

Proyecto Final de Grado

Octubre, 2020

“Modelado y estudio del impacto de sombras sobre paneles solares fotovoltaicos”

Autor: **Martín Silva**

Carrera: **Ingeniería Electromecánica**

Tutor: **Msc. Ing. Pedro Osvaldo Prado**

Co-tutor: **Dr. Ing. Justo José Roberts**

Evaluadores: **Ing. Guillermo Murcia**

Dr. Ing. Jorge Strack

Dr. Ing. Marcos 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/).

Proyecto Final de Grado

Octubre, 2020

“Modelado y estudio del impacto de sombras sobre paneles solares fotovoltaicos”

Autor: **Martín Silva**

Carrera: **Ingeniería Electromecánica**

Tutor: **Msc. Ing. Pedro Osvaldo Prado**

Co-tutor: **Dr. Ing. Justo José Roberts**

Evaluadores: **Ing. Guillermo Murcia**

Dr. Ing. Jorge Strack

Dr. Ing. Marcos Funes

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

Mis agradecimientos a la Universidad Nacional de Mar del Plata, a todos los profesionales y docentes de la Facultad de Ingeniería y en especial al grupo de Investigación y Desarrollo en Geotecnologías y Energía (GIDGE) por haber hecho posible este trabajo.

Agradezco a los Ingenieros Pedro Prado y Justo Roberts por la buena predisposición, por haberme ayudado a completar esta etapa y por haber estado siempre presentes durante la realización de este trabajo.

Le doy las gracias a los ingenieros Sergio González y Guillermo Murcia por haberme provisto con datos solares que fueron de mucha ayuda para este trabajo.

Agradezco a mis padres haberme facilitado el estudio de esta carrera y por el apoyo constante para que cumpla todas las metas que me propongo.

Agradezco las amistades que hice durante estos años de estudio en la facultad, Mari, Pau, Maru y Sofi, que desde el primer día siempre estuvieron presentes.

Gracias a todos mis amigos y todos los que creyeron en mí, Ema, Alex, Sol, Cele, Alan, Gise, Maju, Euge y Eli. Todos de alguna forma u otra me ayudaron durante esta etapa.

El presente trabajo final de graduación se establece como un proyecto encuadrado en los temas de investigación del “Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y Energía (GIDGE)” perteneciente al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

El presente trabajo se centra en el modelado de sombras sobre paneles solares fotovoltaicos y el estudio del efecto que tienen las sombras sobre la generación de energía eléctrica fotovoltaica. Se planteó un procedimiento para cuantificar las pérdidas por sombreado y se elaboró un modelo basado en MATLAB y Simulink.

Para lograr el cometido se utilizó una librería especializada en el modelado fotovoltaico que provee distintas funciones preprogramadas que permitieron facilitar el cálculo y asegurar una mayor exactitud. Al mismo tiempo se realizaron validaciones utilizando datos meteorológicos de Estados Unidos y Mar del Plata. Para realizar la validación del modelo de sombras propuesto se utilizaron los datos de Mar del Plata y se plantearon distintas situaciones de sombreado sobre paneles solares. De esta forma se generaron curvas de pérdida energética diaria por sombras para las situaciones planteadas.

Con las curvas anteriormente obtenidas se formuló un procedimiento para poder utilizar las curvas en un cálculo de generación energética anual considerando las pérdidas por sombreado. Los resultados obtenidos se compararon con los que arroja PVsyst para las mismas situaciones planteadas. Tanto PVsyst como el modelo planteado presentaron similitud en los resultados obtenidos.

Posteriormente se realizó un estudio de caso con el objetivo de aplicar el modelo propuesto en un caso real. El caso elegido fue el de un establecimiento educativo ubicado en la ciudad de Mar del Plata. El estudio buscaba investigar la factibilidad de un sistema solar fotovoltaico para dicho establecimiento. Al mismo tiempo se investigó el efecto de las estructuras generadoras de sombras en el entorno de los paneles solares. Este estudio tuvo como conclusión la no rentabilidad del sistema fotovoltaico, sin embargo, sirvió para poder estudiar el impacto económico de las sombras sobre los paneles.

Al final se elaboraron distintas conclusiones y propuestas para trabajos futuros. Al mismo tiempo se resaltan distintos puntos que de ser considerados en trabajos futuros, podrían mejorar la exactitud del cálculo del efecto de las sombras sobre la producción energética fotovoltaica.

Abstract

This work focuses on modelling the effect of shadows on photovoltaic systems. A procedure to estimate the power losses due to shadows on solar modules was developed. This procedure makes use of the Matlab and Simulink software.

In order to achieve the proposed goal, a specialized library for the modeling of photovoltaic systems was used. The library contains multiple pre-programmed functions, allowing for high accuracy and transparency in the process. Furthermore, a Simulink model of a solar panel was made, which allows for simulations under non-uniform irradiation conditions.

At the same time, multiple validations were made. These validations made use of meteorological data from different places in the United States and from the Engineering Faculty of Mar del Plata. In order to validate the model, a variety of shading situations were proposed and the results were compared with the commercial software PVsyst. Both the proposed model and PVsyst presented similar results.

A case study for the feasibility of a photovoltaic system in a primary school in Mar del Plata was elaborated. The goal was to determine the economic impact of shadows on the system and at the same time, make use of the proposed model in a real situation. The result was that a photovoltaic system in this school would not be profitable. Nevertheless, it was found that the particular shading sources of this school were not determining in the profitability of the system.

Finally, many conclusions and future work proposals were made. This includes many points that could be improved in order to improve the accuracy of future models.

Índice General

Agradecimientos	3
Resumen	1
Abstract	2
Índice de Figuras	5
Índice de Tablas	10
Tabla de Símbolos	11
Lista de abreviaturas	12
Capítulo 1: Introducción	14
1.1 Presentación del proyecto	14
1.2 Planteamiento del problema	14
1.3 Objetivos.....	15
1.4 Justificación	16
1.5 Metodología	16
1.6 Contenido	17
Capítulo 2: Antecedentes y Estado del Arte	18
2.1 Energía solar fotovoltaica: contexto mundial y local	18
2.2 Simulación de sistemas fotovoltaicos	21
2.2.1 System Advisor Model (SAM)	21
2.2.2 PVsyst	24
2.2.3 Comparación entre SAM y PVsyst	25
2.2.4 PV_LIB Toolbox	27
2.3 Sombras en sistemas fotovoltaicos	29
2.3.1 Historia del modelado de sombras sobre paneles fotovoltaicos y situación actual.....	34
Capítulo 3: Metodología	36
3.1 Cálculo de posición solar	38
3.2 Irradiancia solar	40
3.2.1 Irradiancia horizontal global, GHI	41
3.2.2 Descomposición de GHI.....	44
3.2.3 Obtención de irradiancia en el plano del panel	45
3.3 Cálculo de sombras	45
3.3.1 Modelado de paneles solares	47
3.3.2 Modelado de obstáculos	49
3.3.3 Creación del vector solar.....	51
3.3.4 Generación de sombras	51
3.3.5 Determinación del número de celdas sombreadas	55
3.3.6 Obtención de coeficientes de sombra	57
3.4 Generación de vectores de irradiancia y temperatura	58
3.4.1 Cálculo de POA.....	58
3.4.2 Cálculo de temperaturas de celdas	60
3.5 Relevamiento de curvas IV y PV	62
3.5.1 Modelo del panel solar	66
3.5.2 Generador de tensión.....	71
3.5.3 Bloques POA y T.....	72
3.5.4 Otros parámetros	74
3.5.5 Salida del modelo de Simulink	75
Capítulo 4: Resultados	85

4.1 Mediciones utilizadas para la validación	86
4.2 Validación del modelo de irradiación	87
4.2.1 Estación SRRL RSP2 (Denver, Colorado, USA)	90
4.2.2 UTPA (Universidad de Texas)	93
4.2.3 Facultad de ingeniería (Mar del Plata)	96
4.2.4 Validación del modelo de panel FV implementado en Simulink	106
4.2.5 Comentarios finales sobre la validación del modelo en ausencia de sombras	110
4.3 Validación del modelo de sombras	111
4.3.1 Primer caso: obstáculo al este del panel	112
4.3.2 Segundo caso: sombreado por fila de paneles	118
4.4 Validación de producción energética anual	122
4.4.1 Primer caso: obstáculo de 5 metros de altura al este del panel	123
4.4.2 Segundo caso: sombreado entre panel y fila de paneles	125
4.4.3 Comentarios finales sobre la validación del modelo en presencia de sombras	128
Capítulo 5: Estudio de caso	130
5.1 Descripción del establecimiento educativo	130
5.2 Análisis técnico	134
5.2.1 Necesidades eléctricas	134
5.2.2 Sombreamiento	136
5.3 Dimensionamiento de la instalación	139
5.3.1 Pérdidas por sombreado	143
5.4 Selección de inversores	152
5.5 Análisis económico	154
5.5.1 Análisis de costos y ganancias	154
5.5.2 Análisis de rentabilidad	158
5.6 Comentarios finales sobre el capítulo	161
Capítulo 6: Conclusiones	163
6.1 Conclusiones	163
6.2 Propuestas de trabajos futuros	165
6.2.1 Utilización del modelo de dos diodos	165
6.2.2 Empleo de figuras tipo 3D Object	166
6.2.3 Reestructuración del código para mejorar eficiencia	167
6.2.4 Uso exclusivo de Python	168
6.2.5 Inclusión de atenuación de componente difusa por sombreado	168
6.2.6 Realización de un estudio de sombreado con paneles reales	169
Bibliografía	170
ANEXO I	174
ANEXO II	175
ANEXO III	179
ANEXO IV	185

Índice de Figuras

Figura 2.1 Reducción del precio de paneles solares y el aumento de su producción. Fuente: [1]	18
Figura 2.2 Capacidad instalada en Argentina para la generación de energía eléctrica. Fuente: [3]	19
Figura 2.3 Izquierda: distribución total de la matriz energética. Derecha: distribución de energías renovables. Año 2019, Fuente: [4].....	20
Figura 2.4 Producción de energías renovables en Argentina durante el 16/05/20. Fuente: [3].....	20
Figura 2.5 Logo de NREL.....	21
Figura 2.6 Interfaz para simular situaciones de sombreado en SAM. Fuente: System Advisor Model.....	22
Figura 2.7 Estructura de un archivo SAM CSV.	23
Figura 2.8 Logo del software PVsyst.....	24
Figura 2.9 Menú inicial del software PVsyst.....	24
Figura 2.10 Entorno 3D de PVsyst para crear situaciones de sombreado.	25
Figura 2.11 Logo de PV_LIB.....	27
Figura 2.12 Esquema simplificado del procedimiento sugerido para la utilización del PV_LIB Toolbox. Fuente: [14]	27
Figura 2.13 Curvas I-V de una celda iluminada y sin iluminar. Fuente: [17, p. 89]....	29
Figura 2.14 Efecto de disminuir la irradiancia en una celda individual de un panel sin diodos de bypass mostrando el segundo cuadrante. Fuente: [18]	30
Figura 2.15 Celda actuando como carga resistiva debido a mal funcionamiento o sombreado parcial. Fuente: [17, p. 142]	30
Figura 2.16 Punto caliente en una celda fotovoltaica debido al sombreado parcial. Fuente: [17, p. 143]	30
Figura 2.17 Efecto de sombrear una sola celda sobre un panel sin diodos de bypass. Fuente: [19]	31
Figura 2.18 Efecto de sombrear progresivamente una celda en un panel con diodos de bypass. Fuente: [19].....	32
Figura 2.19 Efecto de la cantidad de diodos de bypass sobre la curva I-V. Fuente: [19]	32
Figura 2.20 Deformación de las curvas I-V y P-V durante el sombreado parcial del panel solar. Izquierda: sin sombreado. Derecha: con sombreado. Fuente: imágenes desarrolladas por el autor.....	33
Figura 3.1 Esquema del procedimiento de cálculo. Fuente: elaborado por el autor. .	37
Figura 3.2 Ángulos de elevación y azimut solar. Fuente: [17, p. 30]	38
Figura 3.3 Ángulo horario. Fuente: elaborado por el autor.....	38
Figura 3.4 Componentes de irradiancia que alcanzan la superficie del panel.....	41
Figura 3.5 Comparación de distintos modelos para simular GHI durante días claros y datos medidos por NREL en Golden, CO (15/10/2008 y 28/10/2018). Fuente: [28]..	42
Figura 3.6 Esquema de descomposición de GHI y cálculo del POA.....	45
Figura 3.7 Procedimiento para la determinación del factor de atenuación de la DNI.	46
Figura 3.8 Posicionamiento inicial de puntos representativos del panel solar.....	47
Figura 3.9 Rotación según el ángulo tilt.	48
Figura 3.10 Rotación según el ángulo azimut.	48
Figura 3.11 Modelado de un obstáculo utilizando "patches".	50

Figura 3.12 Proyección de un punto p_0 sobre el plano del panel según la dirección del sol.....	51
Figura 3.13 Proyección de los vértices del obstáculo sobre la superficie del panel. .	52
Figura 3.14 Proyección de los 8 puntos del prisma rectangular (obstáculo) sobre el plano del panel.	53
Figura 3.15 Polígono de sombra resultante con sus vértices ordenados.	54
Figura 3.16 Salida gráfica en Matlab mostrando el panel, el obstáculo, la sombra y la posición del sol.....	54
Figura 3.17 Salida gráfica mostrando los puntos del panel que se encuentran sombreados de color rojo.....	55
Figura 3.18 División del panel en 3 porciones.....	57
Figura 3.19 Representación gráfica del ángulo de incidencia solar.	59
Figura 3.20 Representación simplificada del modelo implementado en Simulink.	62
Figura 3.21 Modelo real de Simulink.	63
Figura 3.22 Modelo de un diodo.....	66
Figura 3.23 Representación del panel dividido en 3 grupos de celdas.	66
Figura 3.24 Interior de un grupo de celdas.....	67
Figura 3.25 Bloque generador de corriente.....	67
Figura 3.26 Modelo en bloques de la corriente I	68
Figura 3.27 Generador de corriente I_0	69
Figura 3.28 Generador de corriente fotovoltaica IL	70
Figura 3.29 Parámetros del bloque del panel.....	71
Figura 3.30 Diagrama de bloques del generador de tensión.....	71
Figura 3.31 Parámetros del bloque integrador.....	72
Figura 3.32 Contador de pulsos por flanco descendente.....	73
Figura 3.33 Selector de index del vector.....	73
Figura 3.34 Parámetros del bloque "Powergui".....	74
Figura 3.35 Configuración del modelo de Simulink.....	74
Figura 3.36 Resistencia de salida del modelo.....	75
Figura 3.37 Parámetros de simulación.....	76
Figura 3.38 Juego de curvas P-V (potencia DC de salida) para un día solar. (1 de enero).....	76
Figura 3.39 Ampliación del juego de curvas anterior, mostrando las curvas P-V individuales.....	77
Figura 3.40 Curva de potencia DC para distintas horas, obtenida extrayendo los máximos de cada sub curva P-V.....	77
Figura 3.41 Juego de curvas de corriente.....	78
Figura 3.42 Diente de sierra de tensión aplicado.....	79
Figura 3.43 Obtención de corriente de salida del panel a partir del juego de curvas I-V.....	79
Figura 3.44 Obtención de tensión de salida del panel a partir del juego de curvas IV.....	80
Figura 3.45 Tensión en la salida del panel y temperatura de las celdas del panel....	80
Figura 3.46 Situación de sombreado propuesta con un obstáculo al Este del panel.	81
Figura 3.47 Curva de potencia de un panel con sombreado durante la mañana.....	81
Figura 3.48 Curva de tensión de un panel con sombreado durante la mañana.	81
Figura 3.49 Situación de sombreado entre dos paneles.....	82
Figura 3.50 Curva de potencia durante el sombreado entre paneles.....	82
Figura 3.51 Curva de tensión durante el sombreado entre paneles.....	82

Figura 3.52 Aumento de tensión con una reducción de irradiancia no uniforme. (Reducción progresiva de irradiancia en uno de los bloques protegidos por un diodo de bypass mientras se mantiene a los otros dos bloques en 1000 W/m ²).....	83
Figura 3.53 Reducción de tensión con una reducción de irradiancia uniforme.	83
Figura 4.1 Procedimiento de cálculo de potencia DC de salida con notas sobre los lugares donde se tienen datos experimentales.	86
Figura 4.2 Comparación de POA calculado con los métodos DIRINT y DISC utilizando datos meteorológicos de Mar del Plata.	89
Figura 4.3 Comparación irradiancia directa (DNI) modelada vs. medida para una estación en Denver, Colorado. (enero - junio).....	90
Figura 4.4 Comparación irradiancia directa (DNI) modelada vs. medida para una estación en Denver, Colorado. (julio - diciembre).....	91
Figura 4.5 Gráfico de dispersión comparando valores medidos con los calculados.	92
Figura 4.6 Comparación de irradiancia directa (DNI) modelada vs. Medida para una estación en Texas. (enero – junio)	93
Figura 4.7 Comparación irradiancia directa (DNI) modelada vs. medida para una estación en Texas. (julio - diciembre).....	94
Figura 4.8 Gráfico de dispersión comparando valores medidos con los calculados.	95
Figura 4.9 Comparación de irradiancia en el plano del panel (POA) modelada vs. medida para una estación en la facultad de ingeniería de Mar del Plata. (enero – junio)	97
Figura 4.10 Comparación de irradiancia en el plano del panel (POA) modelada vs. medida para una estación en la facultad de ingeniería de Mar del Plata. (julio - diciembre).....	98
Figura 4.11 Comparación del POA calculado, el medido, el POA calculado para un día claro (utilizando el modelo de Ineichen) y la irradiancia extraterrestre.....	100
Figura 4.12 Comparación de valores de POA medidos y calculados.....	100
Figura 4.13 Diagrama de dispersión con las medidas corregidas mediante la ecuación propuesta.	101
Figura 4.14 Comparación de potencia DC medida con la calculada a partir del POA medido y del POA estimado. (1 de enero)	102
Figura 4.15 Comparación de potencia DC medida con la calculada a partir del POA medido y del POA estimado. (3 de febrero)	103
Figura 4.16 Izquierda: potencia DC calculada con los valores de POA medidos. Centro: potencia calculada con valores de POA calculados a partir del GHI medido. Derecha: potencia calculada con POA medidos corregidos con la ecuación propuesta.	103
Figura 4.17 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (1 de enero)	106
Figura 4.18 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (3 de febrero).....	107
Figura 4.19 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (6 de junio).....	107
Figura 4.20 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (21 de julio).....	108
Figura 4.21 Relación entre valores de potencia medidos y simulados en Simulink.	109
Figura 4.22 A la izquierda el modelo hecho en Matlab y a la derecha el modelo de PVsyst, ambas simulaciones muestran el sol posicionado a las 9:00 am.	112
Figura 4.23 Curvas de coeficiente de sombra (<i>Beam Linear Loss</i>), la curva negra es el promedio de las otras tres.	113

Figura 4.24 Comparación de coeficientes de sombreado promedio, 1 de enero del 2018, Mar del Plata.	113
Figura 4.25 Curvas de potencia DC con y sin sombreado. (1 de enero).....	114
Figura 4.26 Simulaciones de paneles con un obstáculo en dirección este para distintas distancias de separación.....	115
Figura 4.27 Comparación de salida de potencia sin sombras y salidas de potencia con un obstáculo este a distintas distancias de separación.....	116
Figura 4.28 Reducción energética DC porcentual debida a un obstáculo en dirección Este a distintas distancias. Los porcentajes son respecto a la energía obtenida cuando no existen sombras.	117
Figura 4.29 Arreglo de paneles simulado en Matlab.	118
Figura 4.30 Coeficientes de sombra calculados con el modelo en Matlab, la curva negra es el promedio de las otras tres curvas. (sombreado entre paneles, fila completa)	119
Figura 4.31 Comparación entre coeficientes simulados con Matlab y los obtenidos en PVsyst.	119
Figura 4.32 Curvas de potencia DC con y sin sombra. (20 de junio)	120
Figura 4.33 El factor de separación entre paneles se define como d/h . Fuente: [27]	120
Figura 4.34 Pérdida energética DC porcentual debido a una fila de paneles a distintas distancias de separación.....	121
Figura 4.35 Diagrama mostrando el uso en Python de las curvas generadas en Matlab.	122
Figura 4.36 Obstáculo de 5 metros al este del panel.	123
Figura 4.37 Producción energética DC anual para distintas	124
Figura 4.38 Diferencia relativa porcentual anual de la producción energética entre modelos.....	124
Figura 4.39 Sombreamiento de una fila de paneles a un panel.	125
Figura 4.40 Producción energética DC anual para distintas	127
Figura 4.41 Diferencia relativa porcentual anual de la producción energética entre modelos.....	127
Figura 5.1 Ubicación geográfica de la Escuela Provincial N°43.....	131
Figura 5.2 Imagen satelital de la escuela y modelado con software CAD.....	132
Figura 5.3 Plano en planta de la escuela.	133
Figura 5.4 Lugar donde se propone colocar un sistema de generación fotovoltaica.	134
Figura 5.5 Consumo de energía eléctrica a lo largo del año 2010 y 2018.	136
Figura 5.6 Sombreamiento entre paneles. Fuente: [54, p. 188]	136
Figura 5.7 Pérdida energética DC porcentual debida a sombras para un factor de separación de 1,75.....	137
Figura 5.8 Disposición de paneles modelados en Matlab.	138
Figura 5.9 Coeficiente de atenuación de la componente directa durante el 1 de enero.	138
Figura 5.10 Disposición de paneles propuesta.....	141
Figura 5.11 Producción y consumo. (sin pérdida de sombras).....	142
Figura 5.12 Numeración de paneles.	143
Figura 5.13 Distancias al obstáculo generador de sombras.....	144
Figura 5.14 Parámetros utilizados durante el modelado en Matlab para los paneles a 2 metros de distancia del SUM.....	145

Figura 5.15 Parámetros utilizados durante el modelado en Matlab de los paneles a 6,5 metros de distancia del SUM.....	145
Figura 5.16 Disminución energética DC relativa porcentual.....	146
Figura 5.17 Pérdida por sombras individual en paneles 7 y 13.....	148
Figura 5.18 Producción total en los casos con presencia de sombras y sin presencia de sombras.....	149
Figura 5.19 Comparación de energía AC calculada en MATLAB y en PVsyst.....	150
Figura 5.20 Diferencia porcentual entre resultados de energía AC obtenidos con MATLAB y con PVsyst.	151
Figura 5.21 Comparación del Valor Actual Neto (VAN) para los casos con sombras y sin sombras.....	161
Figura 6.1 Estructura interna de un modelo 3D en formato .obj.....	166
Figura 6.2 Tabla de factores de sombreado generada con PVsyst.....	167
Figura 6.3 Tabla de factores de sombreado generada por SAM.....	167
Figura 6.4 Proyección de un obstáculo sobre una esfera que rodea al panel.....	168
Figura 6.5 Arreglo propuesto para realizar la validación experimental del modelo.	169

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Valores de pérdidas predeterminados en SAM y PVsyst. [11]	25
Tabla 2.2 Comparación de los distintos parámetros de entrada en SAM y PVsyst. ...	26
Tabla 2.3 Comparación de distintas herramientas de modelado disponibles.	28
Tabla 3.1 Fuentes de datos meteorológicos disponibles online.	43
Tabla 3.2 Coeficientes para el cálculo de la temperatura del módulo	61
Tabla 4.1 Fuentes de datos meteorológicos.....	87
Tabla 4.2 Errores en el cálculo del DNI usando el método DISC con los datos de la estación meteorológica de Denver, USA.....	92
Tabla 4.3 Errores en el cálculo del DNI utilizando método DISC con los datos de la estación meteorológica en Texas, USA.	95
Tabla 4.4 Errores del cálculo del POA para los datos de la facultad de ingeniería de Mar del Plata.	99
Tabla 4.5 Resumen de errores en el cálculo de DNI y POA con los datos presentados.	105
Tabla 4.6 Errores del modelo del panel solar en Simulink.	108
Tabla 4.7 Características del módulo fotovoltaico usado en las simulaciones.	111
Tabla 4.8 Energía DC anual con sombreado de un obstáculo al este del panel.	124
Tabla 4.9 Producción eléctrica DC mensual.....	126
Tabla 4.10 Comparación de energía DC anual calculada.	127
Tabla 5.1. Aparatos eléctricos del establecimiento educativo y potencia consumida	134
Tabla 5.2. Comparación entre la energía producida por panel para una orientación norte (acimut 0°) y una con acimut 35°	140
Tabla 5.3. Producción AC calculada para 18 paneles sin presencia de sombras ...	142
Tabla 5.4. Producción energética por panel considerando sombras.....	147
Tabla 5.5. Producción energética AC.....	148
Tabla 5.6 Energía AC obtenida en PVsyst (kWh).....	150
Tabla 5.7 Diferencia absoluta y porcentual entre los resultados de producción energética AC calculados con MATLAB y con PVsyst.	151
Tabla 5.8. Datos técnicos del inversor ABB 5.0 TL PLUS.....	152
Tabla 5.9 Producción y consumo para el primer año (kWh).....	156
Tabla 5.10 Costos de componentes e inversión inicial.....	157
Tabla 5.11. Flujos de caja para el sistema fotovoltaico sin presencia de sombras .	159
Tabla 5.12. Flujos de caja para el sistema fotovoltaico con presencia de sombras	160

Tabla de Símbolos

Símbolo	Nombre	Unidad
GHI	Irradiancia Horizontal Global	W/m ²
DNI	Irradiancia Directa Normal	W/m ²
DHI	Irradiancia difusa horizontal	W/m ²
POA	Irradiancia sobre el plano del panel	W/m ²
h_s	Angulo de elevación solar	°
γ_s	Angulo azimut solar	°
ω_s	Angulo horario	°
δ	Declinación solar	°
ST	Tiempo estándar	Horas
h_s	Angulo de elevación solar corregido por difracción	°
E_b	Irradiancia directa sobre el plano del panel	W/m ²
E_d	Irradiancia difusa sobre el plano del panel	W/m ²
E_g	Irradiancia reflejada sobre el plano del panel	W/m ²
f	Factor de reducción de DNI por sombreado	-
s	Vector solar unitario	-
a	Vector normal a la superficie del panel	-
$DNIA$	Irradiancia directa disminuida por sombras	W/m ²
AOI	Angulo de incidencia	°
β	Angulo de inclinación del panel	°
γ	Angulo azimut del panel	°
T_m	Temperatura del módulo	°C
WS	Velocidad del viento	m/s
T_{cell}	Temperatura de la celda	°C
E_o	Irradiancia del panel en condiciones estándar	W/m ²
n	Factor de calidad del panel	-
q	Carga eléctrica del electrón	C
K	Constante de Boltzmann	J/K
N_s	Numero de celdass en un panel	-
MBE	Error medio cuadrático	-
$rMBE$	Error medio cuadrático relativo	%
$RMSE$	Raíz del error cuadrático medio	-
$rRMSE$	Raíz del error cuadrática medio relativo	%
R^2	Coefficiente de determinación (R squared)	-
P_{mp}	Potencia máxima en condiciones estándar	W
S	Factor de separación lateral panel/obstáculo	-
E_{dc}	Energía de corriente directa	Wh
F	Factor de separación entre filas de paneles	-
I_o	Corriente de saturación	A
I_L	Corriente fotovoltaica	A
α_{ISC}	Factor de temperatura de corriente	%/°C
γ_P	Factor de temperatura de la potencia	%/°C

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Significado
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
GMT	Greenwich Mean Time
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NOTC	Nominal Operating Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
SAM	System Advisor Model
SPA	Solar Position Algorithm
STC	Standard Test Conditions
TMY	Typical Meteorological Year
UTC	Coordinated Universal Time

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1: Introducción

1.1 Presentación del proyecto

En las instalaciones fotovoltaicas, sobre todo en aquellas ubicadas en zonas residenciales, existen obstáculos en los alrededores que pueden proyectar sombras sobre los paneles solares y reducir su rendimiento. En general, el espacio disponible para ubicar paneles es limitado, más aún si se trata de instalaciones en zonas urbanas donde los paneles son generalmente ubicados en techos, terrazas o espacios públicos. Esta limitación en el espacio hace que sea de particular interés el conocimiento del impacto que tendrá la proyección de sombras sobre el sistema y así poder optimizar el uso del área disponible para su explotación fotovoltaica.

Otra motivación de este proyecto fue la idea de realizar un código que pueda ser utilizado como herramienta durante los cálculos de una instalación fotovoltaica. En la actualidad existen varios programas que permiten agilizar el cálculo fotovoltaico, pero con las desventajas de proveer resultados poco transparentes y tener poca flexibilidad.

Este trabajo hace uso de la librería PV_LIB para MATLAB, disponible de manera gratis online. La librería contiene una gran cantidad de algoritmos que permiten el modelado de un sistema fotovoltaico de manera rápida y relativamente sencilla. Sin embargo, esta librería no cuenta con funciones que puedan estimar las pérdidas energéticas por sombreado en paneles solares. Es por esto que resulta de interés elaborar un procedimiento y un código que pueda generar estas estimaciones.

El presente trabajo busca proveer un método para el modelado del impacto de sombras sobre paneles solares. De esta manera se podrían contestar preguntas como: “¿Cómo afectan las sombras a la potencia producida en los paneles?”, “¿Es conveniente instalar paneles solares en lugares con presencia ocasional de sombras?”, “¿Cómo afecta la presencia de sombras económicamente a mi instalación?”, “¿En qué momentos del año es mayor el impacto de las sombras de un obstáculo en particular?”

1.2 Planteamiento del problema

- La situación que se pretende resolver es cuantificar el decremento que producen las sombras en la producción energética de un sistema solar fotovoltaico.
- El problema de fondo son las sombras sobre los paneles solares que producen pérdidas, que se traducen en un mayor tiempo de amortización de una instalación fotovoltaica.
- Se deberá encontrar una manera de simular la geometría de los paneles solares y los obstáculos de sombras.
- Será necesario realizar un modelo de un panel solar en condiciones de sombreado.

1.3 Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivo principal proveer de una metodología para la cuantificación de pérdidas ocasionadas por el efecto de sombras en paneles fotovoltaicos y hacer posible un estudio sobre la producción energética de instalaciones fotovoltaicas bajo situaciones de sombreado. Esto permitirá tener una mayor precisión en el posterior análisis técnico económico de las pérdidas por sombras. Dicha metodología será implementada en un código de MATLAB® y Simulink®. Si bien existen programas especializados que permiten realizar esta tarea, algunos de ellos son comerciales, o no presentan la flexibilidad necesaria para operar con los datos.

Para cumplir con el objetivo principal se llevaron a cabo las siguientes tareas que representan objetivos específicos:

- Desarrollar un modelo de simulación computacional que permita estimar la generación de energía de sistemas fotovoltaicos teniendo en cuenta las pérdidas debidas a sombras de obstáculos adyacentes.
- Escribir el código de la herramienta computacional en un lenguaje de simulación numérica como MATLAB.
- Implementar un modelo circuital de panel solar que permita introducir irradiancias y temperaturas no uniformes.
- Procesar datos meteorológicos y de generación de energía medidos en el sistema solar fotovoltaico instalado en el techo de la Facultad de Ingeniería de la UNMdP.
- Validar el modelo de simulación desarrollado con las mediciones derivadas del sistema solar fotovoltaico instalado en el techo de la Facultad de Ingeniería.
- Comparar los resultados del modelo desarrollado con programas comerciales existentes.
- Generar simulaciones con el modelo desarrollado en diferentes escenarios y elaborar conclusiones.

1.4 Justificación

La justificación de este proyecto se basa en los siguientes puntos:

- **Conveniencia:** este proyecto resulta conveniente para analizar el comportamiento de paneles solares bajo situaciones de sombreado y poder hacer un posterior análisis con los datos obtenidos.
- **Relevancia social:** una mayor precisión sobre el impacto de sombras en paneles solares es de interés para aquellos que viven en la ciudad y quieran analizar la factibilidad de utilizar energía fotovoltaica. Además, resulta interesante abordar el problema de hacer un software para cálculo solar desarrollado en la facultad para uso interno. Esto tiene el beneficio de no tener que pagar por una licencia de un software comercial.
- **Implicaciones prácticas:** este trabajo provee una manera de cuantificar el decremento energético debido a sombras y analizar el efecto tanto a nivel diario como anual.
- **Valor teórico:** se desarrolla un método original para la cuantificación del impacto de sombras sobre paneles solares.

1.5 Metodología

Para realizar este trabajo se utilizaron varios algoritmos que brinda de manera gratuita Sandia National Laboratories para Matlab y Python.

Primero, se elaboraron códigos en Matlab que hacen uso de los algoritmos anteriormente mencionados. Estos códigos cumplen funciones como calcular irradiancia sobre la superficie del panel y calcular sombras basadas en la geometría del panel y obstáculos.

Se realizó un modelo en Simulink que permite simular un panel solar con irradiancias y temperaturas no uniformes. Para calcular la energía de salida del panel mediante el modelo de Simulink se utiliza un método desarrollado por el autor, el cual consiste básicamente en calcular un juego de curvas I-V del panel y después extraer sus puntos de máxima potencia. Al mismo tiempo se trabajó utilizando datos provenientes de diversas fuentes para validar los modelos y generar resultados. Se utilizó un código en Python que permite utilizar los mismos algoritmos arrojados por Matlab para hacer cálculos anuales. Finalmente se presenta un estudio de caso donde se hace uso de las herramientas elaboradas.

1.6 Contenido

Capítulo 2: Antecedentes y estado del arte

En este capítulo se hace una breve descripción de la situación actual de la tecnología fotovoltaica, haciendo un particular énfasis en las herramientas existentes para cuantificación de sombras. También se realiza una introducción teórica sobre los efectos de las sombras en paneles solares.

Capítulo 3: Metodología

Aquí se presentan todos los pasos realizados para modelar la generación fotovoltaica y las sombras. Esto incluye teoría sobre los cálculos de producción solar, códigos utilizados y explicaciones de cómo se realizó el modelo de paneles en Simulink. También se provee de una metodología elaborada por el autor para cuantificar las pérdidas por sombras y realizar el cálculo energético por medio de Simulink.

Capítulo 4: Resultados

Se realizaron múltiples validaciones con datos de distintas fuentes. Primero se valida el modelo en condiciones de ausencia de sombras y luego con presencia de sombras. También se presentan los resultados obtenidos para distintas configuraciones de sombreado.

Capítulo 5: Estudio de caso

Este capítulo presenta un análisis de factibilidad de una instalación fotovoltaica en un establecimiento educativo. El análisis hace uso de las herramientas anteriormente desarrolladas.

Capítulo 6: Conclusiones

Finalmente se presentan todas las conclusiones y propuestas para trabajos futuros.

Capítulo 2: Antecedentes y Estado del Arte

En este capítulo se expone el estado de situación de generación solar fotovoltaica y posteriormente las bases teóricas de la generación solar fotovoltaica que ayudan a comprender la metodología implementada. También se realiza una introducción teórica del efecto de las sombras sobre paneles solares y se mencionan herramientas existentes para su cálculo.

2.1 Energía solar fotovoltaica: contexto mundial y local

La energía solar es al día de hoy una de las principales fuentes de energía renovable. La producción energética de los paneles solares se ve afectada por diversos factores, algunos de carácter climático, como las nubes y la temperatura, los cuales son difíciles de predecir a través de métodos estadísticos o modelos meteorológicos. Por otro lado, hay otros factores que afectan el rendimiento de un panel solar, que pueden ser predichos con exactitud, como la ubicación solar y las sombras creadas por obstáculos posicionados en los alrededores del panel.

En los últimos años se ha reducido notablemente el costo de las instalaciones solares, haciendo posible su uso doméstico y en la industria. El uso de instalaciones fotovoltaicas en ambientes urbanos implica una mayor presencia de obstáculos para la radiación solar (edificios, estructuras, etc.) que pueden disminuir la generación energética y reducir la rentabilidad de dicha instalación.

El presente trabajo abordará esta problemática, proponiendo una metodología para cuantificar el decremento que producen los obstáculos en el rendimiento de una instalación fotovoltaica.

En la Figura 2.1 se observa la reducción en el precio de la generación fotovoltaica durante los últimos años. Este efecto también puede verse en la mayor producción fotovoltaica (barras).

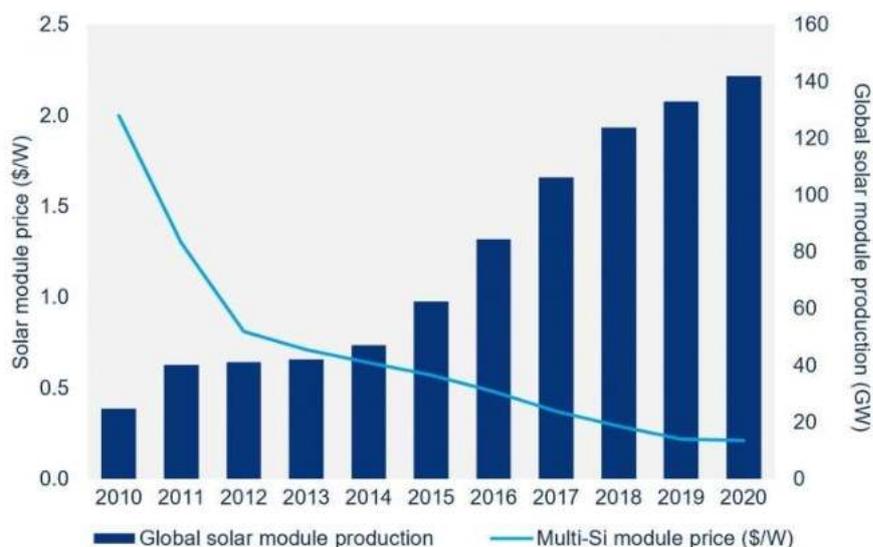


Figura 2.1 Reducción del precio de paneles solares y el aumento de su producción.
Fuente: [1]

En Argentina la producción solar también creció en los últimos años (ver Figura 2.2). En octubre del 2015 se dictó una ley para el fomento de desarrollo de energías renovables [2]. La ley establecía que para el 2017 el 8% de la energía eléctrica del país debía provenir de fuentes renovables. Aunque este objetivo no se llegó a cumplir, en el 2017 se produjo un fuerte aumento en el uso de energías renovables.

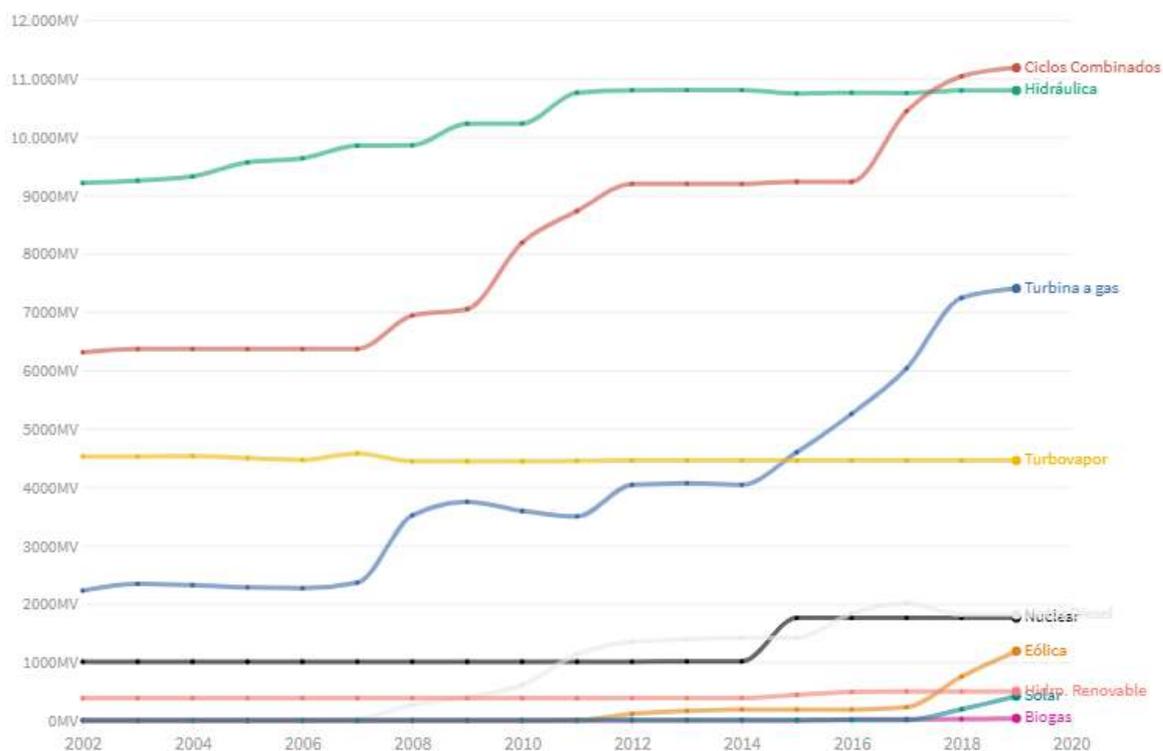


Figura 2.2 Capacidad instalada en Argentina para la generación de energía eléctrica. Fuente: [3]

Si bien a partir del 2017 hubo un incremento en la producción solar y eólica, sus aportes a la producción energética total no dejan de ser bajos, como puede apreciarse en la Figura 2.3.

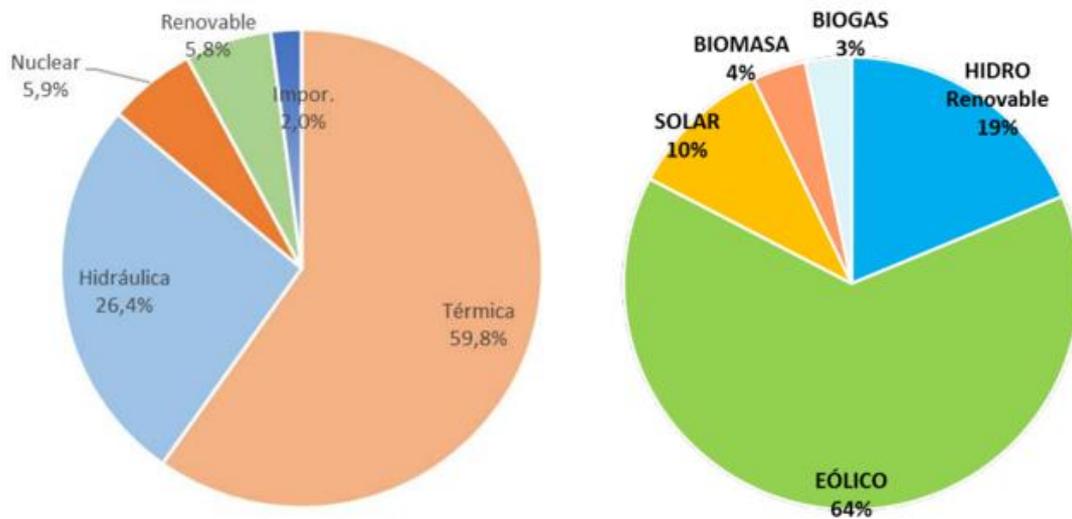


Figura 2.3 Izquierda: distribución total de la matriz energética. Derecha: distribución de energías renovables. Año 2019, Fuente: [4]

Actualmente, en el año 2020, la potencia solar instalada en Argentina es de 457 MW. Sin embargo, la producción solar para un día típico está alrededor de los 300 MW (ver Figura 2.4).

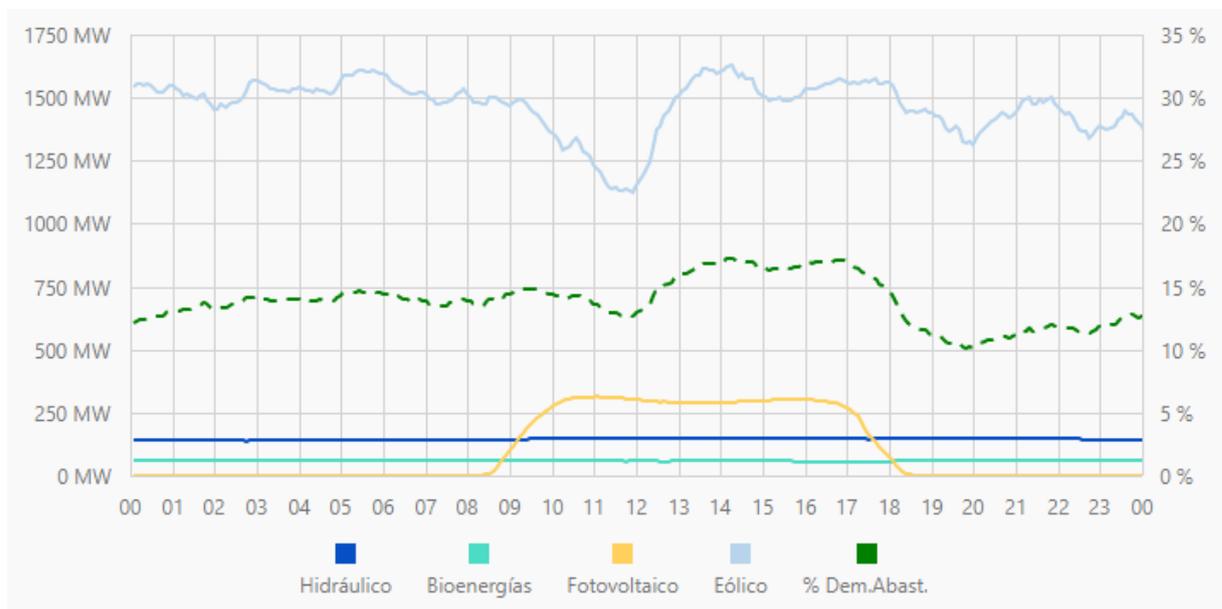


Figura 2.4 Producción de energías renovables en Argentina durante el 16/05/2020. Fuente: [3]

Si bien la fracción de aporte de energía solar a la matriz energética es mínima, en los últimos años hubo un gran aumento en su utilización, por lo que es de esperar que en los próximos años esta energía juegue un rol cada vez más importante.

2.2 Simulación de sistemas fotovoltaicos

Los modelos y herramientas desarrollados para simular sistemas fotovoltaicos son usados para relevar, analizar y optimizar el potencial energético y costo de dicho sistema [5].

Estos modelos predicen la energía generada de un sistema P-V en base a especificaciones del sistema (tipo de módulos, modelo de inversores, características de la instalación, etc.) y datos meteorológicos (irradiancia solar, temperatura ambiente, velocidad del viento, etc.). Existen distintos tipos de modelos que difieren en complejidad y exactitud. En general, mientras mayor sea la complejidad de un modelo mayor cantidad de datos de entrada serán necesarios. Con un modelo complejo la exactitud de las simulaciones será mayor, pero a veces no se disponen de toda la información necesaria para ejecutar los mismos [6].

En la actualidad existen varios programas especializados en la simulación de instalaciones solares. Entre ellos, los programas que permiten incluir el efecto de las sombras son el SAM [7], PVSyst [8], PV*Sol [9] y Helioscope [10]. Si bien cada uno de estos programas tiene características que los hacen únicos, los de más fácil acceso resultan ser el SAM y PVSyst [11]. Es por este motivo que se hace un análisis más detallado de estos dos programas.

2.2.1 System Advisor Model (SAM)

El System Advisor Model (SAM) es un software gratuito desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [7] que permite elaborar estudios técnico-económicos. Con este software se pueden realizar modelados de distintos tipos de proyectos. Los sistemas que se pueden simular son:

- Fotovoltaicos, tanto residenciales como también de gran escala
- De almacenamiento con baterías
- De concentración de energía solar para generación eléctrica
- Energía eólica
- Calentamiento de agua con energía solar
- Geotérmicos
- Combustión de biomasa



Figura 2.5 Logo de NREL.

Su nivel de complejidad es medio y permite realizar estudios completos de instalaciones fotovoltaicas. SAM también permite en sus cálculos incluir pérdidas por sombras. Para esto se incluye un entorno 3D para ubicar geoméricamente los paneles y obstáculos (ver Figura 2.6).

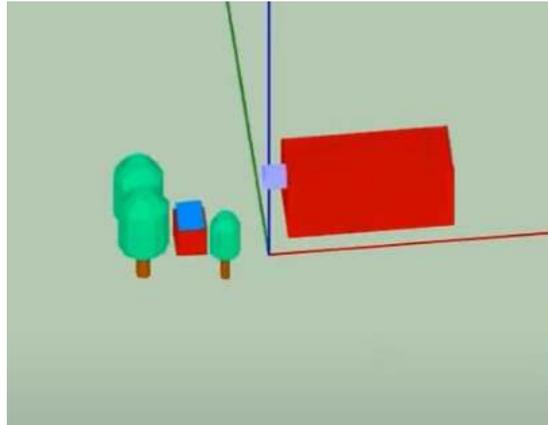


Figura 2.6 Interfaz para simular situaciones de sombreado en SAM. Fuente: System Advisor Model

Un punto importante es que SAM utiliza datos meteorológicos en formato de “weather file” [12]. Bajo esta denominación se incluyen los siguientes tipos de archivos:

- Formato SAM CSV para datos solares
- Formato SRW para datos eólicos
- Formato CSV para energía marina

Además, SAM puede leer los siguientes tipos de formatos de datos solares:

- **TMY3:** el formato TMY3 (Typical Meteorological Year) es un archivo delimitado por coma con extensión .csv. La primera fila del archivo TMY3 tiene datos describiendo nombre del lugar, coordenadas geográficas, zona horaria y elevación de la ubicación sobre el nivel del mar. La segunda fila tiene los nombres de las columnas (Irradiancia, Temperatura, etc.), mostrando las unidades de cada dato. Las filas 3 a 8762 guardan todos los datos meteorológicos.
- **TMY2:** el formato TMY2 es un archivo de texto con extensión .tm2. Estos archivos no están delimitados, lo que hace que sean muy difíciles de leer. Es posible usar el visualizador de datos de SAM para visualizar los datos contenidos en un archivo TMY2.

Formato SAM CSV: es el formato predeterminado para utilizar en SAM. Son archivos de texto delimitados por coma, con extensión .csv, muy similares a los TMY3. A continuación se explica cada una de las columnas de uno de estos archivos.

Fila 1: contiene los títulos de la información geográfica para la ubicación. Por ejemplo, Latitude, Longitude, Time zone, Elevation, etc.

Fila 2: contiene los valores numéricos de los datos geográficos.

- Latitude: la latitud, con un valor entre -90 y 90.
- Longitude: la longitud, con un valor entre -180 a 180.
- Time zone: la zona horaria, con valores en GMT, por ejemplo -3 para Argentina.

2.2.2 PVsyst

PVsyst es un software de licencia paga para el estudio, dimensionado y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos [8]. Hace posible el estudio de sistemas conectados a la red, aislados y sistemas de bombas. También incluye bases de datos para los componentes de la instalación.



Figura 2.8 Logo del software PVsyst.

Una vez ejecutado el PVsyst, la primera ventana que aparece permite elegir entre las opciones de “pre-dimensionado” y “diseño del proyecto” como muestra la Figura 2.9. La opción de pre-dimensionado está orientada a hacer un primer análisis estimativo de una instalación. El cálculo de pre-dimensionado se basa en cálculos mensuales y tiene la ventaja de requerir menos datos y ser más rápido. Por otro lado, la opción de diseño del proyecto es para hacer un estudio más detallado del sistema. Este análisis detallado se basa en simulaciones al nivel de las horas y que hacen posible incluir pérdidas como por ejemplo las ocasionadas por sombras.



Figura 2.9 Menú inicial del software PVsyst.

A su vez, al hacer click en cualquiera de estas opciones se habilita el menú de selección de tipo de sistema. Las opciones de este menú son “Conectado a la red”, “Aislado” y “Bombeo”.

Este software cuenta con la posibilidad de generar entornos 3D para hacer estimaciones de pérdidas por sombreado como muestra la Figura 2.10.

