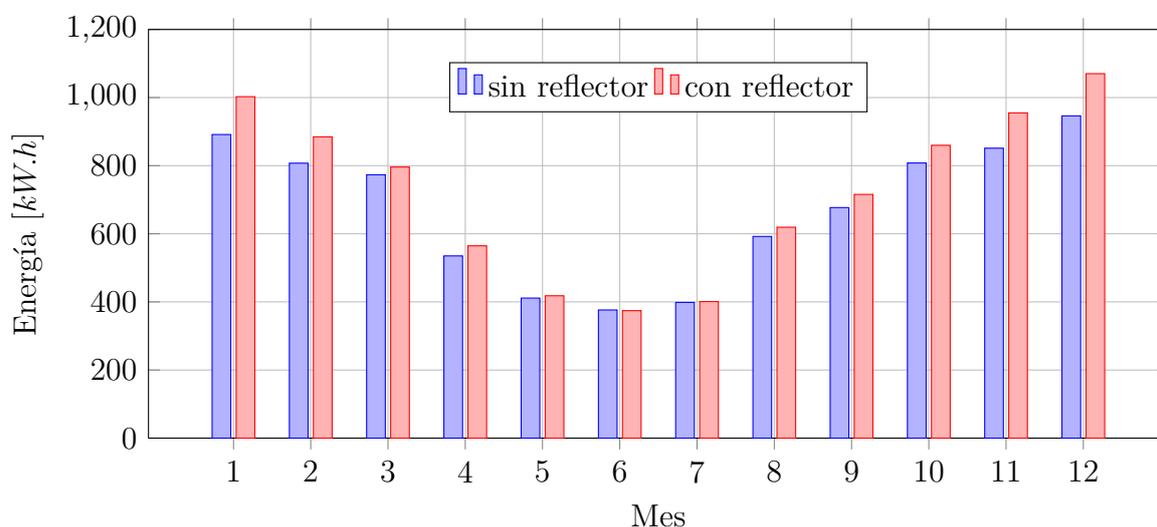


Figura 5.8: Energía mensual obtenida en el arreglo con dos ángulos fijos óptimos en el reflector. Para el periodo comprendido entre abril y septiembre $\beta_r = 21^\circ$, para el periodo entre octubre y marzo es de $\beta_r = 42^\circ$. El ángulo del panel FV es $\beta_c = 30^\circ$.

Se puede observar que con esta combinación de ángulos, es posible obtener mejoras en todos los meses del año, excepto en junio.

Finalmente, la energía anual con reflector es de $8661,2kWh/año$ y sin reflector es de $8067,8kWh/año$, lo que produce una mejora energética neta anual de $7,4\%$.

5.3.4. Caso 4 - Conjunto panel-reflector con ángulos óptimos fijos

Se puede obtener una configuración de ángulos panel-reflector que genere la ganancia energética óptima para ángulos fijos. Para eso se integran las potencias obtenidas para

ángulos variables entre 0° y 80° para el panel FV y el reflector, y se obtiene la gráfica de la figura 5.9.

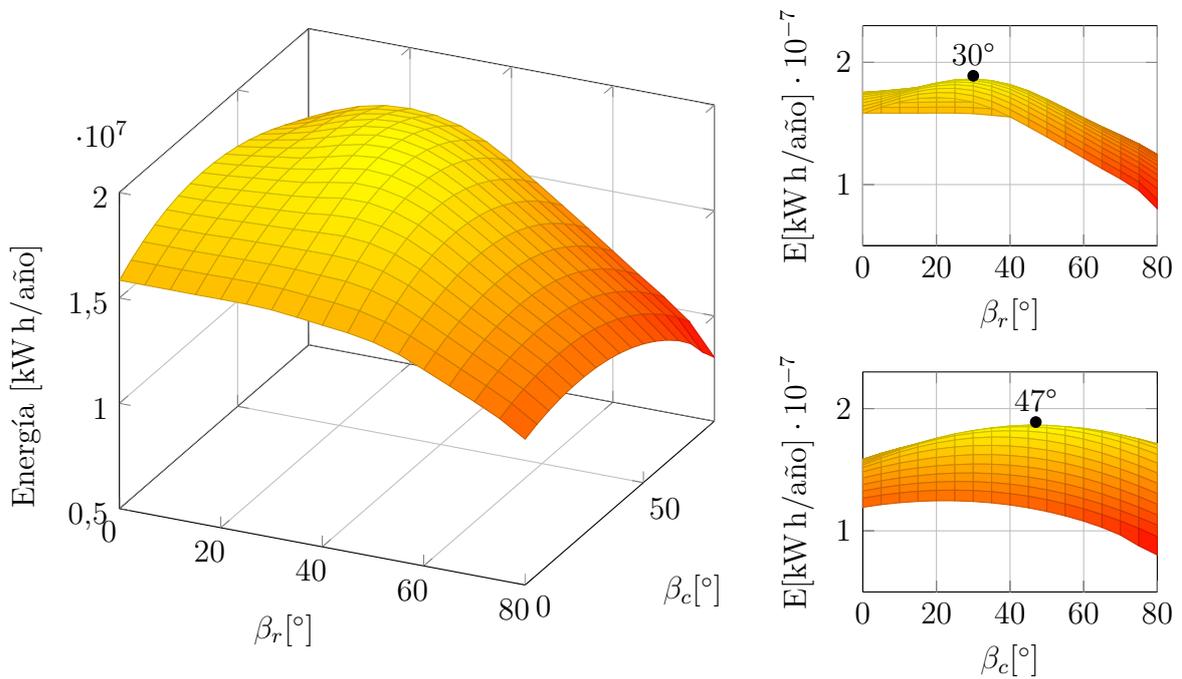


Figura 5.9: Energía simulada en función del ángulo del panel FV β_c y el ángulo del reflector β_r

De este gráfico se puede observar que la ganancia óptima se encuentra para un ángulo de panel FV de $\beta_c = 47^\circ$ y de reflector de $\beta_r = 30^\circ$. Graficando las energías obtenidas promedio entre los cuatro años para cada mes, se obtiene el gráfico de la figura 5.10.

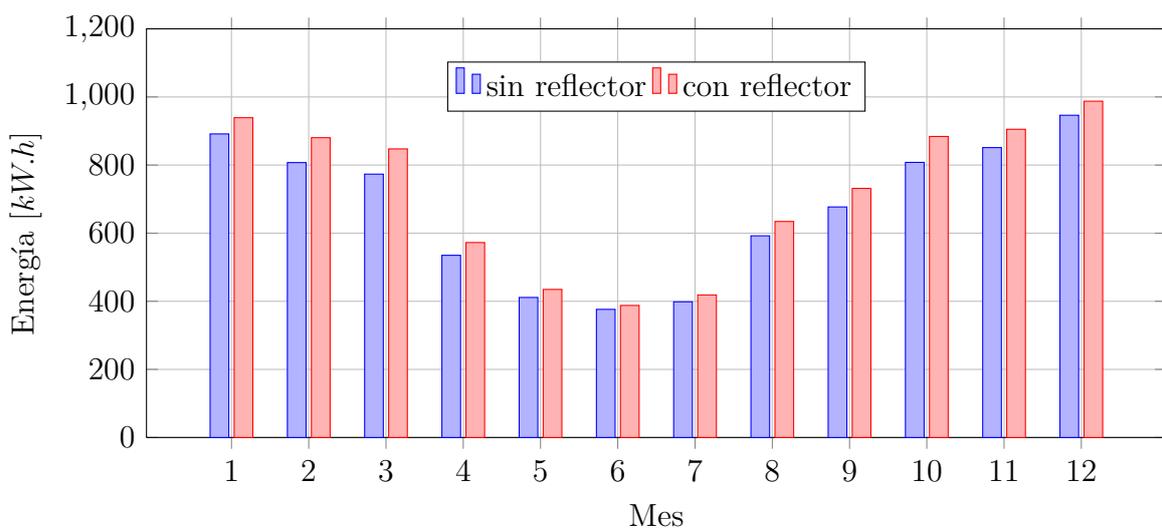


Figura 5.10: Energía mensual obtenida en el arreglo con ángulo fijo óptimo en el reflector $\beta_r = 30^\circ$ y ángulo fijo en el panel FV de $\beta_c = 47^\circ$ comparada con el sistema sin reflector con panel a $\beta_c = 30^\circ$.

Finalmente, la energía anual con reflector y ángulos óptimos tanto en el reflector como en el panel FV es de 8623,2kWh/año y sin reflector con panel a $\beta_c=30^\circ$ es de 8067,8kWh/año, lo que produce una mejora energética neta anual de 6,9%. Es importante aclarar, que este arreglo no es posible de llevar a cabo con la separación de filas actual, ya que los paneles sombrearían a los espejos.

5.3.5. Caso 5 - Reflector con ángulo óptimo mensual

La última configuración que será analizada, es la utilización de un ángulo óptimo fijo para el reflector, para cada mes. Para realizar el análisis, se debe calcular el ángulo óptimo mensual para la configuración con el tamaño de espejo correspondiente. Se muestran en la figura 5.11, el factor de mejora en función del ángulo del reflector para cada mes.

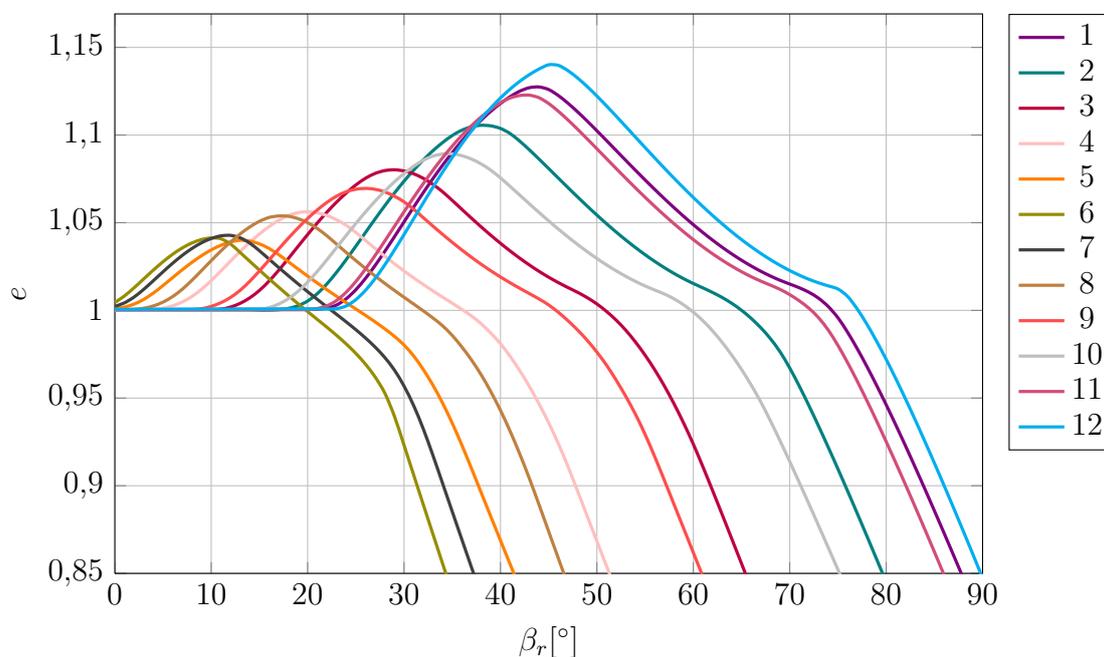


Figura 5.11: Factor de mejora mensual en función del ángulo del reflector β_r .

Se determina la mejora mensual para cada ángulo en la tabla 5.2. Para este caso la energía anual con reflector con ángulo óptimo mensual y panel con ángulo fijo en $\beta_c = 30^\circ$ es de 8794,7kWh/año para el sistema con reflector, y 8067,8kWh/año para el sistema sin reflector, lo que produce una mejora energética neta anual de 9,0%.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
β_r	43°	37°	28°	19°	12°	9°	11°	16°	25°	34°	42°	44°
e	1,13	1,10	1,08	1,06	1,04	1,04	1,04	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14

Tabla 5.2: Ángulo óptimo y factor de mejora para cada ángulo, para la configuración de reflector móvil mensual.

Sin embargo, puede observar que para los meses de abril, mayo, junio, julio y agosto, el ángulo es menor a 21° , que es el mínimo ángulo permitido por la geometría del sistema. Por esa razón, se opta por tomar un ángulo de 21° para estos meses, de donde se obtiene la tabla 5.3.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
β_r	43°	37°	28°	21°	21°	21°	21°	21°	25°	34°	42°	44°
e	1,13	1,10	1,08	1,06	1,04	1,04	1,04	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14

Tabla 5.3: Ángulo óptimo y factor de mejora para cada ángulo, para la configuración de reflector móvil mensual.

Si se grafica la energía mensual obtenida para cada mes con el reflector con los ángulos de la tabla 5.3, se obtiene el gráfico de la figura 5.12.

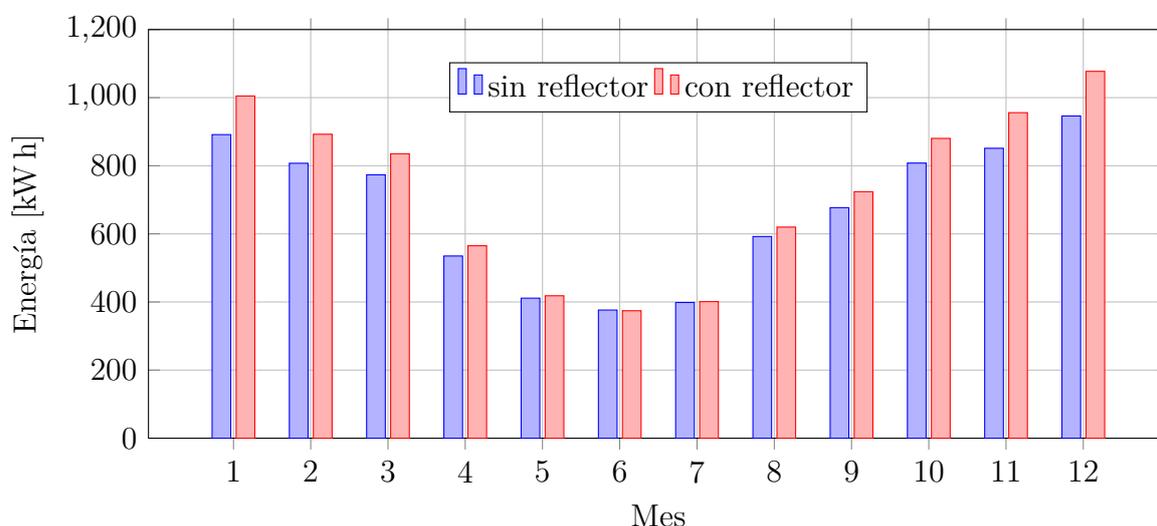


Figura 5.12: Energía mensual obtenida para el arreglo con ángulo óptimo de reflector en cada mes del año y panel fijo en $\beta_c=30^\circ$.

Finalmente, la energía anual con reflector con ángulos óptimos mensuales para los meses desde septiembre a marzo, y con una inclinación de 21° para los restantes; y panel fijo en $\beta_c = 30^\circ$ es de $8748,5\text{kWh/año}$ para el sistema con reflector, y $8067,8\text{kWh/año}$ para el sistema sin reflector. De esta forma, se produce una mejora energética neta anual de $8,4\%$.

5.4. Discusión de resultados

Los resultados de este estudio indican que es posible realizar una mejora del sistema fotovoltaico utilizando reflectores especulares planos. Se resumen las mejoras obtenidas para cada configuración en la tabla 5.4.

Caso de estudio	Ángulos	Mejora
Caso 1 - Reflector ubicado entre arrays con ángulo no óptimo	$\beta_c = 30^\circ$ $\beta_r = 21^\circ$	2,1 %
Caso 2 - Reflector con un ángulo óptimo fijo	$\beta_c = 30^\circ$ $\beta_r = 33^\circ$	4,2 %
Caso 3 - Reflector con dos ángulos óptimos fijos	$\beta_c = 30^\circ$ $\beta_{r1} = 21^\circ$ $\beta_{r1} = 42^\circ$,	7,4 %
Caso 4 - Conjunto panel-reflector con ángulos óptimos fijos	$\beta_c = 47^\circ$ $\beta_r = 30^\circ$	6,9 %
Caso 5 - Reflector con ángulo óptimo mensual	$\beta_c = 30^\circ$ $\beta_{r1} = 43^\circ$ $\beta_{r2} = 37^\circ$ $\beta_{r3} = 28^\circ$ $\beta_{r4} = 21^\circ$ $\beta_{r5} = 21^\circ$ $\beta_{r6} = 21^\circ$ $\beta_{r7} = 21^\circ$ $\beta_{r8} = 21^\circ$ $\beta_{r9} = 25^\circ$ $\beta_{r10} = 34^\circ$ $\beta_{r11} = 42^\circ$ $\beta_{r12} = 44^\circ$	8,4 %

Tabla 5.4: Resumen de mejoras y ángulos obtenidos para los casos de estudio.