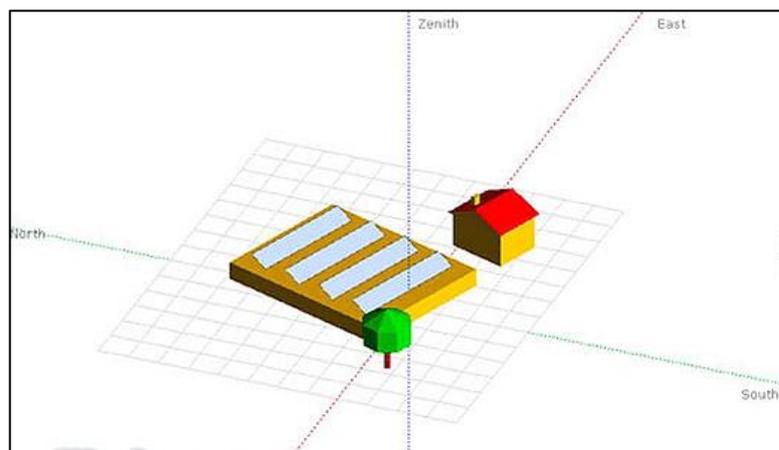


Figura 2.10 Entorno 3D de PVsyst para crear situaciones de sombreado.

El nivel de complejidad del PVsyst es similar a la del SAM. Una de sus ventajas es la posibilidad de importar fácilmente datos experimentales (GHI, Temperatura, Velocidad del viento, etc.) en formato csv, en lugar de usar datos TMY. Las instrucciones para subir información meteorológica desde un archivo csv se encuentra en la guía de PVsyst [13, p. 90].

2.2.3 Comparación entre SAM y PVsyst

En la referencia [11] los autores realizan una validación de los resultados anuales de SAM y PVsyst haciendo uso de datos obtenidos de 9 sistemas fotovoltaicos. Los errores anuales se tomaron como el valor de energía AC anual predicho menos el valor medido.

En este estudio se compararon las mediciones con los resultados arrojados por ambos softwares y se llegó a la conclusión de que tanto SAM como PVsyst tienen **errores anuales en el orden de $\pm 8\%$** . Los autores suponen que este error puede deberse a la incertidumbre en las mediciones de irradiancias y al hecho de haber realizado las simulaciones utilizando valores predeterminados de pérdidas (mismatch, cables, soiling, etc.). Los valores de pérdidas predeterminados de ambas herramientas se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Valores de pérdidas predeterminados en SAM y PVsyst. [11]

Pérdida predeterminada	SAM	PVsyst
Pérdida por soiling	5%	0%
Mismatch	2%	1%
Diodos y conexiones	0.5%	0%
Cableado DC	2%	Modelado
Cableado AC	1%	0%
Transformador	0%	0%

En el mismo trabajo los autores hacen una comparación de ambas herramientas basada en las entradas de datos que permiten cada una, los resultados se muestran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Comparación de los distintos parámetros de entrada en SAM y PVsyst.

Categoría	Entrada	SAM	PVsyst
Datos de irradiancia	GHI	X	X
	DNI	X	X
	DHI	X	X
	POA	X	X
Otros datos	Temperatura	X	X
	Velocidad del viento	X	X
	Humedad relativa	X	
	Albedo por hora	X	
Opciones de módulo	Modelo de 1 diodo	X	X
	→ Desde base de datos	X	X
	→ Ingresado por usuario	X	X
	Sandia Database	X	X
	Eficiencia simple	X	
Opciones de inversor	Modelo de inversor de Sandia	X	
	→ desde CEC Database	X	
	→ Ingresado por usuario	X	
	Modelo de inversor conectado a red	X	
	→ Desde base de datos		X
	→ Ingresado por usuario		X
	Eficiencia simple	X	
Diseño de sistema	Cantidad de módulos	X	X
	Strings/parallel	X	X
	Cantidad de inversores	X	X
	Tilt/acimut	X	X
	Tipo de tracking	X	X
Opciones de tracking	Backtracking	X	X
	Límite de rotación	X	X
Modelo de temperatura	De Soto NOCT	X	X
	Ecuación de balance térmico (basado en montaje)	X	X
Sombreado	Self-shading	X	X
	Sombreamiento cercano (obstáculos)	X	X
	Sombreamiento lejano (horizonte)	X	X

2.2.4 PV_LIB Toolbox

Sandia National Laboratories provee algoritmos para Matlab y Python de forma gratuita y de código libre bajo el nombre de PV_LIB Toolbox [14].



Figura 2.11 Logo de PV_LIB.

El objetivo del PV_LIB Toolbox es mejorar la confiabilidad de las predicciones energéticas de sistemas fotovoltaicos y al mismo tiempo, proveer de trazabilidad y transparencia al proceso de modelado [15].

Los algoritmos del PV_LIB Toolbox facilitan el estudio de instalaciones solares. Permiten realizar cálculos como por ejemplo la determinación de la posición solar o la descomposición de la radiación horizontal global en sus componentes difusa y directa. En la Figura 2.12 se muestra una ilustración simplificada de las etapas de cálculo necesarias para determinar la producción energética de un sistema FV. El PV_LIB Toolbox posee algoritmos para realizar cada una de estas etapas.

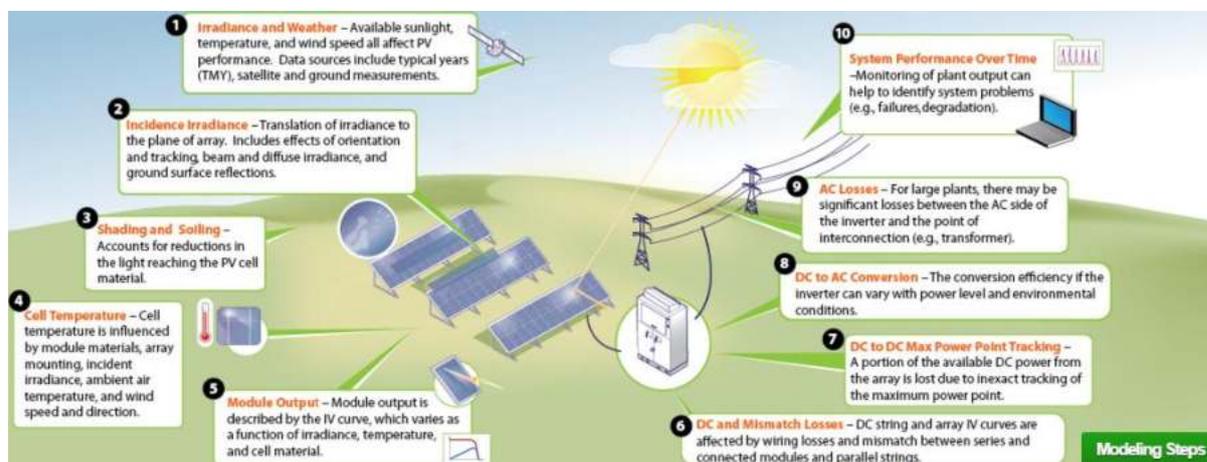


Figura 2.12 Esquema simplificado del procedimiento sugerido para la utilización del PV_LIB Toolbox. Fuente: [14]

La mayor ventaja del PV_LIB Toolbox es la flexibilidad que le da al proceso de cálculo solar. Si bien el proceso es más complejo ya que el usuario debe tener un conocimiento básico sobre los lenguajes de programación que utiliza la toolbox, el cálculo es más flexible y el usuario tiene un mayor control de la herramienta.

Como se dijo anteriormente, existen dos versiones del PV_LIB Toolbox, una para Matlab y otra para Python. Ambas versiones difieren un poco y no son exactamente

iguales. La versión de MATLAB tiene la desventaja que al ser un software comercial requiere de una licencia paga, mientras que la otra solo requiere Python, que es un lenguaje de programación gratuito [16]. Por otro lado, la librería de MATLAB contiene una mayor cantidad de algoritmos debido a que PV_LIB fue originalmente hecha para MATLAB. La documentación de cada una de estas librerías puede encontrarse en los siguientes links:

- PV_LIB (MATLAB): https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/
- PV_LIB (Python): <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/>

En la Tabla 2.3 se resumen las principales características de las alternativas mencionadas:

Tabla 2.3 Comparación de distintas herramientas de modelado disponibles.

Nombre	SAM	PVsyst	PV_LIB (Matlab)	PV_LIB (Python)
¿Requiere de otro software?	No	No	Matlab	Python
Complejidad	Media	Media	Alta	Alta
Pago	No	Si	Solo Matlab	No
Dificultad de incorporar datos medidos en formato csv	Alta	Media	Baja	Baja
Transparencia en el cálculo solar	Baja	Baja	Alta	Alta

La implementación del algoritmo en un software de arquitectura abierta como MATLAB® o Python permite flexibilidad, control y transparencia sobre el proceso de cálculo, además de constituirse como una herramienta de investigación en sí misma.

2.3 Sombras en sistemas fotovoltaicos

Para tener un modelo completo de un sistema fotovoltaico se deben incluir en el mismo las pérdidas derivadas por sombras. Las sombras tienen un efecto muy negativo en el funcionamiento de un panel solar. Cuando un panel es sombreado parcialmente, puede invertirse la tensión sobre la celda sombreada, haciendo que esta trabaje en el tercer cuadrante (ver Figura 2.13) y se comporte como una carga resistiva.

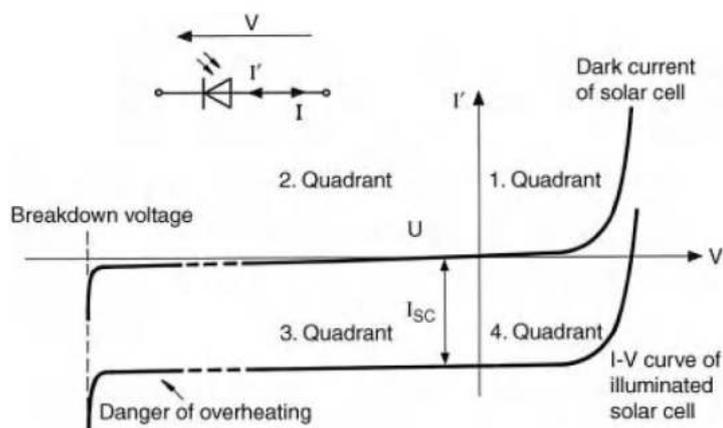


Figura 2.13 Curvas I-V de una celda iluminada y sin iluminar. Fuente: [17, p. 89]

Esto se debe a que cuando la irradiancia que alcanza a las celdas disminuye, también lo hace su corriente de cortocircuito. Si la corriente de cortocircuito de una celda es menor a la del string¹, la tensión sobre la misma se invierte como se muestra en la Figura 2.14. El resultado es que la celda se comportará como una carga resistiva, calentándose y pudiendo destruir el panel entero en el proceso. Otro efecto del sombreado parcial es el de afectar la curva I-V del módulo como se muestra en la Figura 2.14, que corresponde a las curvas de un panel con una celda parcialmente sombreada. La tensión negativa de la celda sombreada deforma la curva resultante del módulo. Este efecto puede ser atenuado mediante el uso de diodos de bypass.

¹ Un string es un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie.

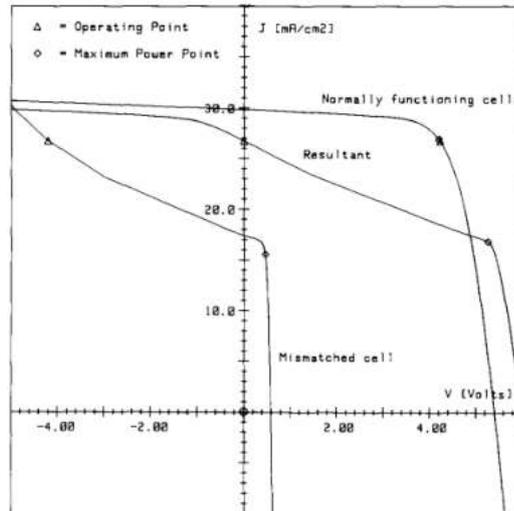


Figura 2.14 Efecto de disminuir la irradiancia en una celda individual de un panel sin diodos de bypass mostrando el segundo cuadrante. Fuente: [18]

La celda parcialmente sombreada tendrá aplicada una tensión inversa igual a la suma acumulada del resto de celdas como se muestra en la Figura 2.15.

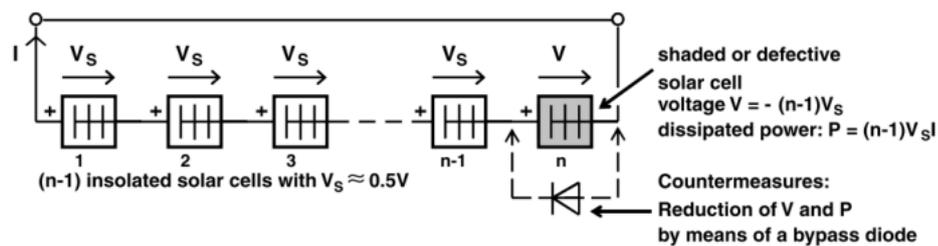


Figura 2.15 Celda actuando como carga resistiva debido a mal funcionamiento o sombreado parcial. Fuente: [17, p. 142]

La celda sombreada disipará una potencia igual a $P = (n - 1) * V_S * I$, donde n es la cantidad de diodos conectados en serie, V_S la tensión presente en cada celda e I es la corriente generada. El resultado será un punto caliente sobre la superficie del panel como muestra la Figura 2.16. De no ser solucionado este problema, el punto caliente puede destruir el módulo.



Figura 2.16 Punto caliente en una celda fotovoltaica debido al sombreado parcial. Fuente: [17, p. 143]

Para resolver este problema pueden utilizarse diodos de bypass. Estos diodos van conectados en paralelo con las celdas y con la polaridad en dirección opuesta a la de la celda en condiciones normales como muestra la Figura 2.15. Aunque lo ideal sería tener un diodo de bypass por cada celda, esto no resultaría en un panel económico, por lo que habitualmente se coloca un diodo por cada 12 o 24 celdas [17, p. 143].

Por otro lado, la Figura 2.17 muestra simulaciones y medidas experimentales de curvas características para un panel de 36 celdas realizadas por Quaschnig [19], con una celda parcialmente sombreada y sin diodo de bypass. El panel recibe una irradiancia de 407 W/m^2 , mientras que la celda sombreada recibe un 75% de irradiancia.

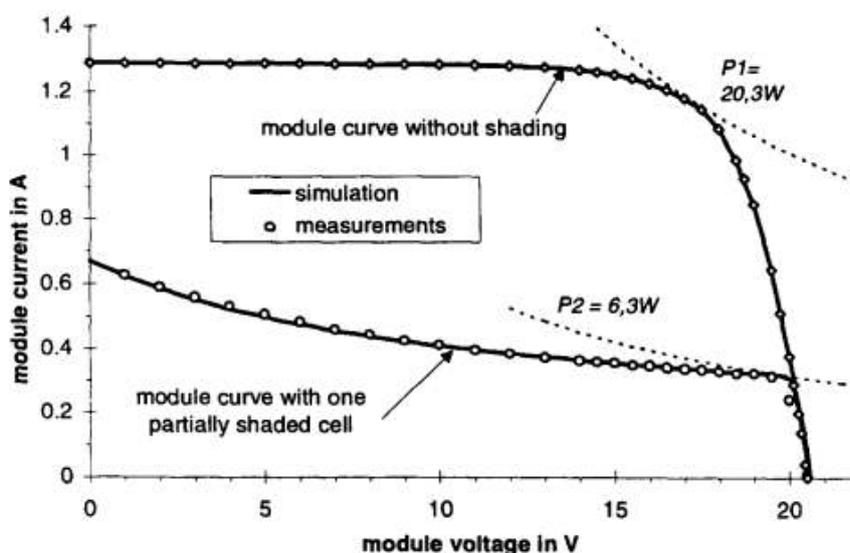


Figura 2.17 Efecto de sombrear una sola celda sobre un panel sin diodos de bypass. Fuente: [19]

Puede observarse que, si bien solo una celda está parcialmente sombreada, el efecto sobre la curva característica es significativo. La Figura 2.18 muestra cómo afecta la colocación de dos diodos de bypass a la curva característica bajo las mismas condiciones mencionadas anteriormente. En este caso cada diodo de bypass actúa sobre un grupo de $36/2=18$ celdas.

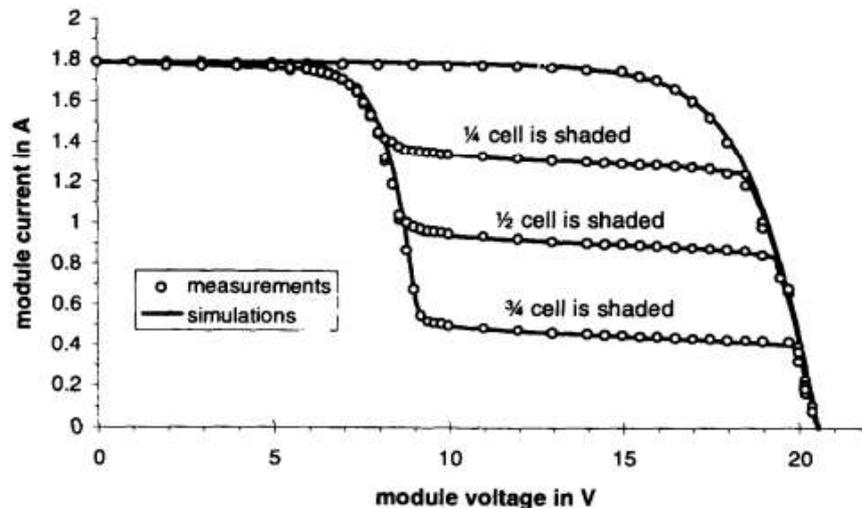


Figura 2.18 Efecto de sombrear progresivamente una celda en un panel con diodos de bypass. Fuente: [19]

En la Figura 2.19 puede observarse el efecto de colocar distintas cantidades de diodos de bypass en el panel. Es evidente que colocar una mayor cantidad de diodos de bypass mejora la curva característica en situaciones de sombreado.

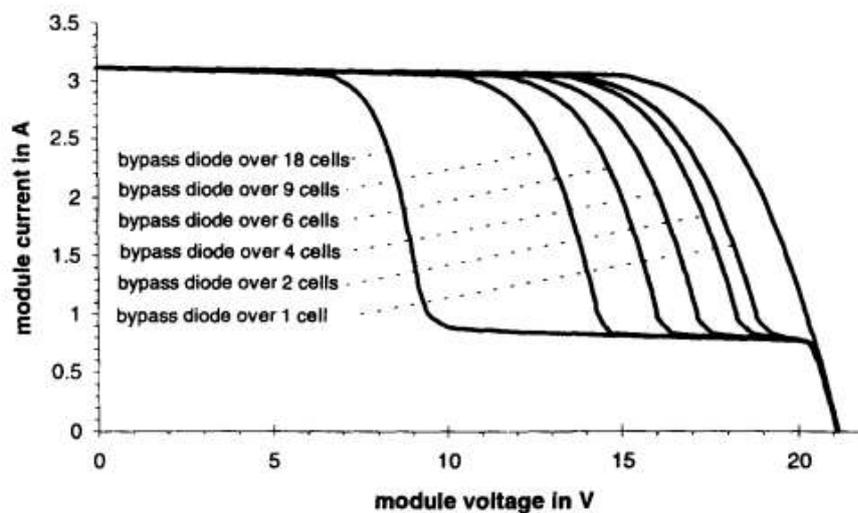


Figura 2.19 Efecto de la cantidad de diodos de bypass sobre la curva I-V. Fuente: [19]

Cuando existe sombreado parcial, tanto la curva I-V como la P-V del panel quedan deformadas. La presencia de irradiancias distintas sobre la superficie del panel hace que se produzcan varios picos en la curva P-V como muestra la Figura 2.20. Existe la posibilidad de que, si el sistema utiliza un seguidor de máxima potencia basado en el principio de “perturbar y observar”, el sistema quede en un máximo local en lugar del máximo global. [20, p. 115]

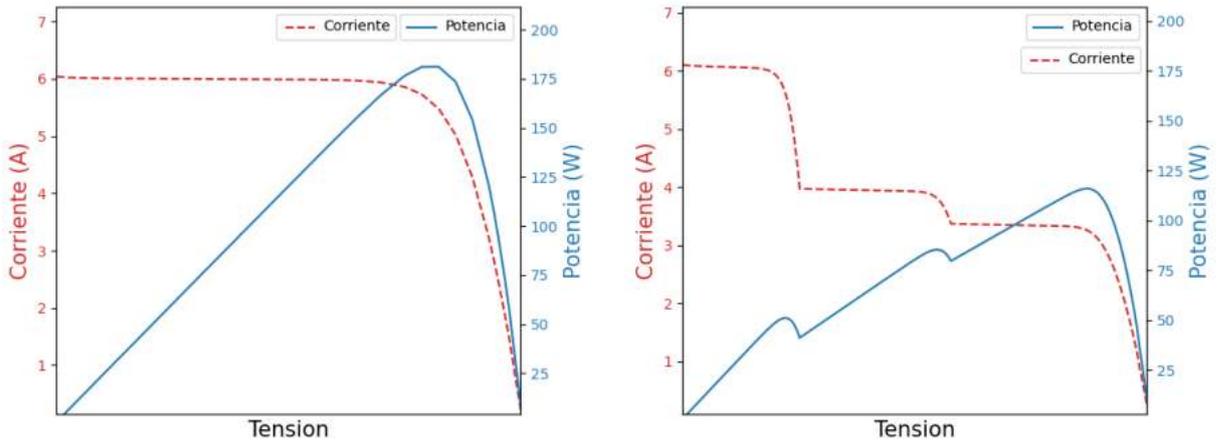


Figura 2.20 Deformación de las curvas I-V y P-V durante el sombreado parcial del panel solar. Izquierda: sin sombreado. Derecha: con sombreado. Fuente: imágenes desarrolladas por el autor.

2.3.1 Historia del modelado de sombras sobre paneles fotovoltaicos y situación actual

Los modelos matemáticos y simulaciones computacionales para el estudio de sombras sobre paneles solares existen desde hace más de 40 años [21]. En el año 1988 Bishop [18] elaboró un programa en código Pascal para la simulación de paneles solares en situaciones de irradiancia no uniforme. En este trabajo, el autor adapta el modelo del panel solar de un diodo para trabajar en la zona inversa (breakdown region), debido a la necesidad de simular celdas individuales con tensiones negativas.

En el año 1996 Quaschnig y Hanitsch [19] utilizaron el modelo de Bishop, pero en lugar del modelo de un diodo, utilizaron el de dos diodos, obteniendo así, resultados más exactos durante las simulaciones.

Más recientemente, en el 2006 Alonso-García y Ruiz [22] estudiaron el comportamiento de los paneles solares bajo el efecto de sombras, seccionando paneles en sus celdas individuales y midiendo las curvas I-V de cada celda. En otro de sus trabajos presentados el mismo año [23], hacen una revisión de varios modelos de características inversas de celdas solares. Al mismo tiempo proponen y validan un nuevo modelo para calcular la curva I-V de una celda en la zona inversa.

En los últimos años se han publicado una gran cantidad de artículos donde los autores hacen uso de Matlab y Simulink para la simulación de paneles solares. En el año 2011 Ishaque et al. [24] usaron Simulink para simular paneles solares en condiciones de sombreado parcial utilizando el modelo de dos diodos. En el año 2012 Ding et al. [25] propusieron usar el modelo de un diodo para crear un modelo de paneles solares con sombreado parcial basado en Simulink. En el mismo trabajo los autores validaron el modelo con datos experimentales.

Otras publicaciones presentan datos experimentales, los autores aplican sombras sobre paneles solares reales para estudiar el impacto en la producción energética durante un periodo de tiempo [26], [27].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3: Metodología

Este capítulo presenta la metodología utilizada en el presente estudio explicando todos los pasos utilizados para cumplir con los objetivos planteados.

Predecir y estimar el impacto de sombras sobre instalaciones fotovoltaicas es un problema que puede ser descompuesto en seis etapas, las cuales se muestran en la Figura 3.1, de forma esquemática.

1 – La primera etapa consiste en la obtención de datos de irradiancia en el plano horizontal (GHI). Este es uno de los datos más importantes, y de ser posible deben obtenerse a través de mediciones experimentales, pero de no ser así pueden estimarse a través de un algoritmo.

2 – El segundo paso consiste en descomponer el GHI en sus componentes directa (DNI) y difusa (DHI) a través de un algoritmo. Posteriormente se utilizarán estas componentes para calcular la irradiancia en el panel (POA).

3 – El tercer paso consiste en el cálculo de los factores de sombra, que sirven para atenuar la componente directa de la irradiación solar. Este cálculo depende de la geometría del panel, la geometría de los obstáculos presentes y la posición del sol.

4 – El cuarto paso es el cálculo del POA. Se utilizan las componentes DNI y DHI para obtener la irradiancia directa (E_b) y difusa (E_d) sobre la superficie del panel. También se calcula la irradiancia reflejada incidente en la superficie del panel (E_g) a partir del GHI. Una vez calculado el POA, se calcula la temperatura de las celdas (T_c) del panel a partir de la temperatura ambiente. Estos dos parámetros son las entradas del modelo de panel fotovoltaico de Simulink propuesto, que toma como entradas vectores cuyas componentes son POA y T_c para distintos momentos de un día.

5 – Se ejecuta el modelo de Simulink con las entradas de POA y T_c . Esto produce un juego de curvas P-V para un día entero. Posteriormente se utiliza una función que “recolecta” los puntos de máxima potencia de todos los juegos de curvas, produciendo una curva de potencia durante un día entero.

6 – Finalmente, el cálculo de energía se realiza calculando el área debajo de la curva de potencia.

Cada una de estas etapas será desarrollada en las secciones que siguen.

Como se mencionó anteriormente, parte del algoritmo desarrollado en el presente trabajo, toma como base el código disponible en la PV_LIB Toolbox para Matlab y Python. En las siguientes secciones se indicará, según corresponda, cuáles son las funciones tomadas (y adaptadas) de la Toolbox y cuáles fueron desarrolladas por el autor. En el Anexo I se proveen mayores informaciones sobre la PV_LIB Toolbox y el procedimiento básico para su instalación.



Figura 3.1 Esquema del procedimiento de cálculo. Fuente: elaborado por el autor.

3.1 Cálculo de posición solar

La posición del sol puede expresarse por medio de los ángulos de elevación h_s y azimut γ_s . El ángulo de azimut y el ángulo de elevación son los dos ángulos clave que se utilizan para orientar los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, para calcular la posición del sol a lo largo del día, tanto el ángulo de elevación y el ángulo de azimut deben ser calculados durante todo el día. En la Figura 3.2 se muestra de forma esquemática los ángulos mencionados [17].

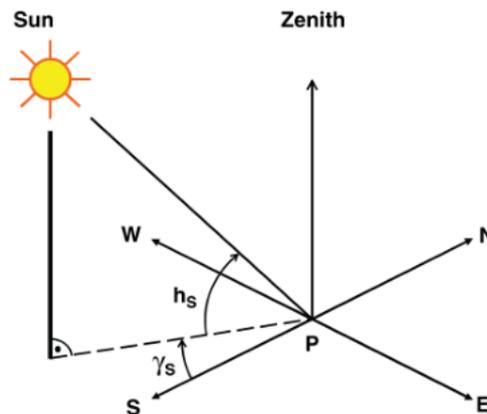


Figura 3.2 Ángulos de elevación y azimut solar. Fuente: [17, p. 30]

Estos ángulos pueden calcularse de distintas formas, dependiendo del grado de exactitud que se busque. El método más simple consiste en utilizar las siguientes ecuaciones [28]. El ángulo horario (hour angle) ω_s se muestra en la Figura 3.3 y su ecuación es la (3.1). Se define como el ángulo entre la línea apuntando directamente al sol y la línea apuntando al sol durante el mediodía.

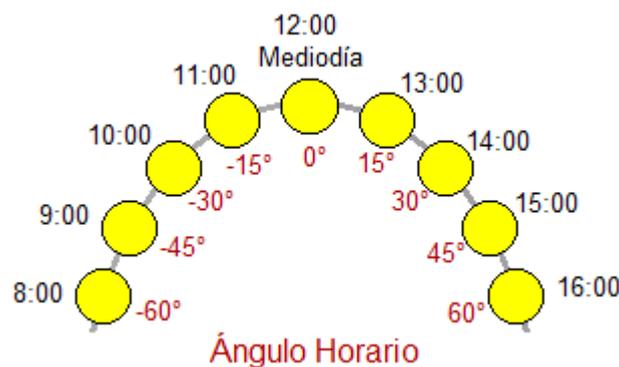


Figura 3.3 Ángulo horario. Fuente: elaborado por el autor.

$$\omega_s = (ST - 12) * 15^\circ \quad (3.1)$$

$$\sin h_s = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \omega_s \quad (3.2)$$

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \sin \omega_s}{\cos h_s} \quad (3.3)$$

Donde,

ω_S : ángulo de hora
 ST : hora local, 0 a 24 horas
 δ : declinación solar
 φ : latitud

Por otro lado, existen métodos más precisos y complejos. Estos métodos se pueden clasificar en dos grupos [29]. El primer grupo corresponde a métodos que se basan en formulas simples donde, dado un día del año, se estiman parámetros del sol. Por ejemplo, Spencer [30] utiliza series de Fourier para calcular la declinación solar. El segundo grupo consiste en algoritmos más complejos, como el de [31] donde dada una ubicación precisa del sol, se realizan cálculos de posiciones futuras. Estas predicciones aseguran tener un error menor a 0,01 grados hasta el año 2050.

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) desarrolló varios algoritmos para el cálculo de la posición solar. En el 2000, NREL desarrolló SOLPOS 2.0 basado en código C. El algoritmo más reciente es el Solar Position Algorithm (SPA) desarrollado en el año 2004 que calcula la posición solar con incertidumbres muy bajas, en el orden de $\pm 0,0003^\circ$ y con validez para los años -2000 a 6000 [28].

Sandia National Laboratories provee de una función para facilitar el uso del SPA. Este script se encuentra en el PV_LIB Toolbox. Para utilizar el SPA solo es necesario conocer los datos de latitud, longitud, altura y el momento del año en el que se desea calcular los ángulos h_S y γ_S .

La sintaxis es:

$$[\gamma_S, h_S, h_{Scorregido}] = \text{pvl_spa}(\text{Tiempo}, \text{Lugar})$$

donde,

$h_{Scorregido}$: ángulo de elevación solar corregido por refracción

Las entradas "Tiempo" y "Lugar" son estructuras de datos generadas con las funciones `pvl_maketimestruct` y `pvl_makelocationstruct`.

En el siguiente script se ejemplifica el uso del `pvl_spa`:

%1 – Creación de estructura de tiempo

%Definir desde cuándo (t1) hasta cuándo (t2) calcular los ángulos. Puedo definir el año, mes, día, hora y minuto.

```
t1 = datetime(2018, mes, dia, 6, 0, 0);
t2 = datetime(2018, mes, dia, 20, 0, 0);
FechaHora(:,1) = t1:hours(1):t2;
```

%Es posible definir cada cuanto tiempo obtener el ángulo, hours(1) para obtener datos cada 1 hora, o reemplazarlo por minutes(5) para obtener datos cada 5 minutos.

%El comando datenum asigna números a los días

```
t = datenum(FechaHora);
```

%Finalmente, definiendo un Coordinated Universal Time (UTC), para Argentina UTC=-3, se crea la estructura para ser posteriormente usada.

```
Tiempo = pvl_maketimestruct(t, UTC);
```

%2 – Creación de estructura de lugar

%Definir variables de datos del lugar:

```
latitud = -38.00;  
longitud = -57.33;  
altura = 38;
```

%Crea una estructura con la ubicación.

```
Lugar = pvl_makelocationstruct(latitud, longitud, altura);
```

%3 – Realizar cálculo de ángulos solares

```
[acimut, elevacion, elevacionCorregido] = pvl_spa(Tiempo, Lugar);
```

3.2 Irradiancia solar

En la mayoría de los casos, la información de entrada disponible para calcular la energía generada por un generador solar fotovoltaico es la irradiancia solar global en el plano horizontal (GHI), que es la cantidad total de radiación solar en una superficie horizontal en el plano de la tierra. Sin embargo, la potencia de salida del panel solar fotovoltaico depende de la cantidad de radiación solar que incide sobre la superficie del panel, que, en general, está inclinado un cierto ángulo en relación con la horizontal con el objetivo de maximizar la captura de energía. Así, para simular el funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico, se debe calcular la radiación solar global incidente en la superficie del panel (POA) [17]. Para el cálculo del POA es necesario descomponer la irradiancia GHI en sus componentes directa y difusa, estas se muestran en la Figura 3.4.

La irradiancia difusa es la que se genera como resultado de la dispersión de la radiación proveniente del sol al entrar a la atmosfera. La radiación difusa llega a las superficies terrestres desde todas las direcciones, como se muestra en la Figura 3.4 [17, p. 32].

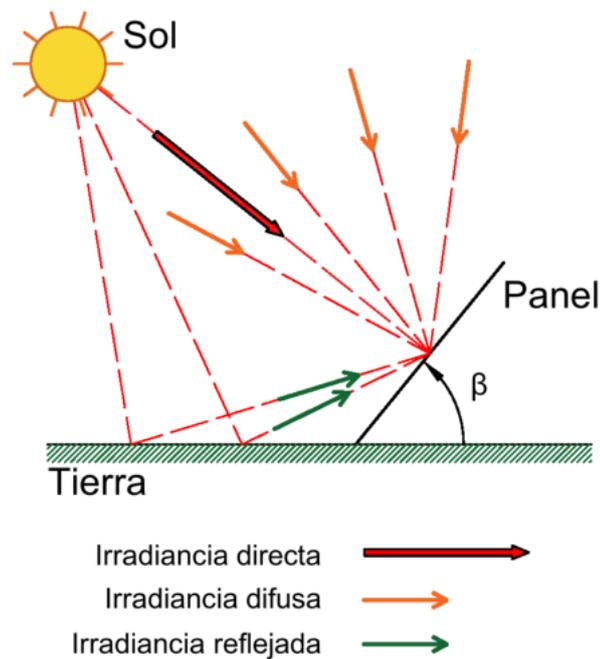


Figura 3.4 Componentes de irradiación que alcanzan la superficie del panel.

Para la obtención de la irradiación sobre el plano del panel se procede como sigue:

1. Obtención de irradiación horizontal global (GHI), ya sea medida o estimada.
2. Descomposición de GHI en sus componentes directa (DNI) y difusa (DHI) mediante algún método empírico.
3. Referir las irradiaciones DNI y DHI al plano del panel para calcular la irradiación global sobre el plano del panel (POA).

3.2.1 Irradiación horizontal global, GHI

La irradiación horizontal global (GHI) es la suma de la irradiación directa y difusa que alcanza la superficie de la tierra. Las mediciones de GHI están normalmente disponible en bases de datos de organismo oficiales como el Servicio Meteorológico Nacional. En caso de no disponer de ninguna medida, se puede estimar a partir de algoritmos que calculan la GHI para un día despejado en una ubicación y tiempo dados.

Para el modelado de días claros existen distintos modelos, como el de Ineichen [32] o Haurwitz [33], [34]. En [28] se revisaron varios modelos para calcular GHI en días claros, llegando a la conclusión de que el modelo de Ineichen es uno de los más exactos. En la Figura 3.5 se muestran resultados utilizando distintos modelos en comparación con datos medidos.

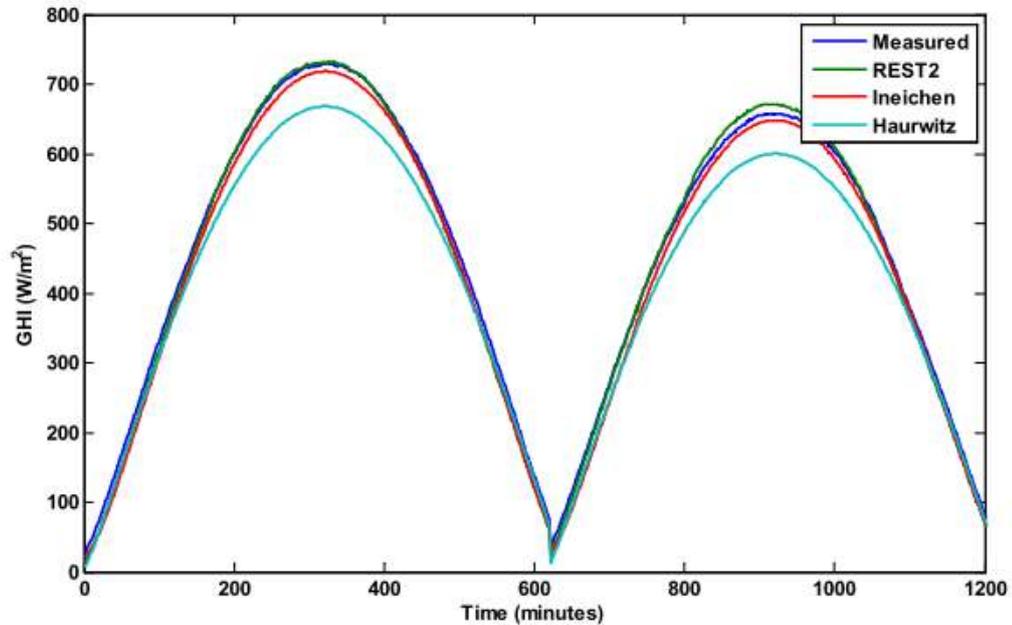


Figura 3.5 Comparación de distintos modelos para simular GHI durante días claros y datos medidos por NREL en Golden, CO (15/10/2008 y 28/10/2018). Fuente: [28]

La PV_LIB Toolbox posee los siguientes scripts para calcular GHI durante días claros:

`[GHI] = pvl_clearsky_haurwitz(90 - ElevacionAparente)`

`[GHI] = pvl_clearsky_ineichen(Time,Location)`

Sin embargo, lo mejor es trabajar con datos de GHI medidos en el lugar de estudio, esto permite un cálculo más preciso de la generación solar teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas reales del lugar.

En la actualidad existe una gran cantidad de bases de datos que proveen información meteorológica en distintos lugares del mundo. Algunas de ellas se basan en mediciones meteorológicas, otras en estimaciones a partir de sensores satelitales.

Algunas fuentes de datos disponibles online son:

Tabla 3.1 Fuentes de datos meteorológicos disponibles online.

Nombre del sitio web	Link
Repository of free climate data for building performance simulation	http://climate.onebuilding.org/
NASA Prediction of Worldwide Energy	https://power.larc.nasa.gov/
Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)	https://es.windfinder.com/ https://openei.org/wiki/Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)
Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC)	https://midcdmz.nrel.gov/

3.2.2 Descomposición de GHI

La irradiancia horizontal global puede descomponerse en sus componentes directa (Direct Normal Irradiance o DNI) y difusa (Diffuse Horizontal Irradiance o DHI) mediante métodos empíricos que ya están programados y disponibles para ser implementados fácilmente.

Existe una gran cantidad de modelos con diferente grado de complejidad y exactitud para realizar la descomposición de la irradiancia global horizontal en sus componentes [6]. Algunos de los más citados en la literatura son los siguientes:

- **Direct Insolation Simulation Code (DISC):** en [35] Maxwell combina principios físicos con correlaciones empíricas para calcular el DNI como una fracción de la irradiancia extraterrestre. El modelo está disponible en la P-V_LIB. Para emplear el algoritmo, los datos requeridos son GHI, ángulo zenit (complemento del ángulo de elevación) y el número del día en el año (1 a 365)
- **DIRINT:** Ineichen et al. [36] desarrollaron un modelo para determinar el DNI desde el GHI como una mejora para el modelo DISC. Este modelo también está disponible para su uso en la P-V_LIB. Tiene la desventaja que su algoritmo exige una entrada adicional de presión atmosférica.

La sintaxis de las funciones que ejecutan estos modelos son las siguientes:

DNI = pvl_disc(GHI, Zenith, diaDelAnio)

DNI = pvl_dirint(GHI, Zenith, diaDelAnio, presion)

Ambos métodos devuelven la componente directa DNI, pero conociendo GHI, y el ángulo de elevación h_s . Puede calcularse el DHI como:

$$DHI = GH - DNI * \cos(90 - h_s) \quad (3.4)$$

3.2.3 Obtención de irradiancia en el plano del panel

Una vez descompuesta la GHI en sus componentes DNI y DHI, se puede obtener la irradiancia en el plano del panel POA por transposición de las mismas. En el presente trabajo se considera la influencia de sombras en el panel fotovoltaico, por lo tanto, como paso previo a calcular la POA se realiza una atenuación de la componente directa DNI en función de la presencia de sombras. Para esto es necesario calcular un coeficiente de atenuación por sombreado, procedimiento explicado en el apartado 3.3. Posteriormente, en la sección 3.4.1 se explica la obtención del POA.

La Figura 3.6 muestra los pasos para calcular el POA:

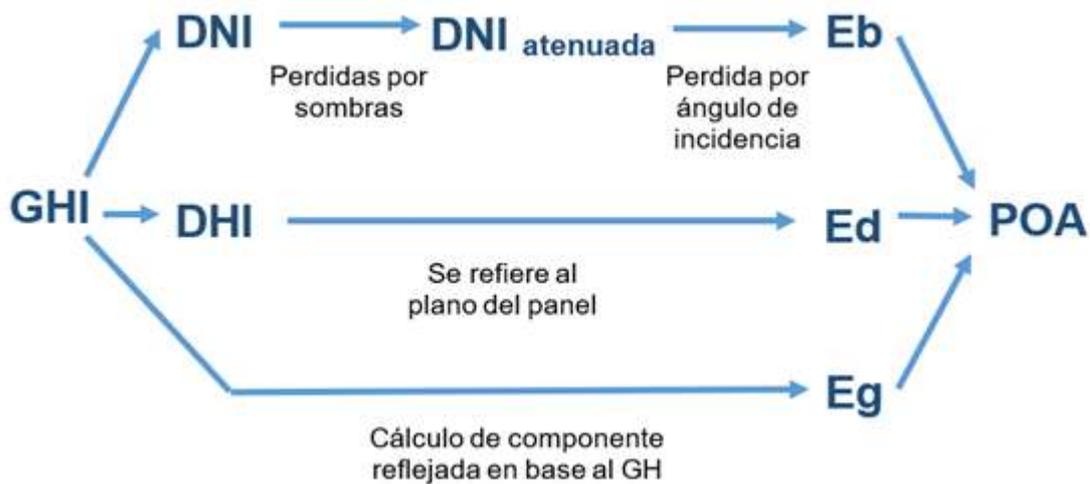


Figura 3.6 Esquema de descomposición de GHI y cálculo del POA.

donde,

DNI_{atenuada}: Irradiancia directa considerando la pérdida por sombras

E_b: Irradiancia directa sobre el plano del panel

E_d: Irradiancia difusa sobre el plano del panel

E_g: Irradiancia reflejada sobre el plano del panel

POA: Irradiancia total sobre el plano del panel

$$POA = E_b + E_g + E_d \quad (3.5)$$

3.3 Cálculo de sombras

La influencia de las sombras en la irradiancia sobre el plano del panel es distinta según se trate de la fracción directa o la difusa. Se puede decir que la atenuación de DNI es proporcional a la fracción sombreada del panel [37]:

$$DNIA = (1 - f) * DNI \quad (3.6)$$

donde,

DNIA: Irradiancia directa atenuada

f: factor de sombra

El factor de sombra f vale 0 cuando no existe sombra y 1 cuando el panel está totalmente sombreado. SAM y PVsyst también utilizan este factor para reducir la componente directa [38]. En estos softwares se conoce a este factor con los nombres de “Factor de sombreado lineal” o “Beam Linear Loss”.

El efecto de los obstáculos es distinto para la irradiancia difusa. La atenuación de la componente difusa no solo se da cuando el obstáculo está entre el sol y el panel, sino que atenúa la componente difusa en todo momento. Para el caso de la componente reflejada, algunos autores sugieren utilizar un coeficiente de albedo disminuido para tener en cuenta la atenuación por sombreado [37]. **Debido a la complejidad de este efecto, el presente trabajo no contempla la atenuación de la componente difusa ni la atenuación de la componente reflejada.** En la Figura 3.7 se esquematiza la metodología propuesta para determinar el factor de sombras f , a continuación, se realiza una breve explicación de cada etapa de cálculo:

- 1- **Se crea un objeto en Matlab que representa un panel.** Las variables de entrada son sus dimensiones (ancho y alto), la cantidad de filas y columnas de celdas, ángulos de inclinación y acimut, y su posición (coordenadas x,y,z).
- 2- **Se crea un objeto en Matlab que representa un obstáculo.** Los obstáculos estarán dados por prismas rectangulares. Las entradas serán las dimensiones del obstáculo, su posición, y ángulos de acimut e inclinación.
- 3- **Se genera un vector con la posición del sol para el momento dado,** y mediante un cálculo vectorial se proyectan los vértices del obstáculo sobre la superficie del panel. Estos vértices son posteriormente procesados para generar la sombra del obstáculo.
- 4- **Se calcula que cantidad de celdas se encuentra dentro de la sombra creada,** en relación a la cantidad de celdas totales del panel. Esta relación representa el factor de sombras buscado.

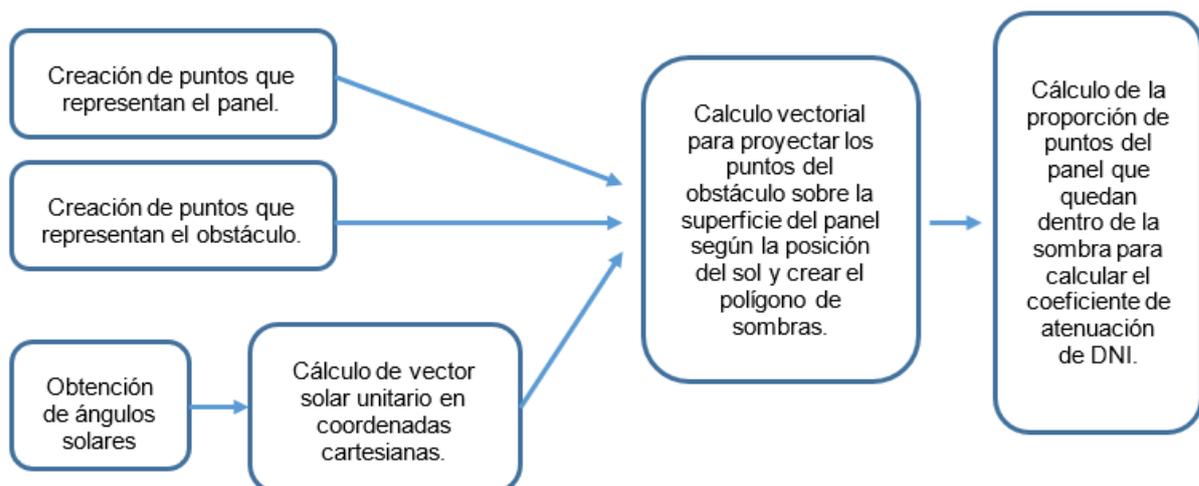


Figura 3.7 Procedimiento para la determinación del factor de atenuación de la DNI.

3.3.1 Modelado de paneles solares

Para el modelado de paneles solares se creó una clase llamada “crearPanel” en MATLAB. Esta clase recibe las siguientes entradas:

- Ancho y alto del panel en milímetros
- Posición en x, y, z donde irá ubicado el panel
- Angulo acimut
- Angulo de inclinación (tilt)
- Resolución del panel en X
- Resolución del panel en Y

Al recibir estos parámetros, se crea una cuadrícula de puntos y se orienta a la misma espacialmente. El objeto creado a partir de esta clase guarda las posiciones individuales de cada punto de la cuadrícula y, además, una variable boolean que representa la existencia de sombra en dichos puntos.

Para posicionar los puntos, primero se crea una cuadrícula en el plano $z = 0$ como se muestra en la Figura 3.8, a modo de ejemplo se posicionará espacialmente un panel representado de 3 filas y 3 columnas de puntos (resolución de 3x3):

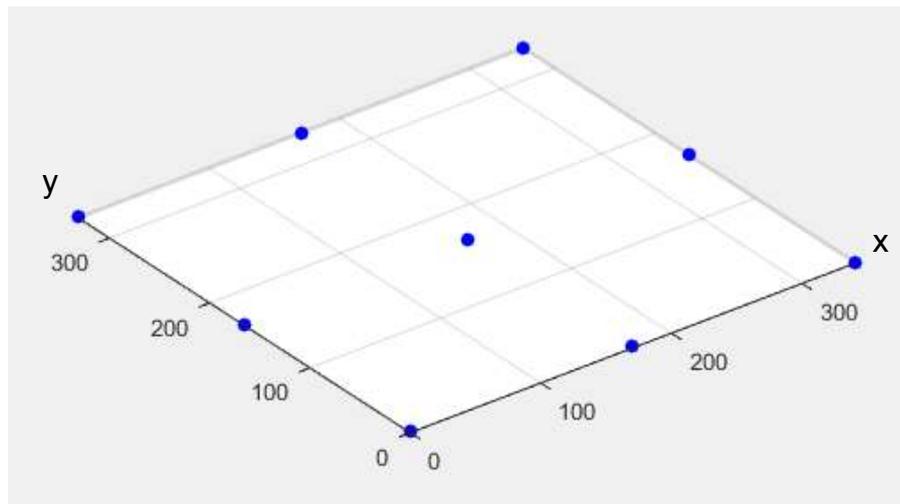


Figura 3.8 Posicionamiento inicial de puntos representativos del panel solar.

Para la rotación de esta cuadrícula, según los ángulos de acimut y tilt se utilizan matrices de rotación, donde se rotan los arreglos respecto al punto inferior izquierdo. Es importante destacar que el orden de rotación importa, primero se hace la rotación según el ángulo tilt y luego según el ángulo acimut.

La matriz correspondiente al ángulo tilt es la que corresponde a una rotación alrededor del eje x:

$$\text{Matriz Tilt: } R_x(\theta) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\theta & -\text{sen}\theta \\ 0 & \text{sen}\theta & \cos\theta \end{bmatrix}$$

La matriz que corresponde al ángulo azimut es la de una rotación alrededor del eje z:

$$\text{Matriz Acimut: } R_z(\theta) = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\text{sen}\theta & 0 \\ \text{sen}\theta & \cos\theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Luego, para cada punto espacial de la cuadrícula se producen las rotaciones necesarias:

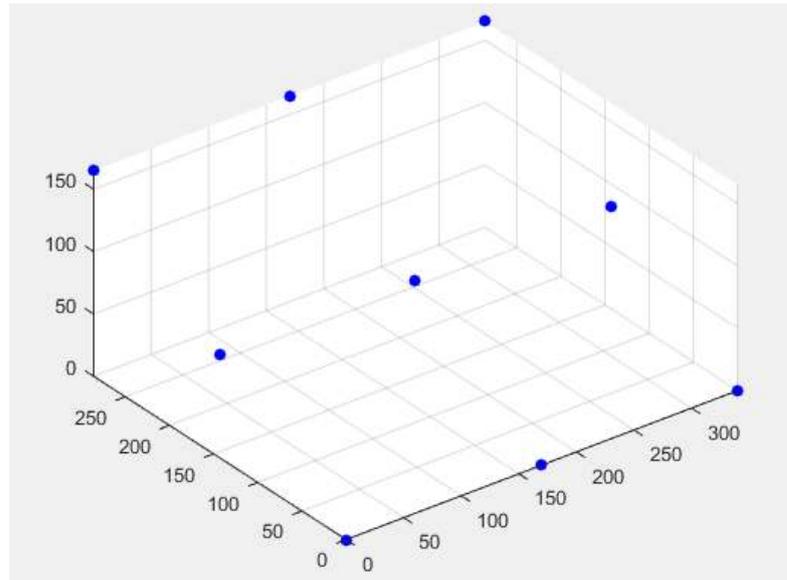


Figura 3.9 Rotación según el ángulo tilt.