5.5. Conclusiones del capítulo

En base al estudio realizado en el presente capítulo se puede concluir que es posible mejorar el sistema ubicado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata colocando espejos. Se obtuvieron mejoras comprendidas entre 2,1 % si se colocan los reflectores entre las aristas superior e inferior de líneas de paneles contiguos en el caso 1; llegando hasta un 8,4 % si se varía el ángulo mes a mes para obtener la mejora óptima en el caso 5. También se logró encontrar la combinación óptima de inclinaciones fijas para panel y espejo en el caso 4, llegando a un tilt de 47° para el panel FV y de 30° para el reflector.

Capítulo 6

Análisis económico

En esta sección se presenta el cálculo económico de la instalación fotovoltaica ubicada en la terraza de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata colocando reflectores especulares planos. Se analiza la tasa interna de retorno, el tiempo de repago y el valor actual neto de cada proyecto.

6.1. Consideraciones económicas

El día 30 de noviembre de 2017, fue publicada en el boletín oficial, la Ley Nacional 27.424 de Generación de Energía Eléctrica de Origen Renovable. La ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias [76].

El día 18 de julio de 2019, se publicó en el boletín oficial de la Provincia de Buenos Aires, la Resolución 189/2019, que regula las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las distintas categorías tarifarias, correspondientes a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) y al Precio Estabilizado del Transporte (PET) vigentes a partir del 1 de mayo del año 2019 [77].

Dadas las características de los sistemas FV de silicio policristalino, se establece un proyecto de inversión a 25 años, con una caída del rendimiento en la producción de 0,5% anual. Teniendo en cuenta que un análisis de rentabilidad en pesos debería incluir una inflación que crece día a día en nuestro país, se consideran los valores en dólares con el cambio aplicable del día \$63,50 [78].

Otro parámetro importante a considerar es la tasa de rentabilidad mínima aceptada (TRMA). En Argentina se ofrecen plazos fijos en dólares con un interés anual del 2%, por lo tanto se considerará este valor como TRMA.

6.2. Inversión inicial

Se consultaron precios a distribuidores argentinos [79] y extranjeros [80] de insumos FV para determinar el costo de inversión de estos sistemas. Los costos de los elementos unitarios se resumen en la tabla 6.1.

Componente	Cantidad	Precio [USD/u]	Costo [USD]
Paneles	18	155,02	2862,43
Inversores	3	677,64	2032,91
Soporte Paneles	1	512,44	512,44
Instalación Paneles	1	512,44	512,44
Espejos	48	12,5	600
Impuestos y envío	48	6,25	300
Soporte Espejos	1	256,22	256,22
Instalación Espejos	1	256,22	256,22
Total sin Espejos [USD]			5920,22
Total con Espejos [USD]			7332,66

Tabla 6.1: Componentes de la inversión inicial de la instalación fotovoltaica con reflectores especulares planos.

Para el cálculo del costo de los espejos, se tiene en cuenta el costo por m^2 y se calcula un total aproximado de $48m^2$. Según fabricantes internacionales de espejos solares, el costo promedio ronda los $12,5USD/m^2$. A este valor, se le agrega un 50%, que considera el costo estimativo de transporte, tasas e impuestos aduaneros.

Los costos de las estructuras de soporte tienen en cuenta todos los materiales necesarios para su construcción y se obtuvo un total de $256,22USD$. El costo de mano de obra para este tipo de instalaciones se estima como una vez el costo total de los materiales.

6.3. Flujo de caja

El flujo de caja se obtiene considerando la energía anual estimada a partir de los datos de 4 años obtenidos por la instalación y aplicando el modelo para reflectores especulares analizado. Se tiene en cuenta una caída del rendimiento en la producción de 0,5% anual.

Considerando que la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata posee una tarifa del tipo T3BT, la Resolución 189/2019 establece los precios de la

tabla 6.2. Se colocan los precios en pesos y en dólares a la cotización del dólar del día de la fecha 20 de Febrero del 2020 [78].

Tarifa 3 - BT	Horario	Valor [\$]	Valor [USD]
Cargo Variable Pico	de 18 a 23hs	3.346	0,05269
Cargo Variable Resto	de 23 a 05hs	3.198	0,05036
Cargo Variable Valle	de 05 a 18hs	3.049	0,04802

Tabla 6.2: Tarifas establecidas en la Resolución 189/2019 para consumidores del tipo T3-BT. Valores en dólares calculados con un precio del dólar de 63,5\$ al día de la fecha (20/02/2020).

La producción energética del sistema es preponderante durante la banda horaria que corresponde al horario valle. Con el fin de simplificar los cálculos y utilizando un criterio conservador, se considera la tarifa correspondiente al horario valle (0,04802USD) para los cálculos posteriores.

6.4. Análisis de rentabilidad

Para determinar la factibilidad de la construcción de la planta colocando espejos, se analizará la rentabilidad para cada uno de los casos de estudio.

Con el fin de realizar un comparación entre el sistema sin reflectores y con reflectores, se realizó el análisis de rentabilidad para la instalación sin reflectores, para la cual se obtuvo un tiempo de repago de 16 años, una TIR del 4% y un VAN de 1242,61u\$s.

6.4.1. Caso 1 - Reflector ubicado entre arrays con ángulo no óptimo

En primer lugar, se plantea el análisis de rentabilidad para la instalación con los reflectores ubicados entre aristas inferior y superior de filas de paneles contiguos. Como se enunció anteriormente, los componentes de la inversión inicial tienen un costo de acuerdo a la tabla 6.1. La energía anual estimada a partir de los cuatro años de análisis del sistema con y sin reflector se detalla en la tabla 6.3.

Sistema	Energía Anual [kWh/año]	Beneficio Inicial [USD]
Con reflectores	8236,8	395,50
Sin reflectores	8067,8	387,38

Tabla 6.3: Energía anual estimada para el sistema con y sin reflectores para el caso 1.

En base al precio por kWh generado provisto por 6.2, se obtiene el flujo de caja y se grafica el flujo de caja anual y acumulado en la figura 6.1.

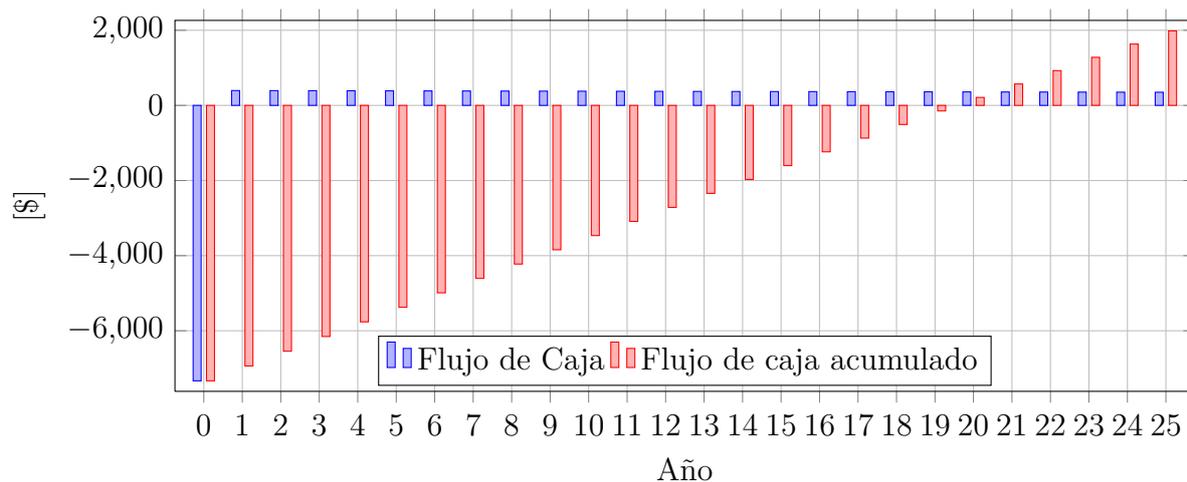


Figura 6.1: Flujo de caja anual y acumulado para el caso 1.

Luego se obtiene el flujo actual y el Valor Actual Neto (VAN) para cada año de vida del proyecto y se realiza la gráfica de la figura 6.2.

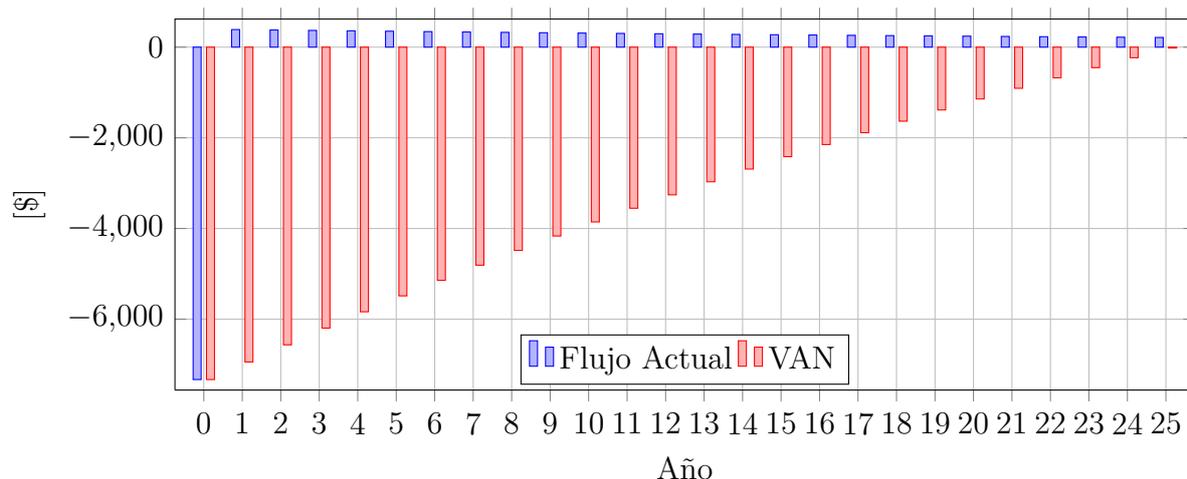


Figura 6.2: Valor actual y neto para el caso 1.

De la figura 6.1 se obtiene un tiempo de repago de 20 años. De la figura 6.2 se puede observar que el VAN es siempre negativo. Para esta configuración el valor de la TIR es de 1,98%, que es menor a la TRMA establecida del 2%. Por estas razones, el proyecto no resulta rentable.

6.4.2. Caso 2 - Reflector con un ángulo óptimo fijo

Se realiza el análisis de rentabilidad para la instalación con reflector con un ángulo óptimo fijo anual. Como se enunció anteriormente, los componentes de la inversión inicial tienen un costo de acuerdo a la tabla 6.1. La energía anual estimada a partir de los cuatro años de análisis del sistema con y sin reflector se detalla en la tabla 6.4.2.

Sistema	Energía Anual [kWh/año]	Beneficio Inicial [USD]
Con reflectores	8403,4	403,50
Sin reflectores	8067,8	387,38

Tabla 6.4: Energía anual estimada para el sistema con y sin reflectores para el caso 2.

En base al precio por kWh generado provisto por 6.2, se obtiene el flujo de caja y se grafica el flujo de caja anual y acumulado en la figura 6.3.

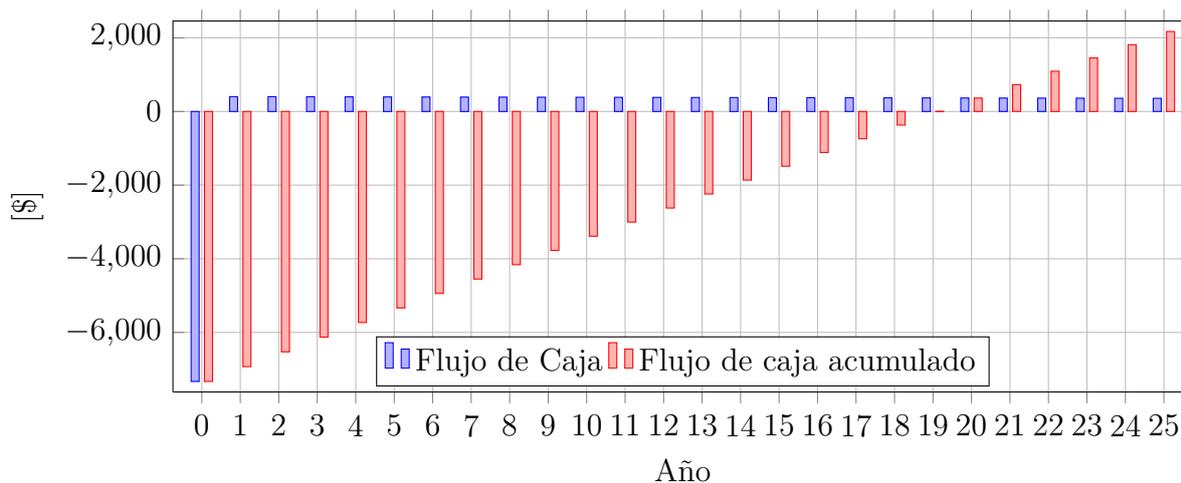


Figura 6.3: Flujo de caja anual y acumulado para el caso 2.

Luego se obtiene el flujo actual y el Valor Actual Neto (VAN) para cada año de vida del proyecto y se realiza la gráfica de la figura 6.4.

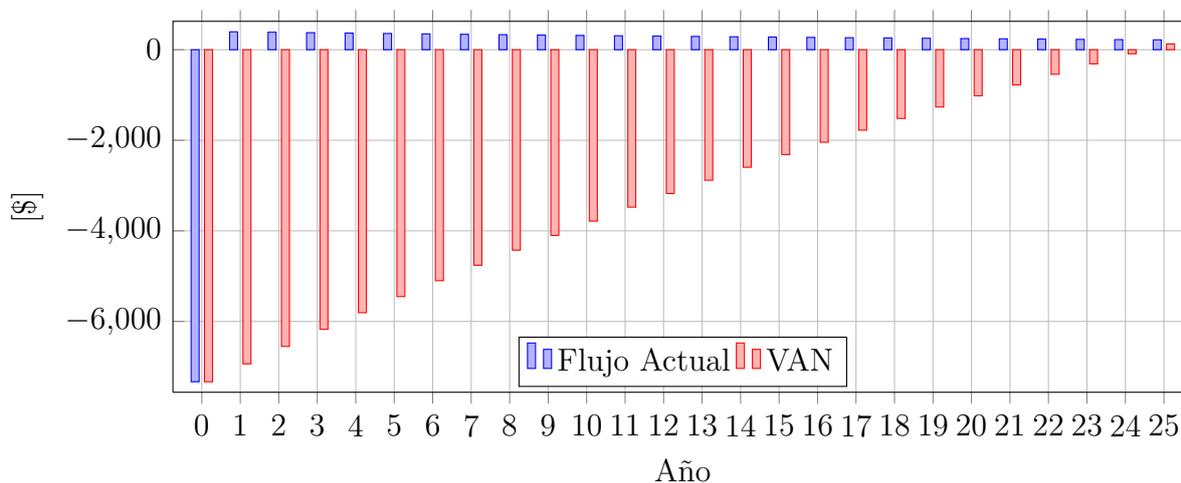


Figura 6.4: Valor actual y neto para el caso 2.

De la figura 6.3 se obtiene un tiempo de repago de 20 años. De la figura 6.4 se puede observar que el VAN se hace positivo en el año 25, tomando un valor de 128,12 USD. Para esta configuración el valor de la TIR es de 2,15%, que es mayor la TRMA establecida del 2%. Por estas razones, el proyecto resulta rentable.