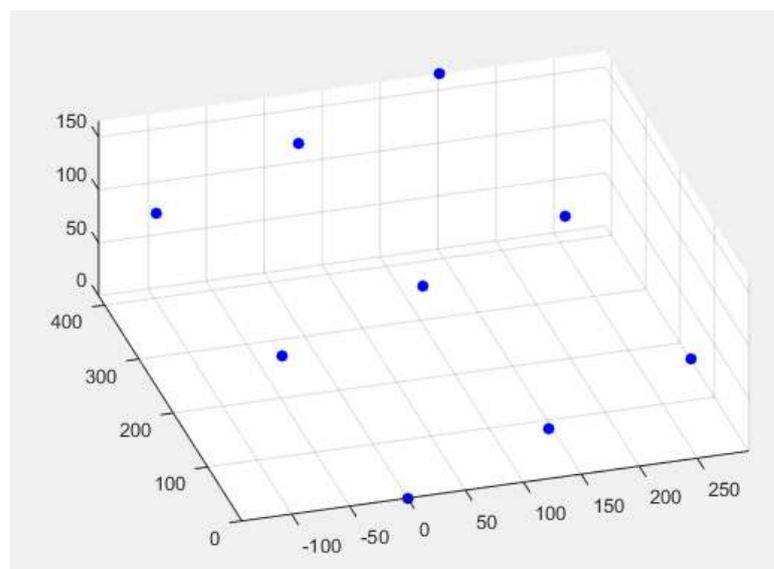


Figura 3.10 Rotación según el ángulo azimut.

Se puede ver que el punto de referencia es el inferior izquierdo (0, 0, 0).

El último paso es ubicar el panel espacialmente (traslación), esto se hace sumando a cada punto la posición donde estará ubicado el panel, si llamamos al vector traslación T , la ecuación (3.7) expresa matemáticamente la posición final de cada punto.

$$\text{Posición final: } P(x, y, z) = R_X(\beta) * R_Z(\gamma_S) * \begin{pmatrix} P_X \\ P_Y \\ P_Z \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} T_X \\ T_Y \\ T_Z \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

Donde,

P : posición final del punto

R_X : matriz de ángulo de inclinación del panel (tilt)

R_Z : matriz de ángulo de acimut del panel.

P_i : posición inicial de celda sobre el plano $z = 0$

T_i : vector de traslación

La función generada para crear un objeto tipo panel tiene la siguiente sintaxis:

%Crea paneles

panel = crearPanel(Ancho, Altura, PosX, PosY, PosZ, Acimut, Tilt, ResX, ResY);

La salida gráfica del panel se obtiene de la siguiente forma:

%Muestra graficamente paneles

panel.mostrarPanel;

3.3.2 Modelado de obstáculos

Los obstáculos son modelados mediante prismas rectangulares con la clase “**crearEdificio**”, que recibe como entradas:

- Dimensiones del obstáculo en x,y,z.
- Posición en x,y,z.
- Angulo Acimut.
- Angulo inclinación.

De igual forma al caso anterior se ubican espacialmente los 8 vértices del obstáculo, cuyas posiciones son guardadas en una matriz de 3x8 en las propiedades del objeto creado. Además, esta clase tiene una función, llamada “dibujar” que grafica el obstáculo en el espacio 3D utilizando patches. Un patch es un objeto gráfico incluido en Matlab que está compuesto de uno o más polígonos. Los patches son útiles para obtener salidas gráficas en espacios 2D y 3D.

El código para crear un objeto tipo obstáculo es el siguiente:

```
edificio(i) = crearEdificio(DimX, DimY, DimZ, PosX, PosY, PosZ, Acimut, Tilt)
```

Donde,

DimX: dimensión del obstáculo en eje X.

DimY: dimensión del obstáculo en eje Y.

DimZ: dimensión del obstáculo en eje Z.

PosX: posición en el eje X

PosY: posición en el eje Y

PosZ: posición en el eje Z

Acimut: ángulo acimut del obstáculo

Tilt: ángulo de inclinación del obstáculo

La salida gráfica se obtiene de la siguiente manera:

```
%dibuja patch edificio
```

```
Salida_Grafica = edificio.dibujar;
```

En la Figura 3.11 se muestra el resultado final de crear un objeto rectangular con la función desarrollada.

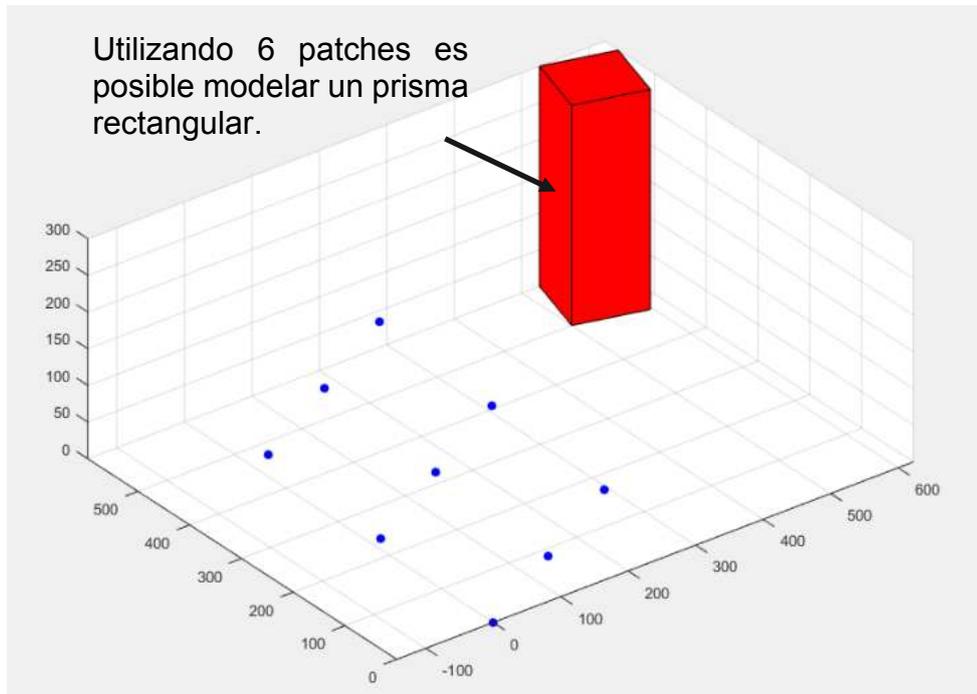


Figura 3.11 Modelado de un obstáculo utilizando “patches”.

3.3.3 Creación del vector solar

El modelo utiliza un vector unitario (módulo igual a 1) en coordenadas rectangulares, que representa la dirección del sol. A partir de los ángulos de elevación y acimut solares, previamente obtenidos con el método SPA (sección 3.1), es posible calcular este vector de la siguiente forma:

$$\text{Vector Solar Unitario} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma_S) * \cos(h_S) \\ \sin(\gamma_S) * \cos(h_S) \\ \sin(h_S) \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

3.3.4 Generación de sombras

Para encontrar las áreas sombreadas sobre la superficie de los paneles, se calculará la proyección de los 8 vértices del obstáculo sobre la superficie del panel, esto se hace mediante un cálculo vectorial que provee Quaschning [37]. La Figura 3.12 muestra la representación gráfica de este cálculo.

El vértice del obstáculo a estudiar se llamará p_o , el vector solar será s , y se buscará una expresión vectorial para encontrar la posición del vértice de sombra p_s , sobre el plano del panel. Si llamamos p_1 , p_2 , p_3 y p_4 a una superficie delimitada por el panel, el vector "a" perpendicular al mismo es:

$$\mathbf{a} = (p_2 - p_1) \times (p_4 - p_1) \quad (3.9)$$

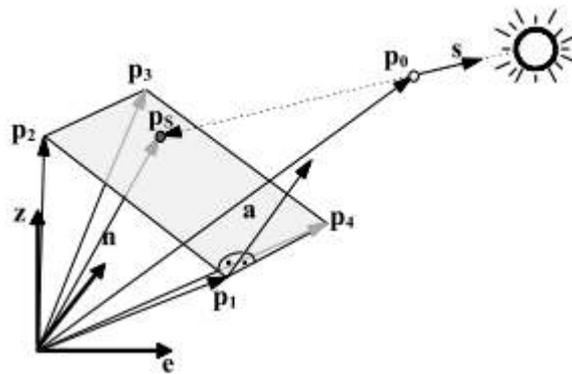


Figura 3.12 Proyección de un punto p_o sobre el plano del panel según la dirección del sol.

Luego, puede encontrarse el vector p_s mediante la siguiente ecuación:

$$\mathbf{p}_s = \mathbf{p}_o - \left[\frac{\mathbf{a} \cdot (\mathbf{p}_o - \mathbf{p}_1)}{\mathbf{a} \cdot \mathbf{s}} \right] * \mathbf{s} \quad (3.10)$$

Donde los puntos denotan producto escalar y el asterisco corresponde al producto de un escalar por un vector. Dado que cada prisma rectangular (obstáculo) tiene 8 vértices, se proyectarán 8 puntos sobre la superficie del panel como muestra la Figura 3.14. Sin embargo, la sombra proyectada por un cuerpo cubico es un hexágono, y para generarlo deben eliminarse 2 de los puntos. Estos puntos son los vértices que no se corresponden con alguno de los bordes de la sombra generada y que están en el interior del polígono (ver Figura 3.13).

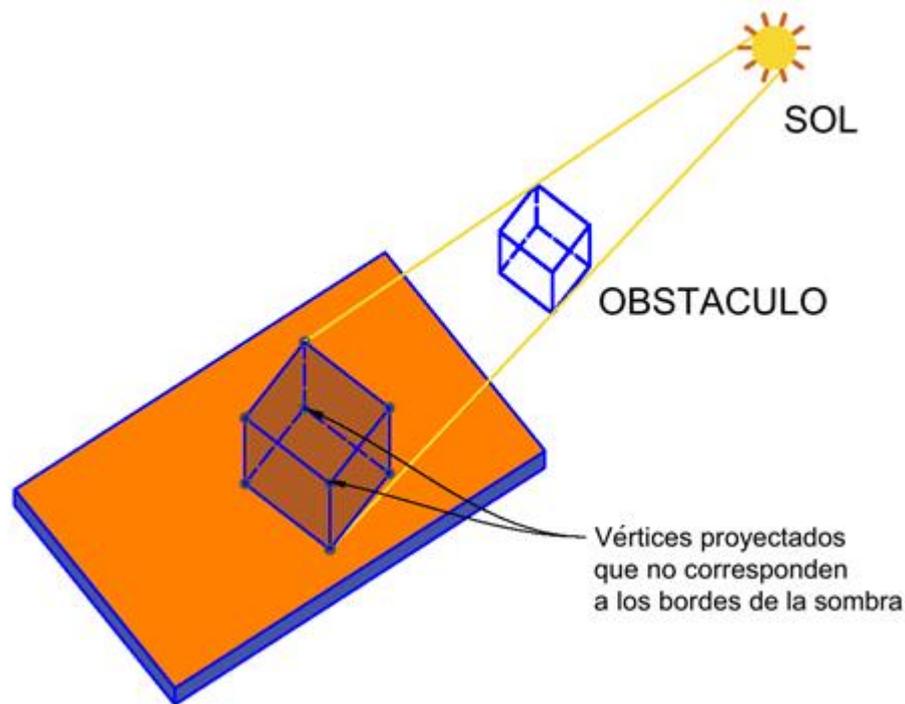


Figura 3.13 Proyección de los vértices del obstáculo sobre la superficie del panel.

En la Figura 3.14 pueden verse los 8 puntos generados por la proyección de sombras de un rectángulo, donde los números son el orden de generación. Los números 4 y 6 corresponden a los puntos que deben ser eliminados en este caso.

Existe además un segundo problema, y es que el algoritmo que utiliza MATLAB para generar los polígonos requiere un conjunto de puntos ordenado para cerrar el polígono. Puede apreciarse en la Figura 3.14 que si se cierra el polígono con el orden actual (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 1) se genera una figura que no tiene sentido físico. Por lo tanto, en el caso particular de la Figura 3.14, deben realizarse 2 operaciones. Primero deben eliminarse 2 puntos y segundo, deben reordenarse los puntos para generar un hexágono.

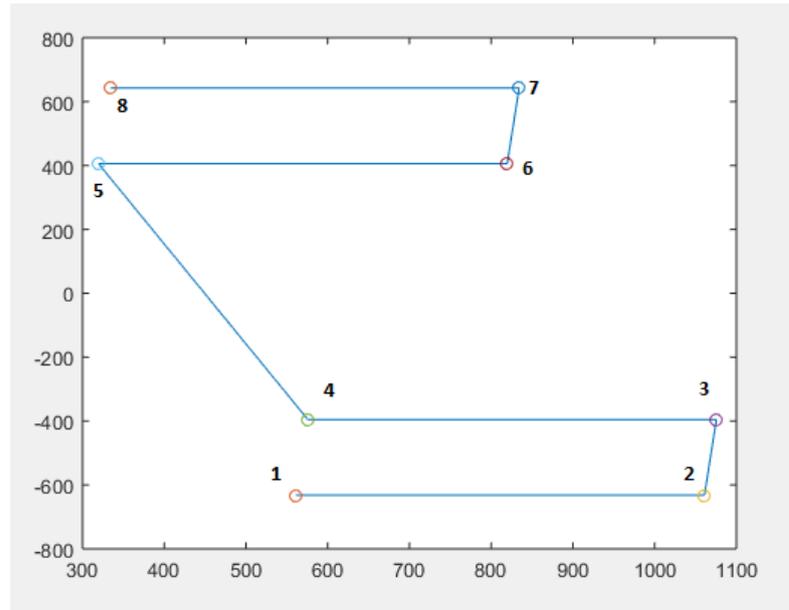


Figura 3.14 Proyección de los 8 puntos del prisma rectangular (obstáculo) sobre el plano del panel.

La solución propuesta consiste en los siguientes pasos:

1. Calcular los promedios de los 8 puntos en x, y, z.

$$p_x = \frac{\sum p_{xi}}{6} \quad i = 1 \dots 8 \quad (3.11)$$

$$p_y = \frac{\sum p_{yi}}{6} \quad i = 1 \dots 6 \quad (3.12)$$

$$p_z = \frac{\sum p_{zi}}{6} \quad i = 1 \dots 6 \quad (3.13)$$

2. Restar dicho promedio a cada uno de los puntos p_i para referirlos al origen.
3. Convertir todos los puntos a coordenadas polares, es decir, calcular su módulo y ángulo.
4. Primero, se eliminan los puntos que no sean necesarios, estos puntos corresponden a los del interior del hexágono, por lo tanto, serán los de menor módulo.
5. Segundo, se le da un orden al conjunto de puntos para poder generar la superficie cerrada (hexágono). Para esto se ordenan los puntos según su ángulo en el sistema de coordenadas polares.
6. Finalmente se vuelve a sumar el promedio de puntos anteriormente restado para devolver los puntos a su posición original.

El resultado se muestra en la Figura 3.15.

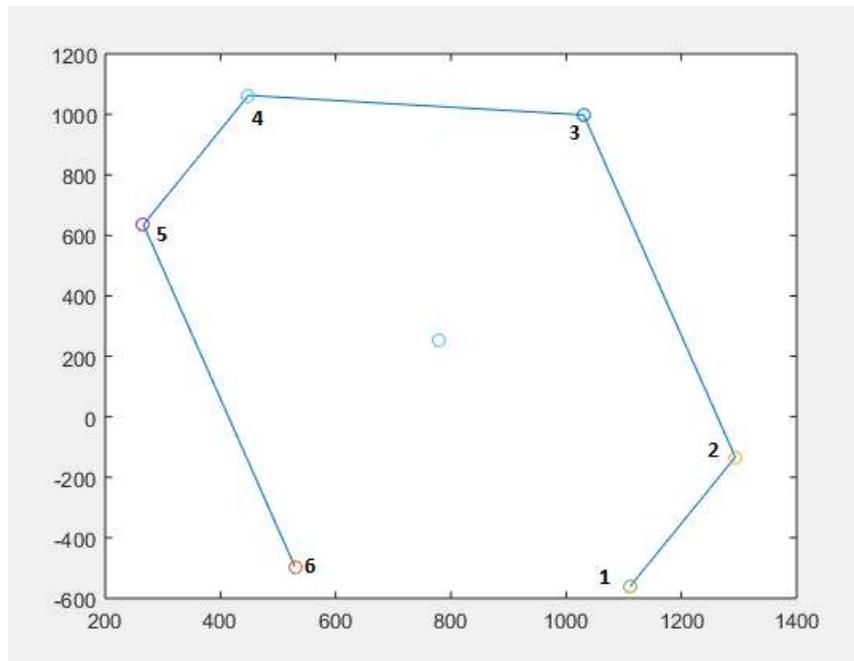


Figura 3.15 Polígono de sombra resultante con sus vértices ordenados.

En la Figura 3.16. se muestra una simulación de la proyección de sombras de un obstáculo rectangular sobre un panel inclinado:

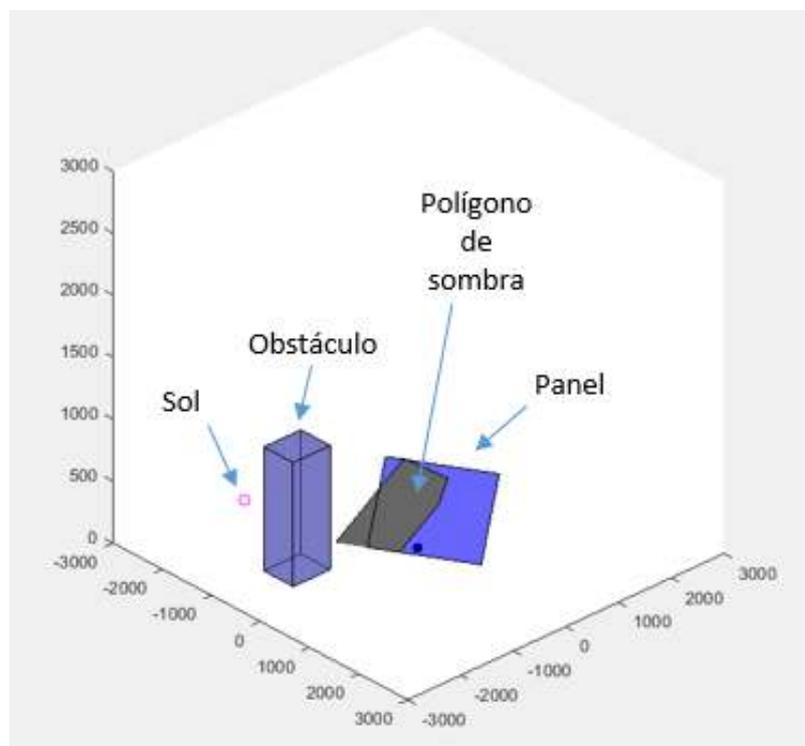


Figura 3.16 Salida gráfica en Matlab mostrando el panel, el obstáculo, la sombra y la posición del sol.

3.3.5 Determinación del número de celdas sombreadas

Una vez conocida el área sombreada sobre el panel fotovoltaico, el siguiente paso consiste en generar una indicación de la cantidad de celdas que se encuentran en dicha zona. Para esto simplemente se utiliza un comando incorporado en Matlab “inpolygon” que, dado un polígono y puntos espaciales, devuelve un valor TRUE si los puntos se encuentran dentro del polígono y FALSE si se encuentran afuera.

Para realizar esto, se creó la función “sombrearPanel”, cuyas entradas son, un objeto panel y un array de objetos de sombra. Esta función utiliza el comando inpolygon para sobrescribir la variable “sombra” de cada punto de la cuadrícula que representa al panel, con un valor TRUE si existe sombra o FALSE si esta fuera del polígono. Finalmente sobrescribe el objeto panel con las indicaciones de sombra. Si bien este comando funciona con polígonos y puntos en un plano 2D, los resultados que se obtienen al usarlo son suficientemente exactos.

La salida gráfica se realiza coloreando los puntos sombreados con rojo, y los puntos en el exterior del polígono con verde, como se muestra en la Figura 3.17:

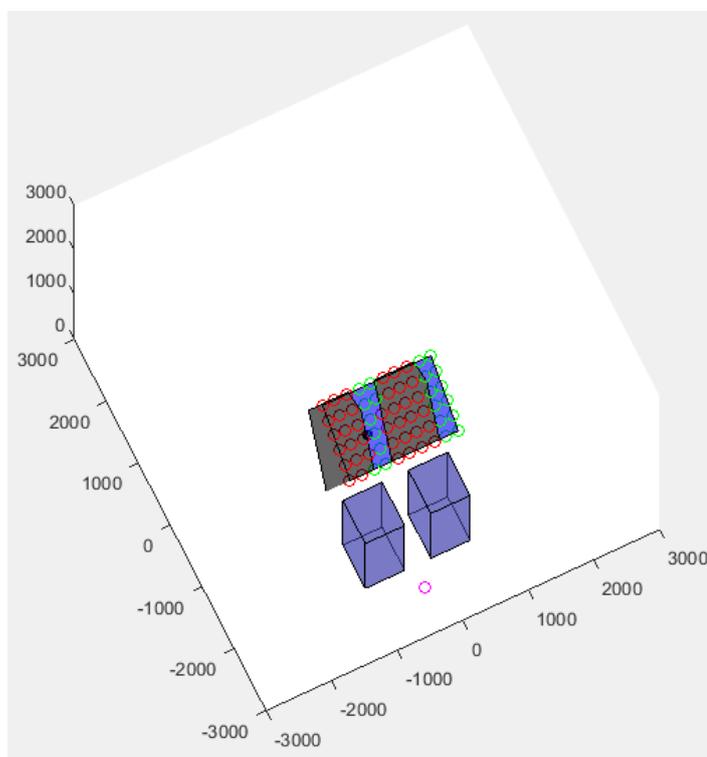


Figura 3.17 Salida gráfica mostrando los puntos del panel que se encuentran sombreados de color rojo.

Para crear el polígono de la sombra se utiliza la siguiente función desarrollada por el autor:

```
sombras = crearSombra(Objeto_panel, Objeto_edificio, solUbicacion);
```

Donde,

Objeto_panel: es el objeto que representa al panel solar

Objeto_edificio: es el objeto que representa al obstáculo

solUbicacion: es el vector unitario con la ubicación del sol en coordenadas rectangulares

La salida gráfica del polígono se obtiene con:

```
Poligono_sombra = sombras.dibujar;
```

La tarea de encontrar los puntos del panel que se encuentran dentro de la sombra se realiza con la siguiente función:

```
panel = sombrearPanel(panel, sombras);
```

Este comando devuelve el mismo objeto panel y cambia la propiedad de los puntos que se encuentran dentro del polígono de FALSE a TRUE. Puede obtenerse la salida gráfica de puntos sombreados con la siguiente función:

```
panel.mostrarCelulas;
```

Finalmente, los coeficientes de sombreado que serán utilizados para afectar la componente de la irradiancia se obtienen con la siguiente función:

```
coeficientes = panel.coefSombra;
```

3.3.6 Obtención de coeficientes de sombra

En [39] los autores proponen fragmentar al sistema en “bloques”, definiendo como bloques a subgrupos de celdas protegidos con un diodo de bypass.

Procediendo de manera similar, se toma la cantidad de porciones igual a la cantidad de diodos de bypass que existan en un panel fotovoltaico.

En general los paneles solares están contruidos con 72 o 60 celdas fotovoltaicas conectadas en serie. Los paneles solares incluyen diodos de bypass que cortocircuitan algunas de las celdas en caso de haber una irradiancia no uniforme en el panel y tienen la función de evitar que se produzcan puntos calientes [40]. Aunque lo ideal sería incluir un diodo de bypass por cada celda en el panel, esto no sería rentable, por lo que en general se incluyen solo 3 diodos de bypass en la caja de conexión del panel. Un panel de 72 celdas quedará dividido en 3 grupos de 24 celdas y uno de 60 en grupos de 20.

Para utilizar los datos de sombreado obtenidos se propone dividir al panel en 3 porciones como muestra la Figura 3.18 y calcular la proporción entre puntos sombreados y puntos con sombra para cada porción:

$$f_{\text{sombreado}} = \frac{\text{Número de puntos con sombra}}{\text{Número de puntos totales}} \quad (3.14)$$

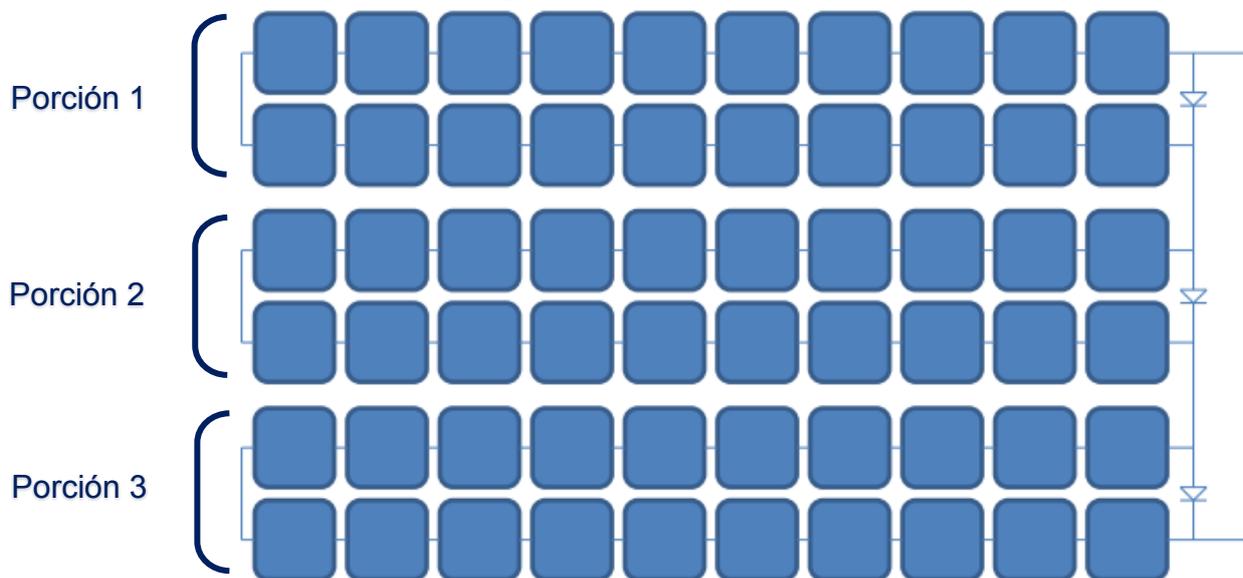


Figura 3.18 División del panel en 3 porciones.

El objetivo de estos coeficientes es atenuar la componente directa de irradiación (DNI) sobre los paneles; el valor de $f = 0$ cuando no existe sombreado y $f = 1$ cuando el sombreado es total. De esta forma se obtiene la atenuación con la ecuación (3.15) que se repite nuevamente para mejor comprensión:

$$DNIA = (1 - f) * DNI \quad (3.15)$$

Dado que el panel se divide en 3 zonas, se generarán 3 coeficientes y también 3 valores de irradiancias distintas. El modelo desarrollado considera únicamente el caso de paneles orientados horizontalmente. Es importante destacar que, en el caso de paneles orientados verticalmente, los coeficientes de sombra de cada bloque son distintos.

3.4 Generación de vectores de irradiancia y temperatura

En esta etapa se calcula la irradiancia global sobre el plano del panel (Plane of Array Irradiance, POA) y la temperatura de las celdas del panel. Resumiendo, en este punto se cuenta con la siguiente información:

- Irradiancia difusa en el plano horizontal
- Irradiancia directa (atenuada en caso de existir obstáculos)
- Ángulos solares
- Temperatura ambiente medida

3.4.1 Cálculo de POA

Las irradiancias anteriormente calculadas (DNI y DHI) deben ser referidas al plano del panel, y debe incluirse una tercera componente que corresponde a la irradiancia reflejada. De esta forma, la expresión de la POA puede calcularse con la ecuación (3.16).

$$POA = E_b + E_g + E_d \quad (3.16)$$

Donde,

E_b : irradiancia directa sobre el plano del panel atenuada (beam)

E_g : irradiancia reflejada (ground-reflected)

E_d : irradiancia difusa sobre el plano del panel

Componente directa de la POA

La componente directa se ve afectada por el ángulo de incidencia solar (Angle Of Incidence, AOI), como se muestra en la Figura 3.18.

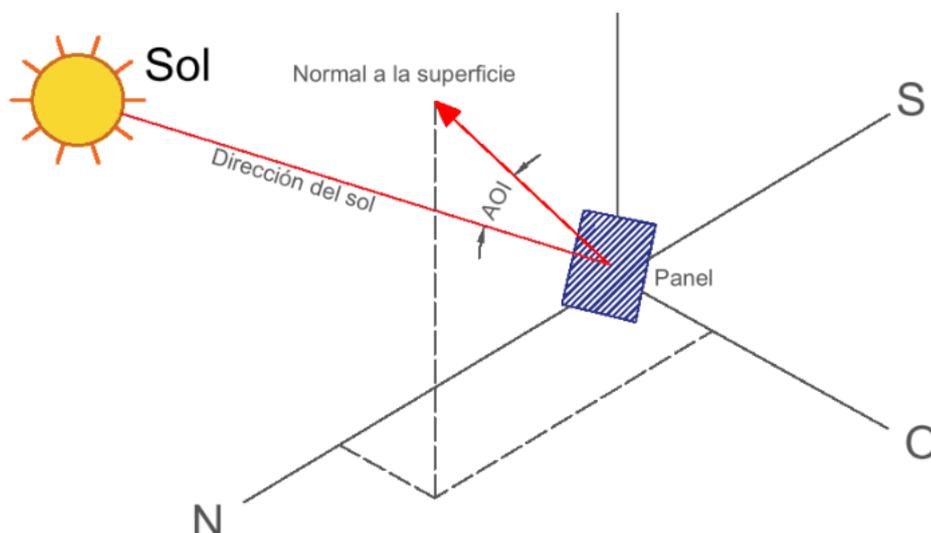


Figura 3.19 Representación gráfica del ángulo de incidencia solar.

Además, se debe tener en cuenta el Incidence Angle Modifier. Este es un número que toma valores entre 0 a 1. El mismo está basado en la ley de reflexión de luz de Snell y la ley de absorción de Bouguer [41]. La información requerida para obtener este coeficiente es el ángulo de incidencia AOI, el coeficiente de extinción K (para vidrio claro $K = 4$), el grosor de los vidrios del panel (en general 2mm) y el índice de refracción n (1.526 para vidrio). La PV_LIB provee la función `pvl_physicaliam` para calcular el IAM.

$$\text{IAM} = \text{pvl_physicaliam}(K, L, n, \text{AOI})$$

El cálculo de E_b se realiza usando las ecuaciones (3.17) y (3.18):

$$E_b = \text{DNI} * \cos(\text{AOI}) * \text{IAM} \quad (3.17)$$

La expresión del AOI se da en la ecuación (3.18) [42].

$$\text{AOI} = \cos^{-1}[\cos(\theta_z) * \cos(\beta) + \text{sen}(\theta_z) * \text{sen}(\beta) * \cos(\gamma_s - \gamma)] \quad (3.18)$$

donde,

- θ_z : ángulo zenith solar, igual al complemento del ángulo de elevación
- γ_s : ángulo acimut solar
- β : ángulo de inclinación del panel, tilt
- γ : ángulo de acimut del panel

La PV_LIB Toolbox provee la función `pvl_getaoi` que permite calcular el AOI.

Componente reflejada del POA

La componente reflejada se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_g = GHI * albedo * \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (3.19)$$

donde:

GHI: irradiancia global en el plano horizontal

albedo: factor que representa la porción de GHI que es reflejada

La PV_LIB Toolbox provee la función `pvl_grounddiffuse` para calcular E_g .

Componente difusa del POA

Existen varios métodos para referir la irradiancia horizontal difusa al plano del panel. El modelo de cielo isotrópico (isotropic sky diffuse model) es el más simple y sobre el cual se basan métodos más complejos para calcular la componente difusa sobre la superficie del panel [43]. En este método la irradiancia difusa del POA es calculada como una fracción del DHI mediante la siguiente expresión:

$$E_d = DHI * \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (3.20)$$

Su cálculo se facilita usando el script `pvl_isotropicsky` disponible en la PV_LIB Toolbox.

3.4.2 Cálculo de temperaturas de celdas

Para el cálculo de la temperatura de las celdas se parte de la temperatura ambiente. A partir de esta se calcula la temperatura del módulo y finalmente la de la celda. La temperatura del módulo se puede estimar a partir de la siguiente expresión empírica. [44]

$$T_m = POA * e^{a+b*WS} + T_a \quad (3.21)$$

donde,

a y *b*: parámetros que dependen de la construcción del módulo y de sus materiales. Se obtienen de la Tabla 3.2.

T_a : temperatura ambiente

WS: velocidad del viento en metros sobre segundo.

En la Tabla 3.2 se muestran valores típicos para los coeficientes a y b :

Tabla 3.2 Coeficientes para el cálculo de la temperatura del módulo

Tipo de módulo	Montaje	a	b
Vidrio/celda/vidrio	Rack abierto	-3,47	-0,0594
Vidrio/celda/vidrio	Apoyado sobre techo	-2,98	-0,0471
Vidrio/celda/hoja de polímero	Rack abierto	-3,56	-0,075
Vidrio/celda/hoja de polímero	Aislamiento trasero	-2,81	-0,0455
Polímero/película fina/acero	Rack abierto	-3,58	-0,113
22X concentrador lineal	Seguidor	-3,23	-0,13

Una vez calculada la temperatura del módulo T_m es posible calcular la temperatura de la celda mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_m + \frac{POA}{1000} * \Delta T \quad (3.22)$$

Donde ΔT es la diferencia de temperatura entre el módulo y la celda. El valor de ΔT es típicamente 2 o 3°C para paneles de placa en rack abierto (flat-plate, open rack mount). Para paneles con aislamiento trasero esta diferencia puede asumirse igual a cero. Para más detalles sobre esta ecuación consultar [45, p. 20].

La siguiente función incluida en la PV_LIB Toolbox simplifica el cálculo:

$$T_{cell} = pvl_sapmcelltemp(E, E_0, a, b, windspeed, Tamb, deltaT)$$

donde,

E : Irradiancia incidente [W/m²]

E_0 : Irradiancia de referencia (tomar 1000)

a y b : coeficientes empíricos (ver tabla)

$deltaT$: diferencia entre temperatura del módulo y de celda. (de 2 a 3°C)

3.5 Relevamiento de curvas IV y PV

A esta altura del procedimiento, se ha logrado generar 6 vectores. Un vector con los datos de irradiancia en el plano del panel (POA) y otro con la temperatura de las celdas, para cada una de las 3 porciones en las que quedó dividido el panel. Los vectores contienen las estimaciones de POA y temperatura para un día entero en una resolución temporal de 5 minutos. Estos vectores constituyen la información de entrada para un modelo de panel fotovoltaico creado en Simulink® de MATLAB® que permitirá relevar las curvas Corriente-Tensión (I-V) y Potencia-Tensión (P-V) del panel solar bajo condiciones de irradiancia y temperatura no uniforme.

A continuación, se presenta un esquema simplificado del modelo de panel fotovoltaico en Simulink®: La Figura 3.20 muestra un modelo simplificado del modelo creado en Simulink.

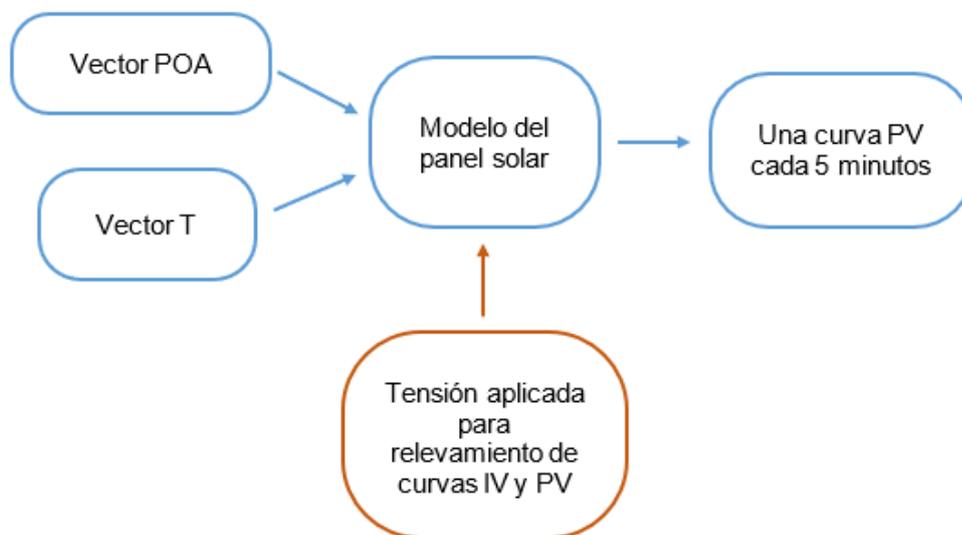


Figura 3.20 Representación simplificada del modelo implementado en Simulink.

El objetivo de relevar una curva P-V para cada juego de variables irradiancia-temperatura es el de posteriormente extraer los puntos de máxima potencia de cada curva. De esta manera se podrán obtener curvas de potencia durante todo un día incluso en situaciones de irradiancia no uniforme (sombreado).

El modelo creado en Simulink® se muestra en la Figura 3.21. El mismo se basa en el modelo de un diodo. Sus entradas son irradiancia y temperatura. Además, se muestran los sectores “A” y “B” que corresponden a bloques auxiliares para poder relevar las curvas P-V. La parte marcada como “A” es un bloque cuya tarea es aplicar los distintos vectores de irradiancia y temperatura. La parte marcada como “B” es un generador de diente de sierra que sirve de señal al generador de tensión. Este generador da una señal que va al bloque “A”, que tiene la función de avisar cuando se terminó de relevar una curva P-V para cambiar la irradiancia y temperatura aplicadas.

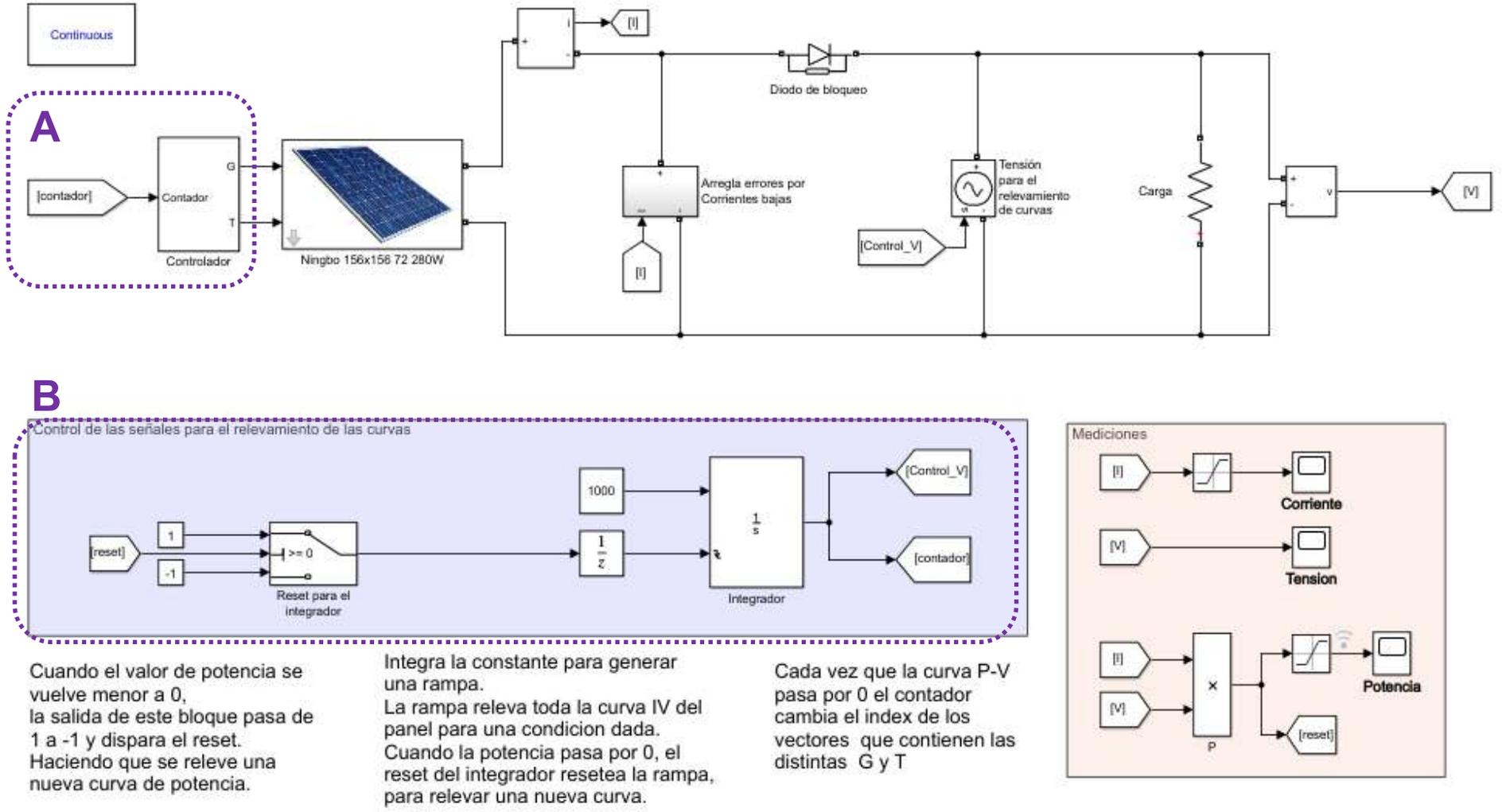


Figura 3.21 Modelo real de Simulink.

Para obtener la curva de potencia para un día completo, se procede de la siguiente forma:

- Se aplica al modelo Simulink® de paneles solares a todas las condiciones de irradiancia presentes durante un día entero, y para cada situación se releva la curva P-V.
- Posteriormente, asumiendo que el sistema trabaja siempre en el punto de máxima potencia (MPP), se extraen todos los valores máximos de las curvas relevadas.
- Finalmente, se obtiene la curva de potencia P-V del panel para un día en particular.

El modelo del panel queda definido con los parámetros en condiciones estándar (SRC)², es decir a 1000W/m² y 25°C:

- I_{ph} : corriente fotovoltaica
- I_o : corriente de saturación
- n : factor de calidad
- R_s : resistencia serie del módulo
- R_{sh} : resistencia paralela del módulo
- $\alpha_{I_{sc}}$: factor de temperatura de la corriente de cortocircuito

A su vez, el modelo corrige estos parámetros por temperatura e irradiancia para condiciones distintas al estándar mediante las ecuaciones utilizadas por De Soto [46].

Corrección de corriente de saturación I_o :

$$\frac{I_o}{I_{o,ref}} = \left[\frac{T_c}{T_{ref}} \right]^3 \exp \left[\frac{1}{K} * \left(\frac{E_{g,Tref}}{T_{ref}} - \frac{E_{g,Tc}}{T_c} \right) \right] \quad (3.23)$$

Donde,

T_c : temperatura de la celda

T_{ref} : temperatura de referencia, igual a 25°C.

k : constante de Boltzmann

$E_{g,Tref}$: band gap de la celda, para celdas de silicio amorfo puede usarse 1,6eV.

Corrección del band gap de la celda E_g :

$$\frac{E_g}{E_{g,Tref}} = 1 - 0,0002677 * (T_c - T_{ref}) \quad (3.24)$$

² Standard Rating Conditions (SRC): se denomina condiciones de testeo estándar a las que corresponden a una irradiancia de 1000 W/m² y una temperatura de 25°C.

Corrección de corriente fotovoltaica I_{ph} :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} * \frac{M}{M_{ref}} * [I_{ph,ref} + \alpha_{Isc}(T_c - T_{ref})] \quad (3.25)$$

Donde,

- G : irradiancia incidente en el panel, igual al POA
- G_{ref} : irradiancia de referencia, igual a 1000W/m²
- M : masa de aire (*air mass*)
- M_{ref} : masa de aire de referencia

Para simplificar el modelo se asume $M = M_{ref}$.

Finalmente, la corriente del modelo de un diodo está dada por la ecuación (3.26):

$$I = I_{ph} - I_o * \left[\exp\left(\frac{q(V + I * R_s)}{n * K * N_s * T}\right) - 1 \right] \quad (3.26)$$

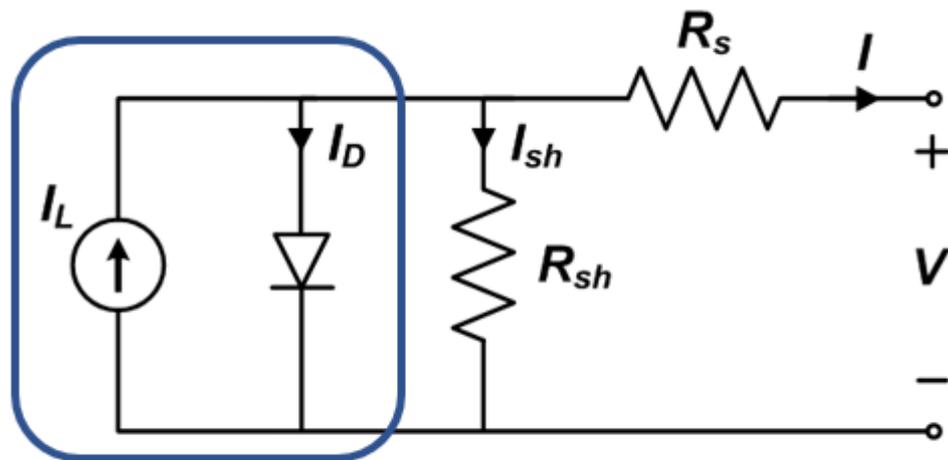
Donde,

- q : carga del electrón ($1.6 * 10^{-19}$ [C])
- R_s : Resistencia serie
- n : factor de idealidad o calidad del diodo
- K : constante de Boltzmann ($1.38 * 10^{-23}$ [J/K])
- N_s : número de celdas en serie (total de todo el panel)
- T : temperatura de operación [K]

En las siguientes secciones se explica en detalle cada uno de sus componentes.

3.5.1 Modelo del panel solar

El panel solar está basado en el modelo de 1 diodo de la Figura 3.22.



Fuente de corriente del modelo

Figura 3.22 Modelo de un diodo.

Este modelo debe tener la opción de ingresar distintas irradiancias y distintas temperaturas para cada una de sus 3 porciones. Por lo tanto, se elaboró un modelo que representa grupos de celdas. El panel completo queda formado por 3 de estos grupos en serie. En la Figura 3.23 se muestran los bloques del modelo:

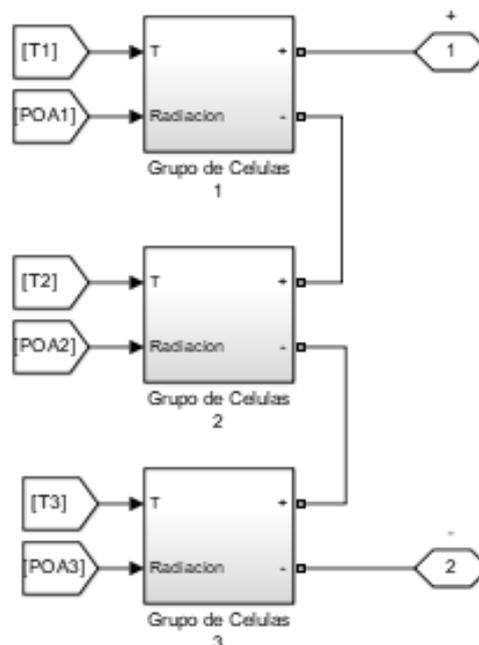


Figura 3.23 Representación del panel dividido en 3 grupos de celdas.

La Figura 3.24 muestra el interior de cada “Grupo de Celdas” de la Figura 3.23. Este bloque recibe un escalar de temperatura y otro de irradiancia. Es importante destacar que la fuente de corriente en la Figura 3.24 incluye tanto la corriente fotovoltaica como la corriente del diodo, esto está representado en la Figura 3.22 con el recuadro “fuente de corriente del modelo”.

Debido a la naturaleza iterativa del modelo y a la separación del panel en distintos grupos de celdas, es necesario introducir la tensión en bornes de dicho grupo como una de las entradas a la fuente de corriente. Esto puede apreciarse en la retroalimentación en la parte inferior de la Figura 3.24, que toma la medida de tensión en la salida y la vuelve a introducir en el bloque de la fuente de corriente para su uso en las ecuaciones del modelo. Es importante destacar que al dividir el panel en “ n ” grupos en serie, las resistencias R_s y R_{sh} deben ser divididas por la cantidad de grupos.

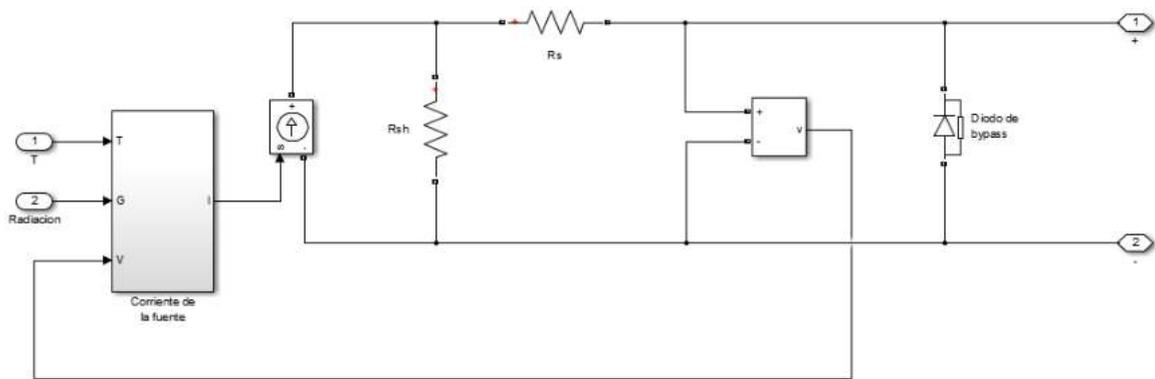


Figura 3.24 Interior de un grupo de celdas.

Dentro del bloque con el nombre de “Corriente de la fuente”, se encuentran los bloques correspondientes a la corriente fotovoltaica y del diodo del modelo (ver Figura 3.25). A estas corrientes a la vez se las debe corregir por temperatura como especifica. [46]

La corriente I generada en el bloque de la Figura 3.25 ingresa a la fuente de corriente en la Figura 3.24.

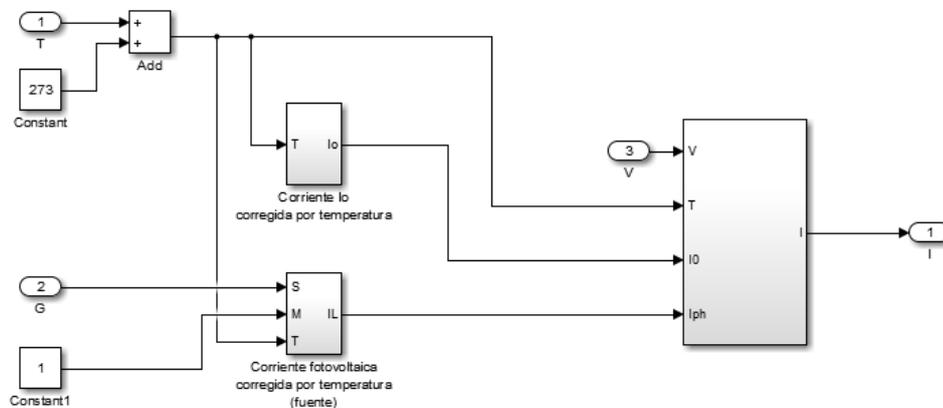


Figura 3.25 Bloque generador de corriente.