6.4.3. Caso 3 - Reflector con dos ángulos óptimos fijos

Se efectúa el análisis de rentabilidad para la instalación con los reflectores con dos ángulos óptimos fijos. Como se enunció anteriormente, los componentes de la inversión inicial tienen un costo de acuerdo a la tabla 6.1. La energía anual estimada a partir de los cuatro años de análisis del sistema con y sin reflector se detalla en la tabla 6.4.3.

Sistema	Energía Anual [kWh/año]	Beneficio Inicial [USD]
Con reflectores	8661,2	415,87
Sin reflectores	8067,8	387,38

Tabla 6.5: Energía anual estimada para el sistema con y sin reflectores para el caso 3.

En base al precio por kWh generado provisto por 6.2, se obtiene el flujo de caja y se grafica el flujo de caja anual y acumulado en la figura 6.5.

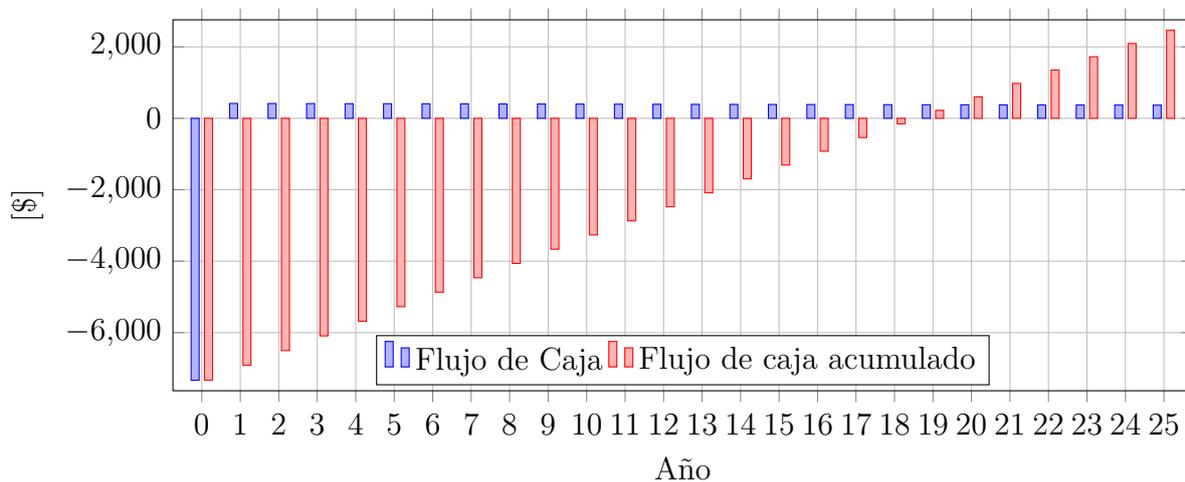


Figura 6.5: Flujo de caja anual y acumulado para el caso 3.

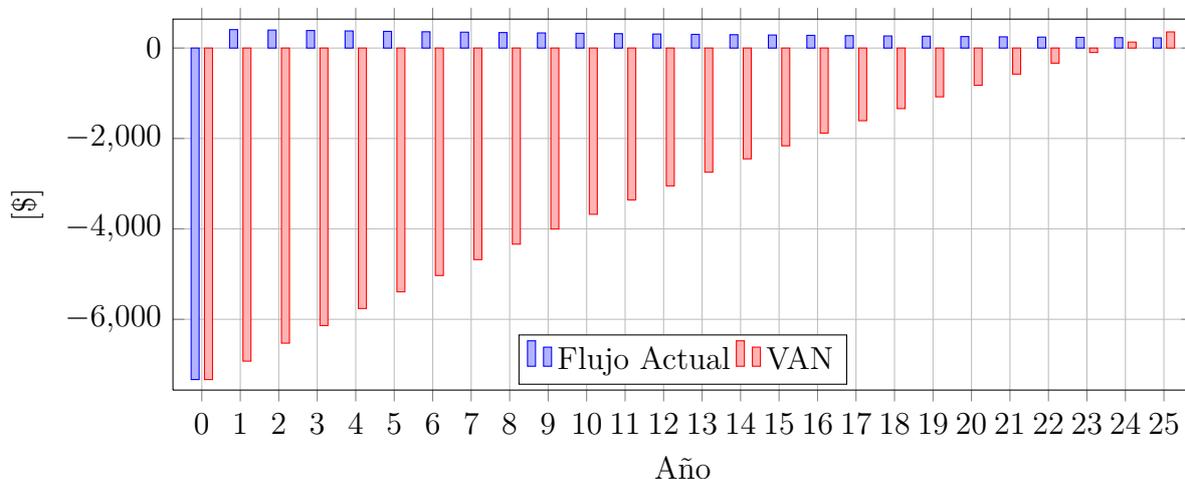


Figura 6.6: Valor actual y neto para el caso 3.

Luego se obtiene el flujo actual y el Valor Actual Neto (VAN) para cada año de vida del proyecto y se realiza la gráfica de la figura 6.6.

De la figura 6.5 se obtiene un tiempo de repago de 19 años. De la figura 6.6 se puede observar que el VAN se hace positivo en el año 24 y toma un valor final de 357,01 USD. Para esta configuración el valor de la TIR es de 2,42 %, que es mayor que la TRMA establecida del 2 %. Por estas razones, el proyecto resulta rentable.

6.4.4. Caso 4 - Conjunto panel-reflector con ángulos óptimos fijos

Para el cuarto caso, se plantea el análisis de rentabilidad con la combinación óptima de ángulos para el reflector y el panel FV. Como se enunció anteriormente, los componentes de la inversión inicial tienen un costo de acuerdo a la tabla 6.1. La energía anual estimada a partir de los cuatro años de análisis del sistema con y sin reflector se detalla en la tabla 6.4.4.

Sistema	Energía Anual [kWh/año]	Beneficio Inicial [USD]
Con reflectores	8623,2	414,05
Sin reflectores	8067,8	387,38

Tabla 6.6: Energía anual estimada para el sistema con y sin reflectores para el caso 4.

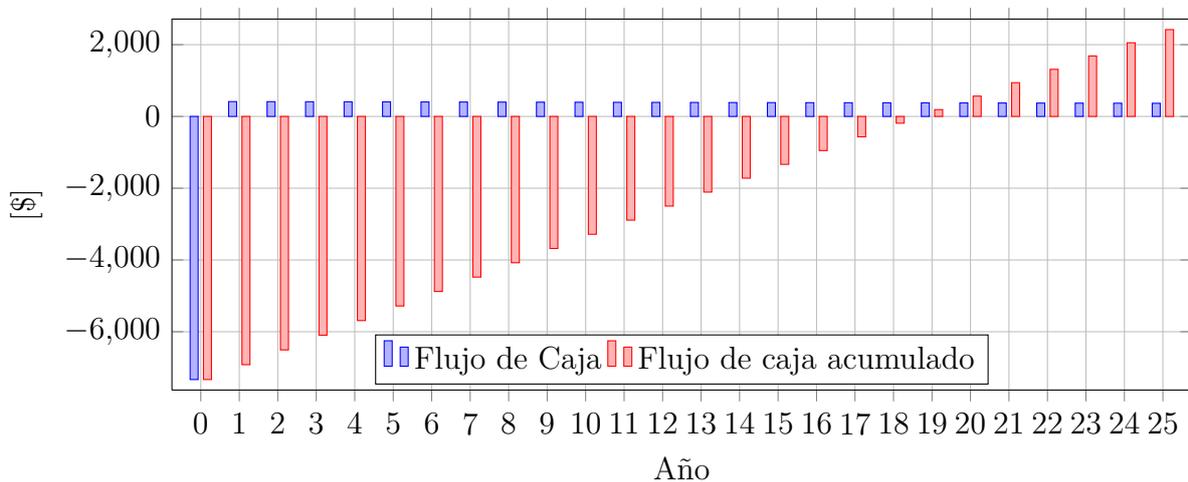


Figura 6.7: Flujo de caja anual y acumulado para el caso 4.

En base al precio por kWh generado provisto por 6.2, se obtiene el flujo de caja y se grafica el flujo de caja anual y acumulado en la figura 6.7.

Luego se obtiene el flujo actual y el Valor Actual Neto (VAN) para cada año de vida el proyecto y se realiza la gráfica de la figura 6.8.

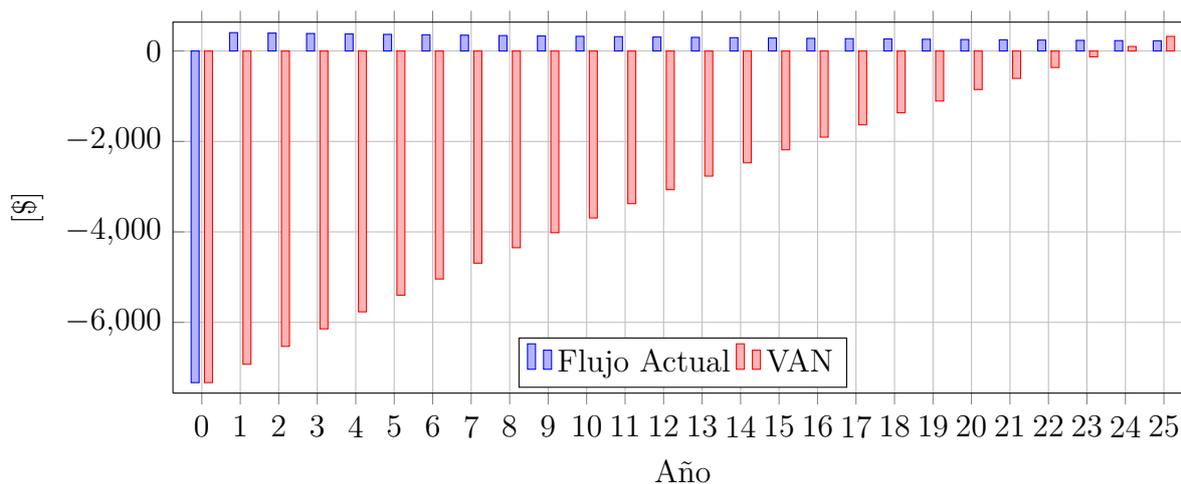


Figura 6.8: Valor actual y neto para el caso 4.

De la figura 6.7 se obtiene un tiempo de repago de 20 años. Y de la figura 6.8 se puede observar que el VAN se hace positivo a partir del año 24, tomando un valor final de 323,27 USD. Para esta configuración el valor de la TIR es de 2,38 %, que se encuentra por arriba de la TRMA establecida del 2 %. Por estas razones, el proyecto resulta rentable.

6.4.5. Caso 5 - Reflector con ángulo óptimo mensual

En primer lugar, se plantea el análisis de rentabilidad para la instalación con los reflectores ubicados con un ángulo óptimo mensual. La inversión inicial está dada de acuerdo a los costos de la tabla 6.1. La energía anual estimada a partir de los cuatro años de análisis del sistema con y sin reflector se detalla en la tabla 6.4.5.

Sistema	Energía Anual [kWh/año]	Beneficio Inicial [USD]
Con reflectores	8748,5	420,07
Sin reflectores	8067,8	387,38

Tabla 6.7: Energía anual estimada para el sistema con y sin reflectores para el caso 5.

En base al precio por kWh generado provisto por 6.2, se obtiene el flujo de caja y se grafica el flujo de caja anual y acumulado en la figura 6.9.

Luego se obtiene el flujo actual y el Valor Actual Neto (VAN) para cada año de vida del proyecto y se realiza la gráfica de la figura 6.10.

De la figura 6.9 se obtiene un tiempo de repago de 19 años. Y de la figura 6.10 se puede observar que el VAN empieza a ser positivo a partir del año 24, tomando un valor final de 434,51 USD. Para esta configuración el valor de la TIR es de 2,51 %, que se encuentra por arriba de la TRMA establecida del 2 %. Por estas razones, el proyecto resulta rentable.

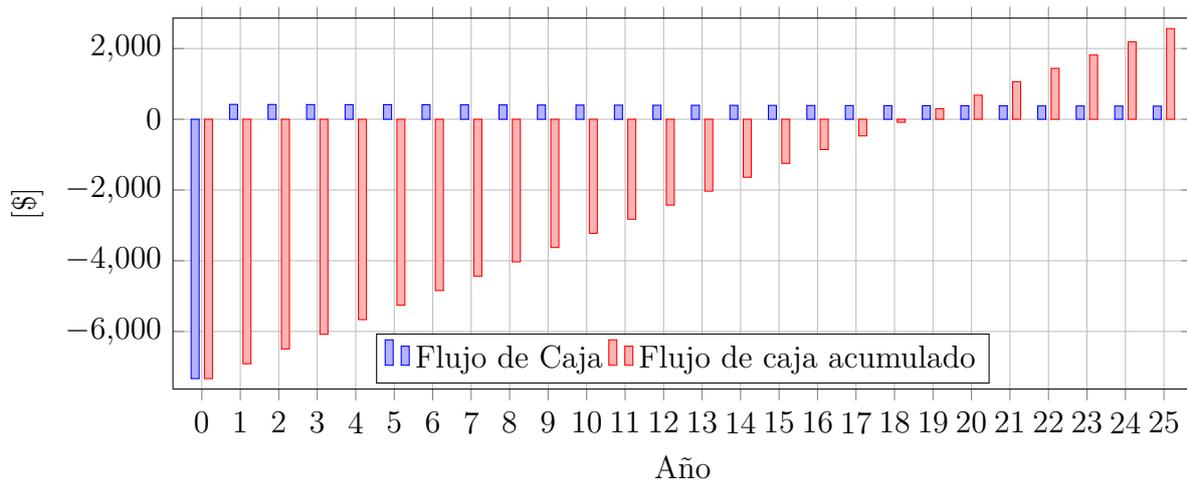


Figura 6.9: Flujo de caja anual y acumulado para el caso 5.

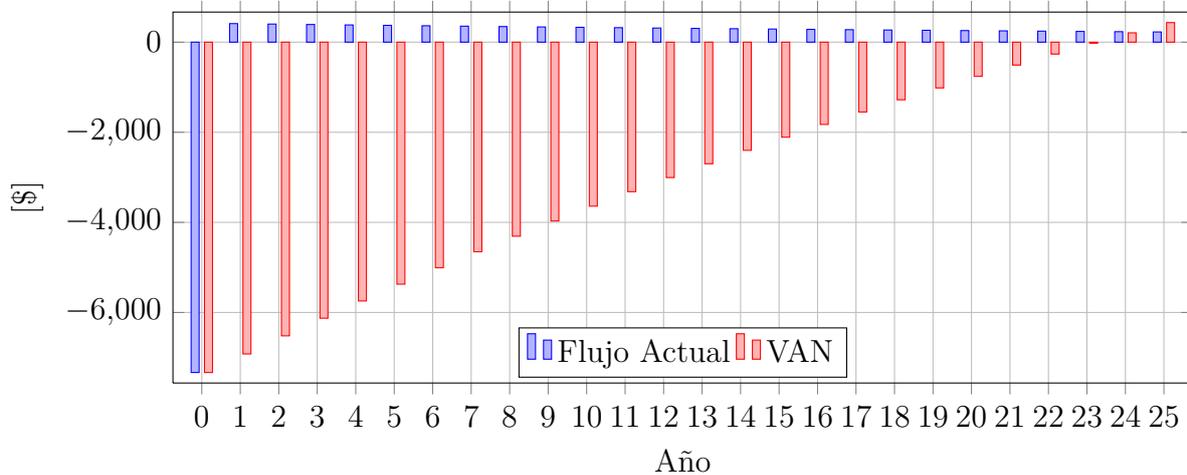


Figura 6.10: Valor actual y neto para el caso 5.

6.4.6. Caso Adicional - Agregado de paneles

Es interesante comparar los casos estudiados previamente frente a la posibilidad de incorporar paneles al sistema, para obtener la misma ganancia energética que se obtendría utilizando espejos. De esta forma, se podrían contrastar la inversión necesaria para colocar más paneles, contra la inversión necesaria para colocar espejos. Es importante aclarar, que este caso no provee una optimización del espacio, ya que no estaría utilizando el lugar disponible entre arreglos para colocar los paneles, sino que estos se colocarían extendiendo el mismo arreglo hacia los laterales.