La corriente del módulo I esta modelada en el diagrama de bloques de la Figura 3.26. El diagrama de bloques representa a la ecuación (3.26):

$$I = I_{ph} - I_o * \left[\exp \left(\frac{q(V + I * R_s/n)}{n * K * N_s * T} \right) - 1 \right]$$

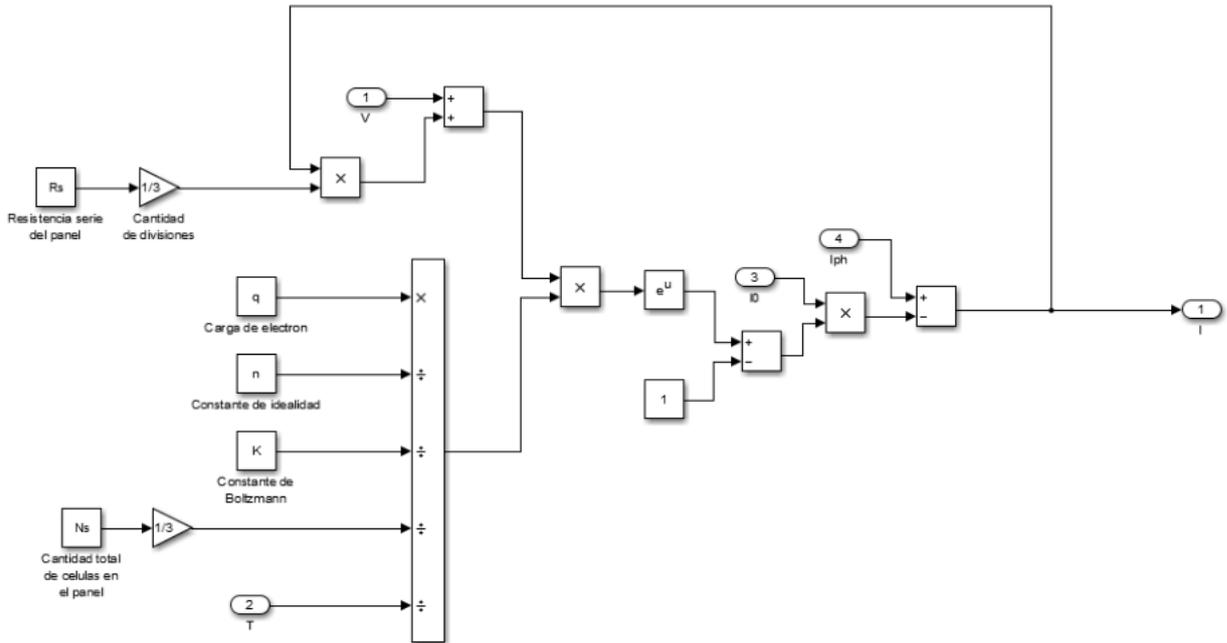


Figura 3.26 Modelo en bloques de la corriente I .

La Figura 3.27 es la representación en bloques de la ecuación de corrección por temperatura de la corriente de saturación I_o (3.23).

$$I_o = I_{o,ref} * \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 * \exp \left[\frac{1}{k} * \left(\frac{E_{g,Tref}}{T_{ref}} - \frac{E_{g,Tc}}{T_c} \right) \right]$$

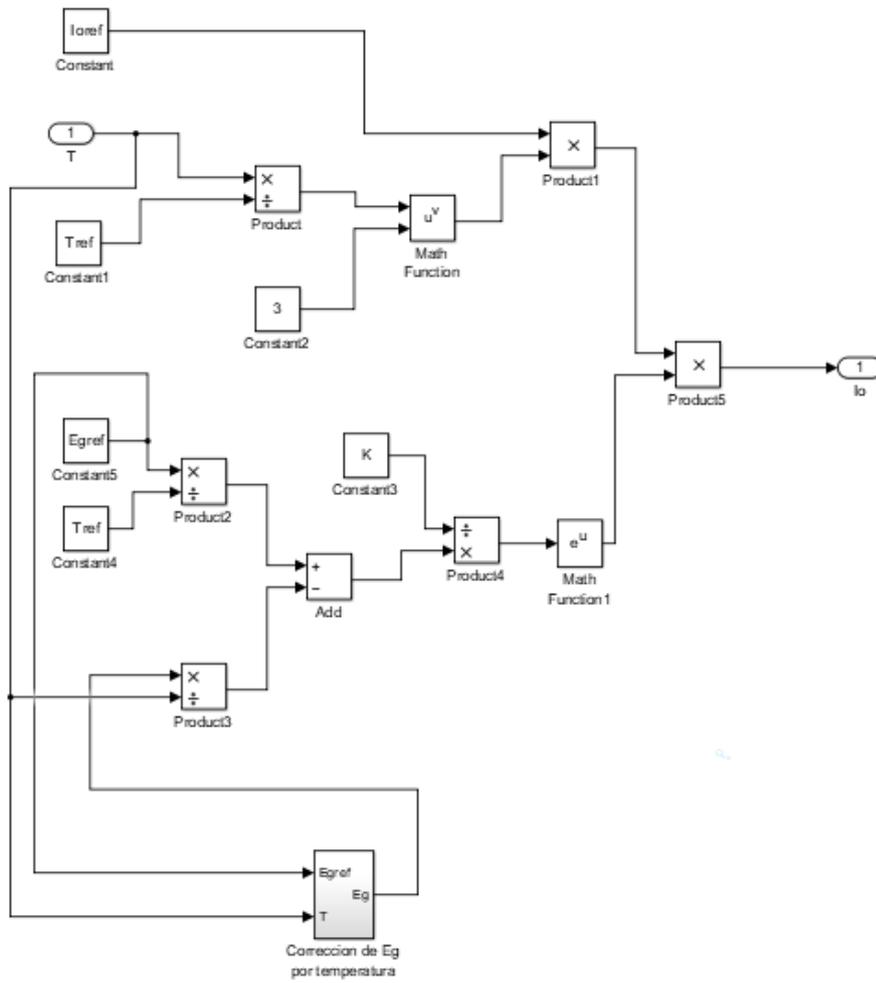


Figura 3.27 Generador de corriente I_0

La Figura 3.28 es la representación en bloques de la ecuación (3.25) de corrección por temperatura de la corriente fotovoltaica $I_L = I_{ph}$.

$$I_{ph} = I_L = \frac{G}{G_{ref}} * \frac{M}{M_{ref}} * [I_{L,ref} + \alpha_{Isc}(T - T_{ref})]$$

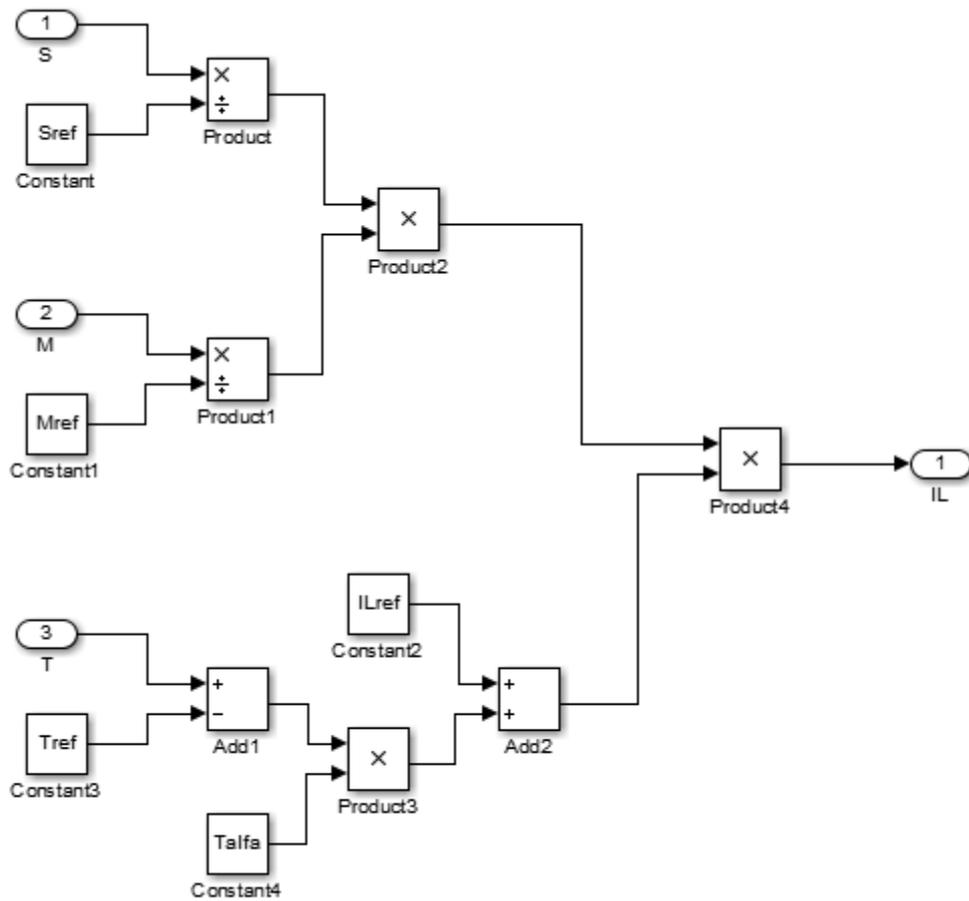


Figura 3.28 Generador de corriente fotovoltaica I_L

Finalmente, al bloque del panel se le creó una máscara para modificar fácilmente los 5 parámetros típicos del panel y sus coeficientes de temperatura. La Figura 3.29 muestra la ventana de ingreso de dichos parámetros:

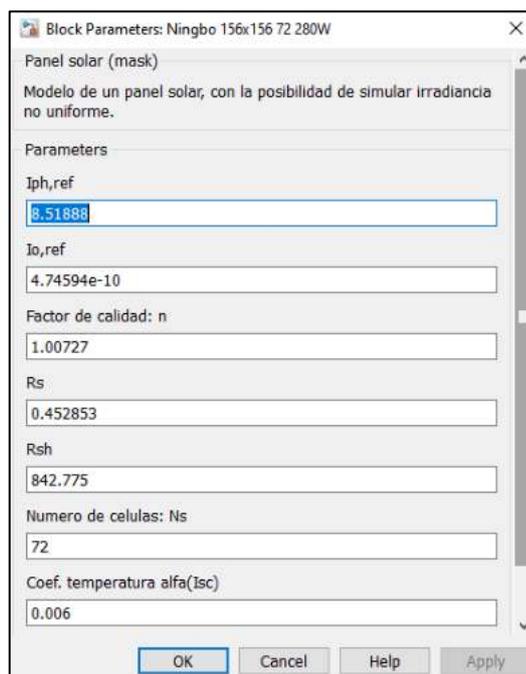


Figura 3.29 Parámetros del bloque del panel.

3.5.2 Generador de tensión

El generador de tensión es básicamente un generador de diente de sierra que reinicia su rampa cada vez que termina de relevar una curva P-V para una situación de irradiancia y temperatura determinada. El bloque Simulink® del generador de tensión se muestra en la Figura 3.30.

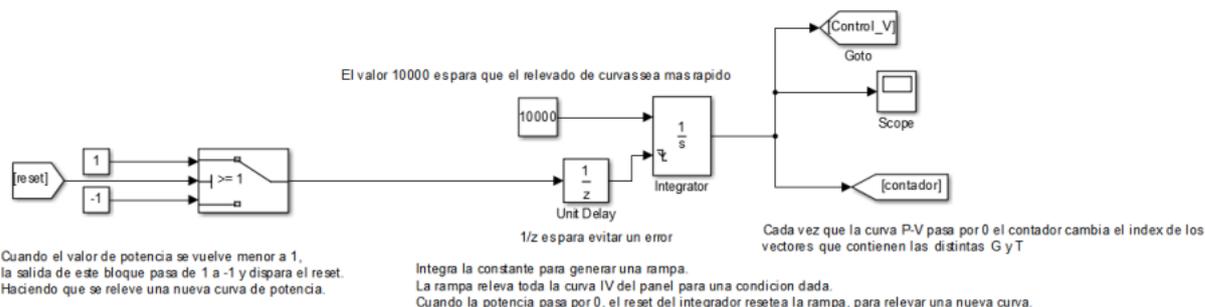


Figura 3.30 Diagrama de bloques del generador de tensión.

Para esto se integra una constante, y cada vez que la curva P-V pasa por 0, la señal de reset reinicia el integrador. El bloque del integrador está configurado con el External reset en “falling”, esto hace que el reset se accione en el cruce por cero. La señal de

reset es la medida de salida de potencia. Los parámetros del bloque integrador se muestran en la Figura 3.31.

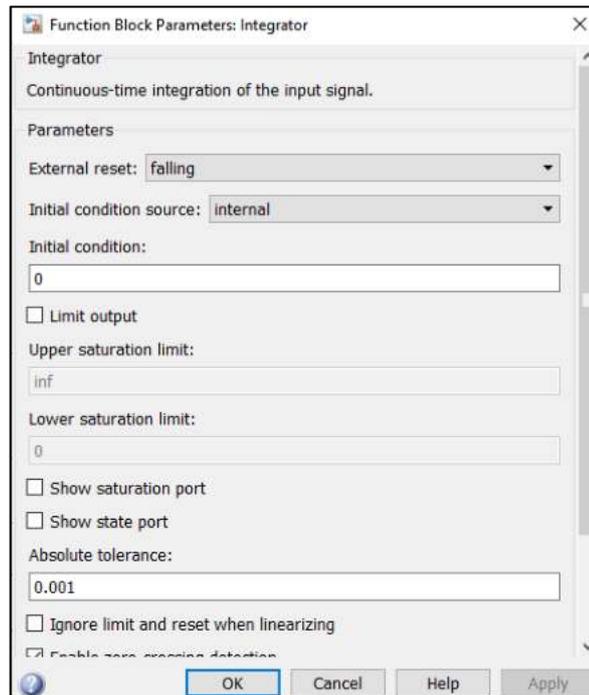


Figura 3.31 Parámetros del bloque integrador.

Por último, se agregó un bloque de Unit Delay en la señal de reset para evitar errores durante el cambio de parámetros de entrada del panel.

3.5.3 Bloques POA y T

Los bloques POA y T son básicamente bloques que controlan qué componente de los vectores POA (Irradiancia en el Plano del Panel) y T (temperatura) está actuando en un momento dado. Para lograr un cambio de parámetros cada vez que una curva P-V es relevada, se elaboró un modelo que cuenta los pulsos del diente de sierra y otro modelo que, en base al número de diente de sierra actual, elije la componente correspondiente del vector POA y T.

Por ejemplo, al tercer pulso del diente de sierra (tercera curva PV a relevar), la cuenta de pulsos estará en 3, la señal del contador entrará al selector e indicará que se seleccione la tercera componente del vector POA.

En la Figura 3.32 se muestra el interior del bloque contador de pulsos, mientras que la Figura 3.33 muestra el interior del bloque selector de los vectores POA y temperatura.

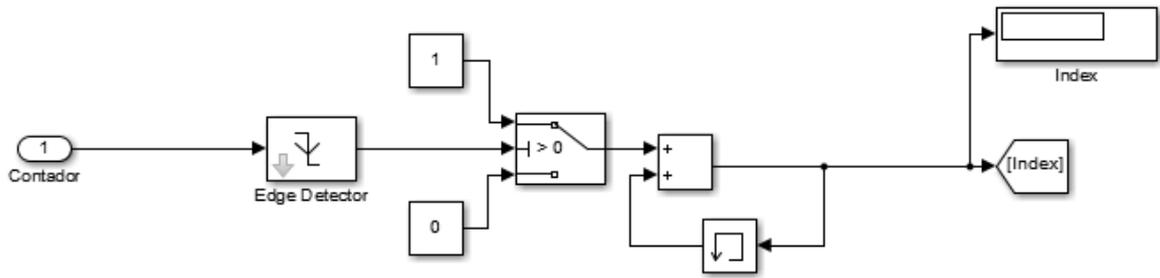


Figura 3.32 Contador de pulsos por flanco descendente.

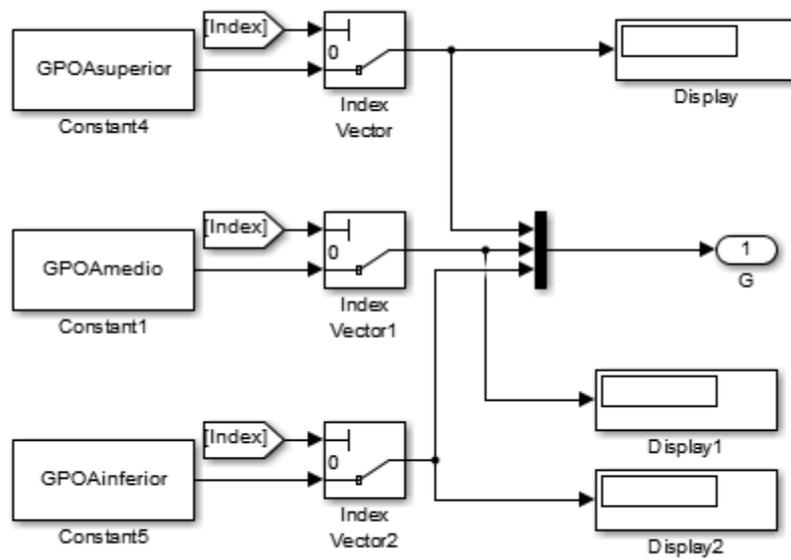


Figura 3.33 Selector de index del vector.

3.5.4 Otros parámetros

Finalmente se detalla la configuración de parámetros usados en otras partes del modelo. El bloque de Simulink® powergui presente en todos los modelos se configuró de la siguiente manera:

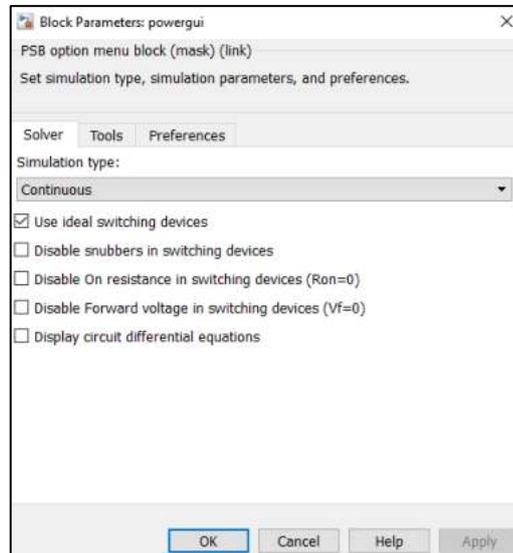


Figura 3.34 Parámetros del bloque “Powergui”.

El solver utilizado es el ode15s con una tolerancia relativa de 1e-8.

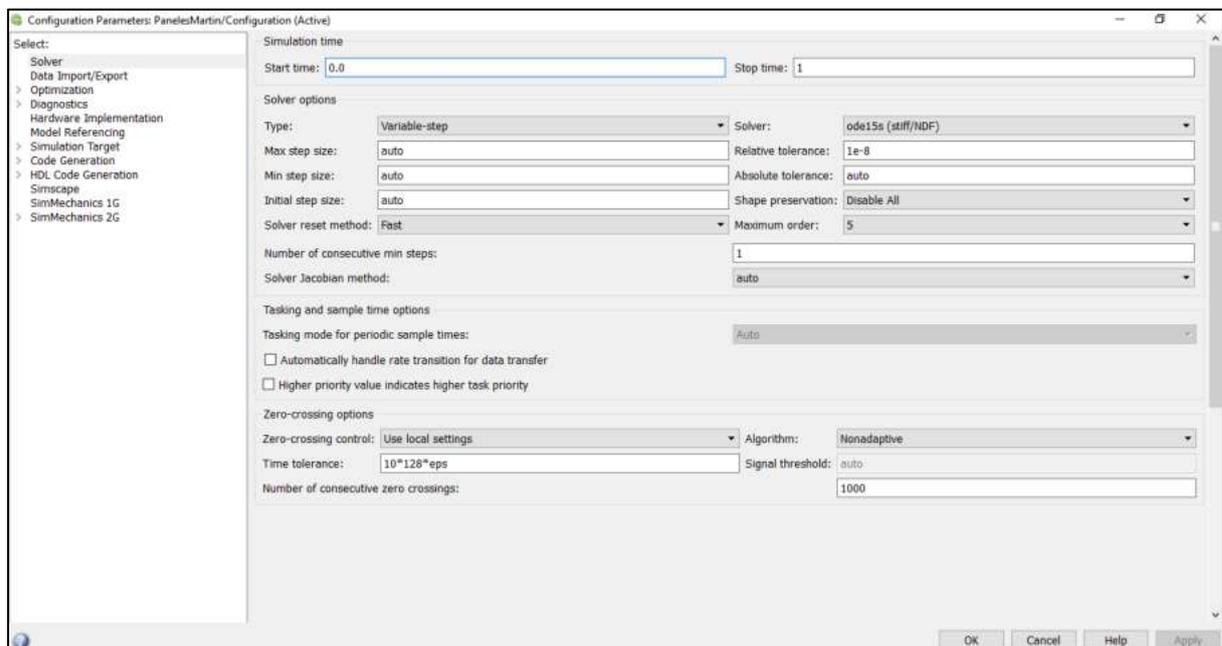


Figura 3.35 Configuración del modelo de Simulink.

Se utilizaron los parámetros que se muestran en la Figura 3.35 debido a que después de muchas pruebas, estos fueron los que presentaron mejores resultados.

La resistencia colocada al final del modelo está configurada en 1000 ohm. Aunque su valor no influye en el resultado final.

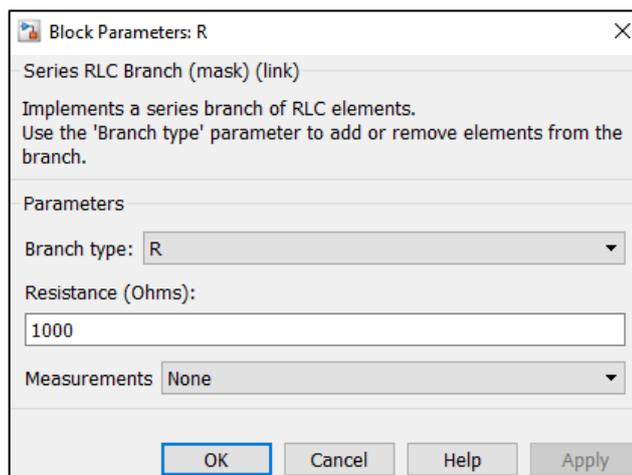


Figura 3.36 Resistencia de salida del modelo.

3.5.5 Salida del modelo de Simulink

A continuación, se muestra como ejemplo una simulación de potencia para un día completo (1 de enero). Para facilitar el ingreso de datos al modelo, se desarrolló una interfaz gráfica de usuario (GUI), la cual se muestra en la Figura 3.37.

Los datos que se deben ingresar para comenzar la simulación son:

- Datos de irradiancia GHI y temperatura.
- Latitud, Longitud, UTC.
- Dimensiones del panel solar.
- Geometría del obstáculo. (si es que hay uno)
- Alguna fecha en particular para obtener una salida gráfica.

En la sección de la GUI se calculan las irradiancias y temperaturas que estarán presentes en el panel. Esta parte del problema es geométrica y solo depende de la ubicación del panel, posición del sol y de los obstáculos.

Luego, el cálculo de la potencia es desarrollado en Simulink, donde se toman los datos de irradiancia y temperatura y se calculan las potencias.

Finalmente, volviendo a la interfaz de usuario desarrollada por el autor, se pueden calcular fácilmente las energías DC y AC (area debajo de las curvas de potencia).

Los datos eléctricos del panel son cargados en el bloque del panel desarrollado en Simulink como se mencionó en la sección 3.3.1 (ver Figura 3.29).

La sección del inversor en la GUI sirve simplemente para estimar la pérdida energética al momento de transformar la energía de directa a alterna. Su efecto se ve reflejado luego de extraer los puntos del juego de curvas P-V.

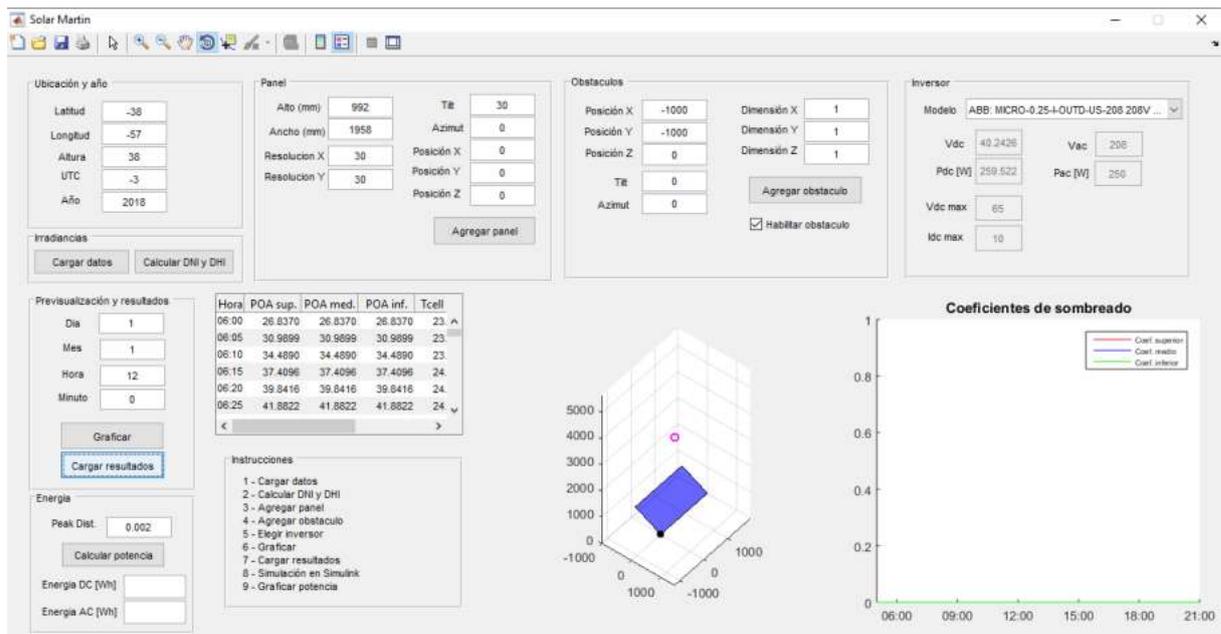


Figura 3.37 Parámetros de simulación.

Luego de realizada la simulación en el modelo de Simulink, las salidas son las curvas P-V como se muestra en la Figura 3.38.

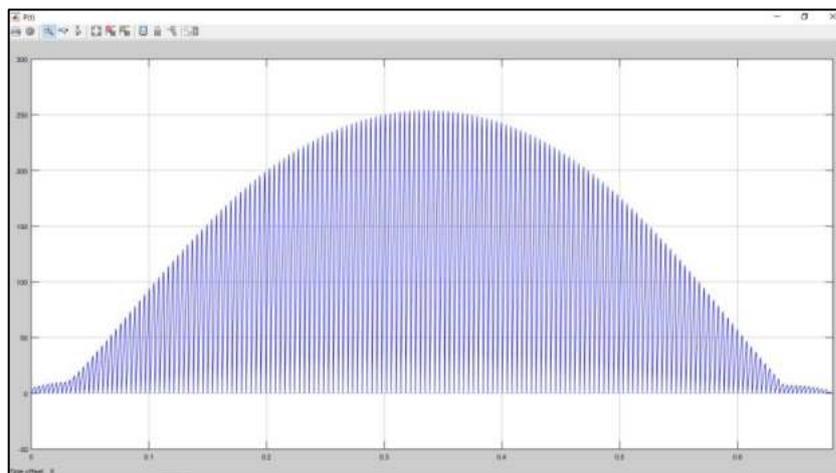


Figura 3.38 Juego de curvas P-V (potencia DC de salida) para un día solar. (1 de enero)

En la Figura 3.39 se muestra una ampliación donde se observan las curvas P-V en cada intervalo de tiempo (5 minutos) para cada situación de irradiancia y temperatura. Cada “diente” (curva P-V) de la Figura 3.39 corresponde a un barrido de tensión.

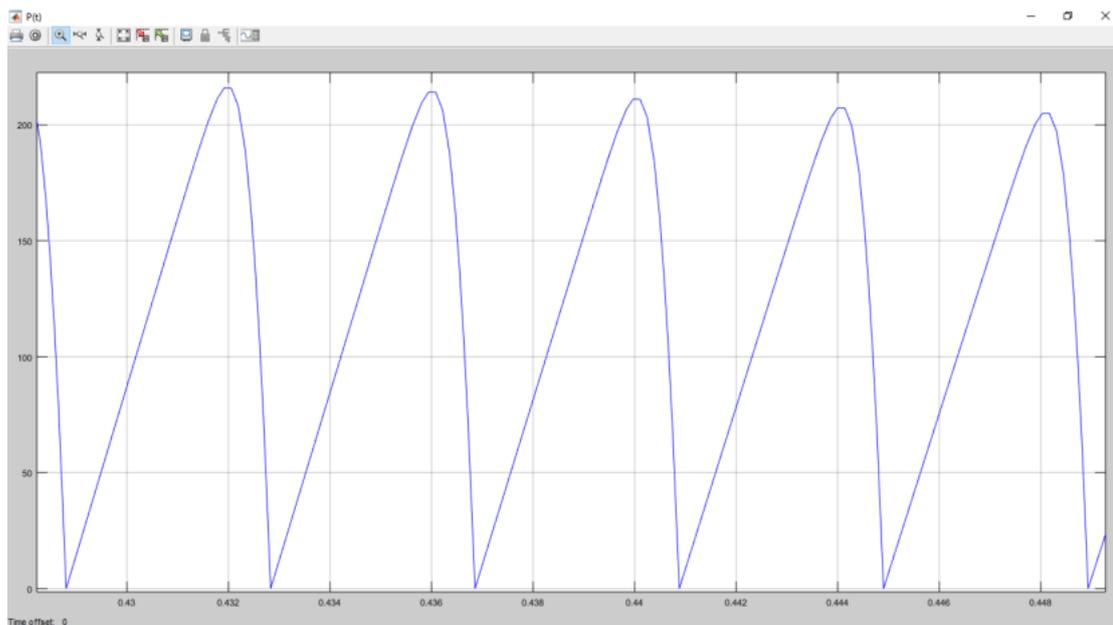


Figura 3.39 Ampliación del juego de curvas anterior, mostrando las curvas P-V individuales.

Luego de obtener este juego de curvas P-V, haciendo click en el botón “Graficar Potencia” de la interfaz de usuario, se puede obtener una curva que consiste en los máximos de cada curva P-V como muestra la Figura 3.40. Como fue mencionado, este procedimiento supone que el panel está trabajando siempre en su punto de máxima potencia.

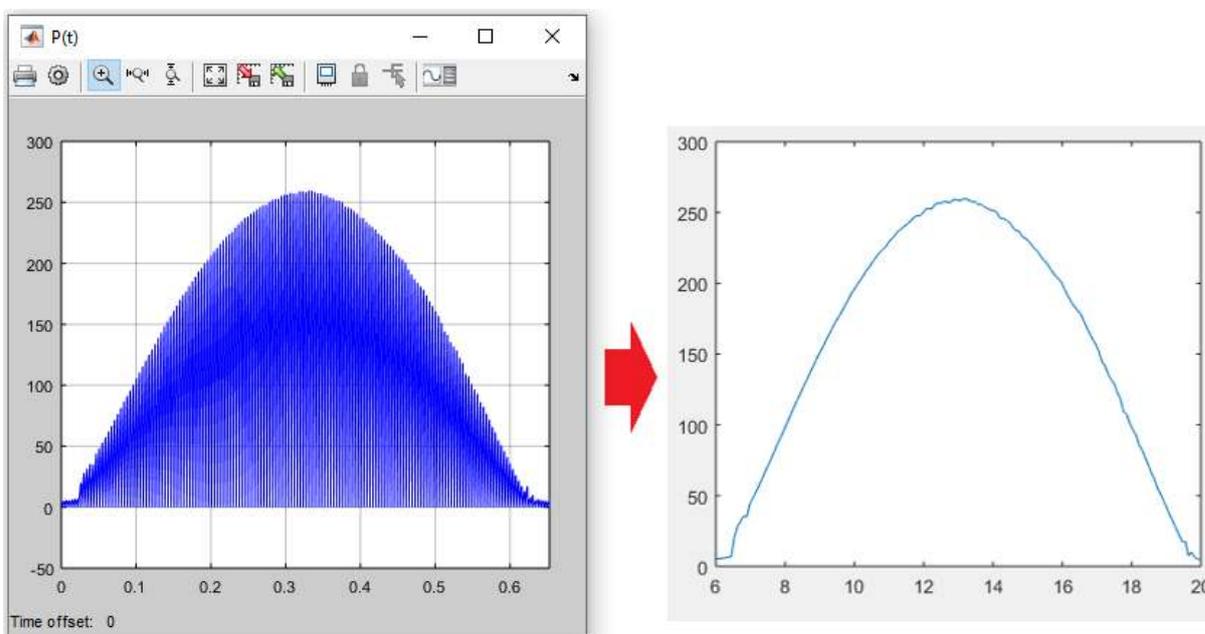


Figura 3.40 Curva de potencia DC para distintas horas, obtenida extrayendo los máximos de cada sub curva P-V.

Para extraer los máximos del juego de curvas P-V se utilizó el comando findpeaks de Matlab, que tiene la siguiente sintaxis:

```
curvaPotencia = findpeaks(resultadosPotencia, 'MinPeakDistance', 0.002);
```

Además, al presionar el botón “Graficar Potencia” se realiza automáticamente el cálculo de energía (área debajo de la curva de potencia).



El modelo de Simulink también permite observar otras salidas tales como la corriente y la tensión.

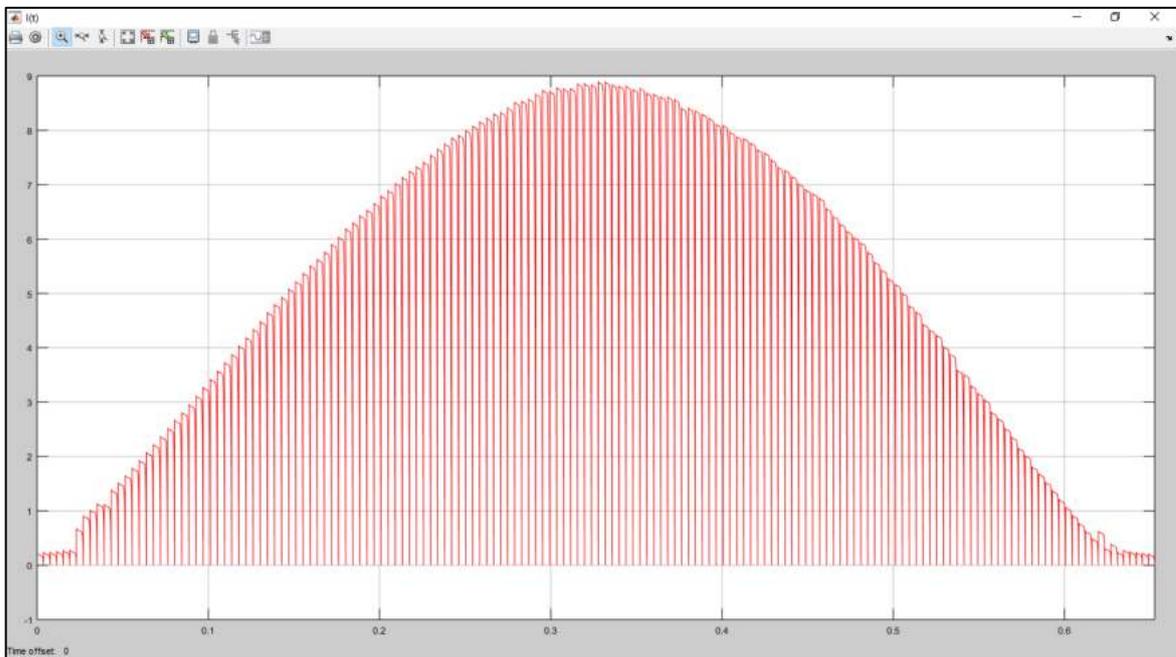


Figura 3.41 Juego de curvas de corriente.

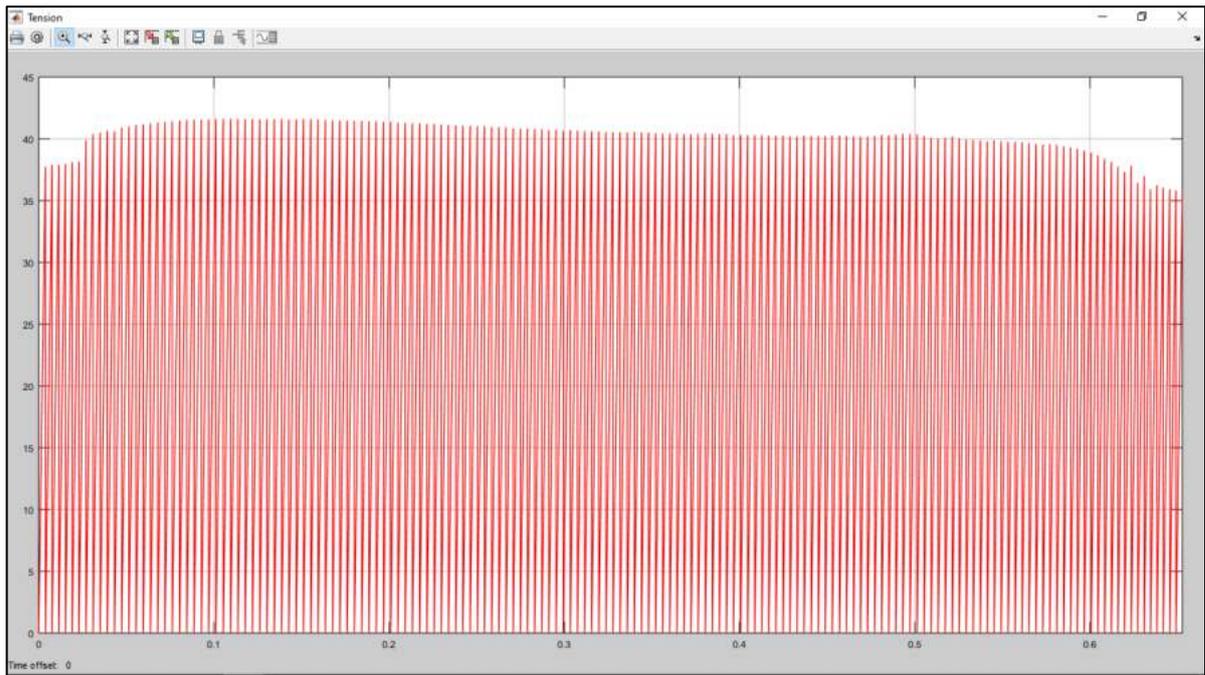


Figura 3.42 Diente de sierra de tensión aplicado.

Adicionalmente, conociendo los índices (posiciones) de los puntos de máxima potencia, pueden extraerse los puntos de funcionamiento de corriente y tensión del panel como se muestra en las Figuras Figura 3.43 y Figura 3.44.

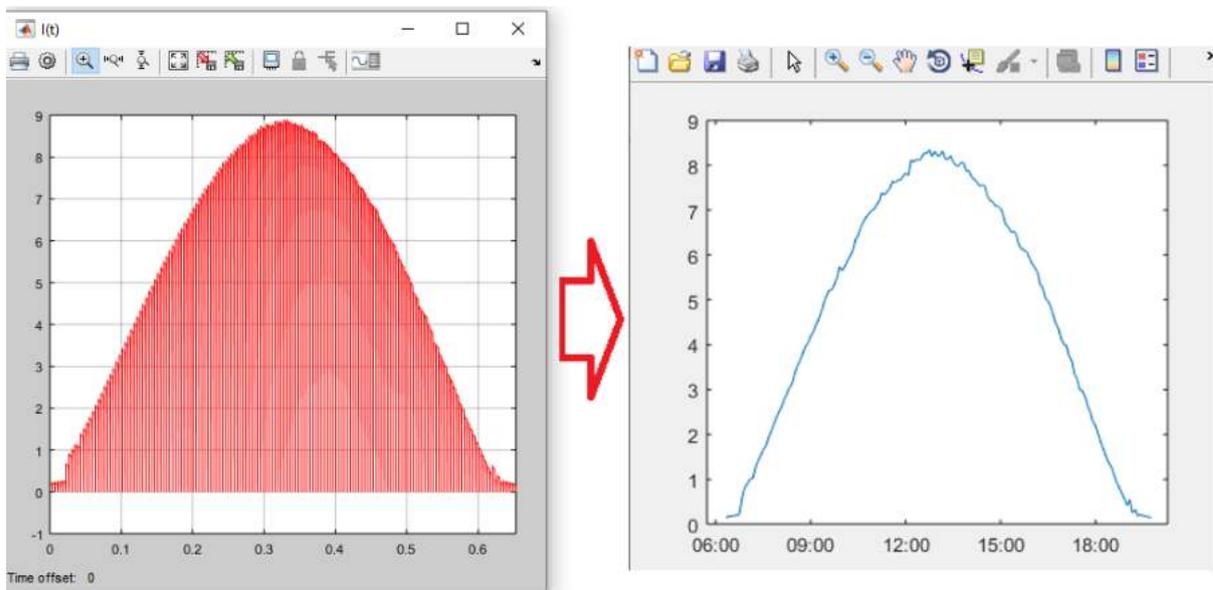


Figura 3.43 Obtención de corriente de salida del panel a partir del juego de curvas I-V.

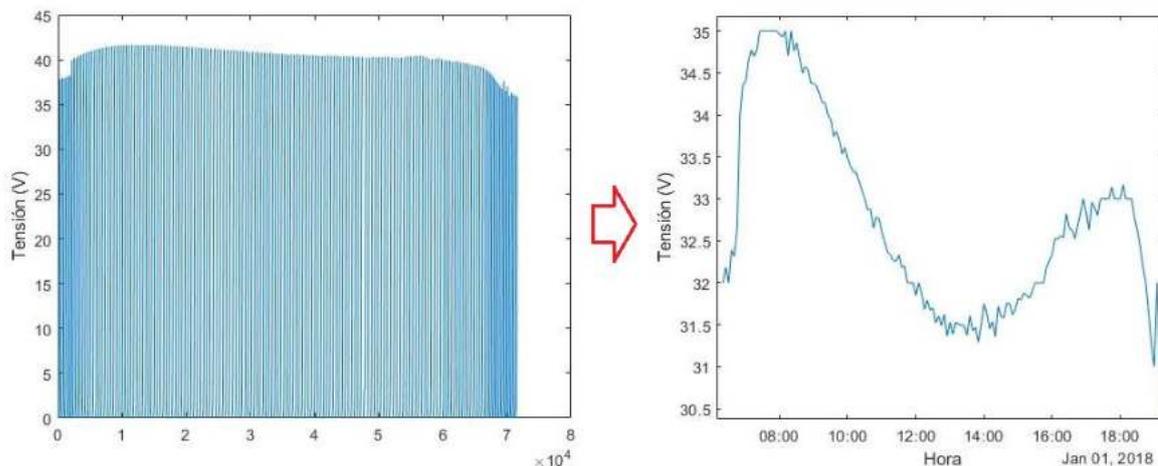


Figura 3.44 Obtención de tensión de salida del panel a partir del juego de curvas IV.

Los gráficos de corriente y tensión de las Figuras Figura 3.43 y Figura 3.44 fueron para una situación sin sombras. Cabe destacar que en [26] se obtuvieron curvas de tensión similares a la de la Figura 3.44.

La variación en la curva de tensión durante el caso mostrado va de 35V a 32V y luego sube a 33V al final del día. Este comportamiento resulta de los cambios de temperatura de las celdas del panel a lo largo del día (ver Figura 3.45). Por otro lado, se nota algo de ruido en la curva. Esto se debe a pequeñas variaciones en los datos de irradiancia y a la resolución del array de tensión durante la extracción de los datos.

Este modelo también hace posible obtener curvas de salida de tensión y corriente para casos con presencia de sombras. A continuación, en las Figuras Figura 3.46 hasta Figura 3.51 se muestran resultados de curvas de potencia y tensión para dos casos de sombreado.

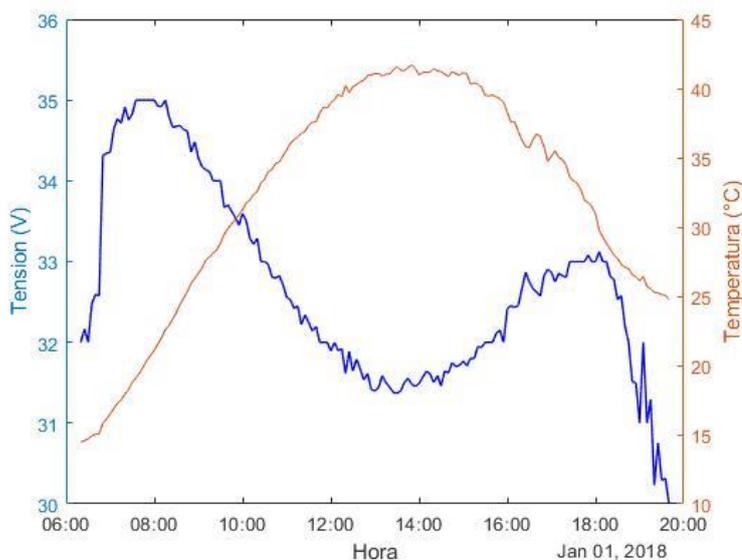


Figura 3.45 Tensión en la salida del panel y temperatura de las celdas del panel.

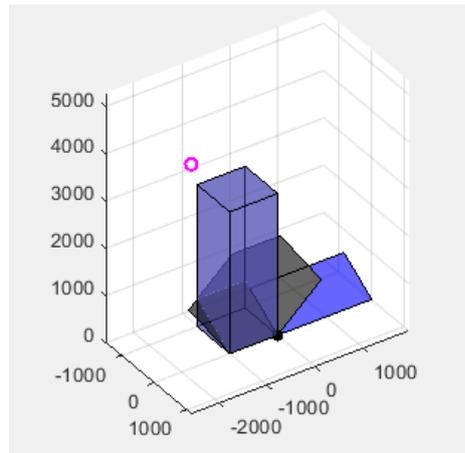


Figura 3.46 Situación de sombreado propuesta con un obstáculo al Este del panel.

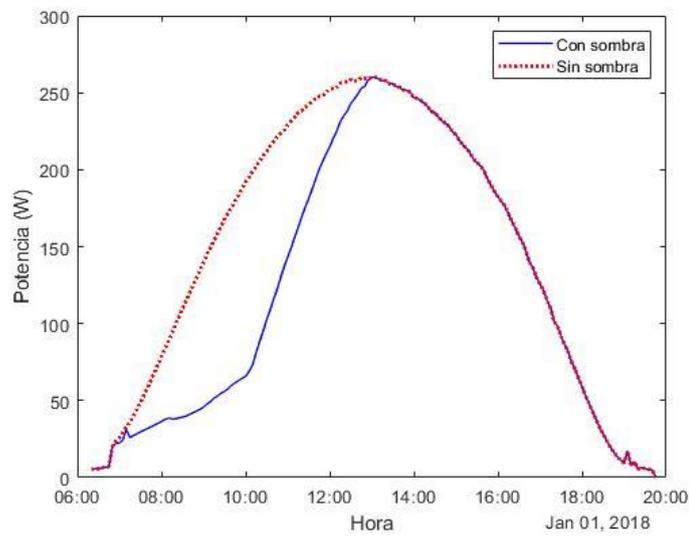


Figura 3.47 Curva de potencia de un panel con sombreado durante la mañana.

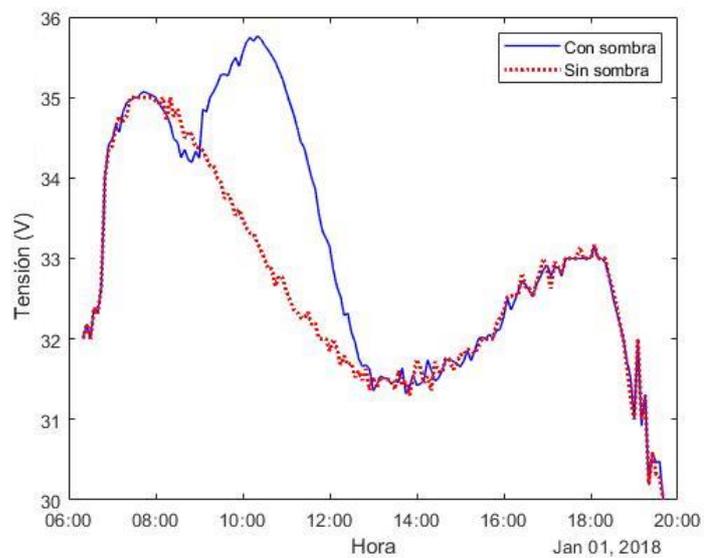


Figura 3.48 Curva de tensión de un panel con sombreado durante la mañana.

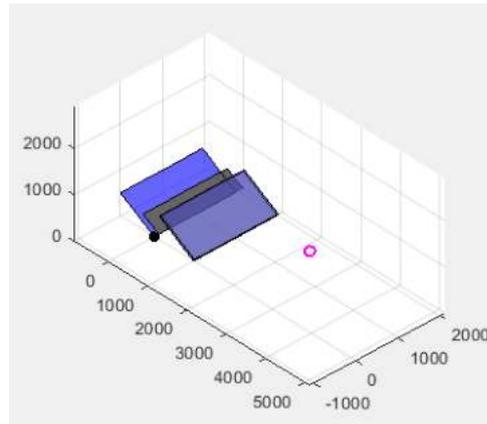


Figura 3.49 Situación de sombreado entre dos paneles.

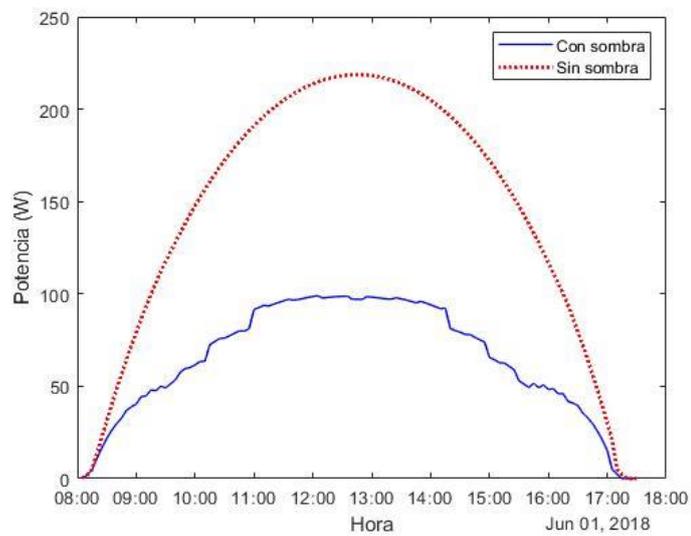


Figura 3.50 Curva de potencia durante el sombreado entre paneles.

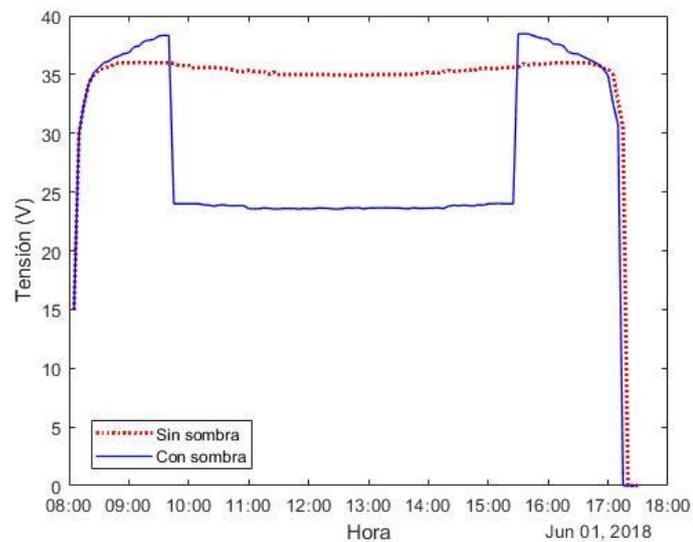


Figura 3.51 Curva de tensión durante el sombreado entre paneles.

En las Figuras Figura 3.48 y Figura 3.51 se observa que la tensión tiende a aumentar cuando la irradiancia comienza a disminuir de manera no uniforme. Este efecto se muestra en la Figura 3.52.

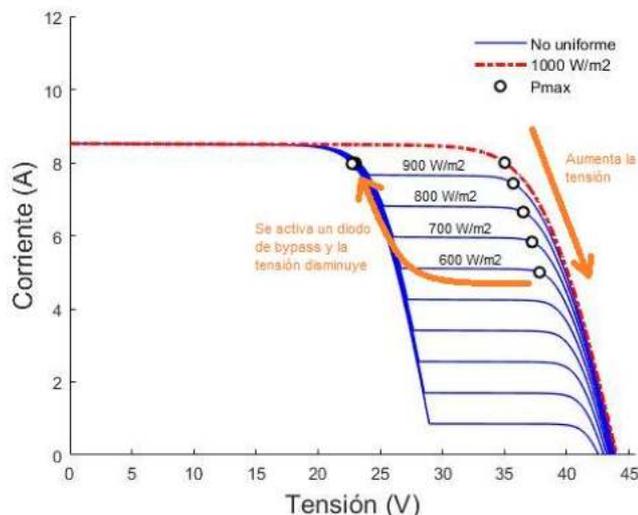


Figura 3.52 Aumento de tensión con una reducción de irradiancia no uniforme. (Reducción progresiva de irradiancia en uno de los bloques protegidos por un diodo de bypass mientras se mantiene a los otros dos bloques en 1000 W/m²)

Resultó interesante comparar este resultado con el de una disminución de irradiancia de manera uniforme en todo el panel. En este caso la tensión se mantiene constante y disminuye con irradiancias bajas como se muestra en la Figura 3.53.

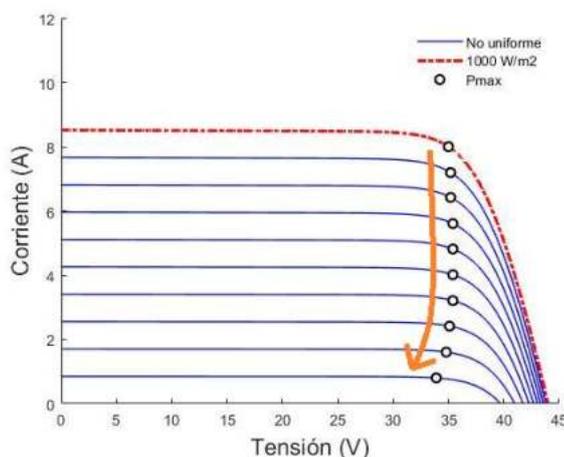


Figura 3.53 Reducción de tensión con una reducción de irradiancia uniforme.

En conclusión, el modelo del panel se elaboró dividiendo a las celdas en tres grupos. Esto permite introducir a cada grupo distintos valores de irradiancia y temperatura simultáneamente, para de esta forma simular situaciones de irradiancia no uniforme.

A su vez, se elaboró un sistema que permite introducir sucesivamente distintos valores de irradiancia y temperatura para simular el transcurso de un día completo. Una vez relevadas todas las curvas P-V se extraen los puntos correspondientes a los de máxima potencia, obteniendo así una curva de potencia para un día entero. Finalmente se cumplió con el objetivo de desarrollar un modelo en Simulink que sirva para relevar curvas de potencia, corriente o tensión en situaciones de irradiancia no homogénea sobre el panel.

Capítulo 4: Resultados

En este capítulo se realiza la validación del modelo de estimación de la irradiancia presentado en la sección 3.2, comparando los resultados obtenidos por dicho modelo con mediciones reales derivadas de diferentes fuentes.

Por otro lado, se validó el modelo para obtener la irradiancia en el plano del panel, primero en casos sin sombreado y luego colocando obstáculos generadores de sombra. También se validó el modelo de panel fotovoltaico con datos derivados de una instalación real. Los indicadores estadísticos más utilizados para cuantificar el error son el Mean Bias Error (MBE), Root Mean Square Error (RMSE) y el coeficiente R2. [47]

Error Medio Cuadrático - Mean Bias Error (MBE): provee información sobre si existe una inclinación a estimar los valores por debajo o por encima de los valores reales. Un MBE negativo indica una subestimación de los valores calculados, mientras que un MBE positivo indica una sobreestimación. Se calcula también el Error Medio Cuadrático Relativo (rMBE) para poder comparar con otras fuentes:

$$MBE = \frac{\sum(y_i - x_i)}{N} \quad (4.1)$$

$$rMBE = \frac{\sum(y_i - x_i)}{N \cdot \bar{x}} \quad (4.2)$$

donde,

y_i : valor predicho

x_i : valor medido

N : número de valores

\bar{x} : media de los valores medidos

Raíz del error cuadrático medio - Root Mean Square Error (RMSE): mientras menor sea su valor, mejor es el modelo.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum(y_i - x_i)^2}{N}} \quad (4.3)$$

$$rRMSE = \frac{\sqrt{\frac{\sum(y_i - x_i)^2}{N}}}{\bar{x}} \quad (4.4)$$

Coefficiente de determinación – *R squared* (R^2): representa la proporción de variabilidad en un conjunto de datos que representa un modelo. Idealmente, el valor de R^2 calculado con la ecuación (4.5) debe ser 1.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.5)$$

4.1 Mediciones utilizadas para la validación

Para la validación de los modelos se trabajó con datos experimentales de las siguientes fuentes:

- Facultad de Ingeniería, UNMdP, Argentina.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Estados Unidos.

Se usaron datos de Estados Unidos medidos en estaciones meteorológicas del NREL debido a la dificultad de encontrar datos de irradiancia en Argentina. Los datos del NREL pueden ser descargados con distintas resoluciones horarias (resolución máxima de 1 minuto). Además, la base de datos posee información detallada de los instrumentos con los que se midieron los datos.

La Figura 4.1 muestra, en forma esquemática, el proceso de cálculo para obtener la potencia DC de salida (P_{dc}) de los paneles fotovoltaicos utilizando los modelos presentados en el capítulo 3. Adicionalmente se indica en que etapas del proceso se cuenta con datos experimentales para realizar la validación de los modelos.

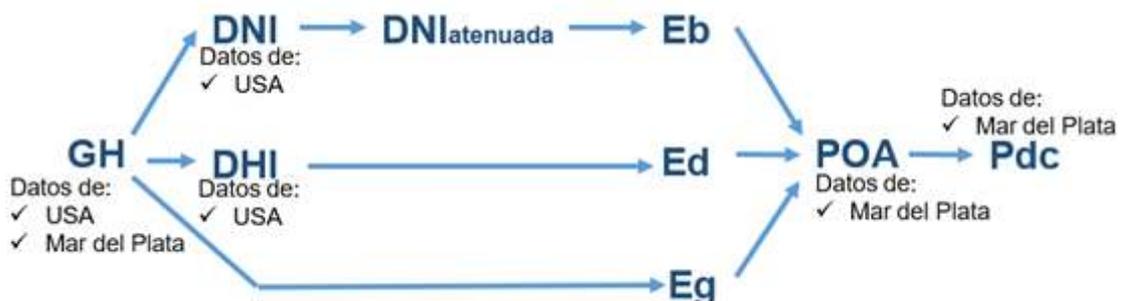


Figura 4.1 Procedimiento de cálculo de potencia DC de salida con notas sobre los lugares donde se tienen datos experimentales.

4.2 Validación del modelo de irradiación

Para la validación de los modelos se utilizaron datos medidos en la Facultad de Ingeniería de la UNMdP y de 2 estaciones meteorológicas pertenecientes al NREL de los Estados Unidos. En la Tabla 4.1 se presenta un resumen de las características de los datos utilizados.

Tabla 4.1 Fuentes de datos meteorológicos.

Fuente	Ubicación	Periodo	Resolución	Datos disponibles
Facultad de Ingeniería de Mar del Plata	38° Sur 57.54° Oeste	2018	5 minutos	GHI, POA, Tamb
SRRL (Estados Unidos)	39.74° Norte 105.178° oeste	2018	1 minuto	GHI, DNI, DHI, Tamb
UTPA (Estados Unidos)	26.30° Norte 98.17° Oeste	2018	1 minuto	GHI, DNI, DHI, Tamb

Datos de la Facultad de Ingeniería (Mar del Plata, Argentina)

El sistema fotovoltaico de la facultad de ingeniería está compuesto por 3 strings de 6 paneles cada uno (18 paneles en total). Los paneles tienen una orientación acimut de 14° al Oeste³ y una inclinación de 30°. El sistema utiliza un inversor marca SIRIO de 1,5 kW en la salida de cada string. Para relevar los parámetros eléctricos se utiliza un analizador de calidad de energía marca PQube, que mide los parámetros de entrada de un inversor y las salidas de los tres inversores. Para medir los datos meteorológicos se utiliza una estación meteorológica marca Davis Vantage Pro II. Esta estación mide irradiancias de hasta 1800 W/m^2 con una resolución de 1 W/m^2 y un error del $\pm 5\%$ a fondo de escala, es decir $\pm 90 W/m^2$ [48]. Por otro lado, se dispone de un piranómetro independiente que mide irradiancia sobre el plano de los paneles (POA).

- Lugar: techo de facultad de ingeniería de Mar del Plata
- Latitud: 38°S
- Longitud: 57°W
- Altura: 38m
- UTC: -3
- Error de GHI: $\pm 90 W/m^2$
- Fuente de datos: Facultad de Ingeniería de Mar del Plata

³ El valor de 14° se obtuvo luego de realizar varias simulaciones, comparando valores de R2 medidos con los simulados para distintos ángulos de azimut.

Datos de Estación meteorológica SRRL (Denver, USA)

Esta estación meteorológica está ubicada en el Solar Radiation Research Laboratory (SRRL), en Denver, Estados Unidos. Se utiliza un piranómetro giratorio con banda de sombra (Rotating Shadowband Pyranometer, RSP) marca LICOR, modelo LI-200 para medir irradiancia difusa y global. El sistema calcula la irradiancia directa mediante cálculos considerando el tiempo y lugar. El sensor LI-200 tiene un error máximo de $\pm 5\%$. Entre los datos medidos, son de interés los datos de irradiancia en el plano horizontal, directa, difusa, temperatura y velocidad del viento.

- Lugar: REL Solar Radiation Research Laboratory (Irradiance Inc. RSP v2)
- Latitud: 39.74N
- Longitud: 105.17°W
- Altura: 1828.8 m
- UTC: -7
- Error de irradiancia medida: $\pm 5\%$
- Fuente: <https://midcdmz.nrel.gov/apps/sitehome.pl?site=IRRSP>

Datos de la Estación UTPA (Texas, USA)

La estación meteorológica UTPA está situada en el Solar Radiation Laboratory de la University of Texas Panamerican. El sistema utiliza 3 piranómetros montados sobre un seguidor solar marca Kipp & Zonen, modelo Solys-2. Dos de los piranómetros miden irradiancia difusa y el otro mide irradiancia directa. También se mide irradiancia global con otros dos piranómetros independientes. Los datos medidos de interés son la irradiancia en el plano horizontal, directa, difusa, temperatura y velocidad del viento. [49]

- Lugar: University of Texas Panamerican Solar Radiation Lab
- Latitud: 26.3N
- Longitud: 98.16°W
- Altura: 45.4m
- UTC: -6
- Fuente: <https://midcdmz.nrel.gov/apps/sitehome.pl?site=UTPASRL>

Nota sobre el modelo utilizado para los cálculos

Para realizar los cálculos se decidió utilizar el método DISC. El método DIRINT requiere una entrada adicional de presión atmosférica en pascales, complicando en cierta medida el cálculo. Se realizaron simulaciones utilizando tanto el método DISC como el DIRINT y se observó que en general, los resultados no difieren en gran medida. En la Figura 4.2 se observa que las curvas de POA obtenidas con ambos métodos se superponen. Por lo tanto, debido a su mayor simplicidad, se decidió proceder utilizando el método DISC.

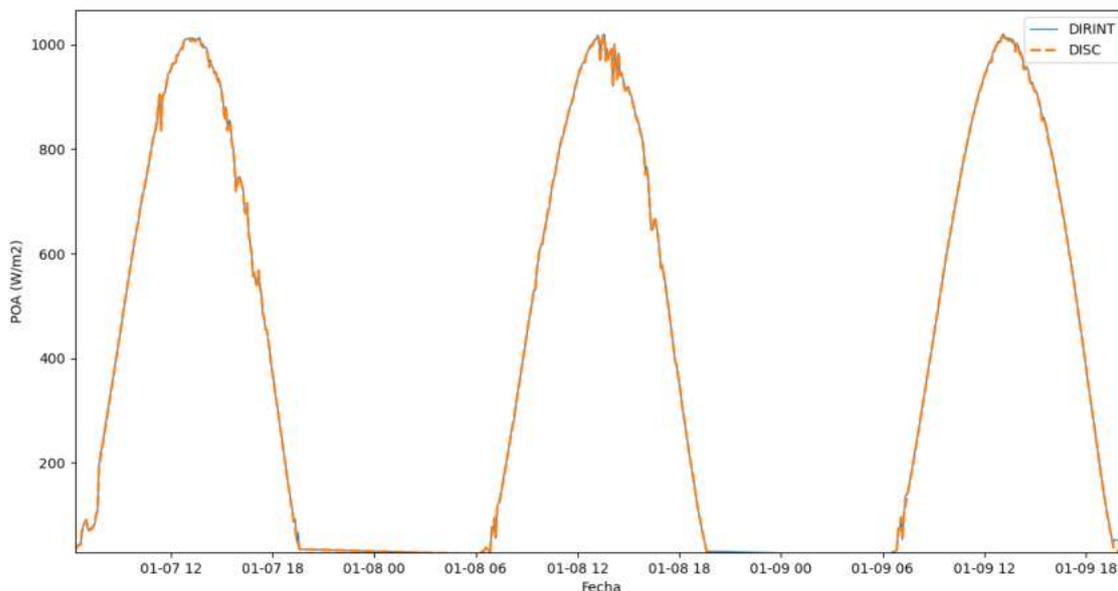


Figura 4.2 Comparación de POA calculado con los métodos DIRINT y DISC utilizando datos meteorológicos de Mar del Plata.

4.2.1 Estación SRRL RSP2 (Denver, Colorado, USA)

Se realiza una comparación de los valores de irradiancia directa (DNI) estimados a partir del método DISC, con los medidos en la estación meteorológica.

En las Figuras Figura 4.3 y Figura 4.4 se muestran los gráficos de DNI modelado vs. DNI medido para el primer día de cada mes. Puede observarse que en general, los valores de DNI estimados por el modelo se ajustan a los valores medidos. La mayor discrepancia se da en algunos meses del verano estadounidense (julio, agosto) en las horas del mediodía, donde el modelo forma un valle, en lugar del pico que se mide en la realidad (ver Figura 4.4). Este comportamiento fue también reportado por [50] donde, según el autor, se puede deber a que las relaciones empíricas del método DISC se basan en datos medidos en Atlanta y, por lo tanto, no se ajustan perfectamente a otras locaciones.

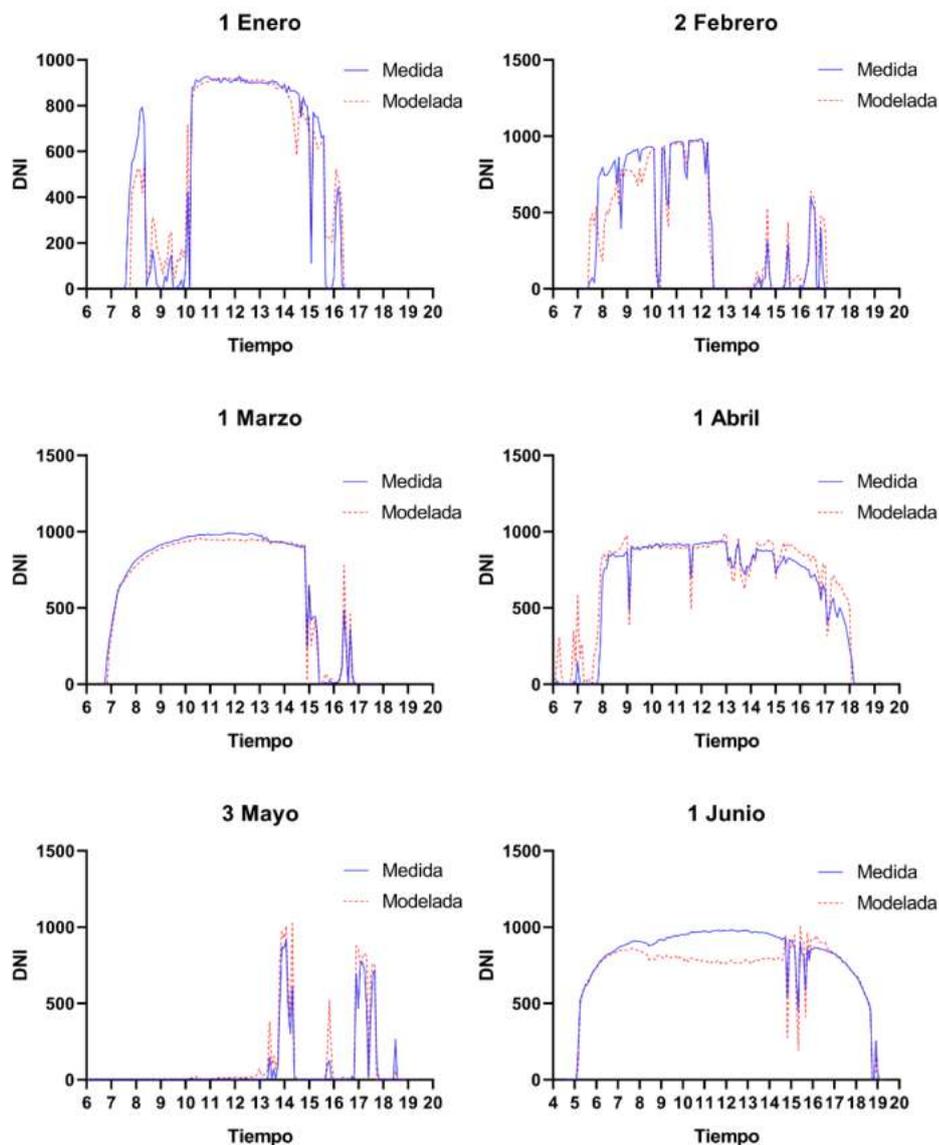


Figura 4.3 Comparación irradiancia directa (DNI) modelada vs. medida para una estación en Denver, Colorado. (enero - junio)

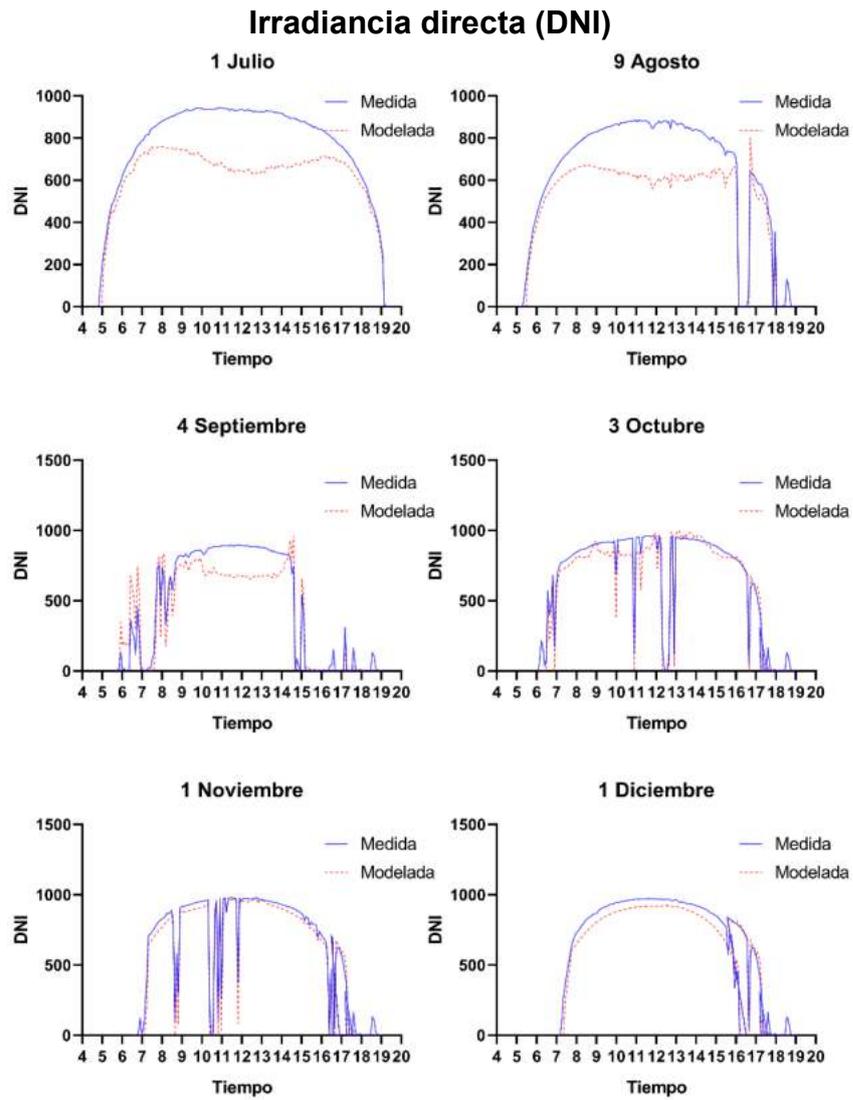


Figura 4.4 Comparación irradiancia directa (DNI) modelada vs. medida para una estación en Denver, Colorado. (julio - diciembre)

Se calcularon los MBE y RMSE mensuales y anual, en la Tabla 4.2 se muestran los resultados:

Tabla 4.2 Errores en el cálculo del DNI usando el método DISC con los datos de la estación meteorológica de Denver, USA.

Estación meteorológica SRRL RSP2				
Mes	MBE (W/m2)	rMBE (%)	RMSE (W/m2)	rRMSE (%)
Enero	20,61	4,87	129,65	30,62
Febrero	-4,99	-1,06	115,72	24,65
Marzo	15,79	2,71	97,42	16,70
Abril	2,88	0,68	105,00	24,76
Mayo	-9,94	-2,76	106,52	29,59
Junio	-21,72	-4,82	113,36	25,16
Julio	-31,49	-6,73	119,81	25,59
Agosto	-21,52	-5,38	119,70	29,91
Septiembre	-23,14	-4,55	110,88	21,78
Octubre	-12,15	-3,14	105,33	27,23
Noviembre	-32,25	-6,34	95,85	18,86
Diciembre	-10,92	-2,19	111,10	22,23
AÑO	-10,74	-2,39	110,86	24,76

Puede notarse que el MBE anual es negativo, lo que indica que el modelo tiende a subestimar el DNI en relación a los valores medidos.

En [50], los MBE y RMSE del método DISC para distintas estaciones meteorológicas en Estados Unidos son similares a los que se muestran en la Tabla 4.2. Por lo que puede decirse que las magnitudes del MBE y RMSE del DNI calculado caen dentro de rangos habituales para el método DISC. El MBE tiene desviaciones del orden de decenas, mientras que el RMSE toma valores de centenas.

La Figura 4.5 muestra un gráfico de dispersión comparando los valores de DNI calculados con los medidos. El valor de R2 calculado fue de 0,922.

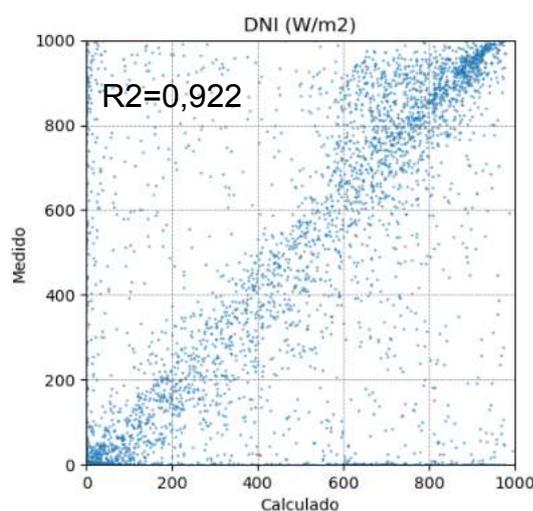


Figura 4.5 Gráfico de dispersión comparando valores medidos con los calculados.

4.2.2 UTPA (Universidad de Texas)

Con estos datos también se realiza una comparación de valores estimados de DNI a partir del método DISC, con los valores medidos. En las Figuras Figura 4.6 y Figura 4.7 se muestran gráficos de DNI modelado vs. DNI medido para el primer día de cada mes del año.

Al igual que con los datos de SRRL RSP2 se aprecia que la irradiancia directa estimada se ajusta precisamente a los valores medidos.

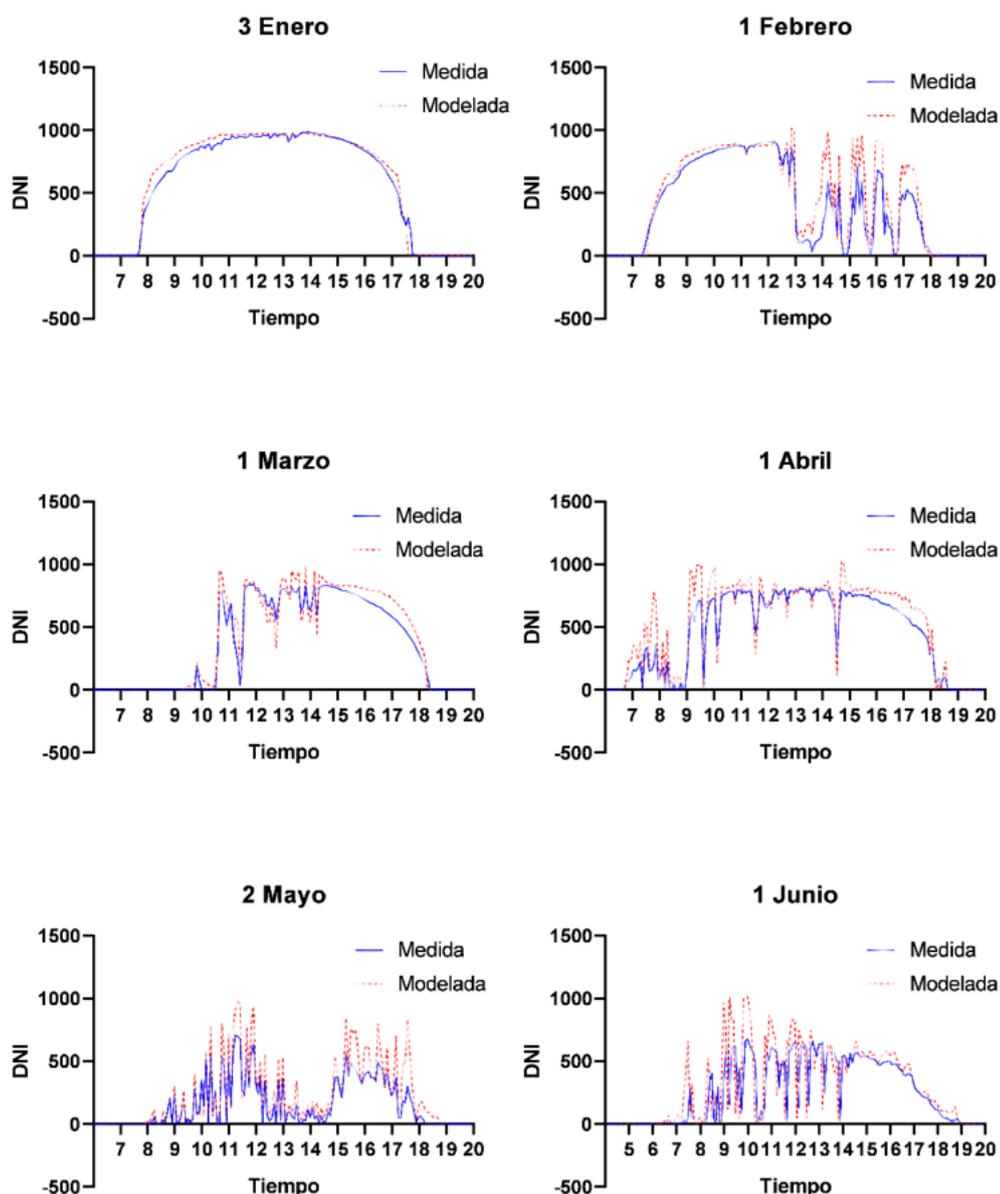


Figura 4.6 Comparación de irradiancia directa (DNI) modelada vs. Medida para una estación en Texas. (enero – junio)

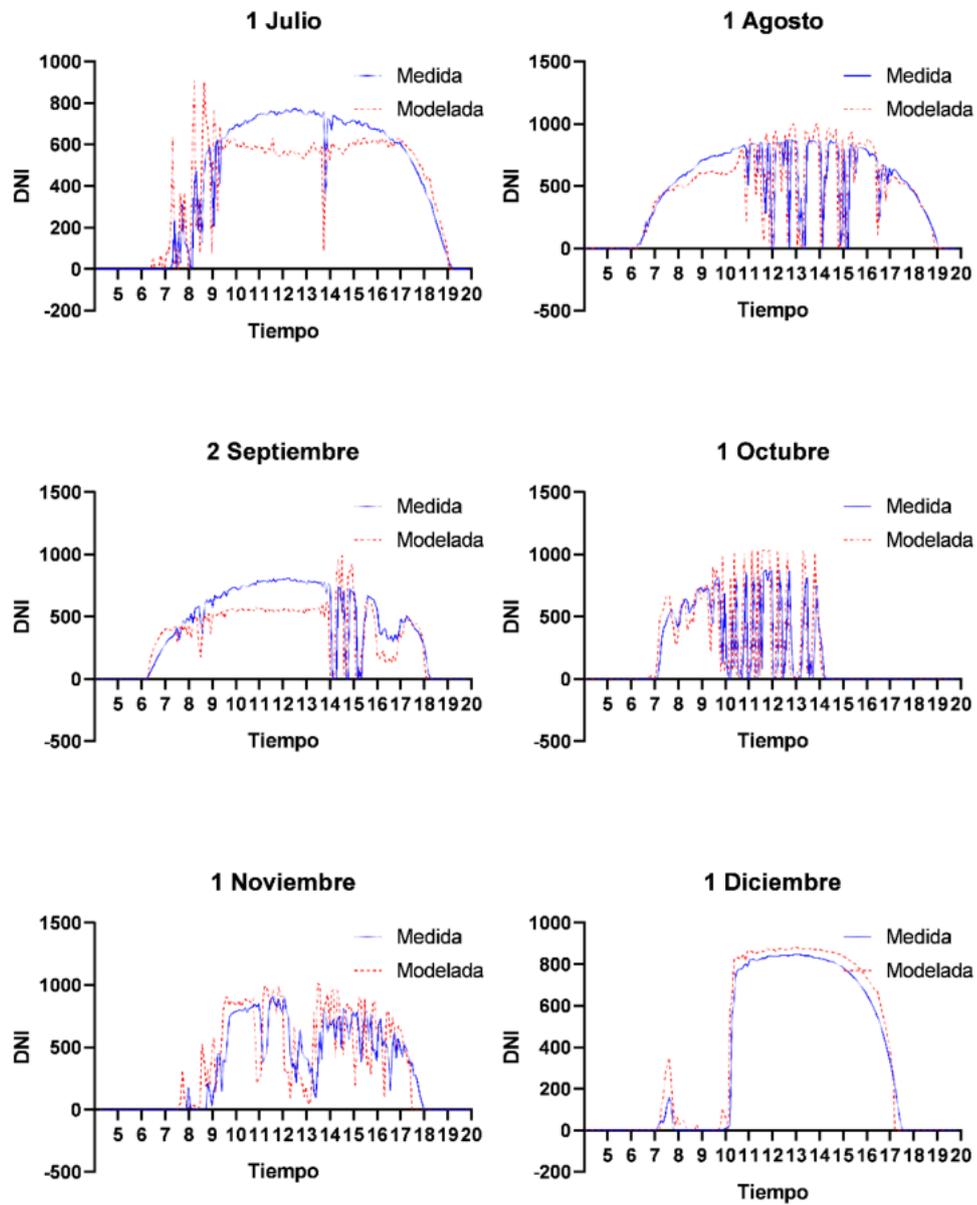


Figura 4.7 Comparación irradiancia directa (DNI) modelada vs. medida para una estación en Texas. (julio - diciembre)

La Tabla 4.3 muestra los errores calculados mensuales y anual:

Tabla 4.3 Errores en el cálculo del DNI utilizando método DISC con los datos de la estación meteorológica en Texas, USA.

Estación meteorológica UTPA				
Mes	MBE (W/m ²)	rMBE (%)	RMSE (W/m ²)	rRMSE (%)
Enero	29,79	14,31	102,44	49,2
Febrero	32,4	27,75	108,37	92,81
Marzo	20,29	8,66	111,7	47,69
Abril	28,78	12,26	111,92	47,68
Mayo	12,61	3,32	119,02	31,35
Junio	14,65	4,34	107,26	31,76
Julio	-7,88	-2,04	114,73	29,66
Agosto	-12,91	-3,15	112,54	27,43
Septiembre	28,29	13	99,7	45,81
Octubre	17,64	8,86	82,63	41,48
Noviembre	24,4	14,85	84,08	51,18
Diciembre	32,95	14,13	93,17	39,95
AÑO	18,42	9,69	103,96	44,67

Una vez más, el MBE no sobrepasa las decenas y el RMSE no sobrepasa el par de centenas. Las mayores desviaciones aparecen una vez más en los meses de verano. En julio se aprecian valles durante horas del mediodía.

Esta vez el MBE es positivo, por lo que la tendencia es a sobreestimar el DNI.

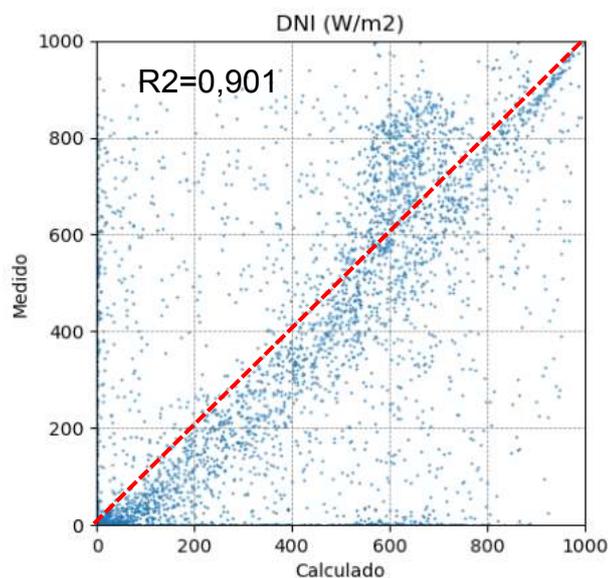


Figura 4.8 Gráfico de dispersión comparando valores medidos con los calculados.

4.2.3 Facultad de ingeniería (Mar del Plata)

La estación meteorológica ubicada en la Facultad de Ingeniería UNMdP no realiza mediciones de DNI o DHI, únicamente recolecta datos de irradiancia en el plano horizontal. Por otro lado, se dispone de un sensor independiente que mide irradiancia sobre el plano de los paneles. Por lo tanto, en este caso se comparará el POA estimado a partir del modelo con el medido. En este caso puede verse que en general, los valores medidos resultan mayores que los estimados.

La orientación del arreglo tiene los ángulos:

- *Angulo tilt:* $\beta = 30^\circ$
- *Angulo azimuth:* $\alpha = -14^\circ$ (oeste)

En las Figuras Figura 4.9 y Figura 4.10 se muestran gráficos de POA modelado vs. POA medido para el primer día de cada mes del año. Puede observarse que los valores medidos tienden a estar siempre por encima de los calculados. Las diferencias entre los valores medidos y estimados pueden deberse a:

- Un error en el elemento de medición del POA
- Un error en el GHI medido
- El modelo puede ser inadecuado para esta localización debido a que se basa en relaciones empíricas relevadas en Estados Unidos.

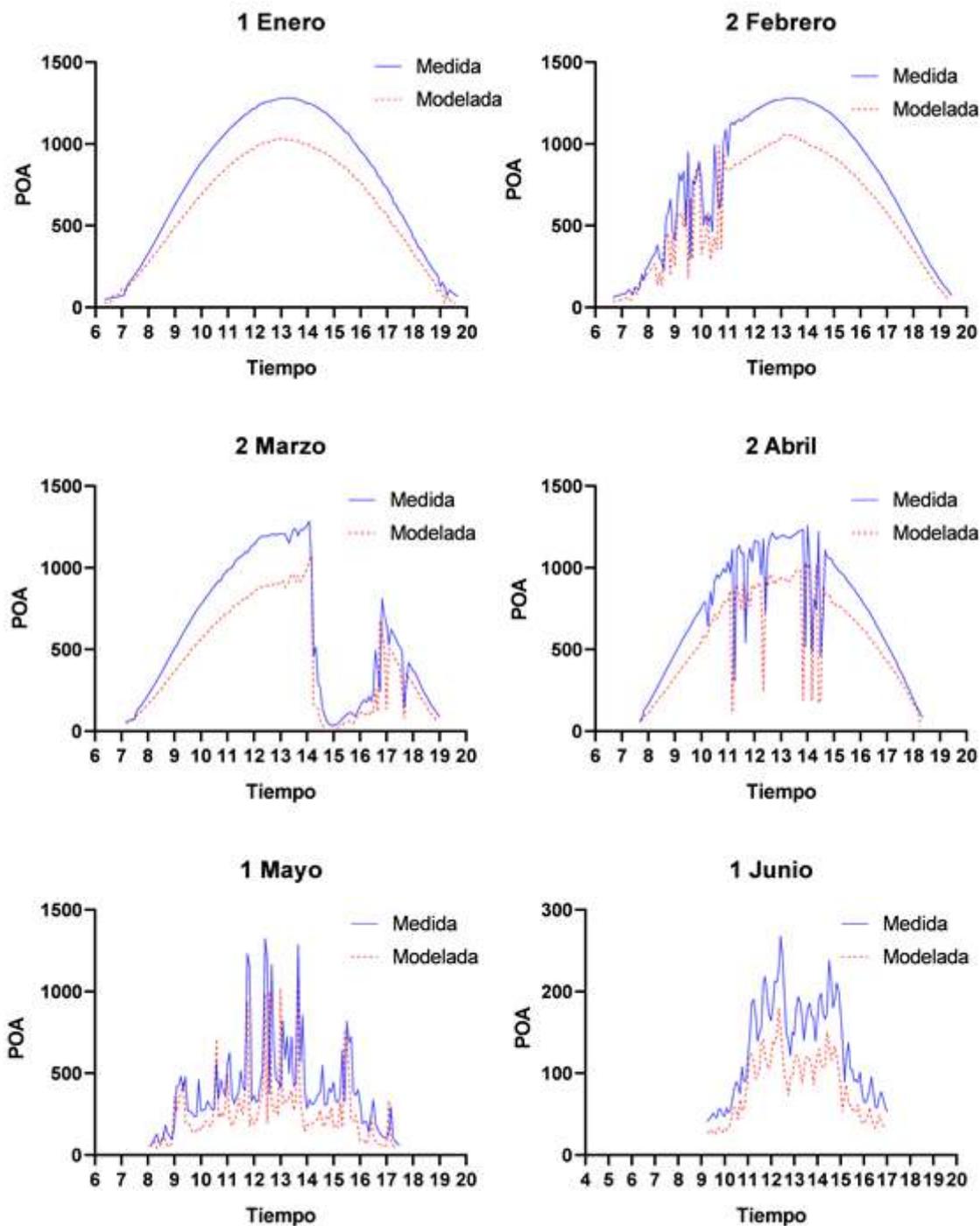


Figura 4.9 Comparación de irradiancia en el plano del panel (POA) modelada vs. medida para una estación en la facultad de ingeniería de Mar del Plata. (enero – junio)

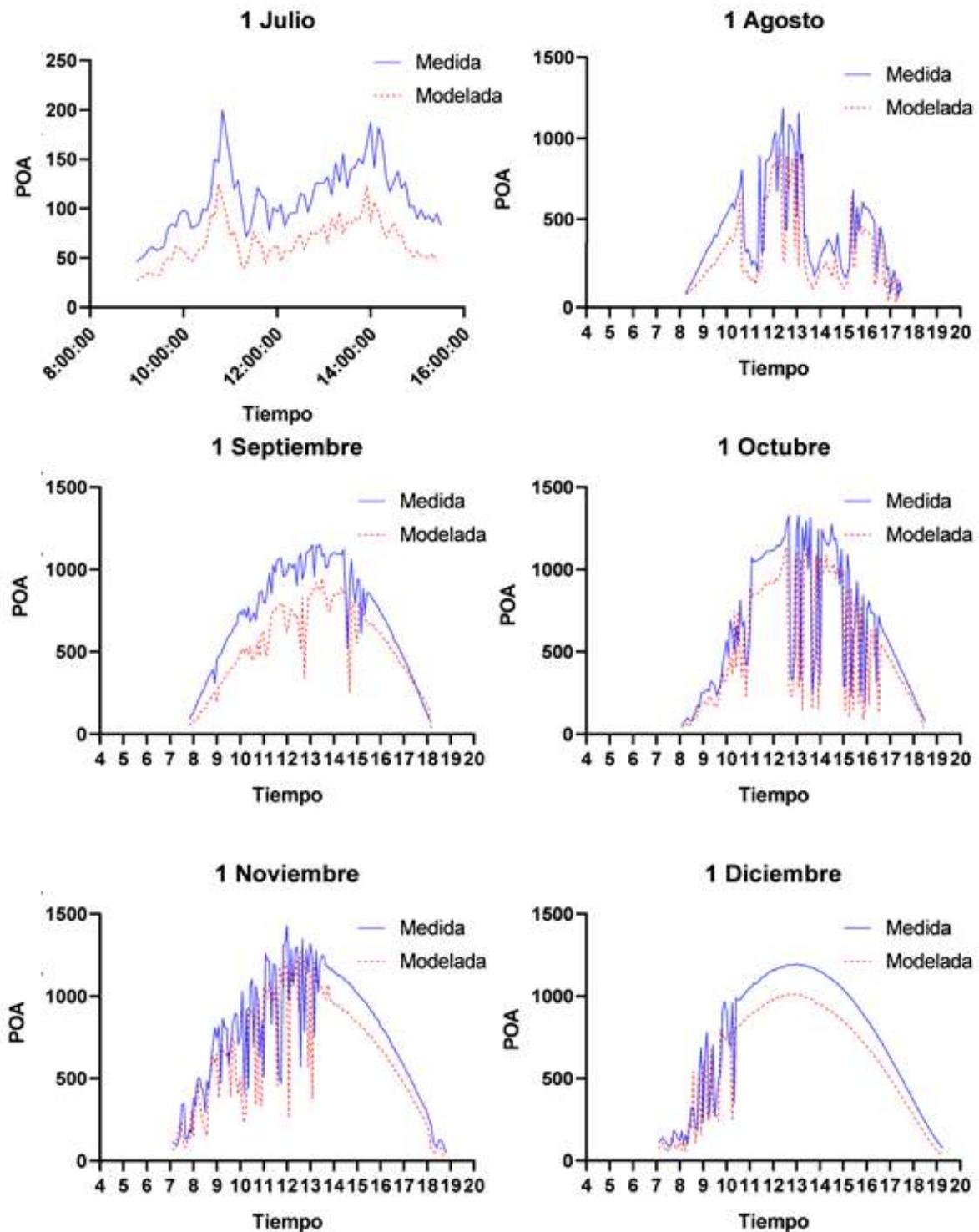


Figura 4.10 Comparación de irradiancia en el plano del panel (POA) modelada vs. medida para una estación en la facultad de ingeniería de Mar del Plata. (julio - diciembre)

La Tabla 4.4 muestra los MBE y RMSE mensuales y anual. Como era de esperarse, los valores de MBE ya no son del orden de decenas, sino de centenas y el RMSE sobrepasa los 200 [W/m²].

Tabla 4.4 Errores del cálculo del POA para los datos de la facultad de ingeniería de Mar del Plata.

Sistema fotovoltaico de la UNMdP				
Mes	MBE (W/m ²)	rMBE (%)	RMSE (W/m ²)	rRMSE (%)
Enero	-160,12	-24,74	208,01	32,14
Febrero	-168,6	-24,29	220,25	31,73
Marzo	-162,94	-23,84	226,61	33,15
Abril	-127,35	-28,34	190,1	42,3
Mayo	-130,88	-29,46	173,13	38,98
Junio	-118,47	-29,61	154,33	38,57
Julio	-104,58	-29,73	149,92	42,62
Agosto	-140,83	-27,98	189,96	37,74
Septiembre	-130,25	-25,42	176,2	34,39
Octubre	-121,12	-20,84	181,94	31,31
Noviembre	-129,5	-21,32	193,09	31,8
Diciembre	-116,7	-17,83	176,73	27
AÑO	-134,28	-25,28	186,69	35,14

El valor de R² es:

$$R^2 = 0,751$$

En [28, p. 58] los autores proponen utilizar modelos para días despejados (Clear Day) como el de Ineichen, para averiguar si un elemento de medición está mal calibrado.

En la Figura 4.11 se comparan el POA medido, el calculado con los GHI medidos, el calculado con datos para un día claro simulados con el modelo Clear Day de Ineichen y la irradiancia extraterrestre.

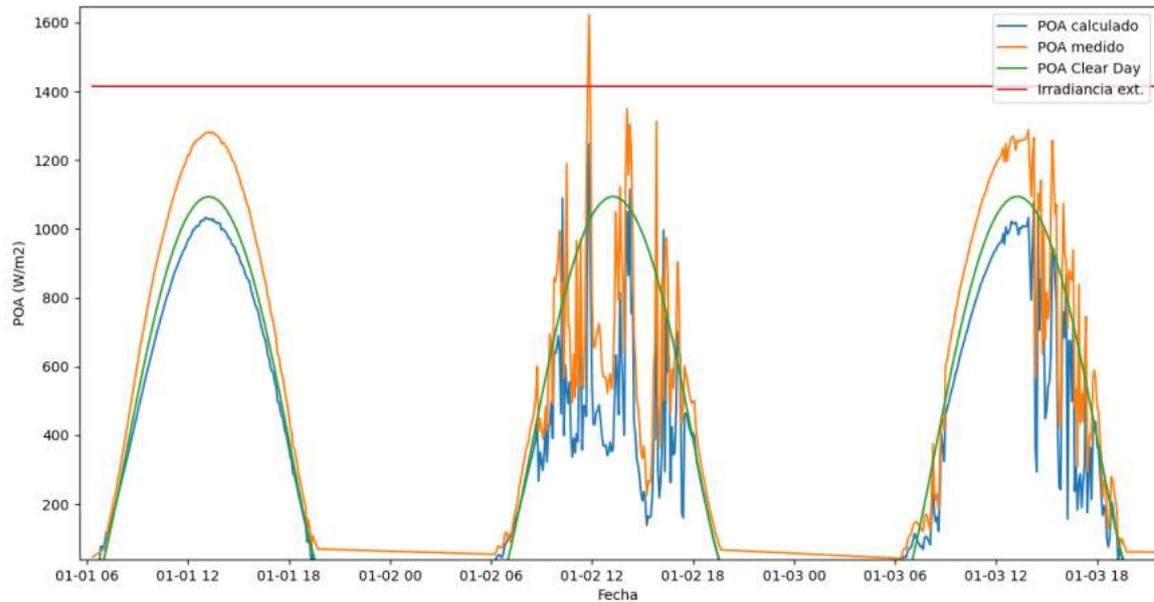


Figura 4.11 Comparación del POA calculado, el medido, el POA calculado para un día claro (utilizando el modelo de Ineichen) y la irradiancia extraterrestre.

En la Figura 4.11 puede observarse que, por un lado, los valores medidos de POA caen por encima de los modelados en base a la irradiancia para días claros de Ineichen. Por otro lado, en algunos casos se observa que los valores medidos llegan a superar la irradiancia extraterrestre, es decir, aquella en la superficie de la atmosfera de la tierra. Estos resultados apoyan la hipótesis de que el elemento de medición está sobreestimando la irradiancia en el plano del panel.

En la Figura 4.12 se comparan los valores de POA medidos con los calculados, y puede observarse claramente que la recta esta desplazada hacia arriba y tiene una pendiente mayor a 1:1.

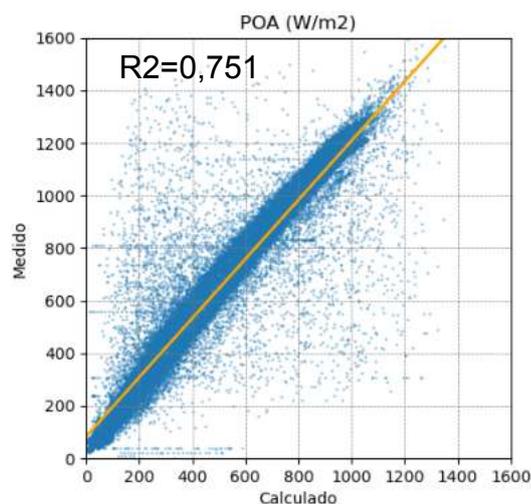


Figura 4.12 Comparación de valores de POA medidos y calculados.

Con los datos medidos y calculados se obtuvo la recta de mínimos cuadrados:

$$y = 1,124 * x + 84,14$$

Si se quisiera corregir los datos medidos para ser consistentes con las simulaciones, puede utilizarse la ecuación propuesta (4.6), que produce una dispersión con pendiente 1:1 y ordenada igual a 0. Esta ecuación fue obtenida restándole a todos los puntos 84,14 para llevar la recta de tendencia al 0 y luego multiplicando el resultado por $\tan(45^\circ) / 1,124$ para llevar la pendiente a 1:1.

$$POA_{corregido} = 0,889 * POA_{medido} - 74,8 \tag{4.6}$$

El gráfico de dispersión recalculado con esta corrección resulta en el de la Figura 4.13.

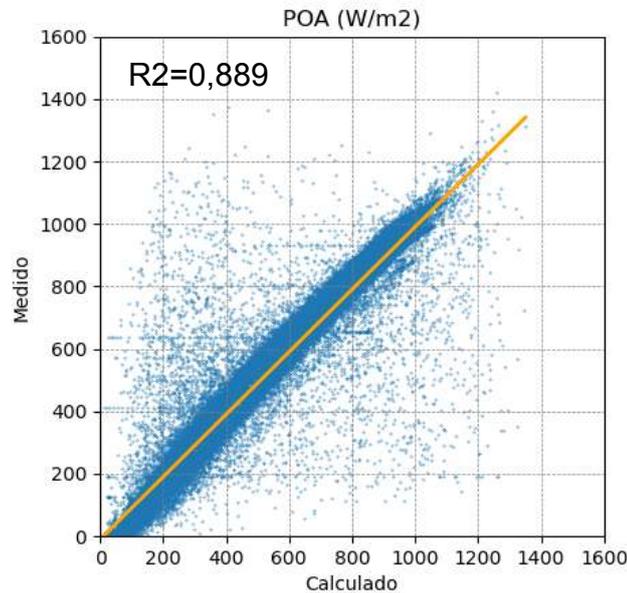


Figura 4.13 Diagrama de dispersión con las medidas corregidas mediante la ecuación propuesta.