Para analizar este caso, se pretenderá obtener una mejora máxima. Para lograr esto, se busca lograr un aumento de la energía de un 8,5%, del sistema como el que se obtiene en el caso 5. Para este caso, se logra una energía anual sin espejos de 8067,8kWh/año y con espejos de 8748,5kWh/año. Es decir, cada panel de los 18 produce aproximadamente 448,21kWh/año. Por lo tanto, colocando dos paneles extra se superaría la mejora obtenida

en el mejor de los casos de estudio, obteniendo una energía de 8964,22kWh/año. Esto requeriría una inversión inicial de 310,04[USD] para los dos paneles, asumiendo que se utilizan los inversores ya colocados en el arreglo, que para este caso particular habían sido sobredimensionados.

En base al precio por kWh generado provisto por 6.2, se obtiene el flujo de caja y se grafica el flujo de caja anual y acumulado en la figura 6.12.

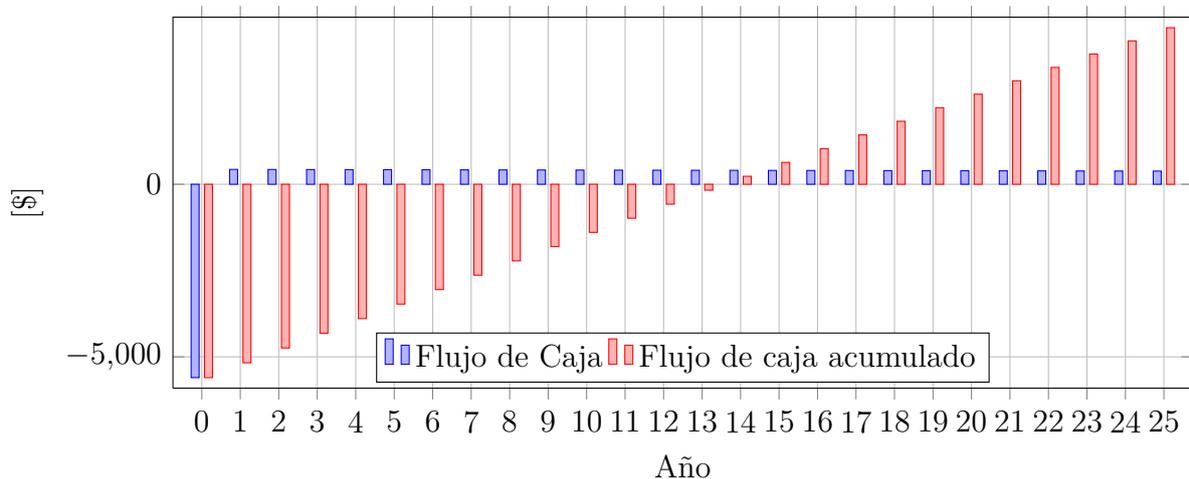


Figura 6.11: Flujo de caja anual y acumulado para el caso adicional.

Luego se obtiene el flujo actual y el Valor Actual Neto (VAN) para cada año de vida del proyecto y se realiza la gráfica de la figura 6.12.

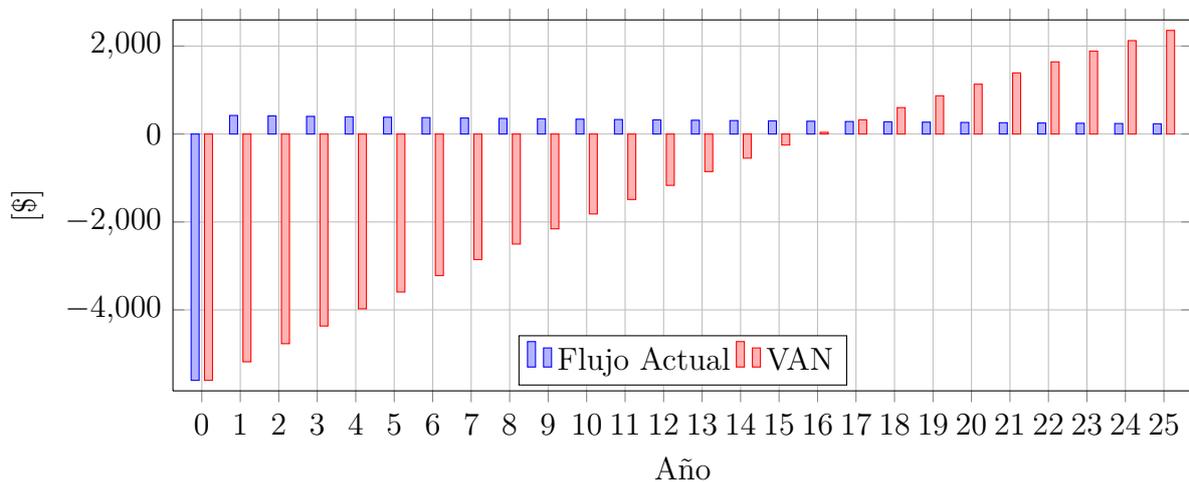


Figura 6.12: Valor actual y neto para el caso adicional.

De la figura 6.12 se obtiene un tiempo de repago de 14 años. Y de la figura 6.12 se puede observar que el VAN empieza a ser positivo a partir del año 16, tomando un valor final de 2356,53 USD. Para esta configuración el valor de la TIR es de 5,33 %, que se encuentra por arriba de la TRMA establecida del 2 %. Por estas razones, el proyecto resulta rentable.

6.5. Conclusiones del capítulo

A partir del presente análisis, se pudo observar que todos los escenarios son rentables, y esta rentabilidad aumenta si se busca la configuración óptima del sistema. Por otro lado, se debe tener en cuenta que, si bien la colocación de espejos produce un aumento importante en el rendimiento de los sistemas y en algunos casos de estudio alcanza rentabilidades positivas en proyectos con una vida útil de 25 años, aún siguen siendo más rentables los sistemas sin espejos. Se espera que con el correr de los años, los precios de los materiales se reduzcan y las condiciones económicas del país se adecuen, disminuyendo las tasas de inversión y aumentando las rentabilidades para este tipo de proyectos.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos futuros

En el siguiente capítulo se presentan las conclusiones obtenidas a lo largo del trabajo. Finalmente, se detallan las futuras líneas de investigación que fueron identificadas durante la realización del proyecto.

7.1. Conclusiones

Este trabajo ha demostrado que es posible mejorar una instalación fotovoltaica colocando reflectores especulares planos. El estudio ha contribuido a la comprensión de las bases para el empleo de reflectores especulares planos como elementos de mejora para una instalación solar FV y los principales parámetros que influyen en su desempeño, analizando particularmente estos sistemas para las condiciones de radiación e instalación de la planta FV experimental de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP.

Partiendo de los conceptos fundamentales de la energía solar y la solar fotovoltaica se presentaron los reflectores especulares planos como alternativa para la mejora de un sistema de paneles FV. Para ello, se obtuvo un modelo basado en investigaciones previas y se adecuó a sistemas FV. Se realizaron simulaciones para días seleccionados, a partir de las cuales se pudo concluir que es posible utilizar este tipo de sistemas para obtener mejoras en instalaciones fijas, al cuantificar el factor de mejora “e” para distintas inclinaciones de los reflectores. Además, se determinó a partir del modelo, que la mejora depende del ángulo y del tamaño del reflector; y ambos factores dependen de la declinación solar y de la ubicación geográfica. A su vez, se analizaron teóricamente diferentes tipos de materiales, entre los cuales se estableció que los más adecuados para este tipo de aplicaciones son los realizados a partir de plata y aluminio; siendo los espejos solares comerciales multicapa, la mejor opción.

Para validar el modelo desarrollado se montó una planta FV experimental en la terraza de la facultad de ingeniería, conformada por tres paneles FV, tres micro-convertidores y una estructura de soporte. Además, se construyó y colocó un reflector y un bastidor

negro simulando una situación de aplicación real. Utilizando la planta construida, se realizaron dos ensayos: el primero manteniendo el ángulo del reflector fijo durante dos días y el segundo variándolo durante el mediodía solar. A partir de estos ensayos fue posible concluir que el modelo utilizado para realizar las estimaciones es adecuado, puesto que los niveles de error que se obtuvieron entre las estimaciones del modelo y las mediciones es del orden del 2 %. Estas diferencias entre los ensayos de campo y las estimaciones del modelo podrían ser atribuidas principalmente al entorno donde fue realizado el experimento. Se espera en el futuro, poder realizar nuevas validaciones, con el fin de lograr una mayor certeza en la utilización del modelo.

Con base en el modelo obtenido y los datos meteorológicos recolectados durante cuatro años desde 2016 hasta 2019 por la estación meteorológica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, se analizó la factibilidad de mejorar la planta FV emplazada en la terraza de la propia facultad. Se obtuvieron mejoras que van desde un 2,1 % si se colocan los reflectores entre las aristas superior e inferior de líneas de paneles contiguos; hasta un 8,4 % si se varía el ángulo del espejo mes a mes. También se logró encontrar la combinación óptima de inclinaciones fijas para el panel y el reflector, llegando a un tilt de 47° y de 30° respectivamente. Esto es de gran importancia, ya que demuestra que es posible repotenciar instalaciones existentes en espacios limitados en las condiciones climáticas y geográficas de la ciudad de Mar del Plata, brindando hasta un 8,4 % de mejora energética total anual.

Finalmente, luego del estudio económico efectuado se pudo observar que, si bien la colocación de espejos produce un aumento en el rendimiento de los sistemas y en algunos casos de estudio alcanza rentabilidades aceptables en proyectos con una vida útil de 25 años, aún siguen siendo más rentables los sistemas sin espejos. Esto no deja de lado la importancia de valorar esta alternativa cuando existe la necesidad de repotenciar instalaciones fijas en espacios limitados donde la prioridad es obtener la mayor potencia posible optimizando el área de emplazamiento. Se espera que con el correr de los años, los precios de los materiales se reduzcan y las condiciones económicas del país se adecuen, disminuyendo la inversión inicial y aumentando las rentabilidades para este tipo de proyectos.

En el año 2019, se presentó en el CLAGTEE “Congreso Latinoamericano de Transmisión y Generación de Energía Eléctrica” llevado a cabo en Santiago de Chile, un estudio preliminar de la utilización de reflectores especulares planos para la mejora de un sistema fotovoltaico elaborado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata. En este trabajo, se mostraron análisis y estimaciones de forma analítica, que respresentaron uno de los pilares fundamentales del presente proyecto [81].

7.2. Trabajos futuros

A lo largo del proyecto, se detectaron posibilidades para trabajos futuros, que podrían darle continuidad al presente trabajo. Se detallan a continuación algunas líneas de investigación a futuro:

- Realización de un análisis experimental de largo plazo de la performance de una instalación fotovoltaica real con reflectores especulares planos.
- Análisis de la influencia de la temperatura de panel en la mejora obtenida por la colocación de reflectores especulares planos.

Referencias

- [1] C. C. N. de Energía Atómica”, “Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la república argentina,” *Artículos CNEA*, 2019.
- [2] CAMMESA, “Matriz energética de energías renovables,” <https://despachorenovables.cammesa.com/historico-energias-mensuales/>, 2020. [Online]. Available: <https://despachorenovables.cammesa.com/historico-energias-mensuales/>
- [3] P. Malik and S. S. Chandel, “Performance enhancement of multi-crystalline silicon photovoltaic modules using mirror reflectors under western himalayan climatic conditions,” *Solar Energy*, vol. 154, pp. 966–975, 2020.
- [4] H. Tabor, “Stationary mirror systems for solar collectors,” *National Physical Laboratory of Israel*, vol. 2, pp. 27–33, 1958.
- [5] V. G. Butcher, “Mysteries of the sun,” *NASA’s Heliophysics Division of the Science Mission Directorate*, Jan. 2002.
- [6] J. A. Duffie and W. A. Beckman, “Solar engineering of thermal processes,” 2013.
- [7] G. Sánchez, “El sol: un reactor termonuclear a 150 millones de kilómetros.” *Universidad de Salamanca*, 2009.
- [8] M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press, 1983. [Online]. Available: <http://gen.lib.rus.ec/book/index.php?md5=847630728964980635292982083385e6>
- [9] J. W. Spencer, “Fourier series representation of the position of the sun,” *Solar Energy*, vol. 2, no. 5, pp. 172+, May 1971. [Online]. Available: <http://www.mail-archive.com/sundial@uni-koeln.de/msg01050.html>
- [10] P. I. Cooper, “The absorption of radiation in solar stills,” *Solar Energy*, vol. 12, pp. 333–346, 1969.
- [11] J. E. Braun and J. C. Mitchell, “Solar geometry for fixed and tracking surfaces,” *Solar Energy*, vol. 31, pp. 439–444, 1983.

- [12] G. Thuillier, M. Hersé, P. C. Simon, D. Labs, H. Mandel, D. Gillotay, and W. Petermans, “The absolute solar spectral irradiance from 200 to 2500nm as measured by the solspec spectrometer with the atlas and eureca missions,” *Solar Energy*, vol. 25, pp. 375–377, 2000.
- [13] E. G. Vásquez, “El espectro electromagnético y la captación del módulo fotovoltaico.” 2017. [Online]. Available: <https://ccee.mx/blog/ciencia/el-espectro-electromagnetico-y-la-captacion-del-modulo-fotovoltaico>
- [14] C. H. Duncan, R. C. Willson, J. M. Kendall, R. G. Harrison, and J. R. Hickey, “Latest rocket measurements of the solar constant,” *Solar Energy*, vol. 28, pp. 385–387, 1982.
- [15] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, “The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors,” *Solar Energy*, vol. 7, pp. 53–74, 1963.
- [16] J. F. Orgill and K. G. T. Hollands, “Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface,” *Solar Energy*, vol. 19, pp. 357–359, 1977.
- [17] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, “Evaluation of hourly tilted surface radiation models,” *Solar Energy*, vol. 45, pp. 9–17, 1990.
- [18] C. P. Jacovides, F. S. Tymvios, V. D. Assimakopoulos, and N. A. Kaltsounides, “Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation,” *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 2492–2504, 2006.
- [19] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation,” *Solar Energy*, vol. 28, pp. 293–302, 1982.
- [20] A. P. Oliveira, J. F. Escobedo, A. J. Machado, and J. Soares, “Correlation models of diffuse solar-radiation applied to the city of são paulo, brazil,” *Applied Energy*, vol. 71, pp. 59–73, 2002.
- [21] B. Ridley, J. Boland, and P. Lauret, “Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors,” *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 478–483, 2010.
- [22] R. B. E. Paulescu, “Regression models for hourly diffuse solar radiation,” *Solar Energy*, vol. 125, pp. 111–124, 2016.
- [23] M. Collares-Pereira and A. Rabl, “The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values,” *Solar Energy*, vol. 22, pp. 155–164, 1979.
- [24] D. C. Hamilton and W. R. Morgan, “Radiant-interchange configuration factors,” *Purdue University*, 1952.

- [25] J. E. Hay, "Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches," *Solar Energy*, vol. 3, pp. 373–380, 1993.
- [26] J. E. Hay, "Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches," *Renewable Energy*, vol. 3, pp. 373–380, 1993.
- [27] T. M. Klucher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces," *Solar Energy*, vol. 23, pp. 111–114, 1979.
- [28] J. L. A. Pntoja, "Impacto de la temperatura de los módulos en la eficiencia de un sistema fotovoltaico conectado a la red." Master's thesis, Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Iztapalapa, 2012.
- [29] J. L. f. Z. y. V. E. C. R. Odón de Buen R., "Solarimetría y evaluación energética solar," in *Métodos solarimétricos*. Organización Latinoamericana de Energía, 1983.
- [30] B. Zaidi, *Introductory Chapter: Introduction to Photovoltaic Effect*. Solar Eergy, 07 2018, pp. 1–8.
- [31] ABB, "Plantas fotovoltaicas," in *Cuaderno de aplicaciones técnicas N° 10*. ABB, 2011.
- [32] F. Andreu, "Micro-inversores o inversores. ¿quién da más?" *Solartradex*, 2013.
- [33] H. Tabor, "Mirror boosters for solar collectors," *National Physical hbocatory of Israel*, vol. 10, pp. 111–118, 1966.
- [34] S. C. Seitel, "Collector performance enhancement with flat reflectors," *Solar Energy*, vol. 17, pp. 291–295, 1975.
- [35] S. L. Grassie and N. R. Sheridan, "The use of planar reflectors for increasing the energy yield of flat-plate collectors," *Solar Energy*, vol. 19, pp. 663–668, 1977.
- [36] D. K. McDaniels, D. H. Lowndes, H. Mathew, J. Reynolds, and R. Gray, "Enhanced solar energy collection using reflector-solar thermal collector combinations," *Solar Energy*, vol. 17, pp. 277–283, 1975.
- [37] I. S. Taha and S. M. Eldighidy, "Effect of off-south orientation on optimum conditions for maximum solar energy absorbed by flat plate collector augmented by plane reflector," *Solar Energy*, vol. 25, pp. 373–379, 1980.
- [38] D. P. Grimmer, K. G. Zinn, K. C. Herr, and B. E. Wood, "Augmented solar energy collection using different types of planar reflective surfaces; theoretical calculations and experimental results," *Solar Energy*, vol. 21, pp. 497–501, 1978.