Luego de esta corrección, el parámetro R2 pasaría a valer de 0,751 a 0,889.

Para explorar si el error puede deberse al elemento con el que se mide el POA, se calcula la potencia DC con el POA medido y el estimado separadamente, luego se compara con los valores medidos de potencia DC, en el mismo sistema fotovoltaico.

Para estimar la potencia de salida DC se usan las ecuaciones propuestas por NREL [51]:

$$P_{mp} = \frac{POA}{1000} * P_{mp0} * [1 + \gamma * (T_c - 25)] \quad \text{para } POA > 125 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

$$P_{mp} = 0,008 \frac{POA^2}{1000} * P_{mp0} * [1 + \gamma * (T_c - 25)] \quad \text{para } POA \leq 125 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

donde,

P_{mp0} : potencia máxima del panel en condiciones estándar ($T = 25^{\circ}C$ y $G = 1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$)

POA : irradiancia en el plano del panel

γ : coeficiente de temperatura de la potencia (de hoja de datos del panel)

T_c : temperatura del panel en $^{\circ}C$

Las Figuras Figura 4.14 y Figura 4.15 muestran la comparación de los siguientes resultados para enero y febrero:

- **Pdc POA medido:** potencia de salida DC estimada con el modelo PVWatts usando los datos de irradiación en el plano del panel medidos en el sistema real.
- **Pdc POA estimado:** potencia de salida DC estimada a partir de los datos de irradiación en el plano del panel estimados con el modelo presentado en la sección 3.2.
- **Pdc medida:** potencia de salida DC medida a la salida del sistema fotovoltaico.

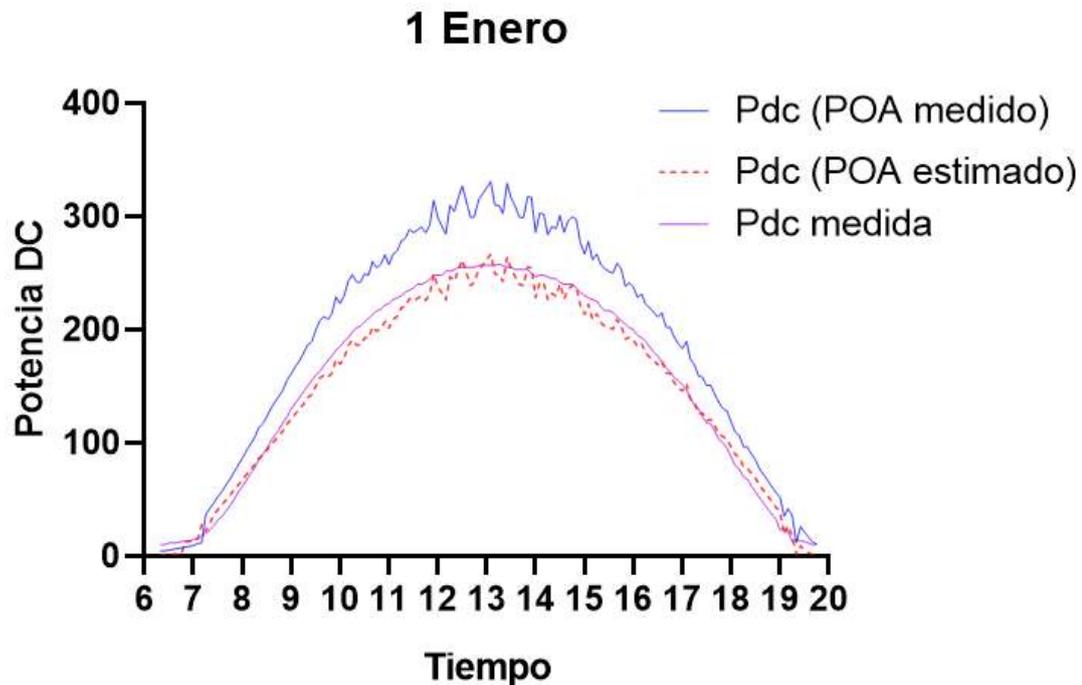


Figura 4.14 Comparación de potencia DC medida con la calculada a partir del POA medido y del POA estimado. (1 de enero)

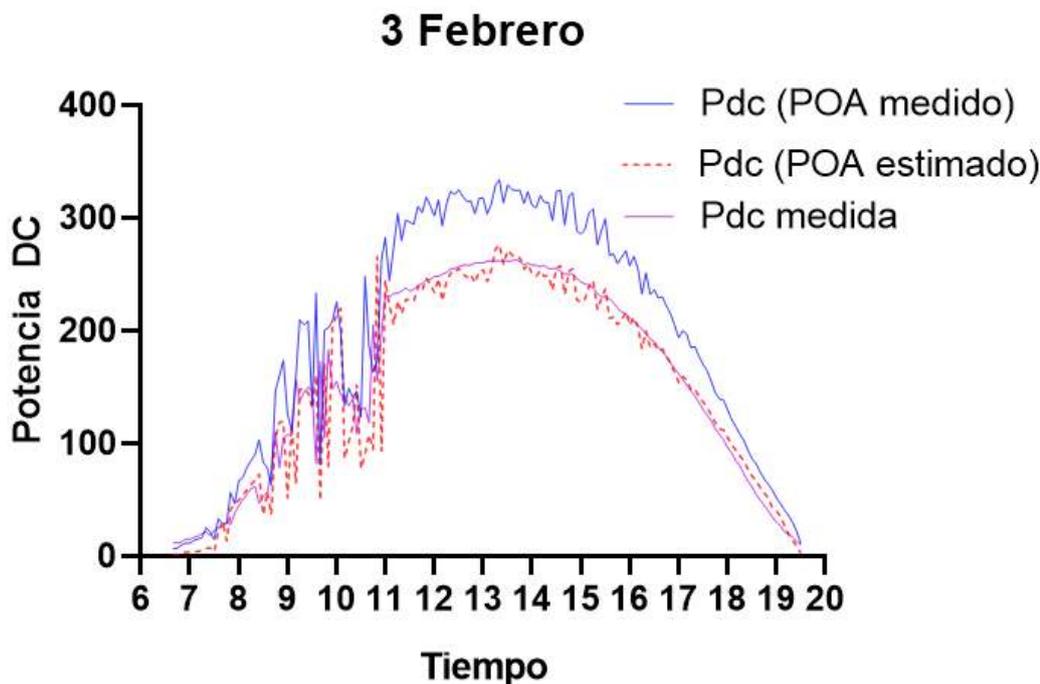


Figura 4.15 Comparación de potencia DC medida con la calculada a partir del POA medido y del POA estimado. (3 de febrero)

Luego de esto se elaboraron los gráficos de dispersión que se muestran en la Figura 4.16. Las potencias medidas se compararon con las calculadas a partir de (i) el POA medido, (ii) a partir del POA calculado y (iii) a partir del POA medido con la corrección propuesta.

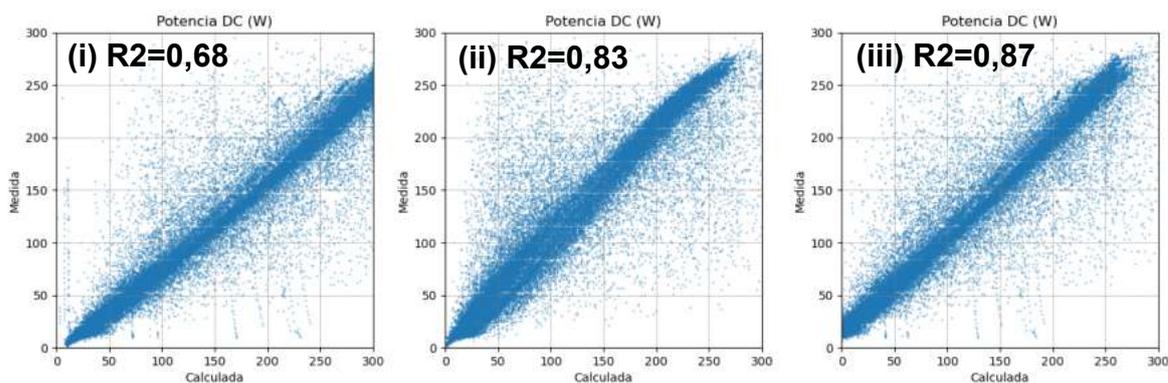


Figura 4.16 Izquierda: potencia DC calculada con los valores de POA medidos. Centro: potencia calculada con valores de POA calculados a partir del GHI medido. Derecha: potencia calculada con POA medidos corregidos con la ecuación propuesta.

El primer gráfico de la Figura 4.16 muestra la relación entre potencia medida y la calculada a partir del POA medido. Puede observarse que la recta tiene pendiente menor a 1:1, es decir que la potencia calculada es mayor que la medida. Esto probablemente se debe a que los POA medidos están sobreestimados. Además, el valor de R2 calculado es 0,68.

El segundo corresponde a las potencias calculadas a partir del POA calculado. Puede observarse que la recta tiene una pendiente aproximada de 1:1. Las potencias calculadas de esta forma son más consistentes con los valores observados, con un R2 igual a 0,83.

El tercer gráfico corresponde a la potencia medida en base al POA medido corregido con la ecuación propuesta. Puede observarse que la pendiente en el gráfico de dispersión también es aproximadamente 1:1. Este caso también obtuvo el mejor valor de R2 con un valor de 0,87.

Si bien el método propuesto para corregir los datos de POA medidos puede no ser lo óptimo, se optó por el mismo debido a su simplicidad. Como se pudo mostrar, una vez que se corrige el POA medido con la ecuación propuesta, las potencias calculadas en base al POA corregido tienen una mayor concordancia con los valores de potencia DC medidos.

En conclusión, es evidente que el elemento de medición de irradiación del plano de los paneles instalado en el sistema de la Facultad de Ingeniería este midiendo en exceso. Por otro lado, los instrumentos utilizados para medir GHI y potencia DC presentan valores acordes a los calculados. En la Tabla 4.5 se muestra un resumen de los errores obtenidos con las distintas fuentes de información utilizadas. Es importante destacar que, debido al error del instrumento de medición del POA en el caso de la facultad de ingeniería, los errores para este caso tienden a ser mayores que para el caso de las estaciones en Estados Unidos.

Tabla 4.5 Resumen de errores en el cálculo de DNI y POA con los datos presentados.

Parámetro	DNI				DNI				POA			
Estación	SRRL RSP2				UTPA				UNMdP (datos sin corregir)			
Mes	MBE (W/m2)	rMBE (%)	RMSE (W/m2)	rRMSE (%)	MBE (W/m2)	rMBE (%)	RMSE (W/m2)	rRMSE (%)	MBE (W/m2)	rMBE (%)	RMSE (W/m2)	rRMSE (%)
Enero	21	5	130	31	30	14	102	49	-160	-25	208	32
Febrero	-5	-1	116	25	32	28	108	93	-169	-24	220	32
Marzo	16	3	97	17	20	9	112	48	-163	-24	227	33
Abril	3	1	105	25	29	12	112	48	-127	-28	190	42
Mayo	-10	-3	107	30	13	3	119	31	-131	-29	173	39
Junio	-22	-5	113	25	15	4	107	32	-118	-30	154	39
Julio	-31	-7	120	26	-8	-2	115	30	-105	-30	150	43
Agosto	-22	-5	120	30	-13	-3	113	27	-141	-28	190	38
Septiembre	-23	-5	111	22	28	13	100	46	-130	-25	176	34
Octubre	-12	-3	105	27	18	9	83	41	-121	-21	182	31
Noviembre	-32	-6	96	19	24	15	84	51	-130	-21	193	32
Diciembre	-11	-2	111	22	33	14	93	40	-117	-18	177	27
AÑO	-11	-2	111	25	18	10	104	45	-134	-25	187	35

4.2.4 Validación del modelo de panel FV implementado en Simulink

Seguidamente, se realiza una comparación entre la potencia DC estimada con el modelo creado en Simulink® presentado en la sección 3.5, los valores de potencia obtenidos con el modelo simplificado PVWatts y la potencia real medida en el sistema. Las Figuras Figura 4.17, Figura 4.18, Figura 4.19 y Figura 4.20 muestran los valores de potencia estimados y medidos para un día completo de los meses de Enero, Febrero, Junio y Julio, respectivamente.

Si se observa la potencia DC modelada en Simulink y la medida en el arreglo fotovoltaico de la facultad de ingeniería de Mar del Plata, puede observarse que sobre todo en los meses de invierno donde existe poca iluminación, el modelo tiende a subestimar la potencia calculada. Esto puede deberse a la utilización del modelo de un diodo, que, según algunos autores, es menos exacto en situaciones de baja irradiancia, siendo en estos casos sugerido utilizar el modelo de dos diodos [52].

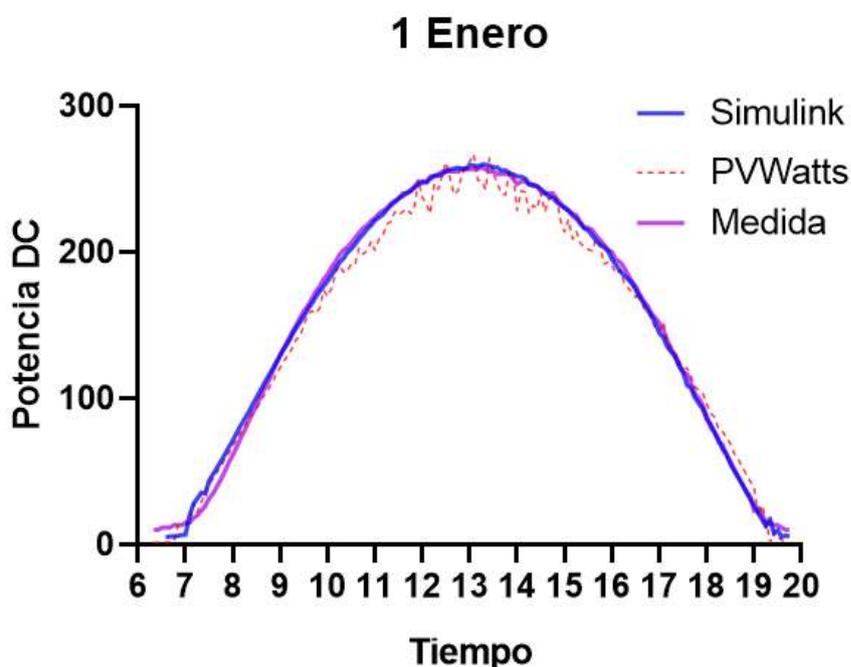


Figura 4.17 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (1 de enero)

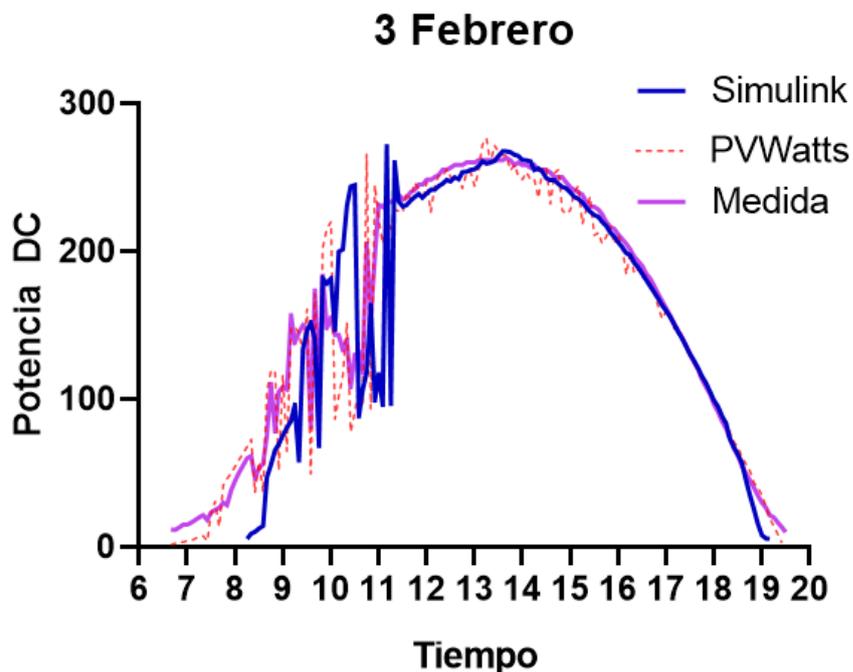


Figura 4.18 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (3 de febrero)

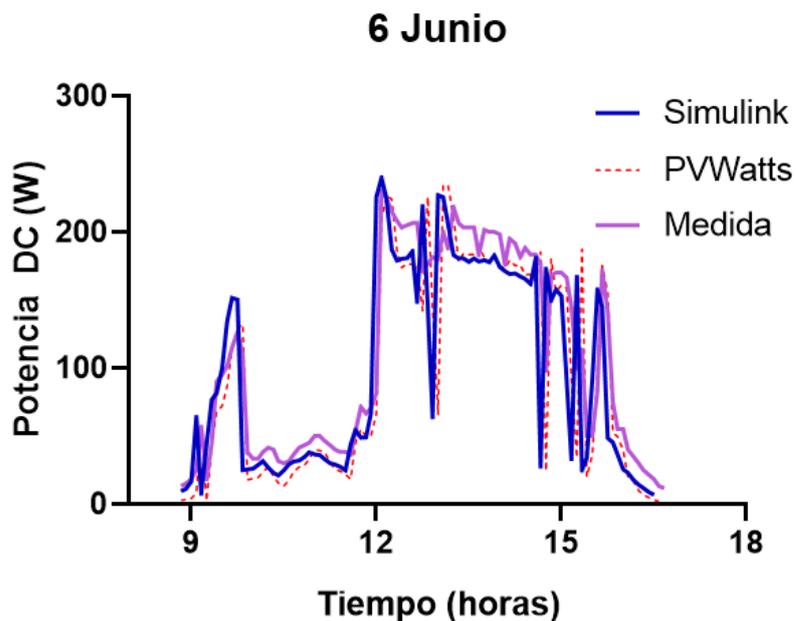


Figura 4.19 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (6 de junio)

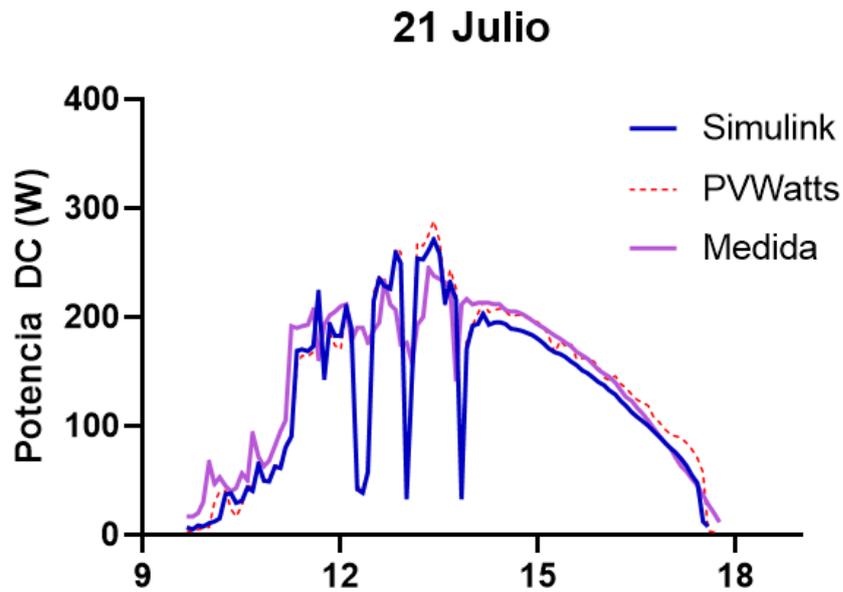


Figura 4.20 Comparación de potencia DC generada medida, la estimada con Simulink y la estimada con la ecuación PVWatts. (21 de julio)

La Tabla 4.6 muestra los errores al momento del cálculo de potencia DC por medio del modelo en Simulink propuesto. Con este modelo se obtuvo un factor R2 igual a 0,744, que es menor al obtenido anteriormente con la ecuación de PVWatts.

Tabla 4.6 Errores del modelo del panel solar en Simulink.

Mes	MBE (kW)	rMBE (%)	RMSE (kW)	rRMSE (%)
Enero	-4,87	-3,45	27,62	19,58
Febrero	-7,02	-5,19	35,91	26,55
Marzo	-9,08	-7,22	58,98	46,89
Abril	-13,21	-12,6	46,43	44,19
Mayo	<u>-14,48</u>	<u>-15,3</u>	32,01	33,76
Junio	-11,24	-13,4	18,22	21,75
Julio	-12,33	-12,6	33,36	34
Agosto	-9,33	-9,35	53,6	<u>53,74</u>
Septiembre	-11,29	-8,85	32,97	25,83
Octubre	-5,97	-4	<u>65,08</u>	43,56
Noviembre	-5,06	-4,07	36,67	29,54
Diciembre	-4,16	-2,91	28,5	19,93
ANUAL	-9,00	-8,24	39,11	33,28

En la Figura 4.21 se muestra en un gráfico de dispersión, la comparación entre los valores de potencia DC medida y la calculada por medio de Simulink. Para obtener una mayor información se colorearon los puntos dependiendo la época del año. A partir del gráfico de dispersión puede observarse que:

- El modelo presenta una dispersión similar a los casos anteriores donde se usaron ecuaciones de correlación de POA con potencia.
- La potencia calculada para días de verano presenta una menor dispersión que para días de invierno.
- La dispersión tiende a aumentar en la región de baja irradiancia, esto puede deberse a la utilización del modelo de 1 diodo. Algunos autores sugieren utilizar el modelo de dos diodos para obtener mejores resultados con irradiancias bajas.
- El factor R2 mejora un poco respecto a los resultados calculados con las ecuaciones de correlación. El R2 pasó de 0.83 a 0.855.

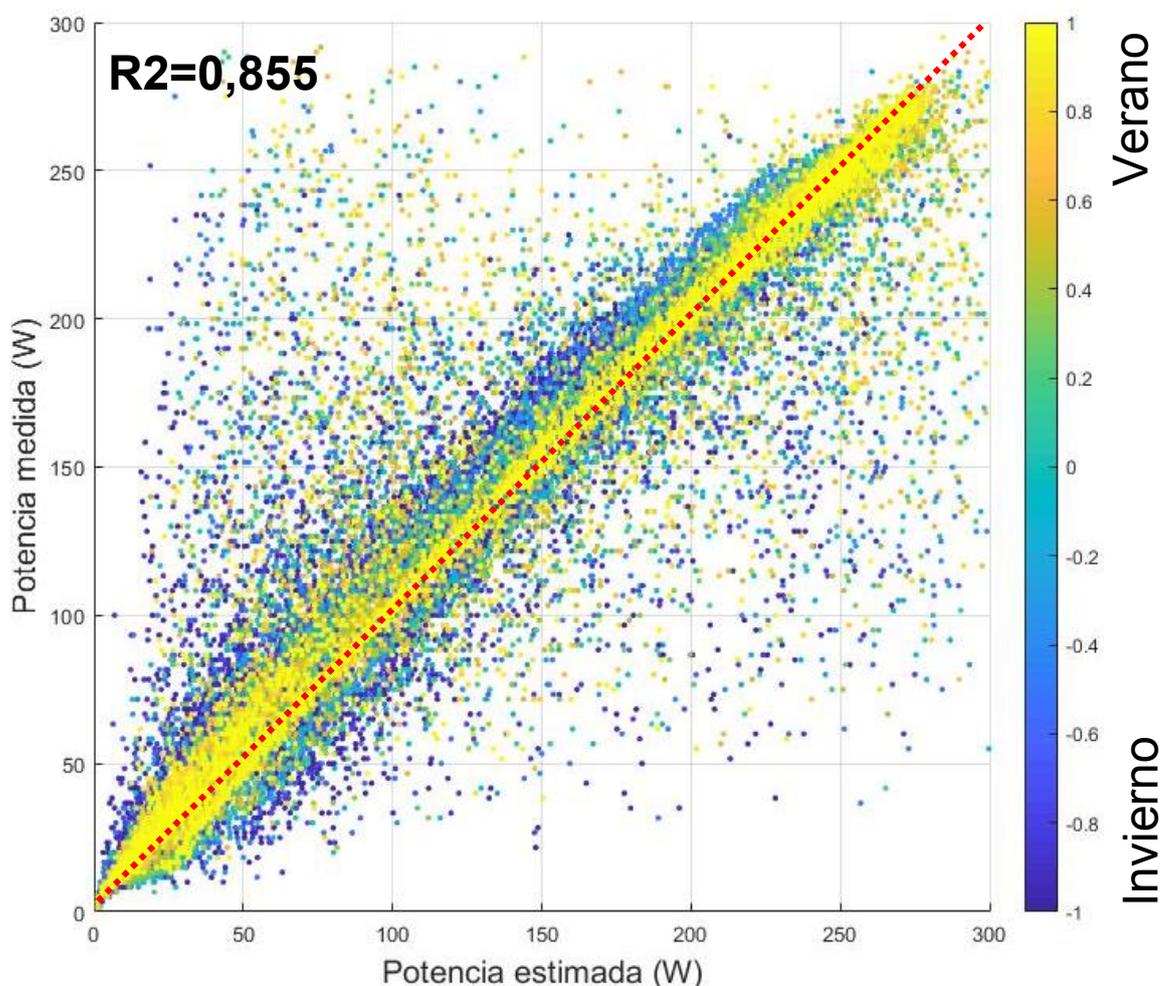


Figura 4.21 Relación entre valores de potencia medidos y simulados en Simulink.

4.2.5 Comentarios finales sobre la validación del modelo en ausencia de sombras

En esta sección se validaron los modelos utilizados con datos de irradiancia horizontal y temperatura obtenidos de distintas fuentes. En el proceso se utilizó el método DISC para la separación del GHI en sus componentes directa DNI y difusa DHI, obteniendo resultados similares a los medidos.

Durante la validación del modelo mediante la utilización de datos medidos en la facultad de ingeniería se detectó un posible error en la medición de irradiancia en el plano de los paneles solares (POA). Al mismo tiempo, se propuso una ecuación para corregir este error de medición. Se utilizaron los datos de POA corregidos para calcular la potencia DC producida, para luego ser comparada con la potencia DC medida. La potencia DC calculada a partir de los valores de POA corregidos fueron consistentes con los valores de potencia medidos.

Finalmente se realizó la validación del modelo de paneles solares propuesto en Simulink, cuya ventaja principal es la posibilidad de introducir irradiancias no uniformes. Para esto se comparó la potencia obtenida en Simulink con la medida en la facultad de ingeniería. Los valores obtenidos resultaron ser similares, pero se observaron ciertas desviaciones para irradiancias disminuidas. Una posible solución a este problema es investigar la utilización del modelo de dos diodos en lugar del de un diodo.

4.3 Validación del modelo de sombras

Debido a la dificultad de obtener datos experimentales del efecto de sombras sobre paneles fotovoltaicos reales, se decidió validar el modelo comparándolo con el software comercial PVsyst [8], uno de los programas de simulación y diseño de sistemas FV con mayor trayectoria en la actualidad.

Para validar el modelo y compararlo con el software comercial, se simularán dos situaciones particulares, el sombreado provocado por un obstáculo situado lateralmente al panel y el caso de sombreado entre paneles.

Para realizar las simulaciones se usan los datos del panel que se encuentra instalado en el sistema de la Facultad de Ingeniería UNMdP, cuyas principales características se muestran en la Tabla 4.7. Mayor información se puede encontrar en el ANEXO IV.

Cabe destacar que las condiciones propuestas son independientes a las presentes en la Facultad de Ingeniería de Mar del Plata. Si bien el panel utilizado es el mismo y los datos de GHI y temperatura son los de la facultad, los ángulos de orientación del panel son otros.

Tabla 4.7 Características del módulo fotovoltaico usado en las simulaciones.

Módulo PV	
Fabricante/Modelo	Ningbo Solar (NB Solar)
Tipo de celdas	Poli-Si
Potencia nominal	285W
Numero de celdas en serie	72
Área	1,94 m ²
Corriente en MPP	8,12 A
Tensión en MPP	35,1 V
Corriente de cortocircuito	8,51 A
Tensión de circuito abierto	44,1 V
Temperatura de celdas en NOCT	46°C
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	+0,05 %/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	-0,32%/°C
Coeficiente de temperatura de P_{mp}	-0,85 %/°C
Eficiencia a STC	14,4%
Parámetros del modelo de 1 diodo (Simulink)	
$I_{ph,ref}$	8,518
I_0,ref	4,74E-10
Factor de calidad n	1,00727
R_s	0,453
R_{sh}	842,775

La orientación de los paneles es apaisada (landscape). Se utiliza un ángulo acimut 0° y un ángulo de inclinación es (tilt) 30°.

El lugar de estudio es Mar del Plata:

- Latitud: -38°
- Longitud: -57°

4.3.1 Primer caso: obstáculo al este del panel

El tiempo es:

- Año: 2018
- Mes: Enero
- Día: 1

Obstáculo 1

El obstáculo tiene las siguientes propiedades:

- Prisma rectangular de: $1 * 1 * 2$ [m]
- Ubicado a 1 metro al este del panel.

Primero se realiza una comparación gráfica de los resultados obtenidos con el modelo elaborado por el autor y el software comercial PVsyst. En la Figura 4.22 se muestra la representación en tres dimensiones, del panel, del obstáculo y de la sombra proyectada por este; a la izquierda el modelo desarrollado y a la derecha el modelo de PVsyst. Se puede observar que los resultados de sombreado sobre el panel son similares.

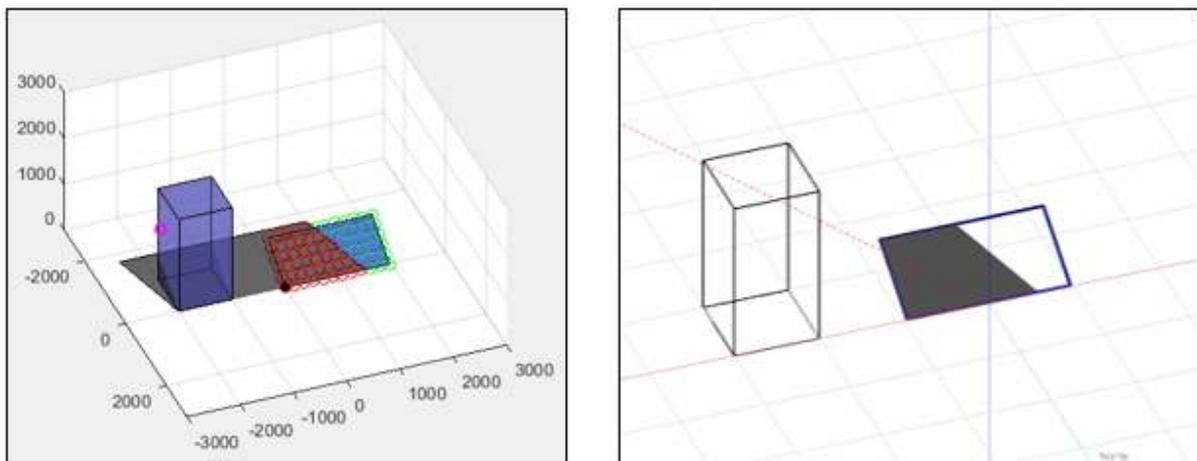


Figura 4.22 A la izquierda el modelo hecho en Matlab y a la derecha el modelo de PVsyst, ambas simulaciones muestran el sol posicionado a las 9:00 am.

A continuación, se comparan los coeficientes de sombra (o factor de sombreado lineal). En este punto hay que aclarar que el método desarrollado por el autor divide el panel en 3 zonas y por lo tanto se obtienen 3 coeficientes, mientras que PVsyst devuelve un único coeficiente para todo el panel (promedio de los 3 coeficientes).

La Figura 4.23 muestra los 3 coeficientes obtenidos con la herramienta desarrollada en Matlab, también se muestra el promedio de los tres coeficientes (línea negra).

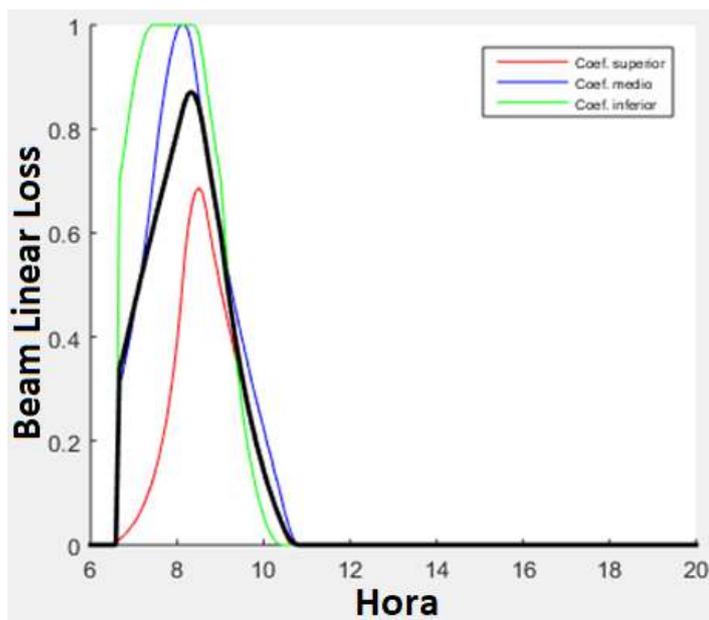


Figura 4.23 Curvas de coeficiente de sombra (*Beam Linear Loss*), la curva negra es el promedio de las otras tres.

En la Figura 4.24 se muestran sobre el mismo gráfico la curva promedio de los 3 coeficientes (curva negra en Figura 4.23) y se compara con el coeficiente entregado por PVsyst. Se observa que las curvas se superponen.

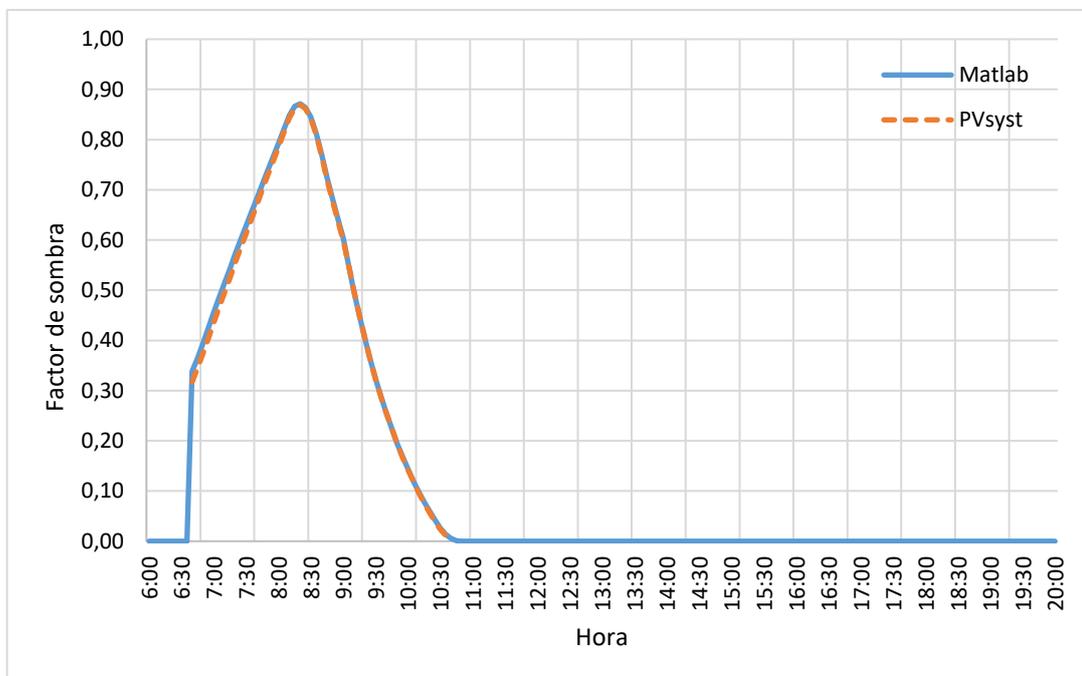


Figura 4.24 Comparación de coeficientes de sombreado promedio, 1 de enero del 2018, Mar del Plata.

Se calcularon el *Mean Bias Error* y *Root Mean Square Error* para este caso:

$$MBE = -0,0084$$

$$rMBE = -1,79\%$$

$$RMSE = 0,011$$

$$rRMSE = 2,44\%$$

Se puede concluir que el modelo desarrollado en Matlab se ajusta perfectamente a los resultados del Software comercial PVsyst.

Seguidamente, se usaron los datos de sombreado en el modelo de Simulink del panel fotovoltaico para observar el efecto del obstáculo sobre el rendimiento del panel. La Figura 4.25 muestra las curvas de potencia de salida P_{dc} para un día completo (1 de enero) con y sin el efecto de las sombras del obstáculo estudiado. Se observa la disminución en la potencia entregada, principalmente en las primeras horas del día.

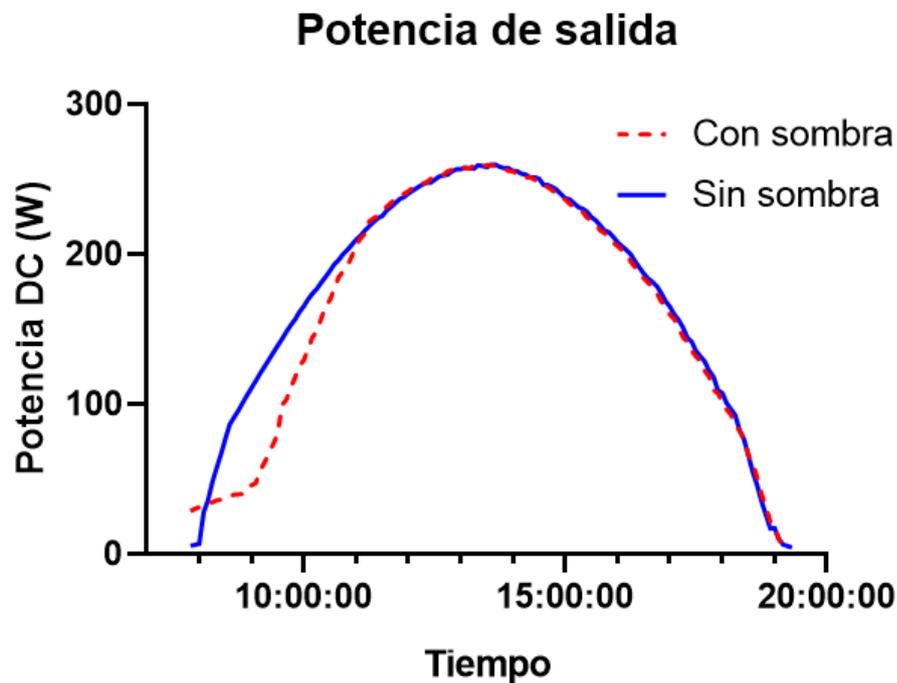


Figura 4.25 Curvas de potencia DC con y sin sombreado. (1 de enero)

Se calcula la pérdida energética para este caso, midiendo las áreas bajo las curvas:

$$E_{con\ sombra} = 1900 [Wh]$$

$$E_{sin\ sombra} = 1996 [Wh]$$

$$Perdida = 96 [Wh]$$

Esto equivale a una disminución del **4,8%** en la energía obtenida.

Obstáculo 2

Seguidamente se realiza el mismo estudio, pero en este caso para un obstáculo de mayores dimensiones, 5 metros de altura (5 veces el alto del panel), y considerando distintas distancias de separación con respecto al panel.

Llamando "S" a la separación entre panel y obstáculo, igual al ancho del panel, se realizan las simulaciones para $S=0$, $S=0,5$ y $S=1$. La Figura 4.26 muestra la representación gráfica en 3D de estas situaciones.

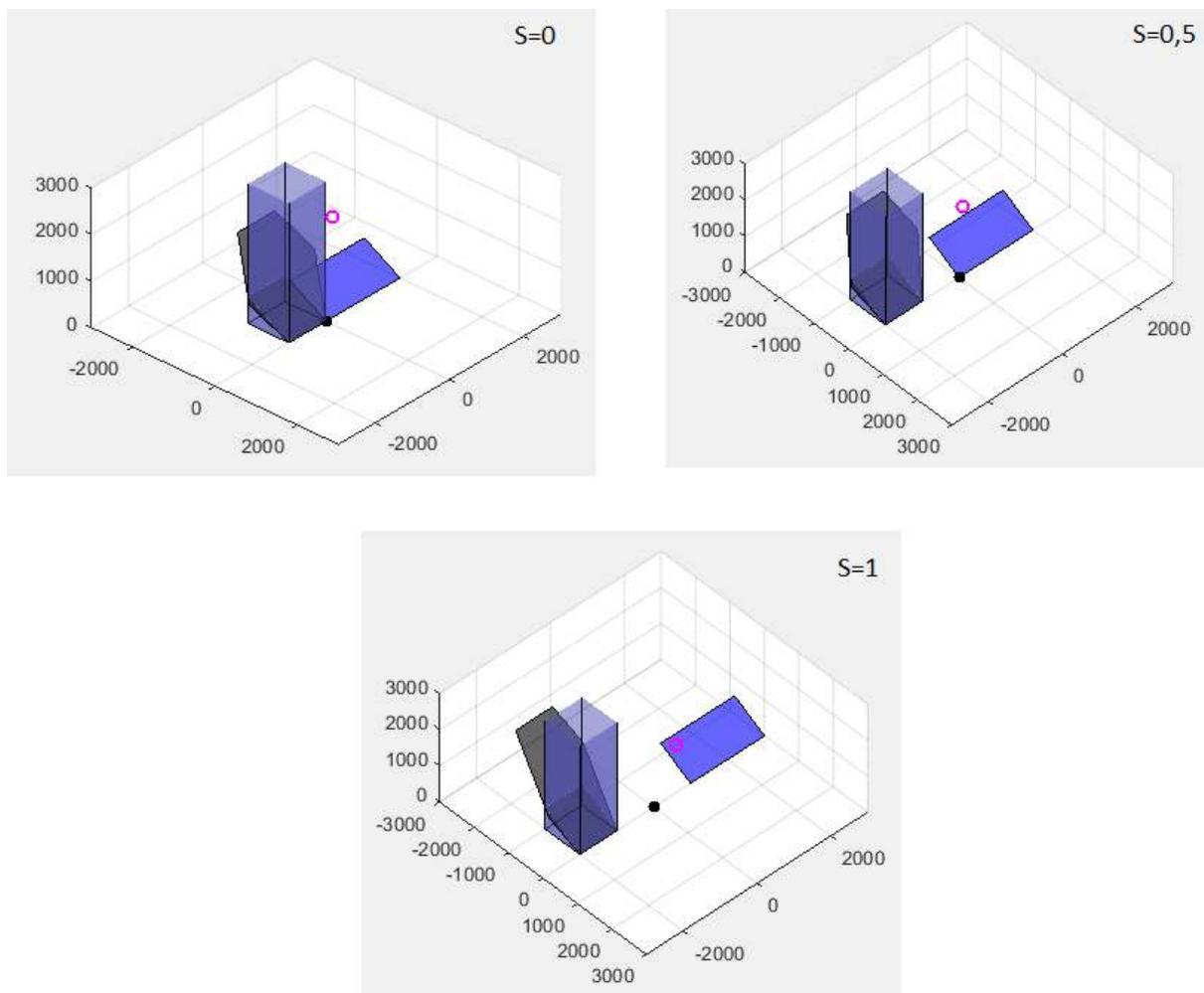


Figura 4.26 Simulaciones de paneles con un obstáculo en dirección este para distintas distancias de separación.

Una vez realizadas las simulaciones con el modelo desarrollado, se puede ver en la Figura 4.27 cómo afecta el obstáculo a la curva de potencia del panel.

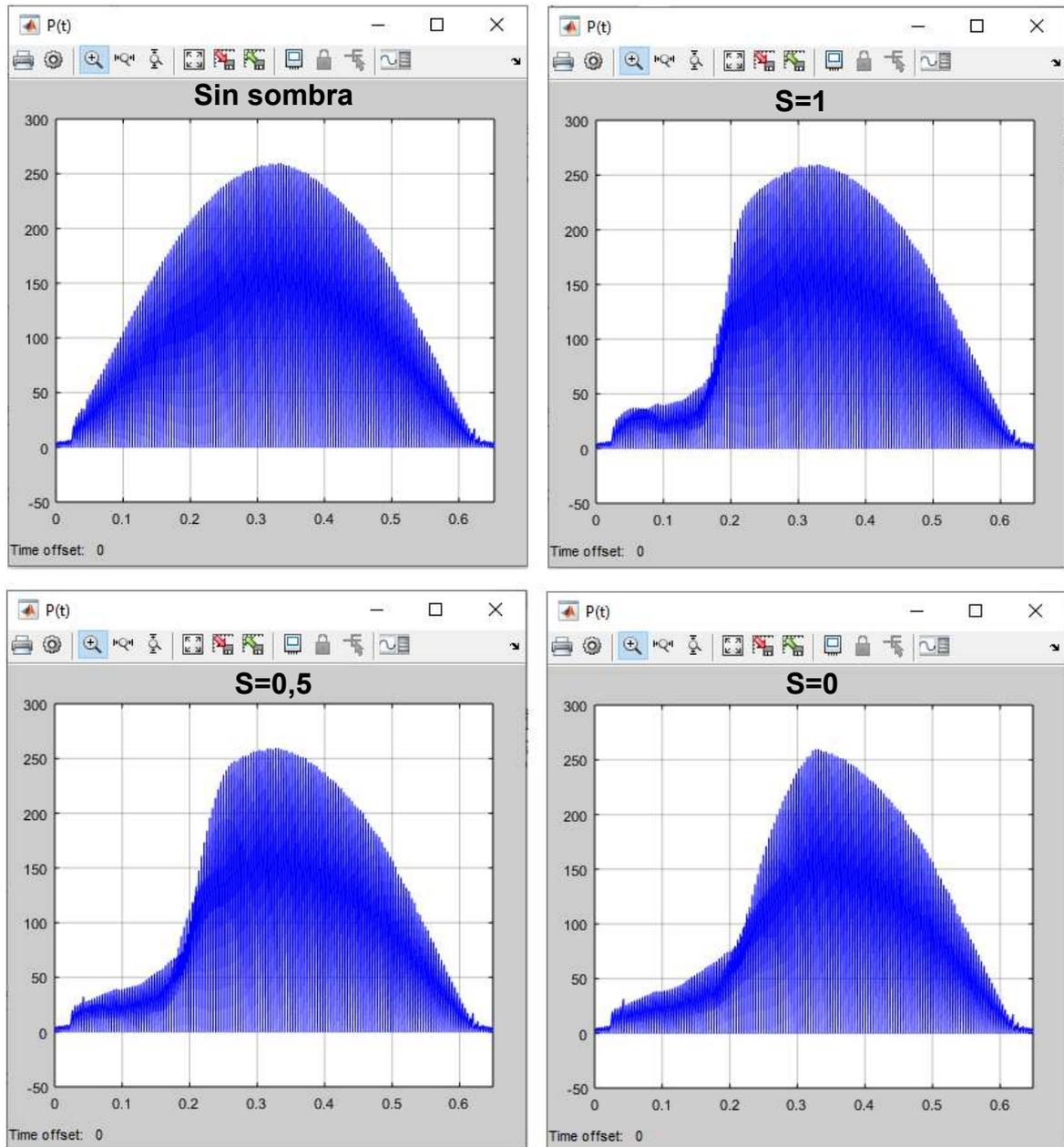


Figura 4.27 Comparación de salida de potencia sin sombras y salidas de potencia con un obstáculo este a distintas distancias de separación.

Para observar la influencia de los obstáculos a lo largo del año y como su distancia con respecto al panel influye en la producción energética DC, se muestra en la Figura 4.28 el gráfico de pérdida energética DC porcentual con respecto a una situación sin sombras a lo largo del año. Para independizarse del efecto de sombra provocado por las nubes, el gráfico se construye con datos de GHI que correspondientes a días despejados.

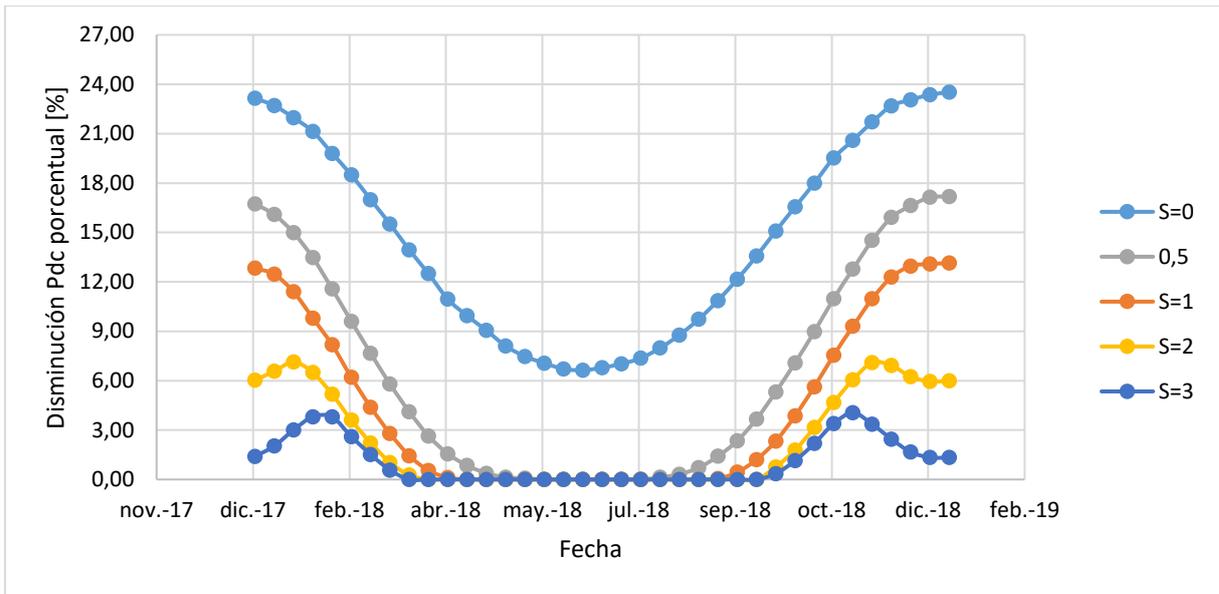


Figura 4.28 Reducción energética DC porcentual debida a un obstáculo en dirección Este a distintas distancias. Los porcentajes son respecto a la energía obtenida cuando no existen sombras.

La disminución en producción energética DC diaria puede calcularse usando el gráfico de la Figura 4.28 y la ecuación (4.7).

$$E_{dc(sombras)} = E_{dc(sin\ sombras)} * (1 - \text{Factor de disminución}) \quad (4.7)$$

donde,

$E_{dc(sombras)}$: producción energética DC diaria reducida por sombreado sobre el panel

$E_{dc(sin\ sombras)}$: producción energética DC diaria sin presencia de sombras

Factor de disminución: factor que se obtiene a partir de las curvas mostradas en la Figura 4.28.

Puede observarse en la Figura 4.28 que cuando la altura del obstáculo es mucho mayor que la distancia de separación ($S=0$), las pérdidas presentan una tendencia sinusoidal a lo largo del año. Cuando la distancia de separación es similar a la altura del obstáculo, esta curva deja de ser una senoide, como se ve en los casos de $S=0,5$; $S=1$; $S=2$ y $S=3$.

4.3.2 Segundo caso: sombreado por fila de paneles

Para estudiar el efecto de la separación entre paneles en un arreglo, se simula un panel sombreado por una fila de paneles a una distancia de 1 metro de separación, con un ángulo inclinación de 30° .

El tiempo es:

- Año: 2018
- Mes: Junio
- Día: 20

En la Figura 4.29 se muestra la representación en tres dimensiones del panel estudiado y la fila de paneles que proyectan sombra sobre él.

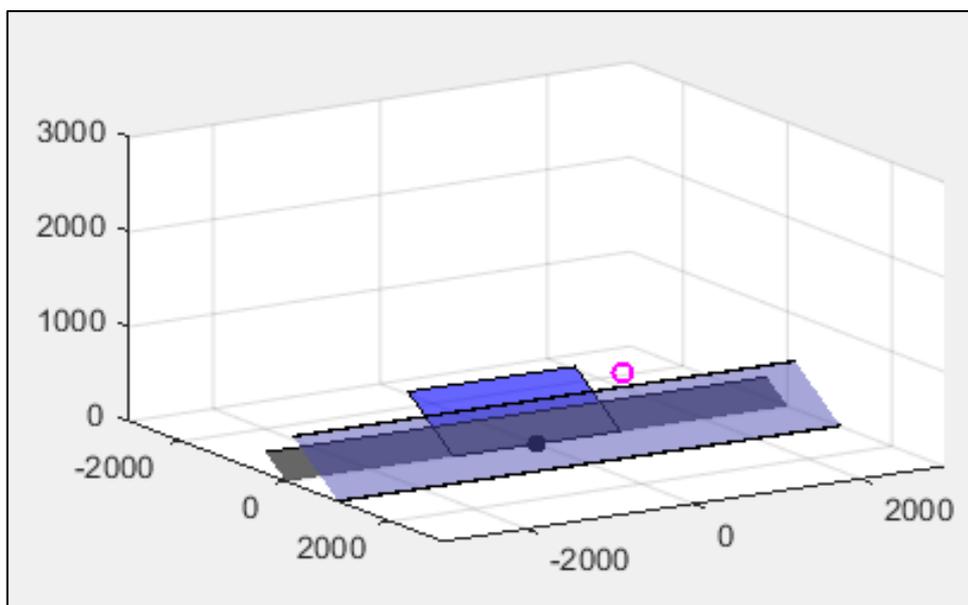


Figura 4.29 Arreglo de paneles simulado en Matlab.

La Figura 4.30 muestra los 3 coeficientes obtenidos con la herramienta desarrollada en Matlab, y el promedio de los tres coeficientes (línea negra). Puede verse que en este caso las filas inferiores (línea verde) se encuentran sombreadas todo el tiempo.

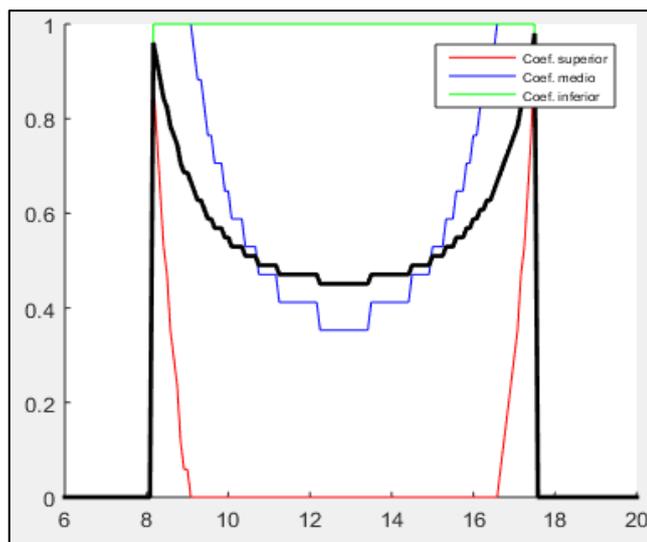


Figura 4.30 Coeficientes de sombra calculados con el modelo en Matlab, la curva negra es el promedio de las otras tres curvas. (sombreado entre paneles, fila completa)

La comparación con los coeficientes arrojados por PVSyst se muestra en la Figura 4.31. Nuevamente se observa la similitud de los valores obtenidos por la herramienta desarrollada.

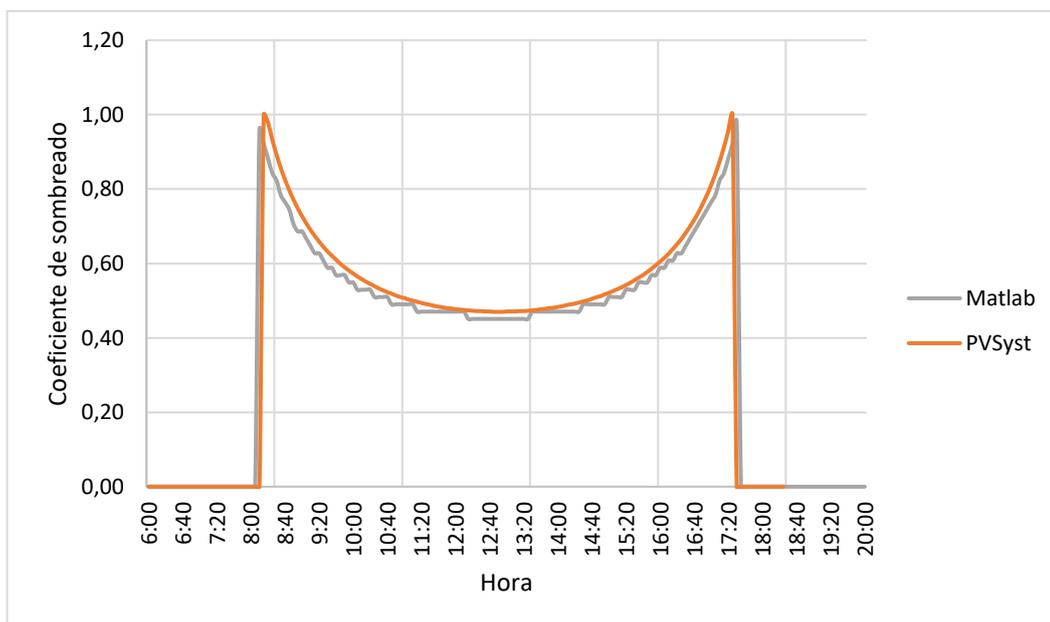


Figura 4.31 Comparación entre coeficientes simulados con Matlab y los obtenidos en PVSyst.

Se usaron los datos de sombreado en el modelo de Simulink del panel fotovoltaico para observar el efecto del obstáculo sobre el rendimiento del panel. El resultado se muestra en la Figura 4.32, donde se observa una gran reducción en la producción de potencia DC dada la cercanía del obstáculo.

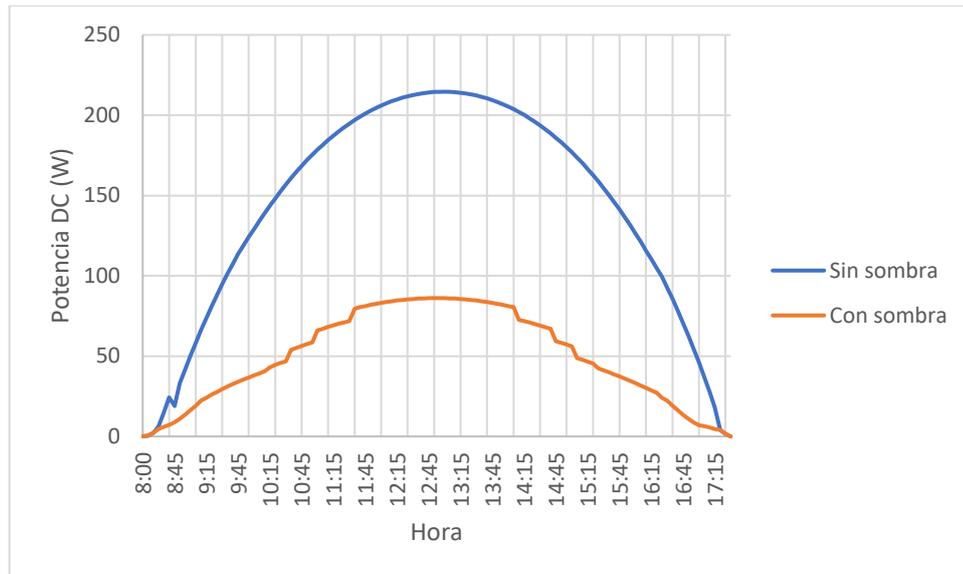


Figura 4.32 Curvas de potencia DC con y sin sombra. (20 de junio)

$$E_{con\ sombra} = 526 [Wh]$$

$$E_{sin\ sombra} = 1342 [Wh]$$

$$Perdida = 816 [Wh]$$

La pérdida DC en este caso es del **60,8%**

Si se compara este dato con el gráfico de pérdidas DC anuales, puede notarse que para el caso de un sombreado individual la pérdida era de 52%. Como era de esperar, en el caso de un sombreado por una fila entera este valor asciende a 60,8%.

Para analizar el efecto de diferentes valores de separación entre filas se define el factor de separación entre paneles "F" [27], tal como se muestra en la Figura 4.33:

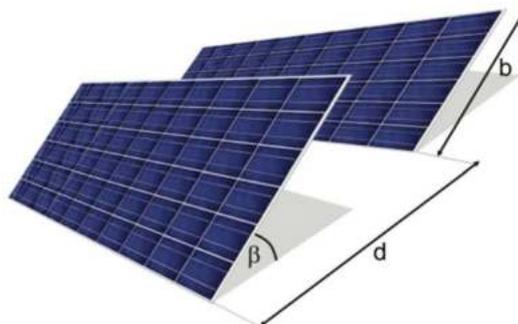


Figura 4.33 El factor de separación entre paneles se define como d/h . Fuente: [27]

$$\text{Factor de separacion: } F = \frac{\text{separación}}{\text{alto panel}} = \frac{d}{b} \quad (4.8)$$

Siguiendo un procedimiento similar que, con los casos de un obstáculo, se grafican las pérdidas de energía DC porcentuales para distintas distancias de separación entre paneles. Los resultados se muestran en la Figura 4.34.

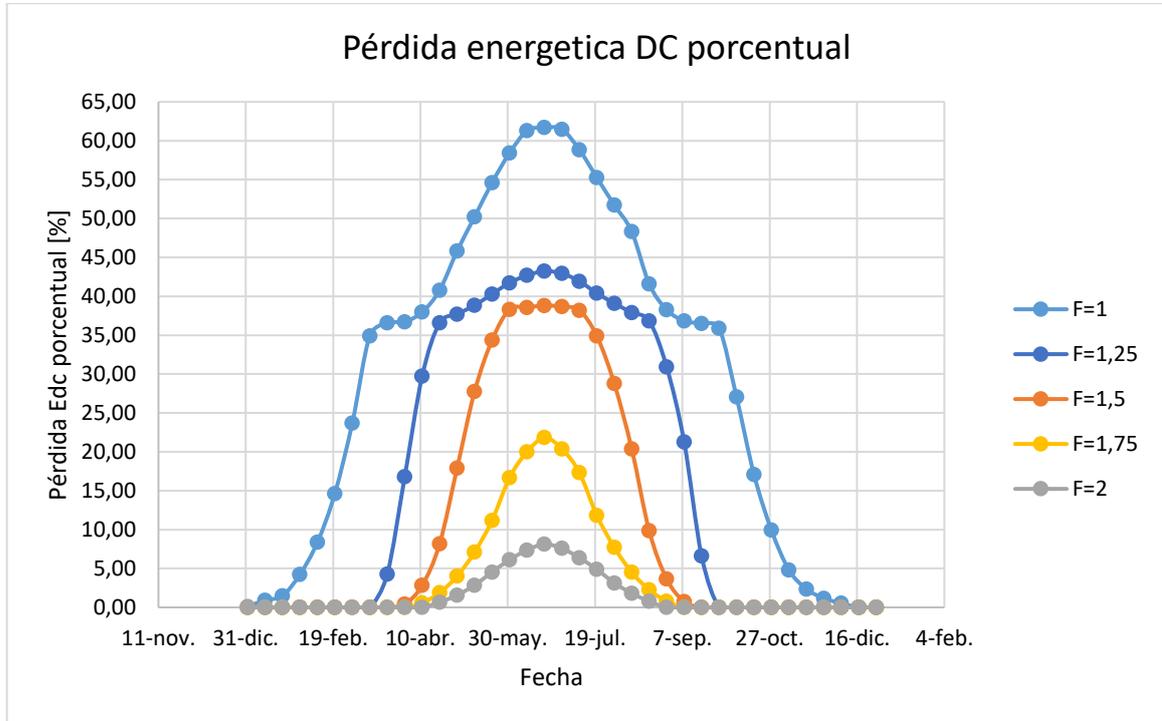


Figura 4.34 Pérdida energética DC porcentual debido a una fila de paneles a distintas distancias de separación.

Debido a que PVsyst brinda resultados de producción energética anuales resulta imposible obtener este tipo de curvas para su comparación, sin embargo, en la siguiente sección se propone un método para poder comparar estos resultados con los del PVsyst.

4.4 Comparación de producción energética anual

Con el motivo de conocer la producción energética anual y de poder comparar los resultados obtenidos con nuestra herramienta con el software PVsyst, el cual solo permite realizar informes de producción energética anual, se desarrolló un algoritmo que permite realizar el cálculo de la energía producida por un panel a lo largo del año.

Para los casos de paneles sombreados dicho cálculo se vuelve complicado porque el modelo desarrollado en MATLAB está limitado a hacer simulaciones diarias. Las simulaciones anuales con el modelo propuesto en MATLAB son inviables debido a que estas presentan un costo computacional elevado y demoran mucho tiempo. Por este motivo se ideó una manera de poder aprovechar los resultados de simulaciones puntuales diarias de MATLAB para un cálculo anual.

El nuevo algoritmo se implementa en el lenguaje computacional Python [16], dado que para este tipo de tareas este lenguaje provee herramientas más adecuadas como el módulo "Pandas" que facilita en gran medida trabajar con grandes cantidades de datos, manipularlos y analizarlos.

El procedimiento consiste en utilizar los gráficos de pérdidas energéticas DC porcentuales como los de la Figura 4.34 para realizar un cálculo de pérdida energética debida a sombras durante todo el año, es decir, calcular la producción para todos los días de un año y afectar esta producción con los porcentajes de dicha curva. Para lograr esto se debieron sortear dos problemas, que se discuten a continuación:

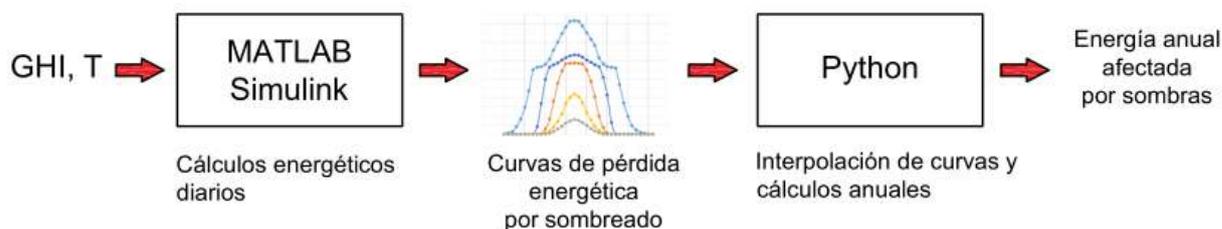


Figura 4.35 Diagrama mostrando el uso en Python de las curvas generadas en Matlab.

1) El primer problema es que estos gráficos están armados con valores puntuales para cada mes, por lo que el primer paso es interpolar linealmente estos valores para conseguir valores de pérdida energética porcentual correspondientes a cada día del año.

2) El segundo problema, es que estas disminuciones porcentuales de producción energética tienen en cuenta únicamente el efecto de la reducción en irradiancia directa (DNI), por lo que, si un día en particular tuvo predominantemente irradiancia difusa, este decremento energético no debería ser aplicado (el mayor aporte energético resulta de la componente difusa). Para hacer frente a este problema, se decidió aplicar la reducción porcentual solo a los días cuyo aporte de irradiancia directa respecto al total sea mayor a un valor disparador. Luego de varias simulaciones, se dedujo que afectar por pérdida de sombra a los días con aportes de DNI mayores o iguales a 55% da buenos resultados.

Después de programar el código correspondiente en Python, se realizaron varios cálculos utilizando los datos de la sección anterior, es decir, los de una situación de sombreado de con **un obstáculo al este de 5 metros de altura** y otra situación de **un panel delante de una fila de paneles** a distintas distancias de separación. Ambos casos están situados en Mar del Plata (Latitud -38° , Longitud -57°). Los resultados obtenidos fueron comparados con simulaciones en situaciones análogas realizadas con PVsyst.

4.4.1 Primer caso: obstáculo de 5 metros de altura al este del panel

Se hace un análisis de los resultados del cálculo anual implementado en Python, comparándolo con los resultados obtenidos en PVsyst.

En este caso el obstáculo analizado tiene un ancho de 1 metro, largo de 1 metro y altura de 5 metros. En la Figura 4.36 se muestra el gráfico 3D.

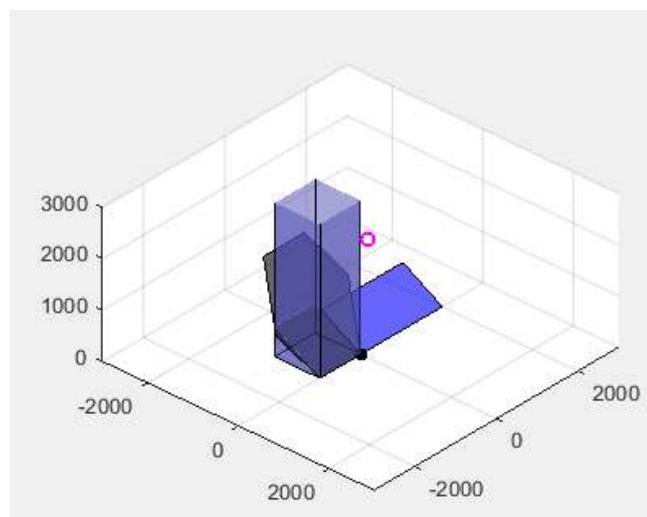


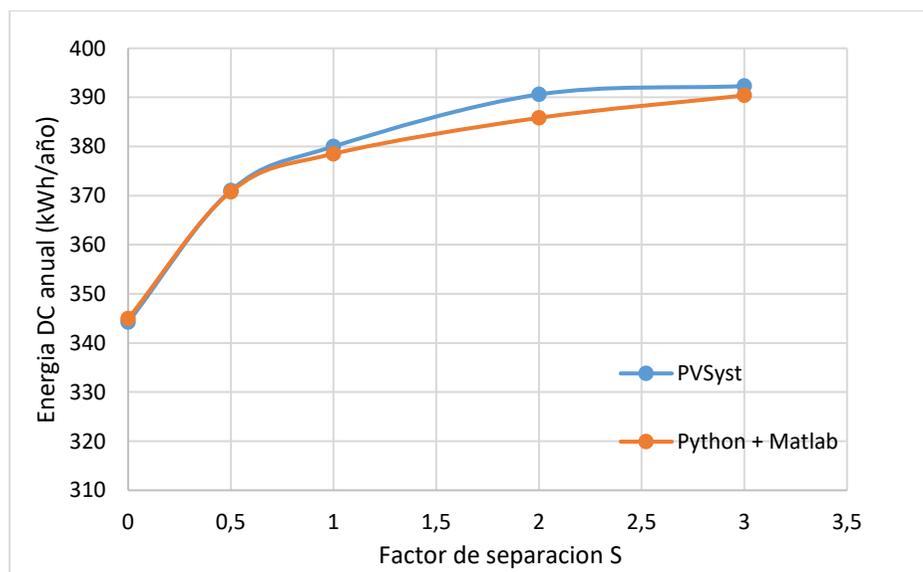
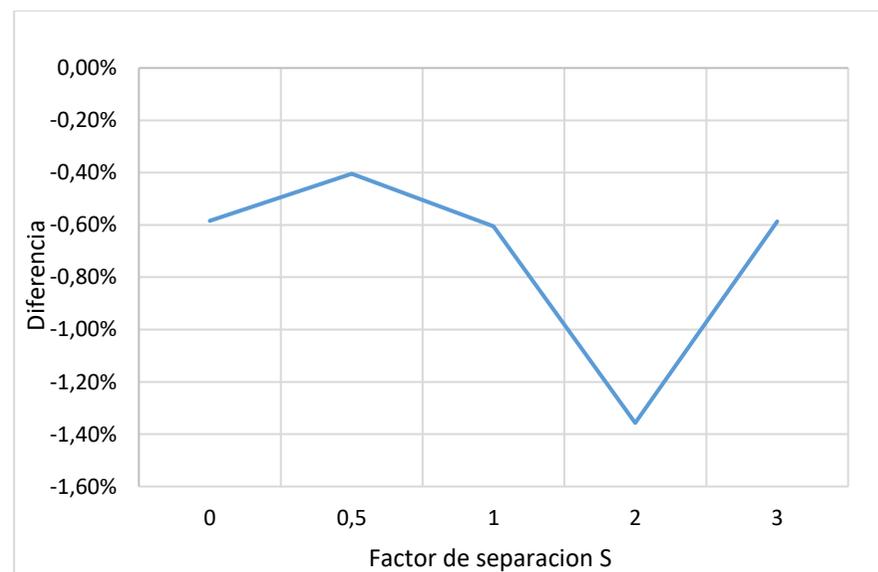
Figura 4.36 Obstáculo de 5 metros al este del panel.

El factor de separación S se define como la distancia entre el obstáculo y panel, dividida el ancho del panel y es igual a 0 cuando el panel está pegado al obstáculo. Por ejemplo, si el ancho del panel es 2 m y el factor de separación es 0,5, la distancia de separación es 1 m.

El programa PVsyst arroja resultados en forma de tabla con valores mensuales, donde E_{array} corresponde a la energía a la salida de los módulos. Este parámetro tiene en cuenta las pérdidas por cableado y por mismatch, cuyos valores suelen ser -1% y $-1,1\%$, respectivamente, por lo cual es necesario sumar estas pérdidas antes de compararlas con el modelo de Python, ya que este no las considera. La Tabla 4.8 muestra los resultados obtenidos y en las Figuras Figura 4.37, Figura 4.37 y Figura 4.38 se exponen en forma gráfica la pérdida de energía y la pérdida porcentual, respectivamente.

Tabla 4.8 Energía DC anual con sombreado de un obstáculo al este del panel.

Factor de separación S	Energía DC anual								
	Sin sombra		Con sombra			Pérdida de energía		Pérdida porcentual	
	Python y Matlab (kWh)	PVsyst (kWh)	Python y Matlab (kWh)	PVsyst (kWh)	Diferencia relativa (%)	Python y Matlab (kWh)	PVsyst (kWh)	Python y Matlab (%)	PVsyst (%)
0	394,40	392,30	342,20	344,21	-0,58%	52,20	48,09	13,25	12,26
0,5	394,40	392,30	369,50	371,00	-0,40%	24,90	21,30	6,31	5,43
1	394,40	392,30	377,70	380,00	-0,61%	16,70	12,30	4,25	3,14
2	394,40	392,30	385,30	390,60	-1,36%	9,10	1,70	2,30	0,43
3	394,40	392,30	390,00	392,30	-0,59%	4,40	0,00	1,12	0,00

**Figura 4.37** Producción energética DC anual para distintas separaciones entre el obstáculo y el panel.**Figura 4.38** Diferencia relativa porcentual anual de la producción energética entre modelos.

A partir de las Figuras Figura 4.37, Figura 4.37 y Figura 4.38 se puede ver que los resultados obtenidos difieren más cuando el obstáculo se aleja del panel.

Los resultados porcentuales se refieren a la producción anual sin presencia de sombras, cuyo valor es de 394 kWh/año para Matlab + Python y de 392 kWh/año para PVsyst.

4.4.2 Segundo caso: sombreado entre panel y fila de paneles

En esta sección se comparan los resultados del cálculo anual implementado en Matlab y Python con los resultados obtenidos en PVsyst considerando el sombreado entre filas de paneles. La Figura 4.39 muestra la disposición simulada.

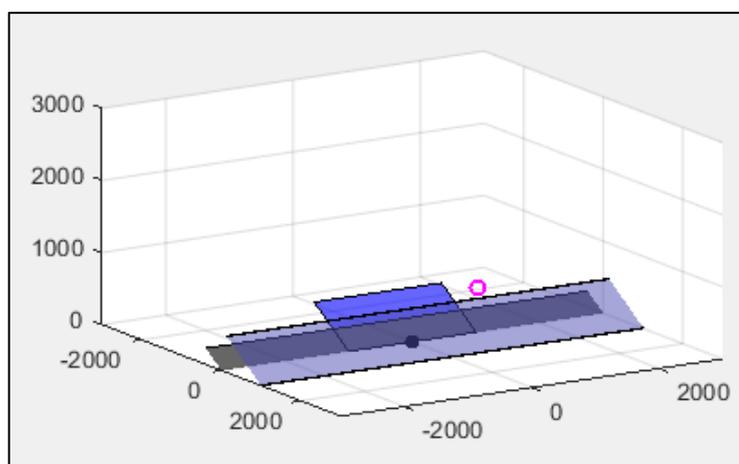


Figura 4.39 Sombreamiento de una fila de paneles a un panel.

Una primera comparación de los resultados obtenidos por mes, para factores de separación $F = 1$ y $F = 2$ son los siguientes:

Tabla 4.9 Producción eléctrica DC mensual

Producción mensual								
Mes	F = 1				F = 2			
	PVsyst (kWh)	Python (kWh)	Diferencia (kWh)	Diferencia (%)	PVsyst (kWh)	Python (kWh)	Diferencia (kWh)	Diferencia (%)
Enero	42,02	47,35	5,33	12,69%	44,81	47,9	3,09	6,90%
Feb.	37,89	39	1,11	2,93%	41,50	43,5	2	4,82%
Mar.	35,48	29,7	-5,78	-16,29%	41,56	43,5	1,94	4,67%
Abril	17,40	16,2	-1,2	-6,90%	22,58	22,7	0,12	0,53%
Mayo	16,07	13,4	-2,67	-16,62%	23,41	22,8	-0,61	-2,61%
Junio	13,19	9,11	-4,08	-30,93%	20,13	19	-1,13	-5,61%
Julio	12,76	11,78	-0,98	-7,68%	18,47	18	-0,47	-2,54%
Agos.	21,94	19,9	-2,04	-9,30%	29,96	30	0,04	0,13%
Sept.	25,52	23,3	-2,22	-8,70%	31,65	32	0,35	1,11%
Octubre	32,77	31,7	-1,07	-3,27%	37,16	39	1,84	4,95%
Nov.	30,38	34,1	3,72	12,25%	32,39	35	2,61	8,06%
Dic.	33,17	37,8	4,63	13,95%	35,06	37,8	2,74	7,81%
ANUAL	318,59	313,34	-5,25	-1,65%	378,69	391,20	12,51	3,30%

Se observa en la Tabla 4.9 que la diferencia porcentual es mayor en los meses de invierno cuando F=1 (poca separación entre paneles) y para F=2 la diferencia porcentual tiende a ser mayor en los meses de verano.

Por otro lado, se observa que la diferencia mensual es menor para mayores distancias de separación. Por ejemplo, en el mes de junio la diferencia con F=1 es -30,93%, mientras que la diferencia con F=2 es -5,61%. Si bien los meses de invierno tienen una diferencia relativa porcentual mayor, esto se debe a que durante estos meses se genera menos energía. Considerando la columna de diferencia en kWh se observa que las diferencias mensuales oscilan entre -4 y +5kWh para F=1.

Sin embargo, estas diferencias se compensan entre si resultando la diferencia en la producción anual menor para F = 1 (-1,57%) que para F=2 (3,24%). La Tabla 4.10 muestra los resultados anuales obtenidos para distintas separaciones entre paneles.

En la Figura 4.40 se muestra de forma gráfica la diferencia en la producción energética anual obtenida con ambas herramientas, para distintas separaciones de fila. La Figura 4.41 muestra la diferencia relativa porcentual entre los valores obtenidos con ambas herramientas, para distintas separaciones entre paneles. Los resultados obtenidos son similares y la diferencia no supera los 3 kWh/año.

La Figura 4.41 muestra una comparación de los mismos resultados, mostrados como una pérdida porcentual respecto al caso sin sombras.

Tabla 4.10 Comparación de energía DC anual calculada.

Factor de separación F	Energía DC anual								
	Sin sombra		Con sombra			Pérdida de energía		Pérdida porcentual	
	Python y Matlab (kWh)	PVsyst (kWh)	Python y Matlab (kWh)	PVsyst (kWh)	Diferencia relativa (%)	Python y Matlab (kWh)	PVsyst (kWh)	Python y Matlab (%)	PVsyst (%)
1	394,4	392,3	313,6	318,6	-1,57%	80,8	73,7	20,5	18,8
1,25	394,4	392,3	355,5	351,0	1,28%	38,9	41,3	9,9	10,5
1,5	394,4	392,3	373,3	367,1	1,69%	21,1	25,2	5,4	6,4
1,75	394,4	392,3	386,4	375,3	2,96%	8,0	17,0	2,0	4,3
2	394,4	392,3	391,4	379,1	3,24%	3,0	13,2	0,8	3,4

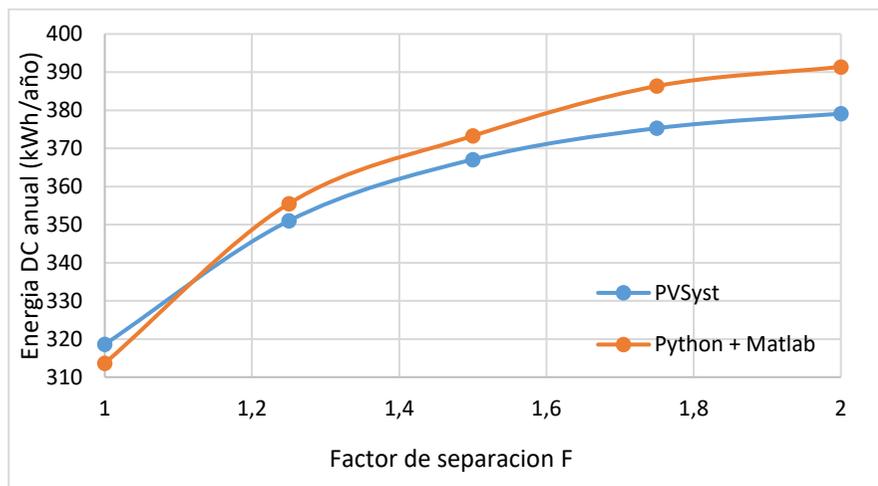


Figura 4.40 Producción energética DC anual para distintas separaciones entre paneles.

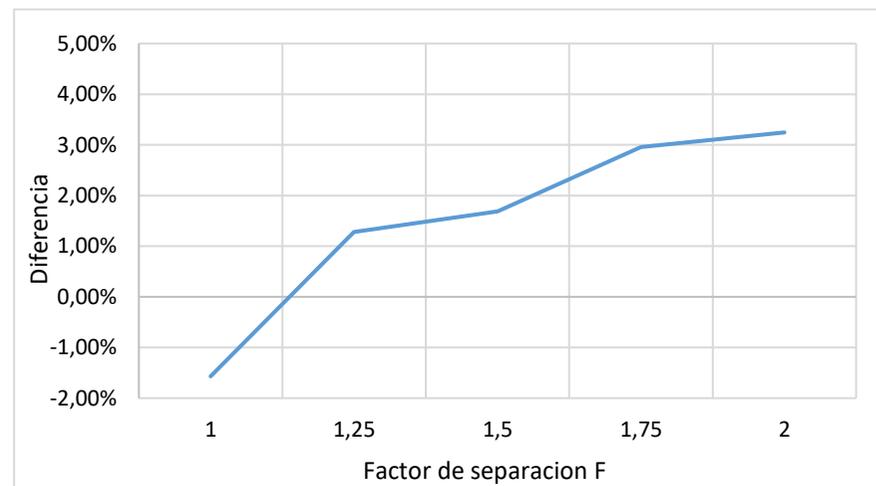


Figura 4.41 Diferencia relativa porcentual anual de la producción energética entre modelos.

4.4.3 Comentarios finales sobre la validación del modelo en presencia de sombras

En esta sección se realizaron varias comparaciones de los resultados obtenidos con el modelo de sombras propuesto, comparándolo con los resultados arrojados por el software PVsyst. Primero se plantearon distintas situaciones de paneles siendo sombreados por distintos tipos de obstáculos.

El primer parámetro a comparar fue el coeficiente de atenuación de la componente directa f . Los resultados obtenidos tanto en el modelo propuesto como en PVsyst fueron coherentes y presentaron una mínima diferencia. Luego de esto se obtuvieron coeficientes de disminución de la energía directa diaria producida en situaciones de sombreado, como se muestra en la Figura 4.28 y Figura 4.34.

Con el objetivo de usar estos resultados para un cálculo energético mensual y anual, y al mismo tiempo poder comparar el modelo propuesto con PVsyst, se utilizó un código elaborado en Python que hace uso de las curvas anteriormente mencionadas. Los resultados de disminución en la producción energética anual y mensual obtenidos difieren en cierta medida de los obtenidos con PVsyst, como se muestra en las Figuras Figura 4.38 y Figura 4.41, con diferencias anuales porcentuales de hasta 4%. Al mismo tiempo se observó que los resultados mensuales difieren en mayor medida como muestra la Tabla 4.9.

En conclusión, la energía mensual calculada con el modelo propuesto presenta diferencias significativas con el modelo que implementa PVsyst. Al calcular la energía anual, estas diferencias mensuales se cancelan en cierta medida y el error anual resulta menor al mensual. Debido al desconocimiento de ciertas características del proceso de cálculo en PVsyst, se dificulta la tarea de validación bajo una estricta igualdad de condiciones.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5: Estudio de caso

En el presente capítulo se aplica la herramienta desarrollada para el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica en un establecimiento educativo de la ciudad de Mar del Plata.

Primero se dimensiona la instalación desde un punto de vista técnico considerando factores tales como las necesidades energéticas del establecimiento y el espacio disponible. Posteriormente se hacen varias consideraciones respecto al sombreado existente en el sistema fotovoltaico propuesto. Para esto se utilizó el modelo creado en Matlab. Finalmente se realiza un análisis económico que considera los costos del sistema propuesto, la producción energética esperada y las pérdidas económicas debida al sombreado existente.

Cabe aclarar que toda la información utilizada para realizar el estudio técnico en la escuela fue relevada en el marco del “Proyecto de Intercambio Educativo Internacional para la Capacitación en Eficiencia Energética entre la UNMdP y la UWPLATT” (UNMdP-UWPLATT International Exchange Project for Energy Efficiency Education) realizado en cooperación entre la Universidad Nacional de Mar del Plata -UNMdP- (Argentina) y la University of Wisconsin-Platteville -UWPLATT- (USA). Este proyecto fue elaborado, coordinado y ejecutado por el “Grupo de Investigación y Desarrollo en GeoTecnologías y Energía (GIDGE)” de la Facultad de Ingeniería.

5.1 Descripción del establecimiento educativo

El establecimiento educativo utilizado como caso de estudio es la escuela provincial N°43 “John F. Kennedy” y la escuela provincial secundaria N°60 (funcionan en el mismo edificio) localizado en el Barrio Parque Hermoso de la ciudad de Mar del Plata. Esta escuela fue elegida en el marco del Proyecto de Intercambio Educativo Internacional para la Capacitación en Eficiencia Energética debido a que es una escuela que dispone de bajos recursos y resultó interesante estudiar la posibilidad de incorporar un sistema fotovoltaico en la misma.

En la Figura 5.1 se muestra la ubicación del establecimiento con respecto a la Argentina y la ciudad de Mar del Plata.



Figura 5.1 Ubicación geográfica de la Escuela Provincial N° 43

El establecimiento educativo cuenta con una superficie cubierta de $721 m^2$, de los cuales $378 m^2$ corresponden a salas de aula, $37 m^2$ a la biblioteca, $96 m^2$ a la cocina y comedor, $77 m^2$ a salas de maestros y dirección y $133 m^2$ del Salón de Usos Múltiples. Adicionalmente cuenta con un patio interno de $480 m^2$ y un pequeño jardín al frente del edificio.

La Figura 5.2 muestra una foto satelital del establecimiento, así como una representación 3D del edificio. Adicionalmente, en la Figura 5.3 se muestra el plano de planta con la distribución de los ambientes.



Figura 5.2 Imagen satelital de la escuela y modelado con software CAD

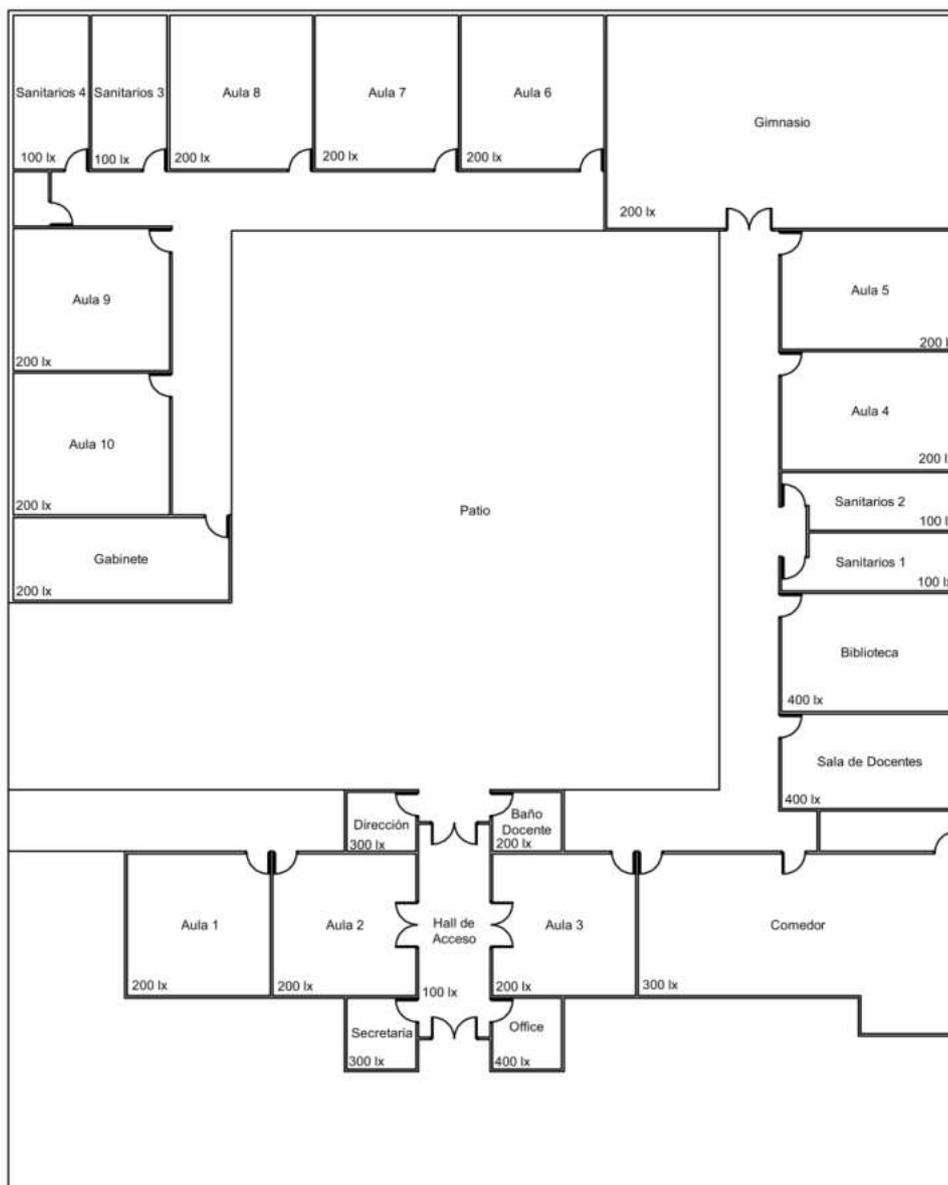


Figura 5.3 Plano en planta de la escuela.

Observando las instalaciones, existen varias alternativas para posicionar la instalación fotovoltaica, pero se decidió utilizar el área del techo en la parte de la derecha del establecimiento, es decir, el que va desde el aula 5 hasta la sala de docentes. Esto es debido a que presenta una gran área para posicionar paneles y no tiene ninguna inclinación que dificulte su instalación.



Figura 5.4 Lugar donde se propone colocar un sistema de generación fotovoltaica.

El rectángulo marcado mide aproximadamente 8 x 20 metros.

5.2 Análisis técnico

Se procede a analizar las necesidades energéticas de la escuela para luego dimensionar el sistema de generación FV siguiendo criterios técnicos.

5.2.1 Necesidades eléctricas

A partir del relevamiento de la instalación eléctrica de la escuela, se determinó la carga derivada de iluminación. A falta de mayor información sobre los hábitos de consumo se supone que la carga de iluminación es constante durante la operación del establecimiento e igual a:

$$P_{iluminacion} = 2490 [W]$$

La Tabla 5.1 muestra los datos relevados de potencia eléctrica instalada:

Tabla 5.1. Aparatos eléctricos del establecimiento educativo y potencia consumida

Aparato	Ubicación	Cantidad	Potencia [W]	Pot. Total [W]
Bomba de agua	-	1	290	290
Computadora	Aula 3	11	300	3300
Computadora	Secretaria	1	300	300
Computadora	Biblioteca	1	300	300
Minicomponente	Aula 3	1	60	60
Minicomponente	Comedor	1	60	60
Televisor color 20"	Biblioteca	1	70	70
Heladera	Cocina	1	150	150
Freezer	Comedor	1	180	180
Ventilador de techo	Comedor	2	60	120
TOTAL				4830

Como estos aparatos nunca estarán en funcionamiento simultaneo, se decide utilizar un factor de simultaneidad del 70%, es decir:

$$Pot_{aparatos} = 4830 * 0,7 = 3381 [W]$$

Finalmente, la potencia total es:

$$Potencia\ total = 2490 + 3381 = 5871 [W]$$

La escuela funciona de 7:30 a 17:30, por lo que se puede calcular un estimativo de la energía mensual consumida, suponiendo que la escuela está abierta de lunes a viernes en dicho horario.

$$Energia\ estimada = 5871[W] * 10[hs] * 5[dias] * 4[semanas] * \left(\frac{1}{1000}\right)$$

$$Energia\ estimada = 1174 \left[\frac{kWh}{mes}\right]$$

A partir de las boletas de consumo eléctrico facilitadas por personal de la escuela, se elaboró el gráfico de consumo mensual mostrado en la Figura 5.5. Cabe mencionar que se cuenta con datos de los años 2018 y también del año 2010 relevados durante un proyecto de grado realizado en la escuela [53].

Se puede apreciar que la estimación del consumo energético realizada anteriormente, 1174 kWh/mes, se aproxima a la energía consumida por el establecimiento según las boletas. Los valores de consumo promedio mensual son 923 kWh para 2010 y 1100 kWh para 2018.

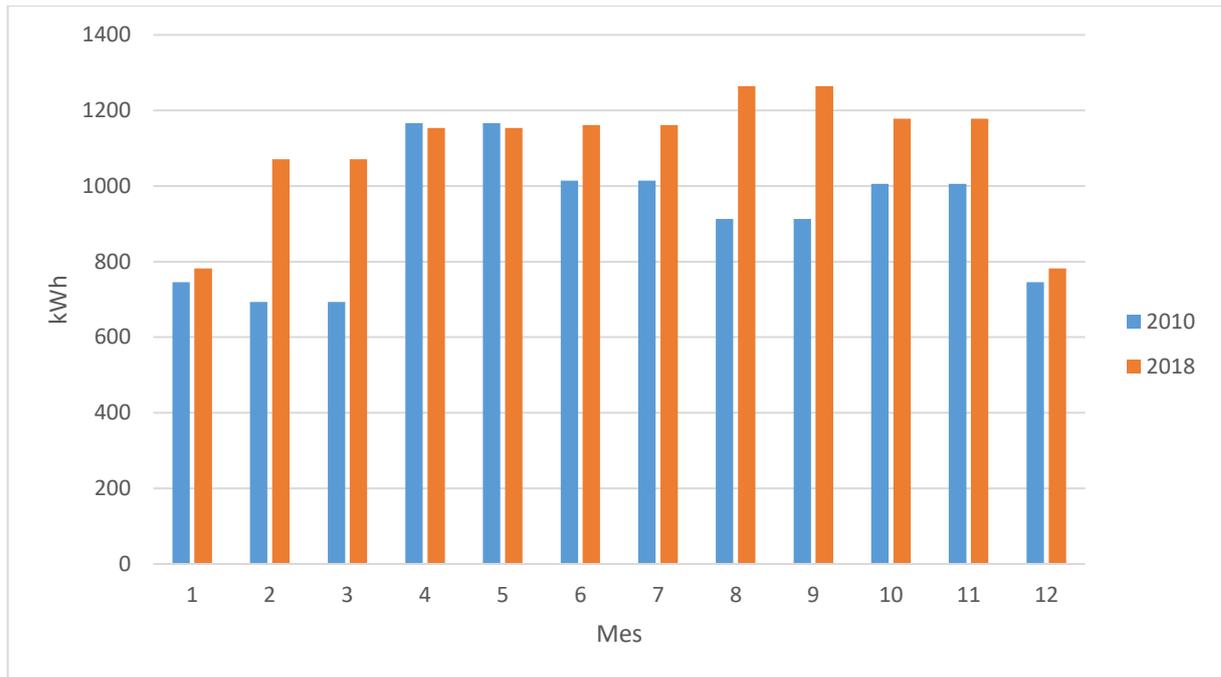


Figura 5.5 Consumo de energía eléctrica a lo largo del año 2010 y 2018.

5.2.2 Sombreamiento

Para determinar la disposición óptima del arreglo es necesario determinar una separación mínima entre paneles para reducir el sombreado mutuo. Esta separación se puede calcular por medio de la ecuación (5.1). [54, p. 188]

$$\frac{D}{L} = \cos\beta + \sin\beta * \frac{\cos\alpha}{\sin\alpha} \quad (5.1)$$

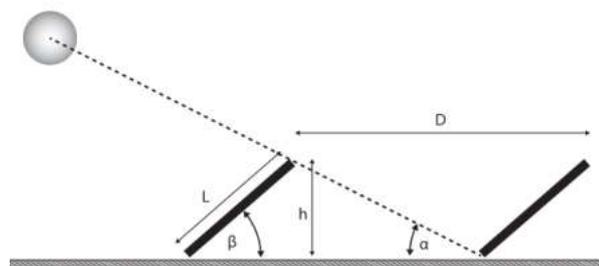


Figura 5.6 Sombreamiento entre paneles. Fuente: [54, p. 188]

Donde α es el ángulo de elevación mínimo durante el año, en el caso del hemisferio sur es durante el 21 de junio y es igual a 28° . Considerando un ángulo de inclinación de 30° :

$$\frac{D}{L} = \cos(30^\circ) + \sin(30^\circ) * \frac{\cos 28}{\sin 28} = 1,8$$

Por lo tanto, la distancia D de separación es: $D = 1,8 * 992 \cong 1,8 [m]$

El factor F de separación entre paneles es igual a $F = \text{separación}/(\text{altura del panel})$. En este caso $F = 1800/992 = 1,81$. Debido a que anteriormente no se relevó una curva específica para un $F = 1,81$, se decide utilizar la curva correspondiente a un $F = 1,75$, relevada en la Figura 5.7.

En la Figura 5.7 se gráfica la pérdida porcentual a lo largo del año para una separación entre filas de $F = 1,75$, (como se hizo en la sección 4.3.2). Se puede ver que a pesar de tener una separación que impide el sombreado entre paneles durante las horas de mayor irradiación, existe una pérdida energética porcentual que en el peor de los casos llega a ser aproximadamente de 22% con respecto a la energía producida sin sombreado.

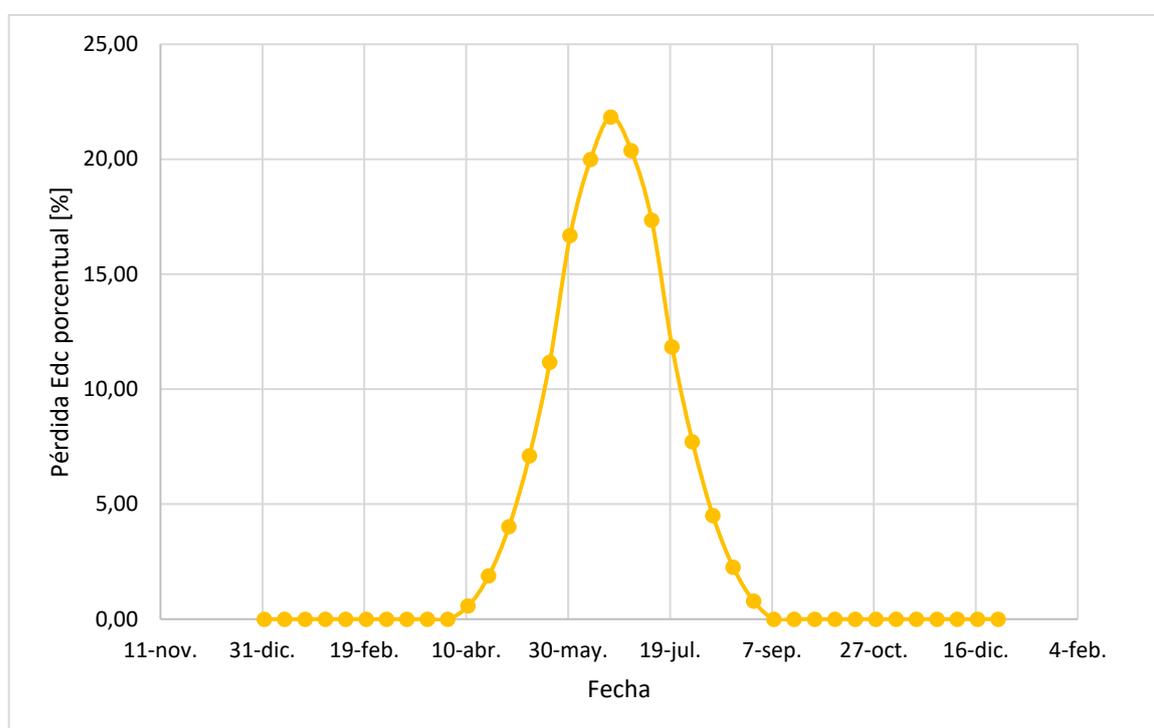


Figura 5.7 Pérdida energética DC porcentual debida a sombras para un factor de separación de 1,75.

Seguidamente, se hicieron simulaciones en el modelo de Matlab para una separación de 1,8 metros entre paneles (día 21 de junio), se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 5.9.

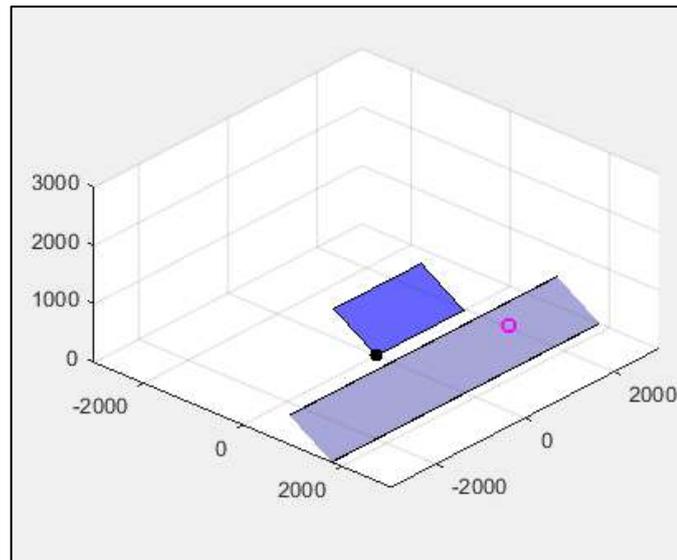


Figura 5.8 Disposición de paneles modelados en Matlab.