- [39] D. C. Larson, "Optimization of flat-plate collector-flat mirror systems," *Solar Energy*, vol. 24, pp. 203–207, 1980.
- [40] H. F. Chiam, "Planar concentrators for flat-plate solar collectors," *Solar Energy*, vol. 26, pp. 503–509, 1981.
- [41] H. F. Chiam, "Stationary reflector-augmented flat-plate collectors," *Solar Energy*, vol. 29, pp. 65–69, 1982.
- [42] H. F. Chiam, "Transmittance of reflected diffuse radiation," *Solar Energy*, vol. 30, pp. 75–78, 1983.
- [43] A. Dang, M. S. Sodha, and J. K. Sharma, "Periodic thermal analysis and simple economics of collector and collector-reflector systems," *Energy Convers*, vol. 24, pp. 385–390, 1984.
- [44] A. Dang, "Collector, collector-reflector systems an analytical and practical study," *Energy Convers*, vol. 26, pp. 33–39, 1986.
- [45] A. A. Arata and R. W. Geddes, "Combined collector-reflector systems," *Energy*, vol. 11, pp. 621–630, 1986.
- [46] H. P. Garg and D. S. Hrishikesan, "Enhancement of solar energy on flat-plate collector by plane booster mirrors," *Solar Energy*, vol. 40, pp. 295–307, 1988.
- [47] A. V. N. Rao, R. V. Chalam, S. Subramanyam, and T. L. S. Rao, "Energy contribution by booster mirrors," *Energy Convers*, vol. 34, pp. 309–326, 1993.
- [48] B. Perers and B. Karlsson, "External reflectors for large solar collector arrays, simulation model and experimental results," *Solar Energy*, vol. 51, pp. 327–337, 1993.
- [49] B. Perers, B. Karlsson, and M. Bergkvist, "Intensity distribution in the collector plane from structured booster reflectors with rolling grooves and corrugations," *Solar Energy*, vol. 53, pp. 215–226, 1994.
- [50] M. Ronnelid and B. Karlsson, "The use of corrugated booster reflectors for solar collector fields," *Solar Energy*, vol. 65, pp. 343–351, 1999.
- [51] R. Kumar, S. C. Kaushik, and H. P. Garg, "Analytical study of collector solar-gain enhancement by multiple reflectors," *Solar Energy*, vol. 20, pp. 511–522, 1995.
- [52] J. W. Bollentin and R. D. Wilk, "Modeling the solar irradiation on flat plate collectors augmented with planar reflectors," *Solar Energy*, vol. 55, pp. 343–354, 1995.

- [53] H. M. S. Hussein, G. E. Ahmad, and M. A. Mohamad, "Optimization of operational and design parameters of plane reflector-tilted flat plate solar collector systems," *Solar Energy*, vol. 25, pp. 529–542, 2000.
- [54] T. M. P. Ljiljana T. Kostic and Z. T. Pavlovic, "Influence of reflectance from flat aluminum concentrators on energy efficiency of pv/thermal collector," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 410–416, 2010.
- [55] L. T. Kostić, T. M. Pavlović, and Z. T. Pavlović, "Optimal design of orientation of pv/t collector with reflectors," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 3023–3029, 2010.
- [56] Z. T. P. Ljiljana T. Kostić, "Optimal position of flat plate reflectors of solar thermal collector," *Energy and Buildings*, vol. 45, pp. 161–168, 2012.
- [57] H. Tanaka, "Solar thermal collector augmented by flat plate booster reflector: Optimum inclination of collector and reflector," *Applied Energy*, vol. 88, pp. 1395–1404, 2011.
- [58] H. Tanaka, "Theoretical analysis of solar thermal collector and flat plate bottom reflector with a gap between them," *Energy Science and Technology, CSCanada*, vol. 1, pp. 80–88, 2015.
- [59] H. Tanaka, "A theoretical analysis of basin type solar still with flat plate external bottom reflector," *Energy Science and Technology, CSCanada*, vol. 279, pp. 243–251, 2011.
- [60] P. S. Naik and A. Palatel, "Energy and exergy analysis of a plane reflector integrated photovoltaic-thermal water heating system," *ISRN Renewable Energy*, vol. 2014, pp. 1–9, 2014.
- [61] R. Baccoli, C. C. Mastino, R. Innamorati, L. Serra, S. Curreli, E. Ghiani, R. Ricciu, and M. Marini, "A mathematical model of a solar collector augmented by a flat plate above reflector: Optimum inclination of collector and reflector," *Energy Procedia*, vol. 81, pp. 205–214, 2015.
- [62] S. A. Biryukov, "Degradation of reflectivity of parabolic mirror caused by dust on its surface," *Solar Energy Materials*, vol. 31, pp. 985–986, 2000.
- [63] R. Girard, C. Delord, A. Disdier, and O. Raccurt, "Critical constraints responsible to solar glass mirror degradation," *Solar Energy*, vol. 69, pp. 1519–1528, 2015.
- [64] O. Raccurt, C. Delord, C. Bouquet, and R. Couturier, "Correlation between solar mirror degradation and colorimetric measurement of protective back layer," *Solar Paces*, vol. 49, pp. 1700–1707, 2014.

- [65] C. Delord, A. Blaise, A. Fernandez-García, L. Martínez-Arcos, F. Sutter, and T. J. Reche-Navarro, “Soiling and degradation analysis of solar mirrors,” 2016.
- [66] M. J. Brandemuehl and W. A. Beckman, “Transmission of diffuse radiation through cpc and flat plate collector glazings,” *Solar Energy*, vol. 24, pp. 511–513, 1980.
- [67] G. Murcia, S. González, N. Echeverría, E. Garin, J. Branda, and S. Jacob, “Efecto de las condiciones meteorológicas de mar del plata en la producción fotovoltaica,” *XII Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE)*, 2017.
- [68] R. B. Pettit and E. P. Roth, “Solar mirror materials: Their properties and uses in solar concentrating collectors,” pp. 171–197, 1980.
- [69] Wikipedia, “Solar mirror,” <https://en.wikipedia.org/wiki/Solarmirror>, 2020. [Online]. Available: <https://en.wikipedia.org/wiki/Solarmirror>
- [70] T. Paul and I. Susemihl, “Solar mirror, process for its manufacture and its use,” *Solar Energy*, 1993.
- [71] A. Roos, C. G. Ribbing, and B. Karlsson, “Stainless steel solar mirrors — a material feasibility study,” *Solar Energy Materials*, vol. 18, pp. 233–240, 1989.
- [72] Almir. (2019) Catálogo de espejos multilaminados de aluminio almir ®. [Online]. Available: <https://alucoil.com/europe/es/productos/energia-solar/espejo-solar-aluminio-almir/>
- [73] S. B. Jacob, S. S. Tedoldi, G. J. Murcia, J. C. Branda, J. Fischer, and J. L. Strack, “Puesta en marcha y estudio de la operación en campo de micro-inversores de potencia para aplicaciones fotovoltaicas,” *ASADES*, 2016.
- [74] S. B. Jacob, G. J. Murcia, J. C. Branda, E. Garín, N. Echeverría, S. S. Tedoldi, and C. N. de Souza, “Montaje y producción energética de una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión en la ciudad de mar del plata - argentina.” *The XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE*, 2015.
- [75] R. Almanza and I. Martinez, “Solar mirrors,” 2019.
- [76] B. O. de la República Argentina, Ed., *Ley 27.424 - Generación de Energía Eléctrica de Origen Renovable*, 2017.
- [77] B. O. de la Provincia de Buenos Aires, Ed., *Resolución 189/2019 - Tarifas de Inyección - Aprobación*, 2019.

- [78] “Banco de la Nación Argentina,” 20-02-2020. [Online]. Available: <https://www.bna.com.ar>
- [79] FIASA, “Energías renovables,” <https://fiasa.com.ar/categoria/energias-renovables/>, 2020. [Online]. Available: <https://fiasa.com.ar/categoria/energias-renovables/>
- [80] J. G. CO., “Solar mirrors,” <http://en.jingshanglass.com/>, 2020. [Online]. Available: <http://en.jingshanglass.com/>
- [81] A. E. Sánchez, S. A. González, G. J. Murcia, E. Garín, J. C. Branda, and G. Uicich, “Preliminary study of planar specular reflectors for improving the performance of a pv installation,” *The 13th Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission - CLAGTEE 2019*, 2019.

Apéndice A

Scripts de Matlab

A.1. Introducción

En este apéndice se muestra lo realizado en el software MATLAB. Este es una herramienta muy potente que posee un lenguaje de programación que permite expresar directamente matrices matemáticas y arreglos vectoriales, lo que facilita el procesamiento de una gran cantidad de datos meteorológicos y eléctricos necesarios para la ejecución de este proyecto. Se presentan los Scripts correspondientes a la obtención de los parámetros más importantes para el desarrollo del presente trabajo.

A.2. Código de Matlab

El código implementado en MATLAB se divide en varias funciones, cuyo objetivo es calcular los principales parámetros y mantener una trazabilidad de la información adecuada.

A.2.1. Cálculo de horario solar

La presente función calcula el horario solar a partir del día y del horario local del lugar de análisis.

```
1 function [ w, E ] = solartime( fechahora , long, n )
2 %Funcion para obtener el horario solar en grados
3 %Convierte la fecha en vector
4 fechavec = datevec(fechahora);
5
6 %Se obtiene el angulo girado en cada horario, teniendo en cuenta que por
7 %cada hora, la tierra gira 15grados
8 hw=15.*fechavec(:,4);
9 mw=fechavec(:,5).*(1./60).*15;
10 B=(n-1).*(360./365);
11 E=229.2.*(0.000075+0.001868.*cosd(B)-0.032077.*sind(B)-...
```

```

12 0.014615.*cosd(2.*B)-0.04089.*sind(2.*B));
13 wlocal=hw+mw-180;
14 w=wlocal+(45+long)+(E.*15./60);
15 end

```

A.2.2. Cálculos de ángulos solares

En la siguiente función se calculan los ángulos del sol con respecto a una superficie horizontal ubicada en la Tierra.

```

1 function [ azh , alt , znh , decl ] = ang( w , n , lat )
2 %CÁLCULO DE POSICIÓN SOLAR Se calculan los ángulos del sol con respecto a
3 %una superficie horizontal en la Tierra.
4
5 %——B——%
6 B=(n-1).*360./365;
7
8 %——Declinacion——%
9 declB=(180/pi).*(0.006918-0.399912.*cosd(B)+0.070257.*sind(B)...
10 -0.006758.*cosd(2*B)+0.000907.*sind(2.*B)-0.002697.*cosd(3*B)...
11 +0.00148.*sind(3*B));
12 decl=23.45.*sind(360.*((284+n)./365));
13
14 %——Zenith——%
15 %Con respecto a una superficie horizontal
16 znh=(acosd(cosd(lat).*cosd(decl).*cosd(w)+sind(lat).*sind(decl)));
17 alt=90-znh;
18
19 %——Azimuth——%
20 i=1;
21 for i=1:length(znh)
22 if (w(i)>0)
23 a(:,i)=1;
24 elseif(w(i)<=0)
25 a(:,i)=-1;
26 end
27 end
28 b=transpose(a);
29 azh=b.*acosd((cosd(lat).*sind(decl)-cosd(w).*sind(lat).*cosd(decl))./...
30 cosd(alt));
31
32 end

```

A.2.3. Cálculo de fracción de radiación en el plano inclinado

Se determina la relación entre el coseno del cenit para una superficie horizontal y el coseno del cenit para una superficie inclinada un ángulo B_c .

```

1 function [ Rb ] = calc_Rb( w , lat , decl , Bc , gamma)
2 %calc_Rb Se determina la relacion entre el cos del Zenith para una
3 %superficie horizontal y el cos del zenith para una superficie inclinada un
4 %ángulo Bc.

```

```

5  cosd_tetha_z = cosd(lat).*cosd(decl).*cosd(w)+sind(lat).*sind(decl);
6
7  if lat > 0
8      gamma = 0 - gamma;
9  else
10     gamma = 180 - gamma;
11 end
12
13 cosd_tetha = sind(decl).*sind(lat).*cosd(Bc) - sind(decl).*cosd(lat).*sind(Bc)*...
14     cosd(gamma) + cosd(decl).*cosd(lat).*cosd(Bc).*cosd(w) +...
15     cosd(decl).*sind(lat).*cosd(gamma).*sind(Bc).*cosd(w)+cosd(decl)*sind(Bc).*...
16     sind(gamma).*sind(w);
17
18 %Rb cociente de radiacion directa:
19 Rb = cosd_tetha ./ cosd_tetha_z;
20 end

```

A.2.4. Cálculo de las componentes de la irradiación

Determinación de las componentes de la irradiación en las condiciones del proyecto.

```

1  function [ Io, I, Ib , Id, kT, FId] = irradiation( w, n, lat , decl, Idb)
2  %RRADIACION Determinacion de las componentes de la irradiacion en las
3  %condiciones del proyecto.
4
5  %——Constante solar—— %
6  Gsc=1367; %n W/m2
7
8  %——I0—— %
9  %Radiacion solar horizontal en en ausencia de la atmosfera
10 Io=Gsc.*(1+0.033.*cosd((360.*n)/365)).*(cosd(lat).*cosd(decl).*...
11     cosd(w)+sind(lat).*sind(decl)); %MJ/m2
12
13 %——Hourly Clearness Index kT—— %
14 kT= Idb./Io;
15
16 %——Erbs Correlation—— %
17 %A partir de la correlacion de Erbs, se determina el valor del factor Id,
18 %que sirve para determinar la fraccion de la radacion que llega al plano
19 %que es difusa.
20 FId = kT;
21 FId(FId<=0.22) = 1.0-0.09.*kT(FId<=0.22);
22 FId(FId==kT & (0.22<FId) & (FId<=0.8)) = 0.9511 - 0.1604.*kT((0.22<FId)...
23     & (FId<=0.8)) + 4.388.*((kT((0.22<FId) & (FId<=0.8))).^2) -...
24     16.638.*((kT((0.22<FId) & (FId<=0.8))).^3) + 12.336.*((kT((0.22<FId)...
25     & (FId<=0.8))).^4);
26 FId(FId==kT & FId>0.8) = 0.165;
27
28 %——Radiacion directa y difusa—— %
29 %Finalmente, se determinan las componentes directa y difusa de la radiacion
30 %sobre el plano horizontal.
31 I=Io.*kT;
32 Id=FId.*I;
33 Ib=(1-FId).*I;
34
35 end

```

A.2.5. Cálculo de irradiación en un plano inclinado

Con este método se calcula la irradiación total en un plano inclinado para una hora como la suma de tres términos.

```

1 function [ It ] = radiationisotropic( Bc, I, Ib , Id, Rb)
2 %RADIATION ON SLOPED SURFACES: ISOTROPIC SKY
3 % Con este metodo se calcula la irradiacion total en un plano inclinado
4 % para una hora como la suma de tres terminos.
5
6 %——SOLAR HOURLY RADIATION ON A SLOPED SURFACE—— %
7 %Se utiliza el metodo de Isotropic Sky.
8 It= Ib.*Rb+Id.*(0.5.*(1+cosd(Bc)))+I.*rhog*(0.5.*(1-cosd(Bc)));
9 end

```

A.2.6. Cálculos de parámetros con reflectores solares

El presente código calcula todos los parámetros del modelo para estimar la radiación y la mejora con reflectores en un sistema fotovoltaico. Está basado en las ecuaciones brindadas por Taha y Shawki [37], Garg y Hirishiwesan [46], y Kumar, Kaushik y Garg [51]. A esto se le agrega el cálculo de la relación transmitancia-absorbancia que es un parámetro fundamental a tener en cuenta en la simulación de sistemas fotovoltaicos reales, a partir de las ecuaciones obtenidas por Duffie [6].

```

1 function [thetar, thetac, thetarc, frc, Src, qa, qar, tabc, tarc, factore] = taha( Sc, Sr, I←
, Ib , Id, Rb, azh, alt, gamma, bc, br, a)
2 %Se realiza el calculo de la irradiacion total con un reflector.
3 %hor=0.8; %Para el capitulo 3
4 %hor=0.85; %Para el capitulo 5
5 rhor=0.67; %Para el capitulo 4
6 rhog=0.57;
7
8 %Los angulos de incidencia en el colector y el reflector son:
9 thetac = acosd(sind(Sc).*cosd(alt).*cosd(azh-gamma)+cosd(Sc).*sind(alt));
10 thetar = acosd(-sind(Sr).*cosd(alt).*cosd(azh-gamma)+cosd(Sr).*sind(alt));
11 %Estos angulos estan medidos con respecto a la normal del panel y del
12 %reflector
13
14 %El vector unitario de la direccion del haz reflejado desde el reflector
15 %hacia el colector es:
16 u=cosd(alt).*(cosd(azh).*cosd(Sr).*cosd(Sr)-cosd(azh+2.*gamma).*...
17     sind(Sr).*sind(Sr))+sind(alt).*sind(2.*Sr).*cosd(gamma);
18 v=cosd(alt).*(sind(azh).*cosd(Sr).*cosd(Sr)+sind(azh+2.*gamma).*...
19     sind(Sr).*sind(Sr))-sind(alt).*sind(2.*Sr).*sind(gamma);
20 w=sind(alt).*cosd(2.*Sr)-cosd(alt).*sind(2.*Sr).*cosd(azh+gamma);
21
22 %El angulo de incidencia del haz reflejado sobre el colector esta
23 %determinado por:
24 thetarc=acosd(-sind(alt).*cosd(2.*Sr+Sc)+cosd(alt).*sind(2.*Sr+Sc).*...
25     cosd(azh+gamma));
26

```

```

27 %Calculo del vector e y las fracciones de area sombreada y reflejada
28 Ce=br.*sind(Sc+Sr)./cosd(thetar);
29 ex=0.5*a.*sind(gamma)-br.*cosd(Sr).*cosd(gamma)+Ce.*cosd(alt).*...
30     (cosd(Sr).*cosd(Sr).*cosd(azh)-cosd(azh+2.*gamma).*sind(Sr).*...
31     sind(Sr))+Ce.*sind(alt).*cosd(gamma).*sind(2.*Sr);
32 ey=0.5*a.*cosd(gamma)+br.*cosd(Sr).*sind(gamma)+Ce.*cosd(alt).*...
33     (cosd(Sr).*cosd(Sr).*sind(azh)+sind(azh+2.*gamma).*sind(Sr).*...
34     sind(Sr))-Ce.*sind(alt).*sind(gamma).*sind(2.*Sr);
35 ez=ex*cosd(gamma)-ey*sind(gamma)*sind(Sc);
36
37 %Calculo de S, R y W
38 S=(ex./a).*sind(gamma)+(ey./a).*cosd(gamma);
39 R=(ex./a).*cosd(gamma)-(ey./a).*sind(gamma);
40 Wescalar=(bc./a).*cosd(Sc);
41
42 %Crea un vector de ceros de W, para luego llenarlo con el valor de Wesca
43 W=zeros(length(S),1);
44 W(:,1)=Wescalar;
45
46 %Crea un vector de ceros frvec, para luego establecer todas las
47 %condiciones
48 frc=zeros(length(S),1);
49
50 %Completa los valores de frvec, segun cumplan con cada condicion
51 %Region I
52 frc((-0.5<=S)&(S<=0.5)&(0<=R)&(R<=W)) = 0.5.*R((-0.5<=S)&(S<=0.5)...
53     &(0<=R)&(R<=W)).*(1.5+S((-0.5<=S)&(S<=0.5)&(0<=R)&(R<=W)))./W...
54     ((-0.5<=S)&(S<=0.5)&(0<=R)&(R<=W));
55
56 %Region II
57 frc((0.5<S)&(S<=1.5)&(0<=R)&(R<=W)) = 0.5.*R((0.5<S)&(S<=1.5)&(0<=R)...
58     &(R<=W)).*(2.5-S((0.5<S)&(S<=1.5)&(0<=R)&(R<=W)))./W((0.5<S)...
59     &(S<=1.5)&(0<=R)&(R<=W));
60
61 %Region III
62 frc((S>1.5)&(R>=0)&((R-S.*W)<=(-0.5.*W))) = 0.5.*R((S>1.5)&(R>=0)...
63     &((R-S.*W)<=(-0.5.*W)))./(W((S>1.5)&(R>=0)&((R-S.*W)<=(-0.5.*W))).*...
64     (S((S>1.5)&(R>=0)&((R-S.*W)<=(-0.5.*W)))-0.5));
65
66 %Region IV
67 frc((S>0.5)&(R>W)&((R-S.*W)>-(0.5.*W))) = 0.5.*(2-W((S>0.5)&(R>W)&...
68     ((R-S.*W)>-(0.5.*W))).*(S((S>0.5)&(R>W)&((R-S.*W)>-(0.5.*W)))-0.5)...
69     ./R((S>0.5)&(R>W)&((R-S.*W)>-(0.5.*W)));
70
71 %Region V
72 frc((S<=0.5)&(R>W)&((R+S.*W)>=(0.5.*W))) = 0.5.*(2-W((S<=0.5)&(R>W)&...
73     ((R+S.*W)>=(0.5.*W))).*(0.5-S((S<=0.5)&(R>W)&((R+S.*W)>=(0.5.*W)))...
74     ./R((S<=0.5)&(R>W)&((R+S.*W)>=(0.5.*W)));
75
76 %Region VI
77 frc((S<=-0.5)&(R>=0)&((R+S.*W)<(0.5.*W))) = 0.5.*R((S<=-0.5)&(R>=0)...
78     &((R+S.*W)<(0.5.*W)))./(W((S<=-0.5)&(R>=0)&((R+S.*W)<(0.5.*W)))...
79     *(0.5-S((S<=-0.5)&(R>=0)&((R+S.*W)<(0.5.*W))));
80
81
82 Ce_p=br.*sind(Sc+Sr)./cosd(thetac);
83
84 ex_p=0.5*a.*sind(gamma)-br.*cosd(Sr).*cosd(gamma)+Ce_p.*cosd(alt).*...
85     cosd(azh);

```

```

86 ey_p=0.5*a.*cosd(gamma)+br.*cosd(Sr).*sind(gamma)+Ce_p.*cosd(alt).*...
87     sind(azh);
88
89 S_p=(ex_p./a).*sind(gamma)+(ey_p./a).*cosd(gamma);
90 R_p=(ex_p./a).*cosd(gamma)-(ey_p./a).*sind(gamma);
91 W_pescalar=(bc./a).*cosd(Sc);
92
93 %Crea un vector de ceros de W, para luego llenarlo con el valor de Wesca
94 W_p=zeros(length(S_p),1);
95 W_p(:,1)=W_pescalar;
96
97 %Crea un vector de ceros frcvec, para luego establecer todas las
98 %condiciones
99 Src=zeros(length(S_p),1);
100
101 %Completa los valores de Srcvec, segun cumplan con cada condicion
102 %Region I
103 Src((-0.5<=S_p)&(S_p<=0.5)&(0<=R_p)&(R_p<=W_p)) = 0.5.*R_p((-0.5<=S_p)...
104     &(S_p<=0.5)&(0<=R_p)&(R_p<=W_p)).*(1.5+S_p((-0.5<=S_p)&(S_p<=0.5)&...
105     (0<=R_p)&(R_p<=W_p)))./W_p((-0.5<=S_p)&(S_p<=0.5)&(0<=R_p)&(R_p<=W_p));
106
107 %Region II
108 Src((0.5<S_p)&(S_p<=1.5)&(0<=R_p)&(R_p<=W_p)) = 0.5.*R_p((0.5<S_p)&...
109     (S_p<=1.5)&(0<=R_p)&(R_p<=W_p)).*(2.5-S_p((0.5<S_p)&(S_p<=1.5)&...
110     (0<=R_p)&(R_p<=W_p)))./W_p((0.5<S_p)&(S_p<=1.5)&(0<=R_p)&(R_p<=W_p));
111
112 %Region III
113 Src((S_p>1.5)&(R_p>=0)&((R_p-S_p.*W_p)<=(-0.5.*W_p))) = 0.5.*R_p((S_p...
114     >1.5)&(R_p>=0)&((R_p-S_p.*W_p)<=(-0.5.*W_p)))./(W_p((S_p>1.5)&...
115     (R_p>=0)&((R_p-S_p.*W_p)<=(-0.5.*W_p))).*(S_p((S_p>1.5)&(R_p>=0)&...
116     ((R_p-S_p.*W_p)<=(-0.5.*W_p)))-0.5));
117
118 %Region IV
119 Src((S_p>0.5)&(R_p>W_p)&((R_p-S_p.*W_p)>-(0.5.*W_p))) = 0.5.*(2-W_p...
120     ((S_p>0.5)&(R_p>W_p)&((R_p-S_p.*W_p)>-(0.5.*W_p))).*(S_p((S_p>0.5)&...
121     (R_p>W_p)&((R_p-S_p.*W_p)>-(0.5.*W_p)))-0.5)./R_p((S_p>0.5)&...
122     (R_p>W_p)&((R_p-S_p.*W_p)>-(0.5.*W_p))));
123
124 %Region V
125 Src((S_p<=0.5)&(R_p>W_p)&((R_p+S_p.*W_p)>=(0.5.*W_p))) = 0.5.*(2-W_p...
126     ((S_p<=0.5)&(R_p>W_p)&((R_p+S_p.*W_p)>=(0.5.*W_p))).*(0.5-S_p...
127     ((S_p<=0.5)&(R_p>W_p)&((R_p+S_p.*W_p)>=(0.5.*W_p)))./R_p((S_p<=0.5)...
128     &(R_p>W_p)&((R_p+S_p.*W_p)>=(0.5.*W_p))));
129
130 %Region VI
131 Src((S_p<=-0.5)&(R_p>=0)&((R_p+S_p.*W_p)<(0.5.*W_p))) = 0.5.*R_p((S_p...
132     <=-0.5)&(R_p>=0)&((R_p+S_p.*W_p)<(0.5.*W_p)))./(W_p((S_p<=-0.5)&...
133     (R_p>=0)&((R_p+S_p.*W_p)<(0.5.*W_p))).*(0.5-S_p((S_p<=-0.5)&(R_p>=0)...
134     &((R_p+S_p.*W_p)<(0.5.*W_p))));
135
136 %El factor de vision entre el colector y el cielo y entre el colector y el
137 %suelo esta dado por:
138 fcs=0.5.*(1+cos(Sc));
139 fcg=0.5.*(1-cos(Sc));
140
141 %Se determina el valor de Ib, Id e I en la direccion del beam.
142 Ibc1=Ib./(sind(alt));
143 Idc1=Id./(sind(alt));
144 Ibr=Ib./(sind(alt));

```

```

145
146 for j=1:length(S)
147     if (cosd(thetac(j))>=0.175)
148         tabc(j)=1.03-(0.11/cosd(thetac(j)));
149     elseif (cosd(thetac(j))<0.175)
150         tabc(j)=3.694-2.353*(thetac(j)*pi/180);
151     end
152
153     if (cosd(thetarc(j))>=0.175)
154         tarc(j)=1.03-(0.11/cosd(thetarc(j)));
155     elseif (cosd(thetarc(j))<0.175)
156         tarc(j)=3.694-2.353*(thetarc(j)*pi/180);
157     end
158 end
159
160 %Calculo del factor transmitancia-absortancia
161 %Las características del material son:
162 K = 4; % $m^{-1}$ ]
163 L = 0.0032; % $m$ ]
164 n1 = 1;
165 n2 = 1.52;
166
167 %Ley de Snell para el ángulo incidente de la radiación directa
168 thetac_r = asind(sind(thetac).*n1./n2);
169 %Ley de Snell para el ángulo incidente de la radiación reflejada
170 thetarc_r = asind(sind(thetarc).*n1./n2);
171
172 %Factor transmitancia-absortancia
173 tabc = exp((-K.*L)./cosd(thetac_r)).*(1-0.5.*...
174     (((sind(thetac_r-thetac).*sind(thetac_r-thetac))./(sind(thetac_r+...
175     thetac).*sind(thetac_r+thetac)))+(tand(thetac_r-thetac).*...
176     tand(thetac_r-thetac))./(tand(thetac_r+thetac).*tand(thetac_r+thetac))));
177
178 tarc = exp((-K.*L)./cosd(thetarc_r)).*...
179     (1-0.5.*(((sind(thetarc_r-thetarc).*sind(thetarc_r-thetarc))./...
180     (sind(thetarc_r+thetarc).*sind(thetarc_r+thetarc)))+(tand(thetarc_r-...
181     thetarc).*tand(thetarc_r-thetarc))./(tand(thetarc_r+thetarc).*...
182     tand(thetarc_r+thetarc))));
183
184 %Se calculan los ángulos de incidencia equivalentes para la radiación
185 %difusa y reflejada por el suelo
186 theta_eg = 90 - 0.5788.*Sc + 0.002693.*Sc.*Sc;
187 theta_ed = 59.7 - 0.1388.*Sc + 0.001497.*Sc.*Sc;
188
189 %Ley de Snell para el ángulo incidente de la radiación directa
190 theta_egr = asind(sind(theta_eg).*n1./n2);
191 %Ley de Snell para el ángulo incidente de la radiación reflejada
192 thetar_edr = asind(sind(theta_ed).*n1./n2);
193
194 %Para la relación transmitancia-absortancia de la radiación difusa y
195 %reflejada por el suelo se calcula de la misma forma que para la directa y
196 %la reflejada por el reflector, pero se calcula ángulo equivalente para
197 %cada una.
198 tag = exp((-K.*L)./cosd(theta_egr)).*(1-0.5.*...
199     (((sind(theta_egr-theta_eg).*sind(theta_egr-theta_eg))./...
200     (sind(theta_egr+theta_eg).*sind(theta_egr+theta_eg)))+...
201     ((tand(theta_egr-theta_eg).*tand(theta_egr-theta_eg))./...
202     (tand(theta_egr+theta_eg).*tand(theta_egr+theta_eg))));
203

```

```

204 tad = exp((-K.*L)./cosd(thetar_edr)).*...
205 (1-0.5.*(((sind(thetar_edr-theta_ed).*sind(thetar_edr-theta_ed))./...
206 (sind(thetar_edr+theta_ed).*sind(thetar_edr+theta_ed)))+...
207 ((tand(thetar_edr-theta_ed).*tand(thetar_edr-theta_ed))./...
208 (tand(thetar_edr+theta_ed).*tand(thetar_edr+theta_ed))));
209
210 %Se calcula la potencia absorbida por el panel con y sin reflector y el
211 %factor de mejora
212 Ibc=Ibc1.*cosd(thetac);
213 Idc=Idc1.*fcs;
214 Ibr1=Ibr.*cosd(thetar);
215
216 qa= Ib.*(cosd(thetac)./sind(alt))+Id.*(0.5.*(1+cosd(Sc))).*tad+I.*...
217 rhog.*(0.5.*(1-cosd(Sc))).*tag;
218 qar= (1-Src).*(Ib.*cosd(thetac)./sind(alt)+Ib.*cosd(thetar).*frc.*...
219 cosd(thetar).*rhor.*tarc./sind(alt))+Id.*(0.5.*(1+cosd(Sc))).*...
220 tad+I.*rhog.*(0.5.*(1-cosd(Sc))).*tag;
221 factore=qar./qa;
222
223 end

```

A.3. Diagrama de flujo del sistema

En la figura A.3 se muestra el diagrama en bloques que detalla el procedimiento utilizado para la realización de las principales simulaciones.

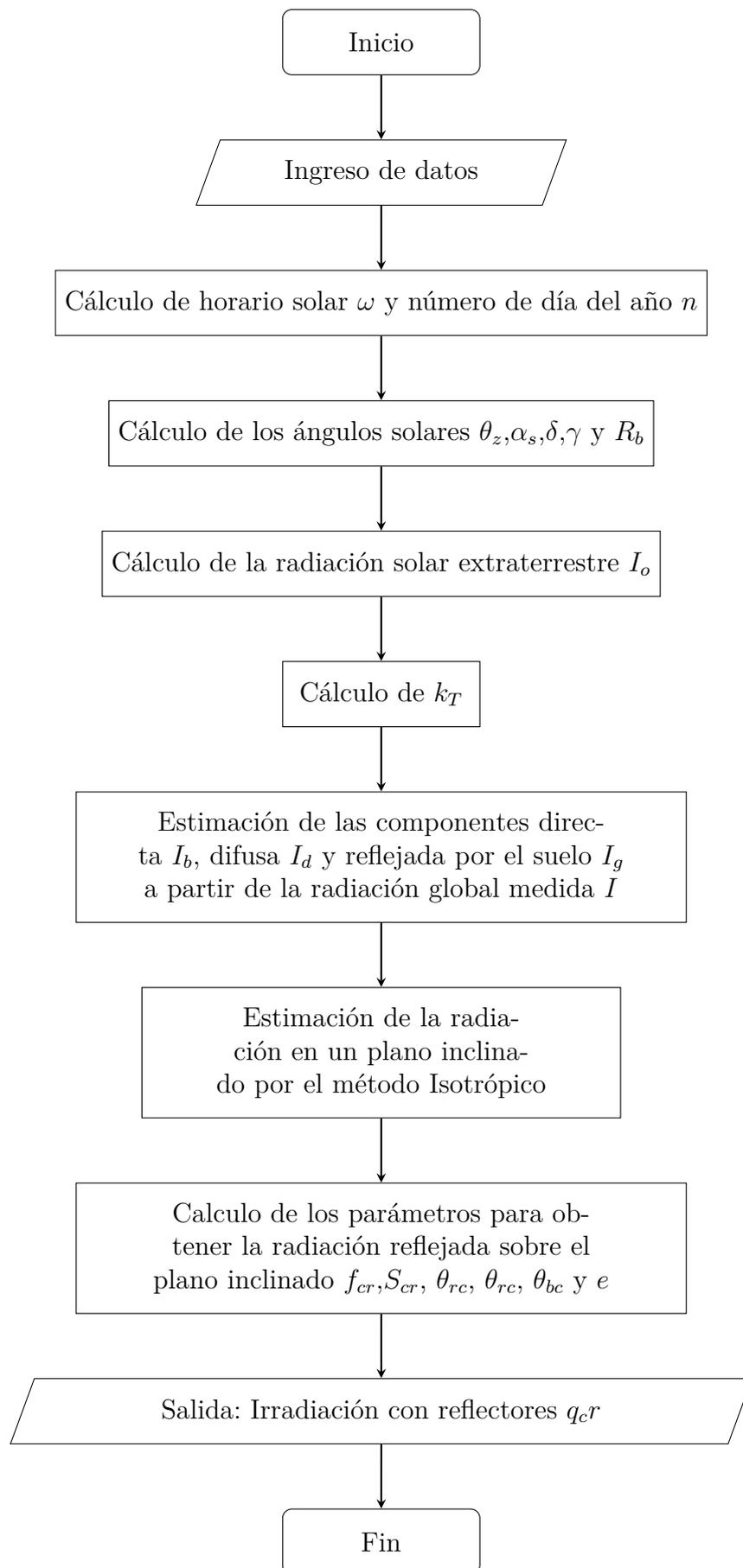


Figura A.1: Diagrama de flujo general de la simulación en MATLAB.

Apéndice B

Ángulo óptimo mensual y tamaños

En el presente apéndice, se muestran los gráficos mensuales de factor de mejora e en función del ángulo del reflector, para tres tamaños de espejos distintos. De esto, es posible inferir que cuanto mayor es el tamaño de la chapa, mayor es la mejora, pero más grande es el sombreado; el ángulo óptimo varía con la declinación solar; y la mejora es mayor para días cercanos al solsticio de verano, y menor para días cercanos al solsticio de invierno.

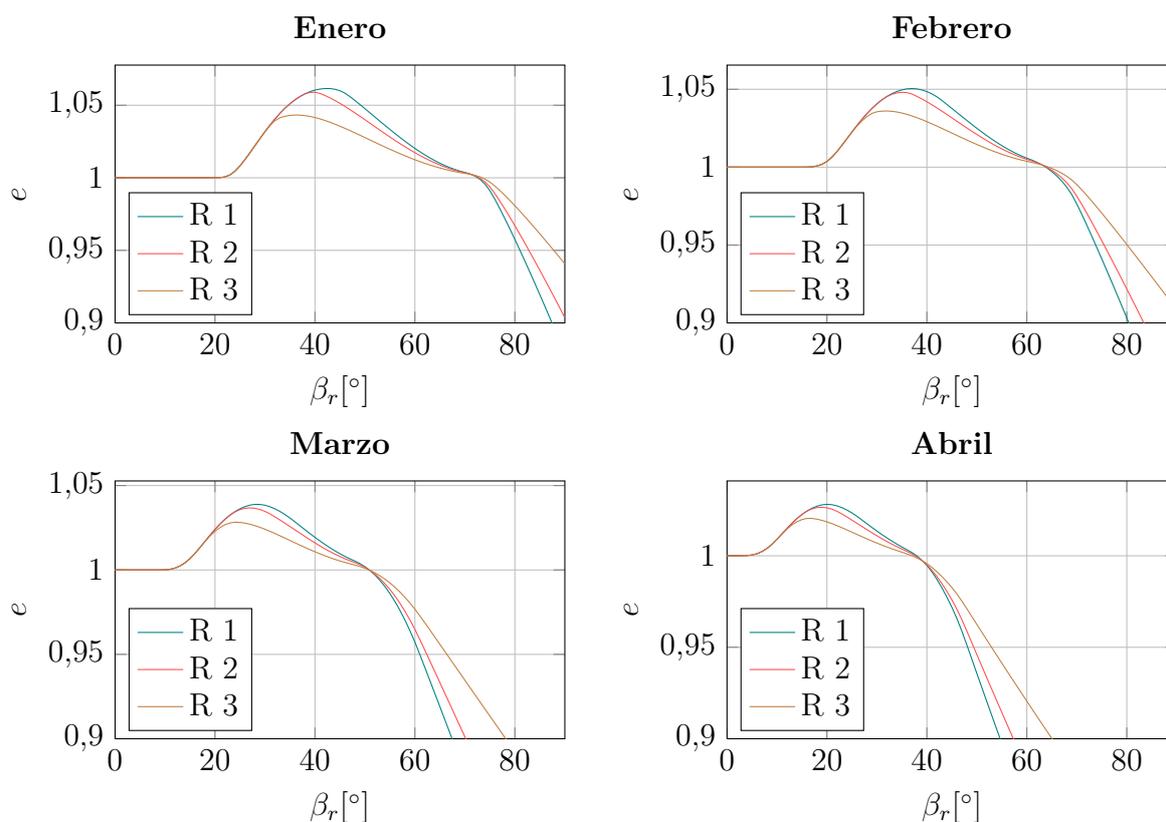


Figura B.1: Factor de mejora en función del ángulo del reflector para para cada mes del año, para tres medidas de reflectores distintas. Parte 1.

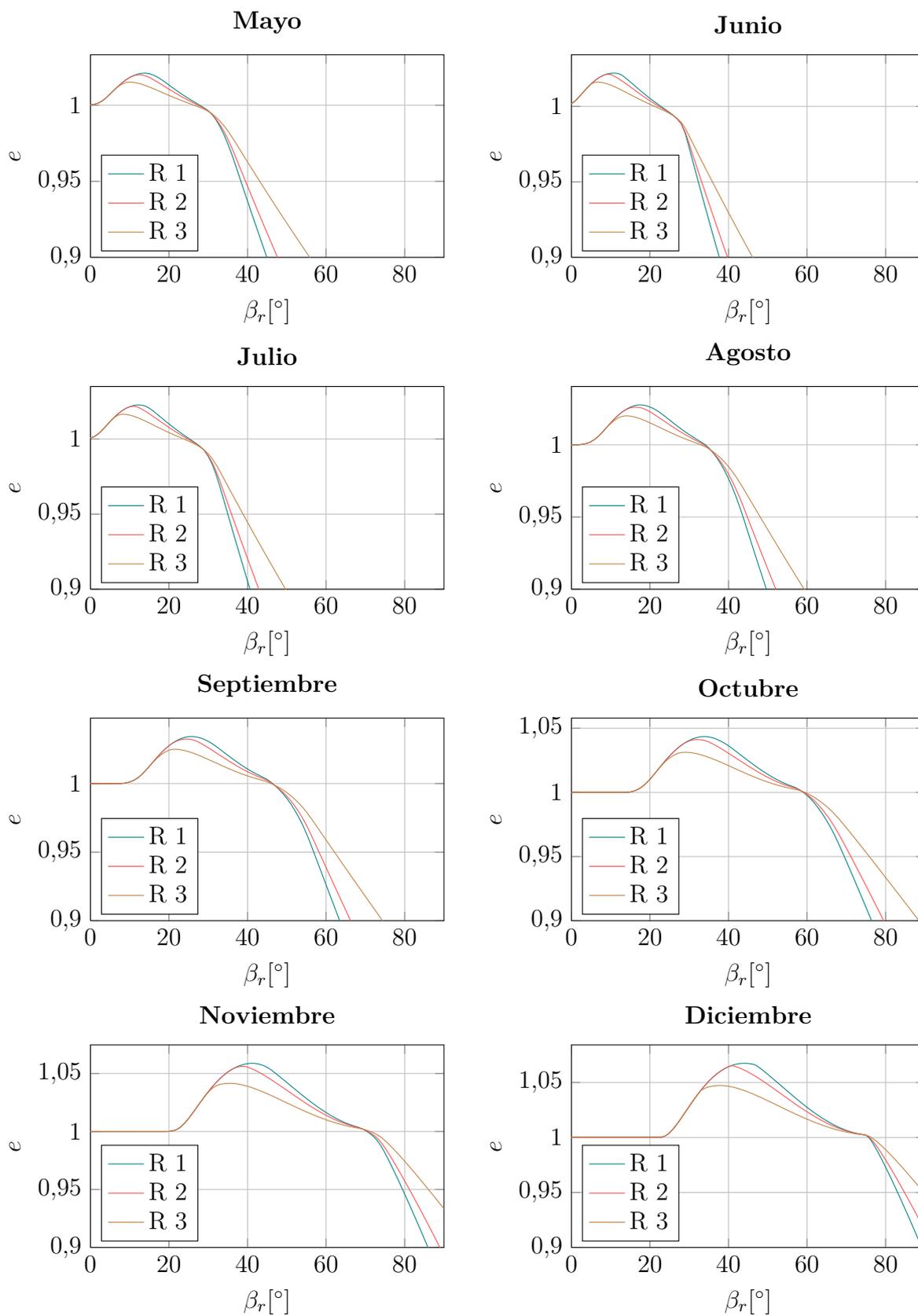


Figura B.2: Factor de mejora en función del ángulo del reflector para para cada mes del año, para tres medidas de reflectores distintas. Parte 2.

Apéndice C

Ensayo de reflectividad del material

En la presente sección, se describe el ensayo para validar la reflectividad de una probeta de acero inoxidable 430 pulida espejo. Se describe el montaje de laboratorio, se presentan los resultados y se realiza un análisis en base a la bibliografía existente.

C.1. Ensayo de reflectividad del material

La reflectividad del material es uno de los parámetros de mayor influencia en la obtención de la mejora utilizando reflectores especulares. Por esta razón, y teniendo en cuenta que no se poseen datasheets con la información necesaria, es importante caracterizarlo adecuadamente para la ejecución de las simulaciones en MATLAB. Para lograr esto, se procederá a validar el valor de reflectividad para este tipo de materiales obtenido en [71].

C.1.1. Montaje de laboratorio

El montaje fue realizado en el Laboratorio Láser de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata por el Dr. Gustavo Arenas. El equipo de ensayo consta de una base impresa en 3D, en la cual se soporta la probeta de acero inoxidable 430 pulida a espejo y el sensor de intensidad luminosa. La base consta de dos partes unidas a un eje que forma parte del soporte principal. Estas partes son: el soporte de la probeta y el soporte del sensor. Se puede observar un esquema del montaje en la figura C.1

La fuente de luz es un láser monocromático de $\lambda = 632,8\text{nm}$ de longitud de onda (luz roja). Se opta por utilizar esta fuente, debido a que posee una longitud de onda y potencia conocida. Este instrumento se puede observar en la figura C.2.

El instrumento de medición de intensidad lumínica es un sensor P200 marca OPHIT, calibrado para medir en la longitud de onda del láser.

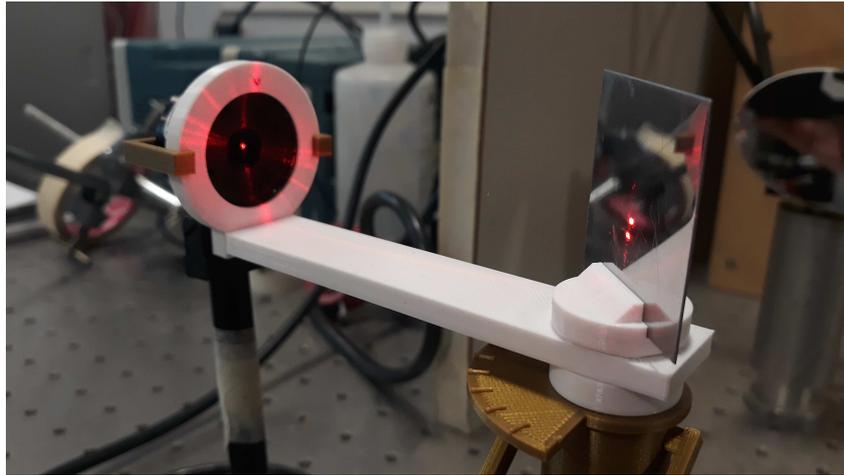


Figura C.1: Montaje de laboratorio.

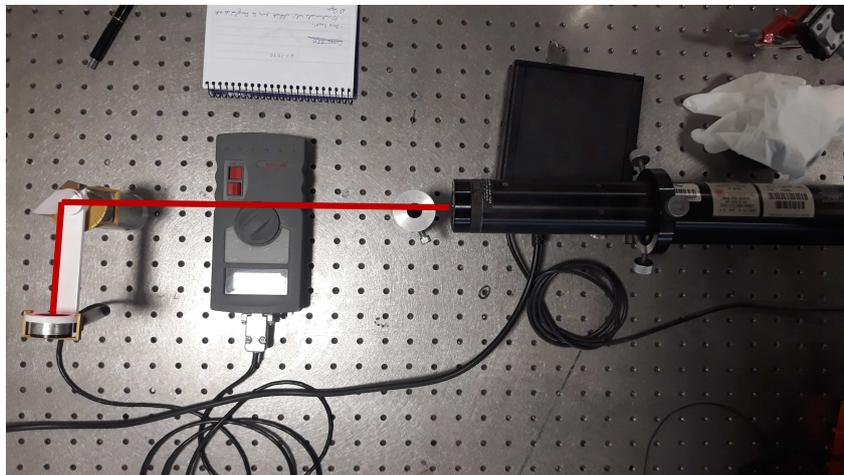


Figura C.2: Montaje de laboratorio.

C.1.2. Metodología

El ensayo se llevó a cabo en el banco de ensayos detallado en el apartado anterior. Se midió la reflectividad de la muestra de acero inoxidable rotando la probeta sobre el eje determinado por la estructura, con el objetivo de variar el ángulo de incidencia del haz sobre su superficie. Luego, para medir la potencia lumínica, se gira el brazo del sensor en busca de la reflexión. El objetivo de este mecanismo es que la distancia entre el sensor y el haz saliente de la muestra sea aproximadamente equidistante durante todo el giro y que además, incida perpendicularmente al sensor. Se puede observar un esquema del ensayo en la figura C.3.

Se realizó el ensayo realizando un barrido desde 15° hasta 75° , variando de a 15° , para tres tipos de fuentes: sin polarizar, polarización tipo P y polarización tipo S.

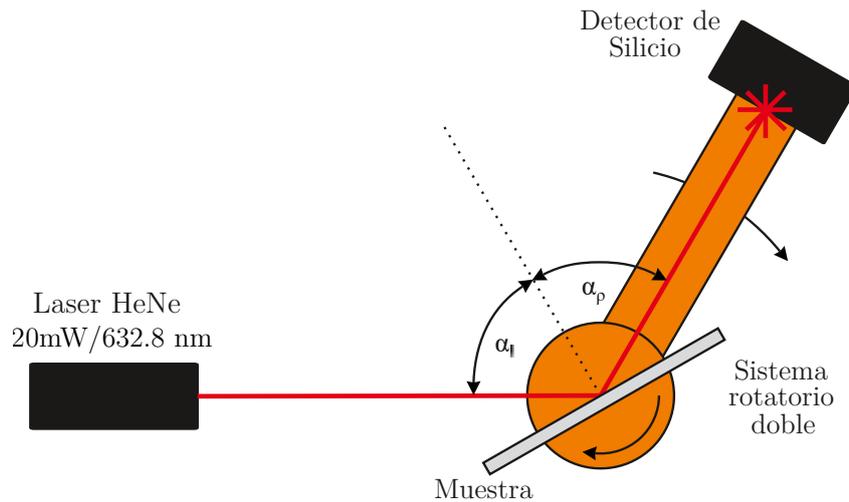


Figura C.3: Esquema del ensayo de reflectividad de una probeta de acero inoxidable.

C.1.3. Resultados

Se obtuvieron tres curvas, una para cada tipo de polarización. Las curvas surgen de la relación entre la potencia lumínica incidente y la reflejada. Los resultados obtenidos se muestran en el gráfico de la figura C.4.

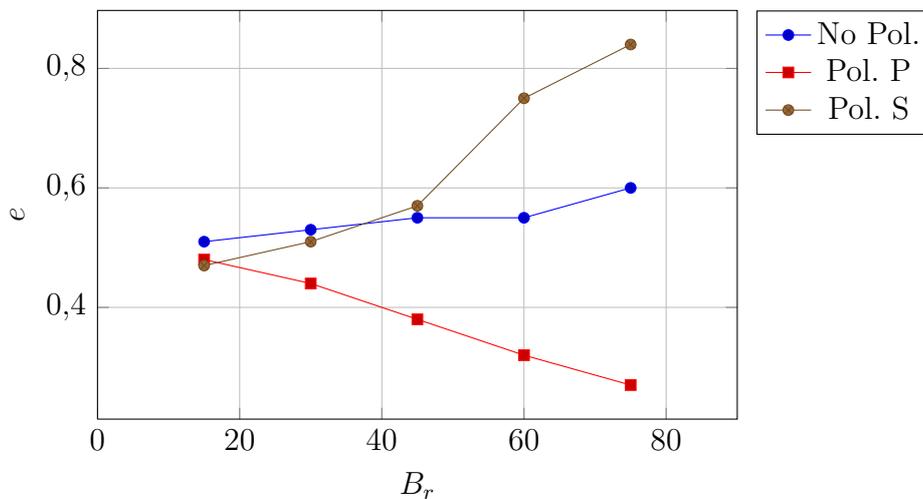


Figura C.4: Reflectividades obtenidas para un haz incidente de λ , para haz de luz no polarizada, con polarización tipo P y con polarización tipo S.

C.1.4. Análisis de resultados

En base a los resultado obtenidos, se puede observar que para la longitud de onda analizada, se obtiene una reflectividad promedio de $\rho = 0,55$. Si se analiza el gráfico presentado en el capítulo 3, se puede observar que para la longitud de onda analizada, la reflectividad es de $\rho = 0,55$. Por esta razón se puede concluir que la probeta de estudio

posee una reflectancia espectral similar a la analizada en el trabajo. De esta forma, se toma como reflectancia solar global el valor obtenido por [71].

C.1.5. Conclusiones

En base a los resultados obtenidos, se puede concluir que es aceptable utilizar el valor de reflectividad de $\rho = 0,67$ brindado por [71].

Apéndice D

Diseño constructivo de la estructura del reflector

En el presente apéndice se detallan las principales características constructivas del sistema diseñado para realizar los ensayos de ángulo fijo y variable con el reflector en tamaño real. Se muestran esquemas constructivos del bastidor y fotografías de la estructura durante la construcción.

D.1. Diseño constructivo

La estructura fue construida en perfiles C galvanizados de 100×50 mm. Estos perfiles conforman un marco que sostiene el espejo como el que se muestra en la figura D.7. Se intercalaron perfiles C transversales para dar rigidez. La estructura fue soldada mediante soldadura del tipo TIG.

El espejo fue construido a partir de una chapa de acero inoxidable 430 de $1,25 \times 2,50$ m y 1 mm de espesor. Para rigidizar el material, se plegaron los laterales como se observa en la figura D.8. Luego fue colocada sobre el bastidor con tornillos en los laterales.

D.2. Montaje

Para el montaje del bastidor sobre la estructura del arreglo de paneles, se utilizaron bisagras munición de 4" de acero inoxidable. De esta forma se permite la variación del ángulo de inclinación del sistema. Finalmente, para fijar la posición, se utilizaron varillas roscadas articuladas con bisagras. Se puede observar una vista lateral del sistema en la figura D.9.

D.3. Proceso de construcción

Se pueden ver imágenes del proceso de construcción y el trabajo terminado en las siguientes figuras.



Figura D.1: Reflector a 45°



Figura D.4: Reflector a 0°



Figura D.2: Batidor sin reflector



Figura D.5: Vista general



Figura D.3: Sistema de bisagras



Figura D.6: Sistema de varillas

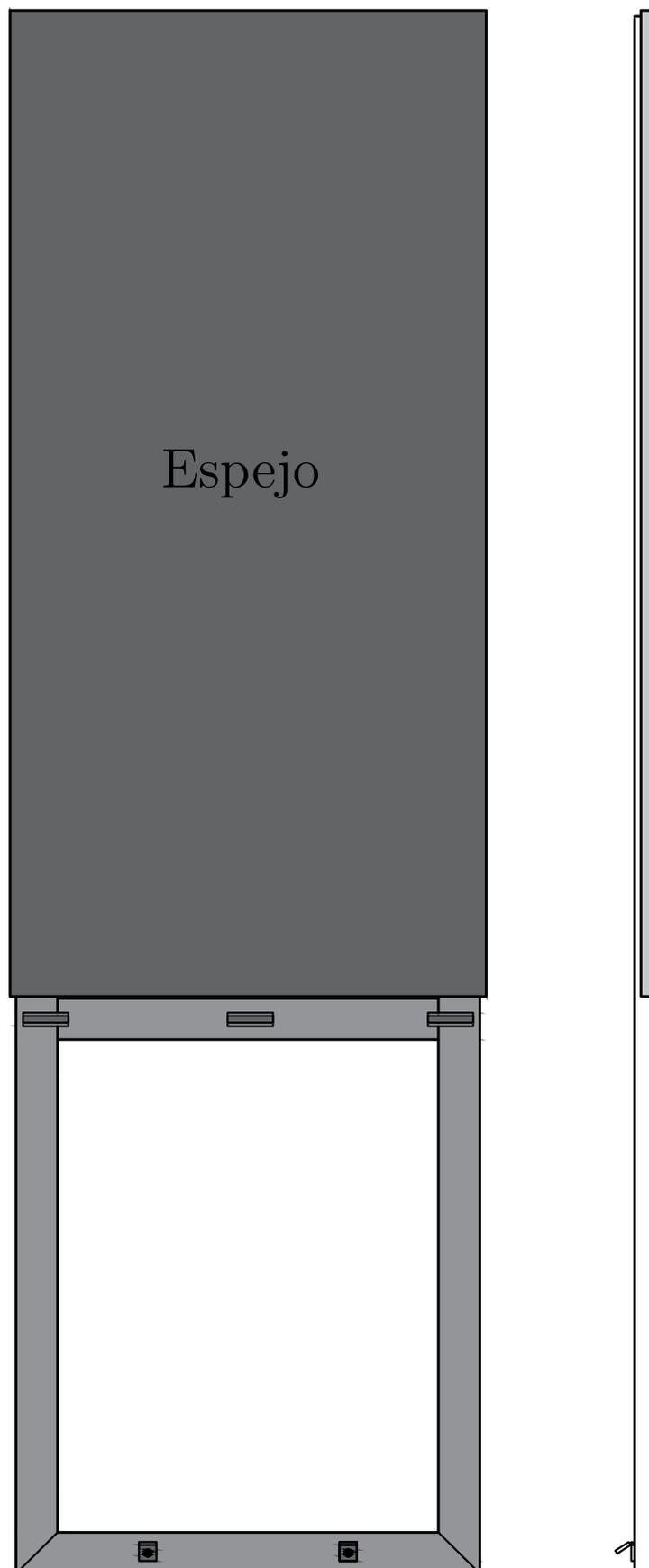


Figura D.7: Vista superior y lateral de la estructura del reflector con el espejo.

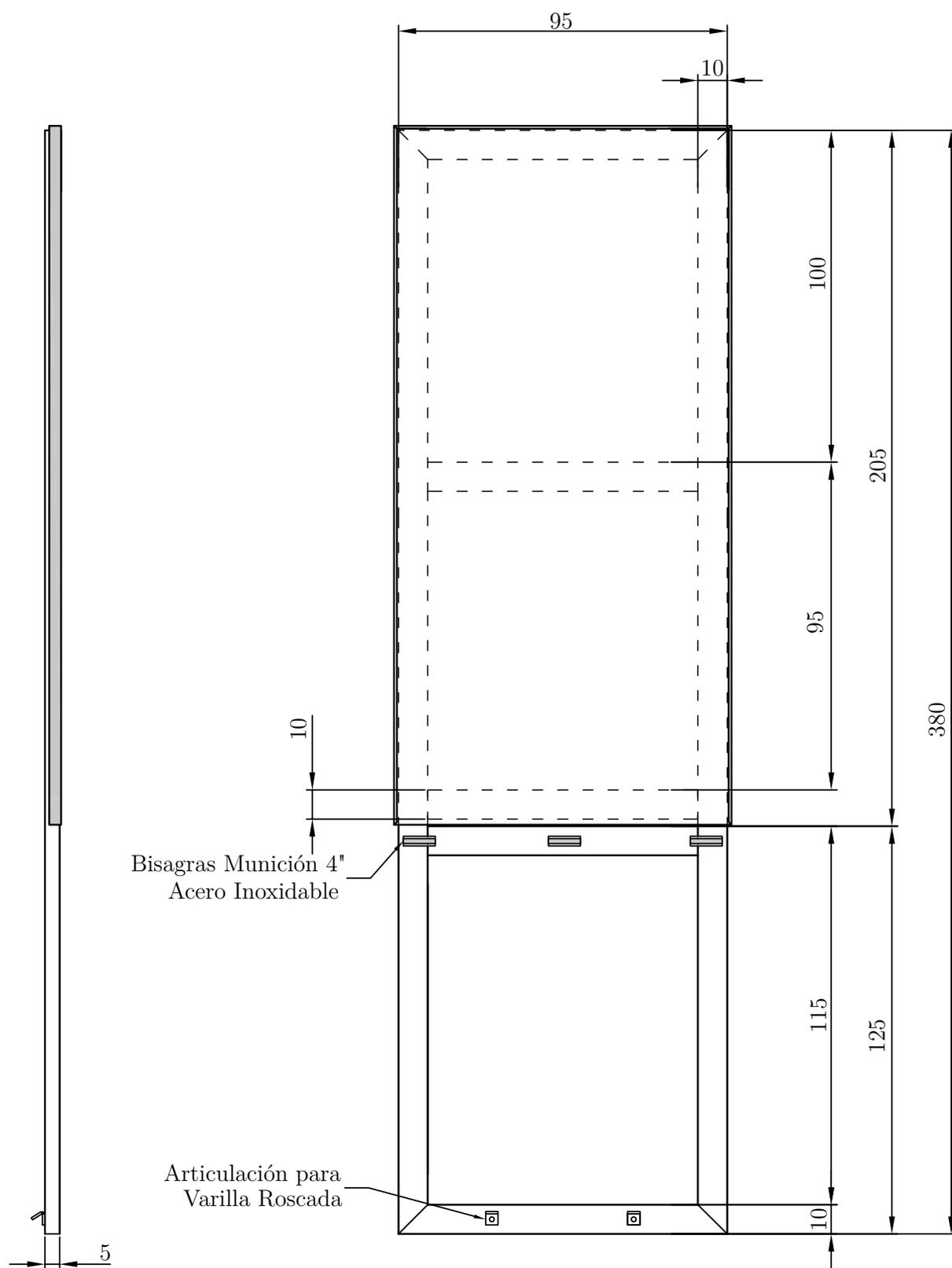


Figura D.8: Dimensiones principales del bastidor.

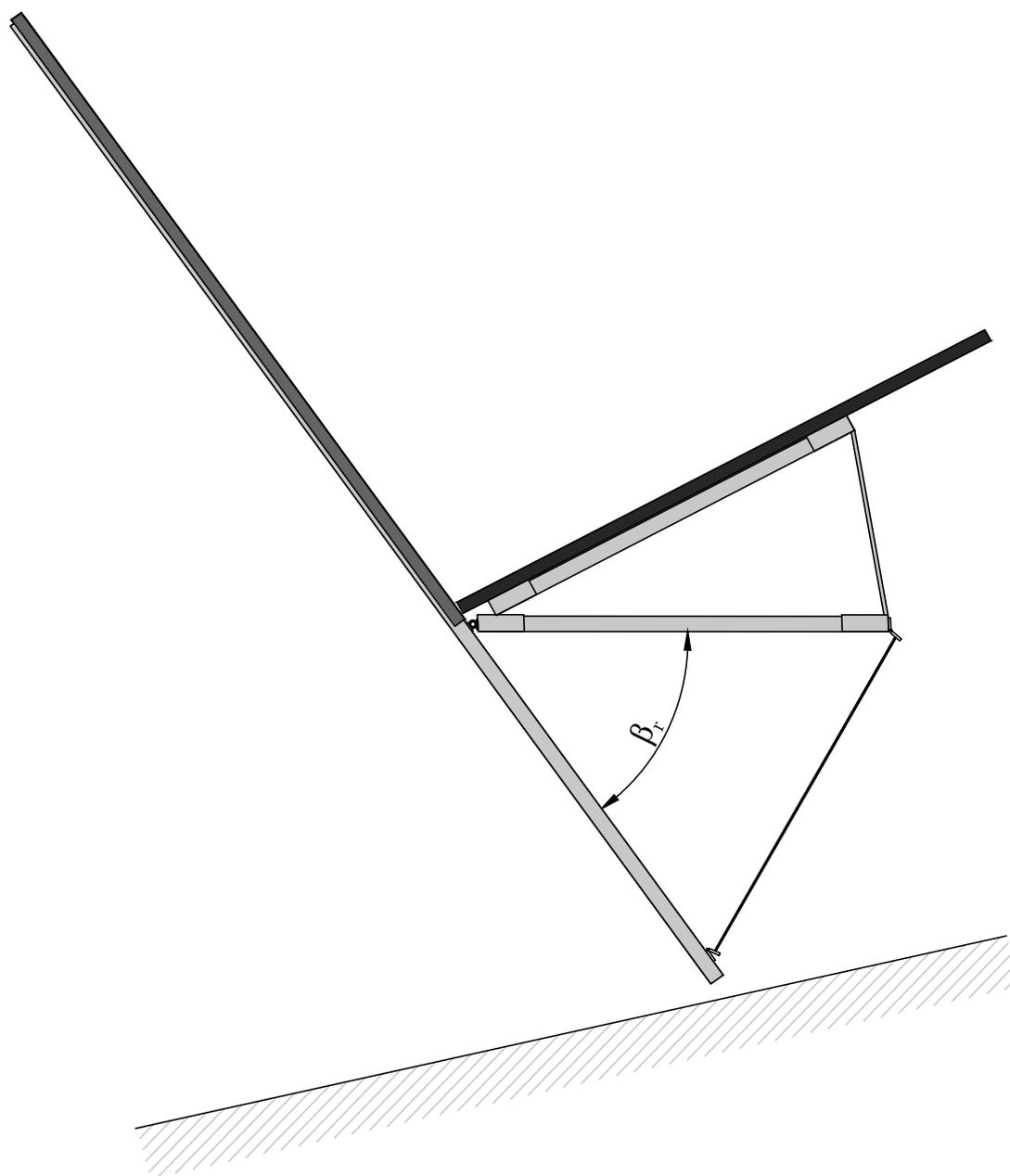


Figura D.9: Vista lateral del bastidor colocado en un arreglo de paneles.