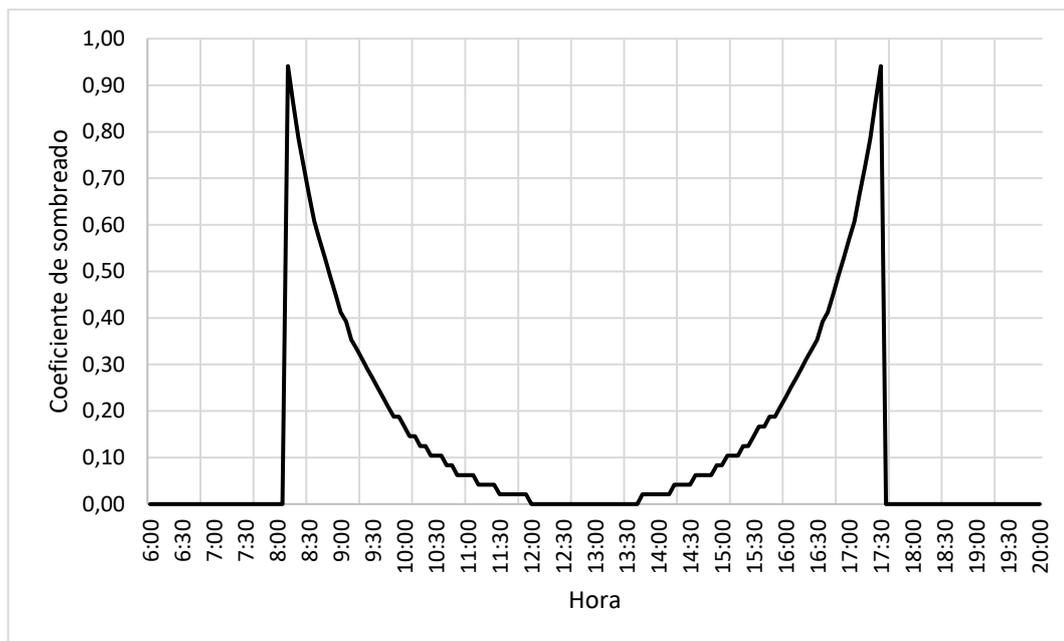


Figura 5.9 Coeficiente de atenuación de la componente directa durante el 1 de enero.

En la Figura 5.9 se observa que nunca es posible evitar al 100% los efectos de sombreado entre paneles debido a que durante la mañana y tarde cuando el sol se encuentra en su posición más baja, el efecto es inevitable. Sin embargo, este efecto es irrelevante ya que solo importan las horas del mediodía cuando las irradiancias son mayores. Se concluye que una separación entre filas de 1,8 metros es adecuada.

5.3 Dimensionamiento de la instalación

Se procede a realizar un primer cálculo considerando:

- Superficie disponible en los techos
- Consumo eléctrico del establecimiento
- Generación solar mensual

Para el dimensionamiento se adoptan los mismos paneles solares instalados en la Facultad de Ingeniería, marca Ningbo Solar, de 280W y 72 celdas (ver Tabla 4.7). Repetimos sus características principales por simplicidad:

- $P_{max} = 280 [W]$
- $V_{mp} = 35 [V]$
- $I_{mp} = 8 [A]$
- $V_{oc} = 44 [V]$
- $I_{sc} = 8,43 [A]$
- Dimensiones: $1958 \times 992 [mm] \cong 2 \times 1 [m]$
- Peso: $23,5 [kg]$

Los paneles irán montados paralelos al techo, es decir con un ángulo acimut aproximado de 35° , dado que esta es la orientación del edificio (ver Figura 5.10). También tendrán un ángulo de inclinación de 30° .

- Acimut panel: $+35^\circ$ (este)
- Tilt panel: 30°

La Tabla 5.2 muestra la energía producida por panel en estas condiciones durante un año. Estas irradiancias se calcularon a partir de los datos de GHI medidos en la Facultad de Ingeniería de Mar del Plata:

Tabla 5.2. Comparación entre la energía producida por panel para una orientación norte (acimut 0°) y una con acimut 35°

Energía DC mensual por panel		
Mes	kWh (acimut 0°)	kWh (acimut 35°)
Enero	47,96	47,36
Febrero	43,50	41,54
Marzo	43,09	41,21
Abril	22,78	21,05
Mayo	23,64	21,51
Junio	20,47	18,50
Julio	18,66	17,24
Agosto	30,33	28,14
Septiembre	32,12	30,31
Octubre	39,12	37,8
Noviembre	35,05	33,68
Diciembre	37,92	36,74
ANUAL	394,64	372,74

En línea con la Ley 27.424 de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable [55], se decide dimensionar una instalación on-grid (conectada a red) sin sistema de almacenamiento (baterías), con la posibilidad de compra/venta de energía de la red.

En este caso los meses de menor consumo coinciden con los meses de mayor producción de los paneles (diciembre y enero). Por lo tanto, la instalación se dimensiona para cubrir toda la demanda eléctrica durante los meses de menor consumo, de esta forma nunca habrá exceso de energía. Esto es debido a que (i) los ingresos por venta de energía solar a la red son mínimos, debido a que las empresas distribuidoras compran energía a precio mayorista y (ii) el sistema resultante será menor en tamaño, siendo más fácil ubicarlo en el espacio disponible. Con este criterio la cantidad de paneles resulta:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{\text{Mes de menor consumo}}{\text{Energía producida por panel}} = \frac{782}{(47,36 + 33,74)/2} = 18,59 \text{ paneles}$$

Tomando un promedio de producción energética por panel durante los meses de diciembre y enero, se aproxima la cantidad de paneles a 18. Los 18 paneles estarán divididos en 3 strings de 6 paneles c/u. Considerando el espacio disponible y una separación entre paneles de 1,8 metros, la disposición se muestra en la Figura 5.10:

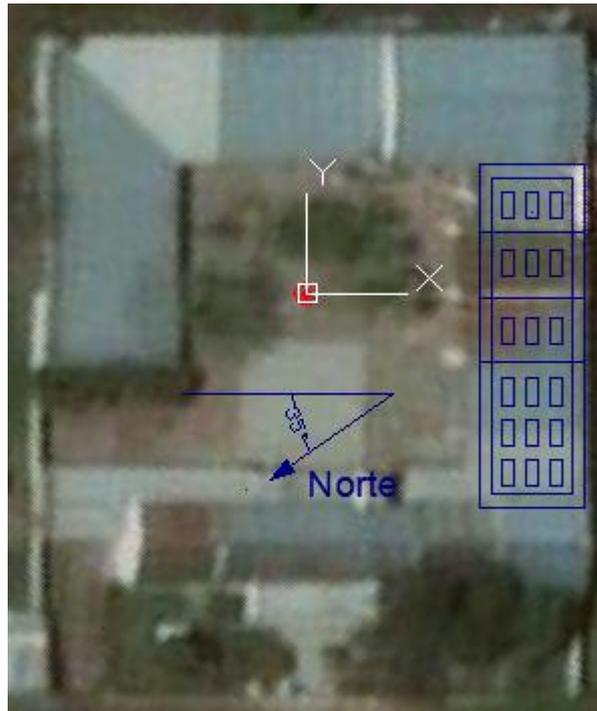


Figura 5.10 Disposición de paneles propuesta.

Finalmente se calcula la energía AC producida, estimando las pérdidas por mismatch⁴, cableado e inversor se muestran en la Tabla 5.3:

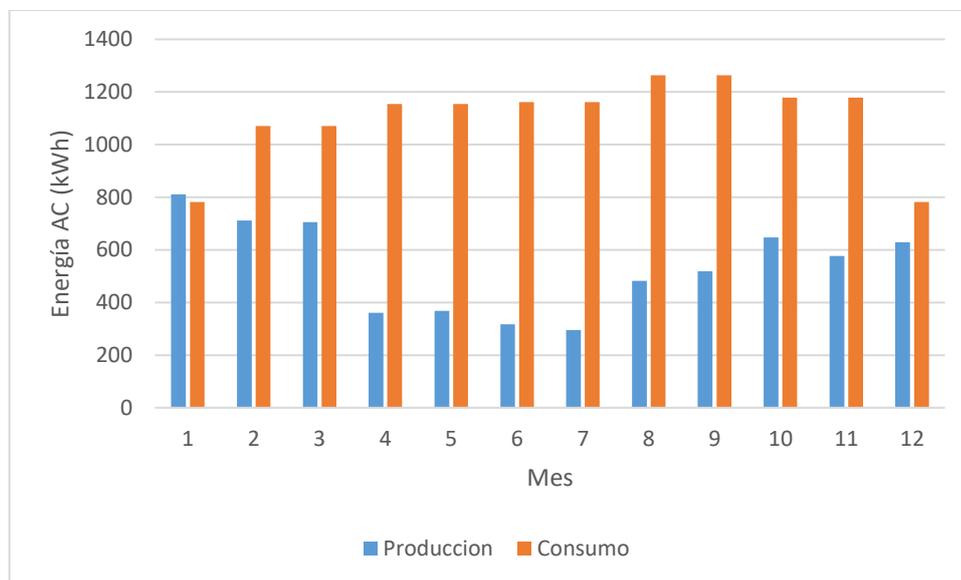
- Mismatch: -1%
- Cableado: -1%
- Inversor: -3%

⁴ Pérdidas de conexionado (o mismatch) son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico [56].

Tabla 5.3. Producción AC calculada para 18 paneles sin presencia de sombras

producción y consumo (kWh)		
Mes	producción (N=18)	Consumo
Enero	810	782
Febrero	711	1071
Marzo	705	1071
Abril	360	1154
Mayo	368	1154
Junio	317	1161
Julio	295	1161
Agosto	482	1264
Septiembre	519	1264
Octubre	647	1178
Noviembre	576	1178
Diciembre	629	782
Total	6419	13220

En la Figura 5.11 muestra una comparación de la producción de energía con los paneles FV y el consumo de la escuela a lo largo del año.

**Figura 5.11** Producción y consumo. (sin pérdida de sombras)

5.3.1 Pérdidas por sombreado

La mayor fuente de sombras cercana a los paneles es el edificio del Salón de Usos Múltiples (SUM). Mientras que, si bien existen árboles, estos no alcanzan a proyectar sombra sobre el techo de manera significativa. La Figura 5.12 muestra la ubicación del SUM en la relación al arreglo FV proyectado.

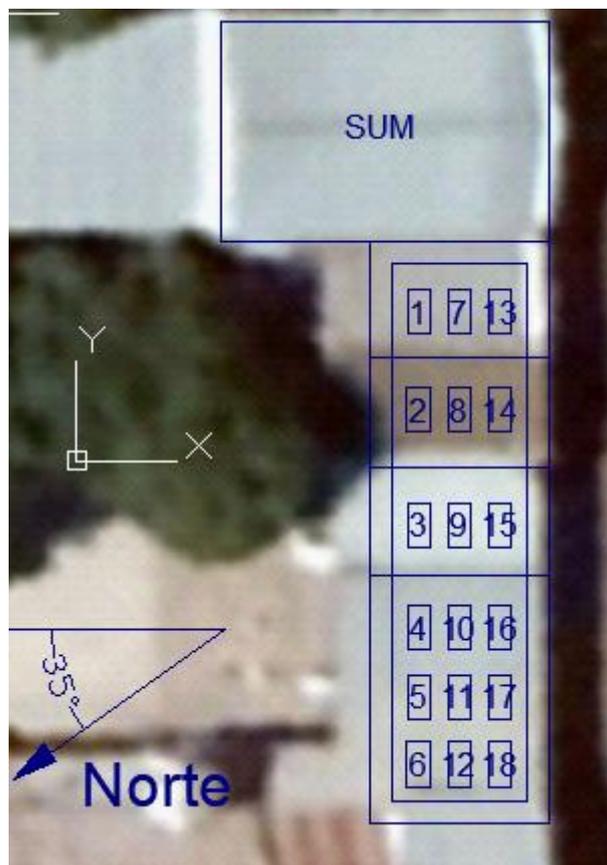


Figura 5.12 Numeración de paneles.

Siguiendo la nomenclatura indicada en la Figura 5.12, los paneles delimitados por el área rectangular en cuyos vértices se ubican los paneles 7, 13, 12 y 18 presentarán sombreado entre paneles. Los paneles 1, 7, 13, 2, 8 y 14 estarán sombreados por el SUM y se considera que los paneles 3, 4, 5 y 6 no tendrán sombras.

El procedimiento para determinar el efecto de las sombras en la instalación consiste en calcular la producción de energía de cada panel por separado considerando el efecto de sombreado de los obstáculos adyacentes, para finalmente sumar el aporte energético del conjunto.

Los paneles se encuentran a una altura aproximada de 4 metros, mientras que el SUM tiene una altura de 7 metros. Por lo tanto, la diferencia de altura es 3 metros. La Figura 5.13 muestra la distancia relativa del SUM con respecto a la primera y segunda fila de paneles más cercana a este.

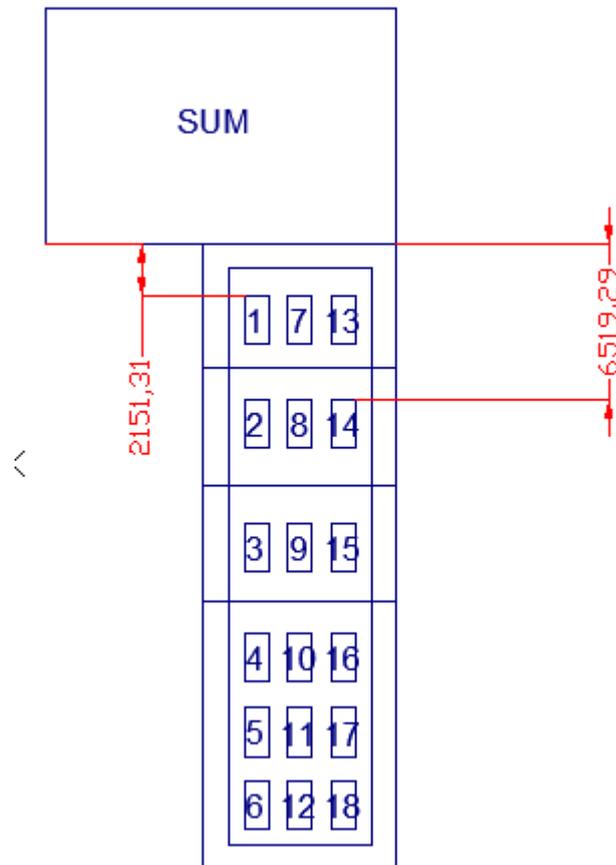


Figura 5.13 Distancias al obstáculo generador de sombras.

Se comienza por calcular las pérdidas por sombreado debido al edificio del SUM. En el modelo de Matlab se representaron los paneles 1, 7 y 13, que están alejados aproximadamente 2 metros de la pared del SUM. La Figura 5.14 muestra la interfaz de la herramienta donde se ingresan los datos del modelo a simular.

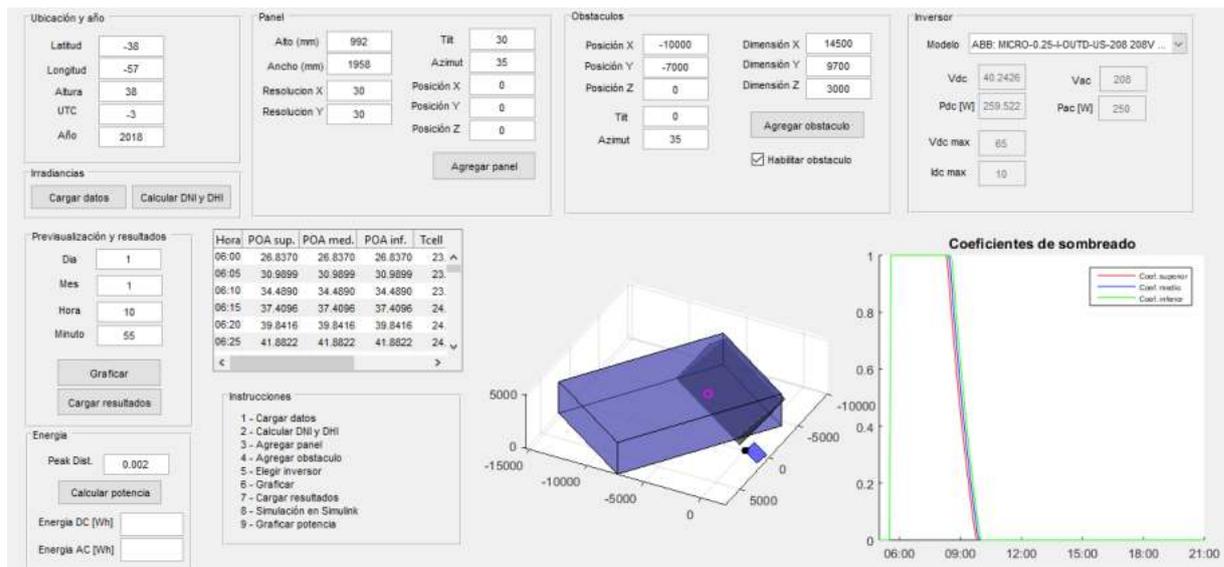


Figura 5.14 Parámetros utilizados durante el modelado en Matlab para los paneles a 2 metros de distancia del SUM.

Esta simulación corresponde al 1 de enero. En el gráfico de coeficientes de sombreado (abajo a la derecha en la Figura 5.14) se puede ver que estos paneles no reciben irradiancia directa hasta aproximadamente las 10 am.

También se realizaron simulaciones para los paneles 2, 8 y 14 que se encuentran a aproximadamente 6,5 metros de la pared con la siguiente configuración (ver Figura 5.15):

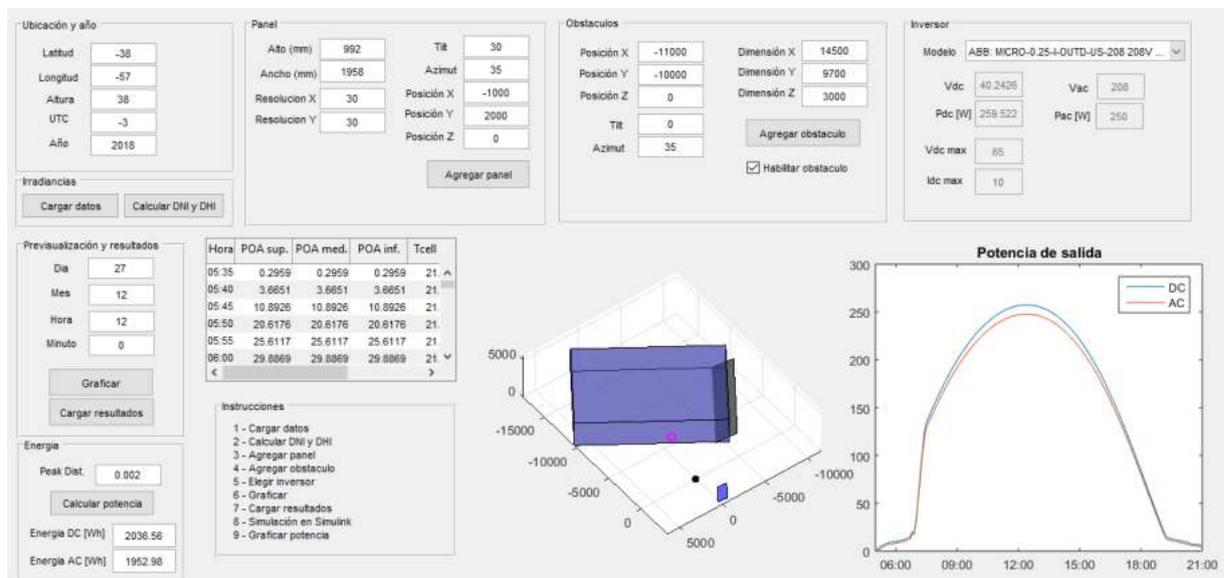


Figura 5.15 Parámetros utilizados durante el modelado en Matlab de los paneles a 6,5 metros de distancia del SUM.

Siguiendo el procedimiento mostrado en la sección 4.4 se calculan las pérdidas porcentuales para luego hacer un cálculo anual. Los resultados se muestran en la Figura 5.16.

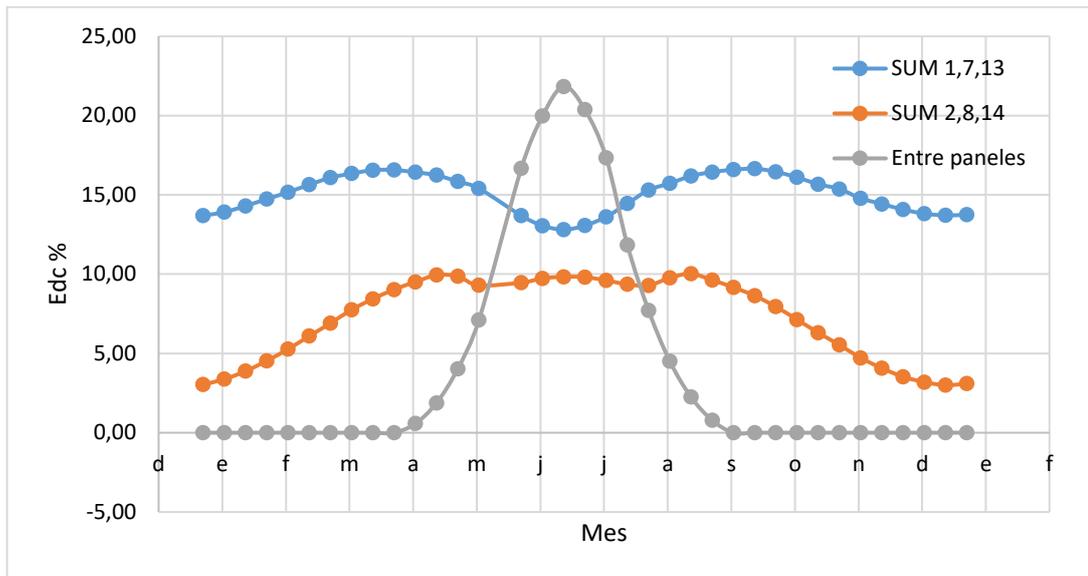


Figura 5.16 Disminución energética DC relativa porcentual.

Los paneles 7,13,8 y 14 tienen pérdida por sombreado por el SUM y entre paneles. Como el modelo no permite simular disminución por sombras con más de un obstáculo a la vez, se decide tomar el máximo valor entre ambas curvas para estos casos.

Con estas consideraciones se clasificó los paneles según tipo de sombreado:

- Solo entre paneles: 9,10,11,12,15,16,17,18
- Solo SUM a 2 metros: 1
- Solo SUM a 6,5 metros: 2
- SUM 2 metros y entre paneles: 7,13
- SUM 6,5 metros y entre paneles: 8,14
- Sin sombra: 3,4,5,6

Finalmente se creó la Tabla 5.4 donde de muestra la producción energética de cada panel del arreglo para cada mes del año:

Tabla 5.4. Producción energética por panel considerando sombras

Producción energética DC (kWh)													
Panel	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1	43,6	37,5	35,6	19,1	19,2	16,8	15,8	24,7	27,4	34,4	30,7	34,2	338,9
2	46,2	39,9	38,4	19,9	20,0	17,2	16,3	26,0	28,6	36,2	32,7	36,0	357,2
3	47,1	41,3	41,0	20,9	21,3	18,3	17,1	27,9	30,1	37,6	33,5	36,5	372,7
4	47,1	41,3	41,0	20,9	21,3	18,3	17,1	27,9	30,1	37,6	33,5	36,5	372,7
5	47,1	41,3	41,0	20,9	21,3	18,3	17,1	27,9	30,1	37,6	33,5	36,5	372,7
6	47,1	41,3	41,0	20,9	21,3	18,3	17,1	27,9	30,1	37,6	33,5	36,5	372,7
7	43,6	37,5	35,6	19,1	19,0	15,8	15,8	24,7	27,4	34,4	30,7	34,2	337,8
8	46,2	39,9	38,4	19,9	19,6	15,8	16,1	26,0	28,6	36,2	32,7	36,0	355,3
9	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
10	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
11	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
12	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
13	43,6	37,5	35,6	19,1	19,0	15,8	15,8	24,7	27,4	34,4	30,7	34,2	337,8
14	46,2	39,9	38,4	19,9	19,6	15,8	16,1	26,0	28,6	36,2	32,7	36,0	355,3
15	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
16	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
17	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
18	47,1	41,3	41,0	20,8	19,9	15,8	16,2	27,3	30,1	37,6	33,5	36,5	367,1
Total	834,9	727,8	713,3	367,1	360,9	296,9	293,7	482,1	529,3	662,8	592,1	649,0	6509,9

Los paneles 7 y 13 son los más afectados por sombras, puede verse en la Figura 5.17 cuál es la reducción energética de estos paneles en relación a los paneles donde no hay sombras:

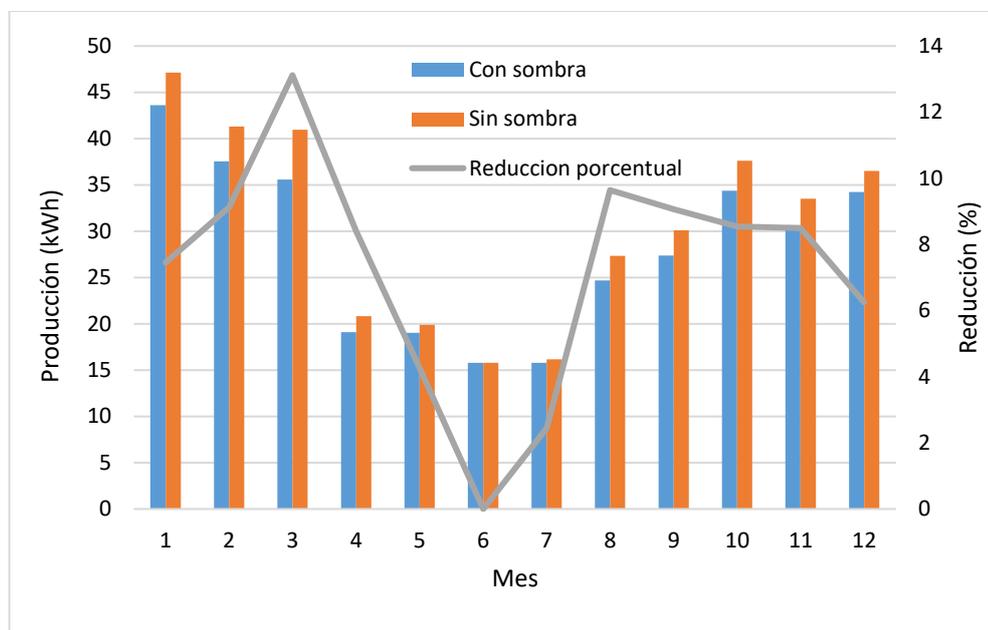


Figura 5.17 Pérdida por sombras individual en paneles 7 y 13.

Dado que la reducción por sombreado no es demasiada, se considera que poner paneles en los lugares 7 y 13 no afecta en gran medida a la producción energética de manera significativa.

Agregando las pérdidas por mismatch, cableado e inversor, se calcula la producción total del sistema, la cual se muestra en la Tabla 5.5:

Tabla 5.5. Producción energética AC

Mes	kWh (sin sombra)	kWh (con sombra)	Reducción porcentual
Enero	810	794	2,1%
Febrero	711	692	2,7%
Marzo	705	678	3,8%
Abril	360	349	3,1%
Mayo	368	343	6,8%
Junio	317	282	<u>10,8%</u>
Julio	295	279	5,4%
Agosto	482	458	4,8%
Septiembre	519	503	3,0%
Octubre	647	630	2,6%
Noviembre	576	563	2,3%
Diciembre	629	617	1,9%
Total	6419	6189	3,6%

El gráfico de la Figura 5.18 muestra la generación energética y pérdida total debido a sombras del sistema:

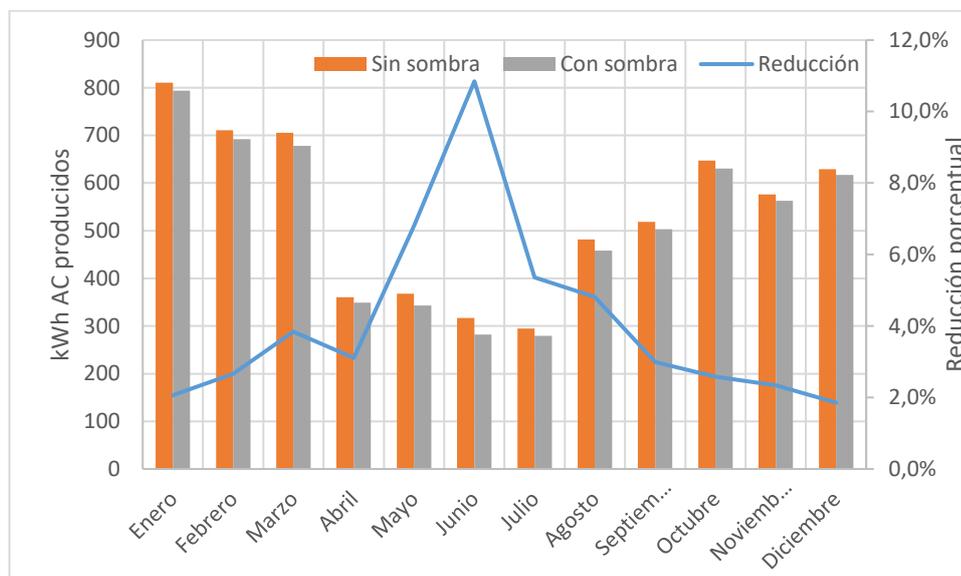


Figura 5.18 Producción total en los casos con presencia de sombras y sin presencia de sombras.

Como se ve en la Figura 5.18, las pérdidas por sombreado mensuales oscilan entre 1% y 11%. Esto representa una reducción del 3,6% en la producción anual de energía.

Finalmente, con el fin de comparar resultados se realizó una simulación con el software comercial PVsyst. Las condiciones fueron las mismas de la instalación propuesta y los resultados se muestran en la Tabla 5.6. La diferencia anual de energía perdida por sombras resulta ser de 325 kWh.

Tabla 5.6 Energía AC obtenida en PVsyst (kWh)

Mes	Sin sombra	Con sombra	Diferencia	Reducción (%)
Enero	776	740	36	4,86
Febrero	694	662	32	4,83
Marzo	695	663	32	4,83
Abril	361	341	20	5,87
Mayo	376	352	24	6,82
Junio	328	302	26	8,61
Julio	300	278	22	7,91
Agosto	486	458	28	6,11
Septiembre	519	492	27	5,49
Octubre	628	597	31	5,19
Noviembre	542	520	22	4,23
Diciembre	594	569	25	4,39
Total	6299	5974	325	5,44

La comparación entre los resultados obtenidos en MATLAB y los obtenidos con PVsyst se muestran en la Figura 5.19. Puede observarse que el modelo propuesto tiende a arrojar resultados mayores a los de PVsyst, pronunciándose esta diferencia durante los meses de verano. Se puede apreciar que la diferencia entre el caso con sombras y sin sombras es más marcado en los resultados de PVsyst, esto es en parte porque PVsyst considera la reducción de la componente difusa. Por otro lado, la utilización de un inversor central resulta en mayores pérdidas por mismatch entre strings.

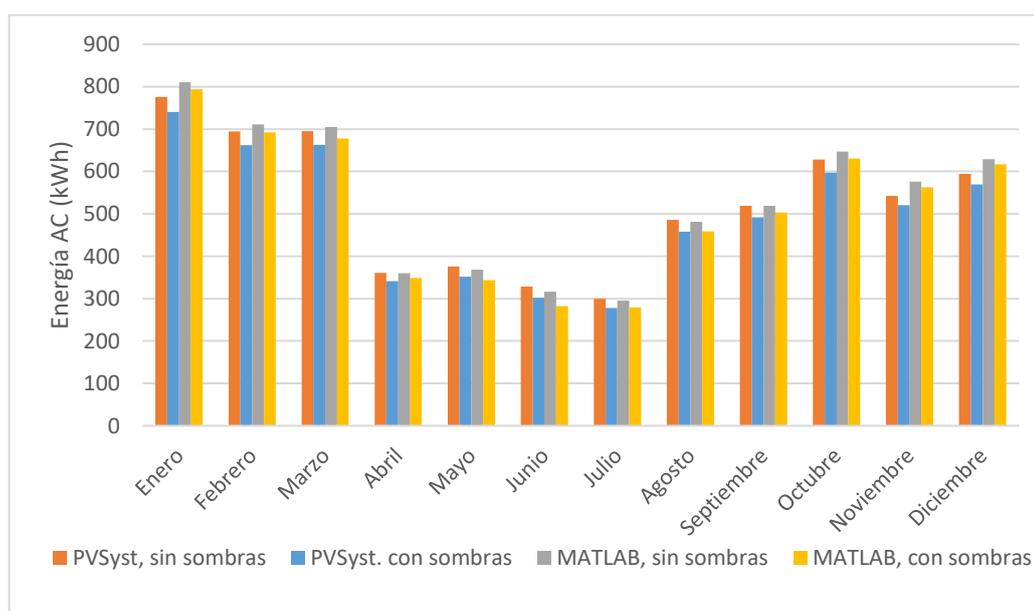


Figura 5.19 Comparación de energía AC calculada en MATLAB y en PVsyst.

Las diferencias entre los resultados obtenidos con MATLAB y con PVsyst son mostrados en la Tabla 5.7 y Figura 5.20. Las diferencias porcentuales son relativas a los resultados de PVsyst.

Tabla 5.7 Diferencia absoluta y porcentual entre los resultados de producción energética AC calculados con MATLAB y con PVsyst.

Mes	Diferencia			
	Sin sombra		Con sombra	
	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Enero	34,5	4,4	53,8	7,3
Febrero	16,9	2,4	30,0	4,5
Marzo	10,2	1,5	15,1	2,3
Abril	-0,8	-0,2	8,0	2,3
Mayo	-7,9	-2,1	-8,9	-2,5
Junio	-11,4	-3,5	-19,8	-6,5
Julio	-5,0	-1,7	1,2	0,4
Agosto	-4,5	-0,9	0,4	0,1
Septiembre	-0,3	-0,1	11,2	2,3
Octubre	18,9	3,0	33,1	5,5
Noviembre	34,4	6,3	42,9	8,2
Diciembre	34,7	5,8	48,0	8,4
ANUAL	119,6	1,9	215,0	3,6

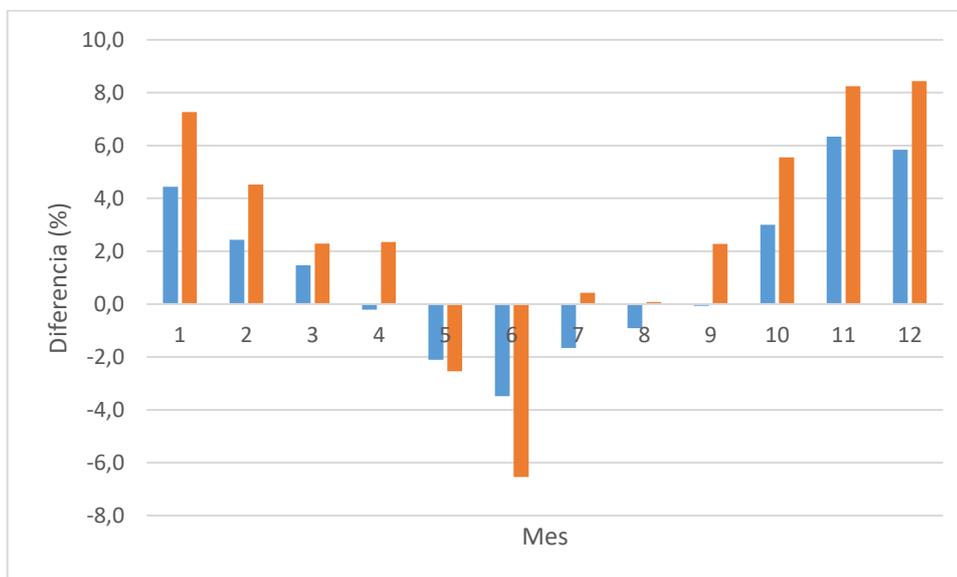


Figura 5.20 Diferencia porcentual entre resultados de energía AC obtenidos con MATLAB y con PVsyst.

5.4 Selección de inversores

Se procede a seleccionar los inversores que permitirán la transformación DC-AC para alimentar la instalación de la escuela. Buscando simplificar la instalación, se usa un inversor único, dimensionado para la potencia total del sistema, en este caso:

$$Potencia\ total = N^{\circ}\ paneles * P_{max}\ paneles = 18 * 280[W] = 5040 [W] \quad (5.2)$$

Debido a que este valor está muy cerca del estándar de 5kW, se decide utilizar un inversor de 5 kW. Además, este valor corresponde a la potencia AC de salida y se sabe que, si 5040 W es la máxima potencia DC en la entrada del inversor, por lo tanto, la salida AC será menor.

Dentro de los equipos disponibles en el mercado, se eligió un inversor de marca ABB, modelo 5.0-TL-PLUS [57], cuyas características se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8. Datos técnicos del inversor ABB 5.0 TL PLUS

INVERSOR	
MARCA	ABB
MODELO	5.0-TL-PLUS
INPUT SIDE	
Potencia DC nominal	5150 W
Número de MPPT independientes	2
Potencia máxima para cada MPPT	3500 W
Tensión máxima DC	360 V
Corriente máxima DC para cada MPPT	19 A
Corriente máxima de cortocircuito para cada MPPT	22 A
OUTPUT SIDE	
Potencia AC nominal	5000 W
Tensión AC nominal	230 V
Rango de tensión AC	180 ... 264 V
Corriente máxima AC	22 A

El costo aproximado de estos inversores es **918 euros**, mientras que el costo de envío internacional es de 119 euros, resultando en un total de 1037 euros. Por lo tanto, el precio del inversor es 1215 USD.

Dos de los strings (filas de paneles) estarán conectados a un MPPT y el otro string al MPPT restante. Por lo tanto, la corriente será mayor en el MPPT cargado con los 2 strings, de $8 * 2 = 16 [A]$, que es menor al máximo admisible en cada MPPT de $19 [A]$. La máxima tensión del lado de los paneles se da a bajas temperaturas y en este caso consideramos que la menor temperatura existente es de $1^{\circ}C$:

$$V_{dc(max)} = N * V_{oc} * (1 + \Delta T * \beta_{oc}) = 6 * 44 * \left(1 + (25 - 1) * \frac{0.32}{100}\right) = 284,3 [V]$$

Este valor es menor al máximo admisible de 360 [V], por lo tanto, verifica.

Debido a las sombras, la generación del sistema fotovoltaico no será uniforme. Los paneles afectados por sombra no solo estarán generando menos energía, sino que también afectarán a los paneles que pertenezcan al mismo string (pérdida por mismatch). En este caso lo ideal sería colocar microinversores, que permiten que cada panel genere energía en su punto de máxima potencia, pero debido a que el costo de los microinversores es muy elevado, esto afectaría muy negativamente la rentabilidad del sistema. Por este motivo se decidió utilizar un inversor central.

5.5 Análisis económico

Con el objetivo de mantener los costos tan bajos como sea posible, no se usará un banco de baterías y el exceso de producción será enviado a la red, si fuera el caso.

Para obtener precios de referencia se consultaron varios artículos. Entre ellos, el NREL en [58] provee de precios de referencia que fueron el resultado de varios estudios y entrevistas con instaladores de sistemas fotovoltaicos. Cabe destacar que durante la obtención de los precios de referencia se usaron otras fuentes como sitios web de proveedores o el apunte técnico de ABB [59]. A continuación, se describe brevemente cada costo por separado. El análisis económico se realiza en dólares estadounidenses (USD).

5.5.1 Análisis de costos y ganancias

Costo de paneles

Según el NREL, en el año 2018 el costo en “puerta de fábrica” de los paneles solares para instalaciones residenciales, por cada Watt DC, es de 0,47 $\$/W_{dc}$. A esto hay que incluir costos de transporte (0,07 $\$/W_{dc}$), costos de cadena de suministro (0,16 $\$/W_{dc}$) e impuestos (0,05 $\$/W_{dc}$), resultando el costo total de paneles solares para instalaciones residenciales en 0,75 $\$/W_{dc}$. [58]

Sin embargo, se encontró cierta diferencia al comparar este precio al de otros sitios web. Al año 2020, en Enfsolar [60] el precio en “puerta de fábrica”, para un panel policristalino es en promedio 0,18 $\$/W_{dc}$, mientras que en Mercado Libre [61], el precio final de un panel es en promedio de 0,53 $\$/W_{dc}$ ⁵. Se decidió tomar para el cálculo el último valor, donde para realizar un cálculo conservador se tomó como 0,6 $\$/W_{dc}$.

$$\text{Costo de paneles} = 0,6 \$/W_{dc}$$

Costo del inversor

El NREL provee distintos costos de referencia según el tipo de inversor [58, p. 17].

- String-inverter monofasico sin MPPT: 0,12 $\$/W_{dc}$
- String-inverter monofasico con MPPT: 0,18 $\$/W_{dc}$
- Microinverter: 0,39 $\$/W_{dc}$

En la sección anterior ya se seleccionó un inversor con MPPT, en este caso de 5150W a un costo de 1215 USD. Es decir, a 0,2 $\$/W_{dc}$, valor que se corresponde a los ya mencionados.

Cabe destacar que el uso de microinversores hubiera resultado en un costo aproximado de $0,39 * 5150W = 2009$ USD, es decir, $2009 - 1215 = 794$ USD adicionales.

⁵ Este dato se obtuvo calculando el equivalente en USD de paneles solares policristalinos en el sitio web Mercado Libre y dividiendo el valor obtenido por la potencia del mismo.

Degradación anual

En enero del 2018, NREL entrevistó a 9 ingenieros independientes y financieras de proyectos fotovoltaicos, que dijeron asumir una degradación anual del sistema fotovoltaico de 0,7% por año [58]. Otras fuentes tales como ABB [59, p. 54] usan 0,5% por año. Este porcentaje es descontado a la producción energética total anual, durante todos los años de vida útil del sistema.

$$\text{Degradación anual} = -0,7 \text{ \%/año}$$

Operación y mantenimiento

Estos costos incluyen mantenimiento preventivo y reemplazo de componentes. En [58, p. 14] se estima el precio de la operación y mantenimiento (sin tener en cuenta eventuales reemplazos del inversor) en 11,5 $\$/kW_{dc}/año$ para instalaciones residenciales. Por otro lado, en [59, p. 54] se estima el mantenimiento en un 1% anual del precio de la instalación. Luego de algunos cálculos se concluyó que ambas maneras de cuantificar los costos de operación dan resultados similares. Por simplicidad de uso se decide utilizar el valor de 11,5 $\$/kW_{dc}/año$.

$$\text{Costo de operación y mantenimiento} = 11,5 \text{ \$/kW}_{dc}/año$$

Mano de obra

Los costos de mano de obra incluyen pagos a electricistas y obreros. Los costos varían mucho dependiendo el país y lugar de instalación. Para Estados Unidos, los costos de mano de obra son en promedio 0,59 $\$/W_{dc}$ o aproximadamente el 10% del costo total de la instalación. Sin embargo, en países como Alemania estos costos son mucho menores. [62]

El NREL brinda valores para calcular el costo de mano de obra como rangos haciendo distinción entre el pago a electricista (19,74 – 38,96 $\$/hora$) y operarios (12,88 – 25,57 $\$/hora$) [58, p. 17].

Debido a la incertidumbre existente relativa a los sueldos de operarios (gran variación de un país a otro) y el tiempo de instalación, se decide calcular este costo como un 10% del valor de la instalación fotovoltaica.

$$\text{Costo de mano de obra} = 10\% \text{ del costo total de la instalación}$$

Estructuras de soporte

La estructura de soporte (*racking*) para los paneles puede calcularse en base a la potencia en Watts DC de la instalación. El NREL sugiere utilizar un valor de $0,1 \$/W_{dc}$. [58, p. 17]

$$\text{Costo de soportes para paneles} = 0,1 \$/W_{dc}$$

Otros componentes

Dentro de este grupo se incluye todo el aparataje eléctrico (interruptores termomagnéticos, fusibles), equipamiento para la puesta a tierra y conductores. El NREL sugiere utilizar un valor en el rango de $0,19 - 0,27 \$/W_{dc}$ [58, p. 17]. Se decide utilizar un valor de $0,2 \$/W_{dc}$.

$$\text{Otros componentes} = 0,2 \$/W_{dc}$$

Producción solar y ganancias

En la Tabla 5.9 se muestra la producción y consumo de energía para el primer año de operación:

Tabla 5.9 Producción y consumo para el primer año (kWh)

Mes	Producción (con sombra)	Consumo
Enero	793,8	782,0
Febrero	692,0	1071,0
Marzo	678,1	1071,0
Abril	349,0	1154,0
Mayo	343,1	1154,0
Junio	282,2	1161,0
Julio	279,2	1161,0
Agosto	458,4	1264,0
Septiembre	503,2	1264,0
Octubre	630,1	1178,0
Noviembre	562,9	1178,0
Diciembre	617,0	782,0
ANUAL	6189	13220

Si bien la mayoría de meses será necesario seguir consumiendo de la red, el consumo se ve reducido por el aporte de los paneles FV. Las ganancias se ven representadas en la no compra de energía.

Debido a que el establecimiento se encuentra en una zona rural, el establecimiento cae dentro de la categoría T4NR dentro del cuadro tarifario [63]. Considerando que el consumo es menor a 1400 kWh-mes, el cargo fijo es $565,17 \$/\text{mes}$ y el variable es $4,3104 \$/\text{kWh}$.

Como se dijo anteriormente, las ganancias estarán representadas por la energía que se deja de comprar a la red. Es decir que las ganancias son 4,3104 pesos por cada kWh generado, convirtiendo a dólar con el cambio de junio, año 2020 (1 USD = 69,98 pesos argentinos):

$$Ganancias = 0,062 \$/kWh$$

Resumen de costos e inversión inicial

En la Tabla 5.10 se muestran los costos de todos los componentes y la inversión inicial sin considerar la mano de obra.

Tabla 5.10 Costos de componentes e inversión inicial.

Componente	Costo por Watt (\$/Wdc)	Potencia (Wdc)	Costo (\$)
Paneles	0,6	5040	3024
Inversor	-	5150	1250
Soportes	0,1	5040	504
Otros componentes	0,2	5040	1008
INVERSION INICIAL (I_o):			5786

A continuación, se hace un listado de todos los factores a considerar en el cálculo económico:

- Inversión inicial I_o : 5786 \$
- Mano de obra I_w : $0,1 * I_o = 578,6$ \$
- Operación y mantenimiento: $11,5 * \frac{5786}{1000} = 66,5$ \$/año
- Degradación anual: 0,7 %/año
- Ganancia: 0,062 \$/kWh
- Producción energética del primer año (sin sombras): 6378,5 kWh
- Producción energética del primer año (considerando sombras): 6189 kWh
- Vida útil de la instalación: 25 años

5.5.2 Análisis de rentabilidad

Flujo de caja actualizado: El flujo de caja actualizado se calcula mediante la ecuación (5.3):

$$FC_{actual} = \frac{FC}{(1 + C_c)^j} \quad (5.3)$$

C_c es el costo del capital dado por la relación $C_c = i - f$, es decir, la diferencia entre la tasa de interés del dólar “ i ” estimada y la tasa “ f ” de inflación. [59, p. 53]

Para calcular el flujo de caja actualizado se adoptan los siguientes valores:

- Tasa de interés en dólares (i): 3% (Fuente: [64], 22 de junio del 2020)
- Tasa de inflación del dólar (f): 0,3% (Fuente: [65], 22 de junio del 2020)

Valor Actual Neto (VAN): se define como la diferencia entre la suma de los flujos de caja actualizados durante los años de vida útil del proyecto y la inversión inicial I_o (considerando también la mano de obra I_w). La expresión del VAN se da en la ecuación (5.4).

$$VAN = \sum_{j=1}^{25} \left[\frac{FC}{(1 + C_c)^j} \right] - (I_o + I_w) \quad (5.4)$$

Un VAN positivo implica que al final de la vida de la inversión, los flujos de caja actualizados habrán proporcionado un retorno mayor que los costos de la inversión inicial y, por lo tanto, la instalación de la planta es conveniente desde el punto de vista económico. Si el VAN es negativo, la inversión se considera no rentable.

Tasa interna de retorno (TIR): es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Con el objetivo de evaluar el impacto de considerar las sombras en resultado económico, se realizan dos análisis distintos: el primero sin considerar el efecto del sombreado sobre la producción energética, y otro incorporando el efecto de las sombras. La

Tabla 5.11 muestra los resultados del análisis económico sin considerar las sombras mientras que la Tabla 5.12 muestra el caso de incorporar las pérdidas por sombreado.

Tabla 5.11. Flujos de caja para el sistema fotovoltaico sin presencia de sombras

Año	Producción energética (kWh)	Ingresos (USD)	Mantenimiento (USD)	Flujo de caja no actualizado (USD)	Flujo de caja actualizado (USD)	VAN
1	6379	395	-67	-6036	-6044	-6044
2	6334	393	-67	326	309	-5735
3	6290	390	-67	323	299	-5436
4	6245	387	-67	321	288	-5148
5	6202	385	-67	318	278	-4870
6	6158	382	-67	315	269	-4601
7	6115	379	-67	313	259	-4342
8	6072	376	-67	310	250	-4091
9	6030	374	-67	307	242	-3849
10	5988	371	-67	305	233	-3616
11	5946	369	-67	302	225	-3390
12	5904	366	-67	300	218	-3173
13	5863	363	-67	297	210	-2963
14	5822	361	-67	294	203	-2760
15	5781	358	-67	292	196	-2564
16	5741	356	-67	289	189	-2375
17	5700	353	-67	287	182	-2193
18	5661	351	-67	284	176	-2017
19	5621	348	-67	282	170	-1847
20	5582	346	-67	280	164	-1683
21	5542	344	-67	277	158	-1524
22	5504	341	-67	275	153	-1371
23	5465	339	-67	272	148	-1224
24	5427	336	-67	270	142	-1081
25	5389	334	-67	268	137	-944

El VAN luego de 25 años es negativo y el TIR en este caso vale -2%, por lo tanto, la inversión no es rentable.

Tabla 5.12. Flujos de caja para el sistema fotovoltaico con presencia de sombras

Año	Producción energética (kWh)	Ingresos (USD)	Mantenimiento (USD)	Flujo de caja no actualizado (USD)	Flujo de caja actualizado (USD)	VAN
1	6189	384	-67	-6047	-6056	-6056
2	6146	381	-67	315	298	-5758
3	6103	378	-67	312	288	-5470
4	6060	376	-67	309	278	-5192
5	6018	373	-67	307	268	-4923
6	5975	370	-67	304	259	-4664
7	5934	368	-67	301	250	-4414
8	5892	365	-67	299	241	-4173
9	5851	363	-67	296	233	-3940
10	5810	360	-67	294	225	-3715
11	5769	358	-67	291	217	-3497
12	5729	355	-67	289	210	-3288
13	5689	353	-67	286	202	-3085
14	5649	350	-67	284	195	-2890
15	5609	348	-67	281	189	-2701
16	5570	345	-67	279	182	-2519
17	5531	343	-67	276	176	-2343
18	5492	341	-67	274	170	-2174
19	5454	338	-67	272	164	-2010
20	5416	336	-67	269	158	-1852
21	5378	333	-67	267	153	-1699
22	5340	331	-67	265	147	-1552
23	5303	329	-67	262	142	-1410
24	5266	326	-67	260	137	-1273
25	5229	324	-67	258	132	-1141

En este caso el VAN es negativo y el TIR vale -2%, indicando que el proyecto no es rentable.

En la Figura 5.21 se muestran un gráfico del VAN comparando ambas situaciones:

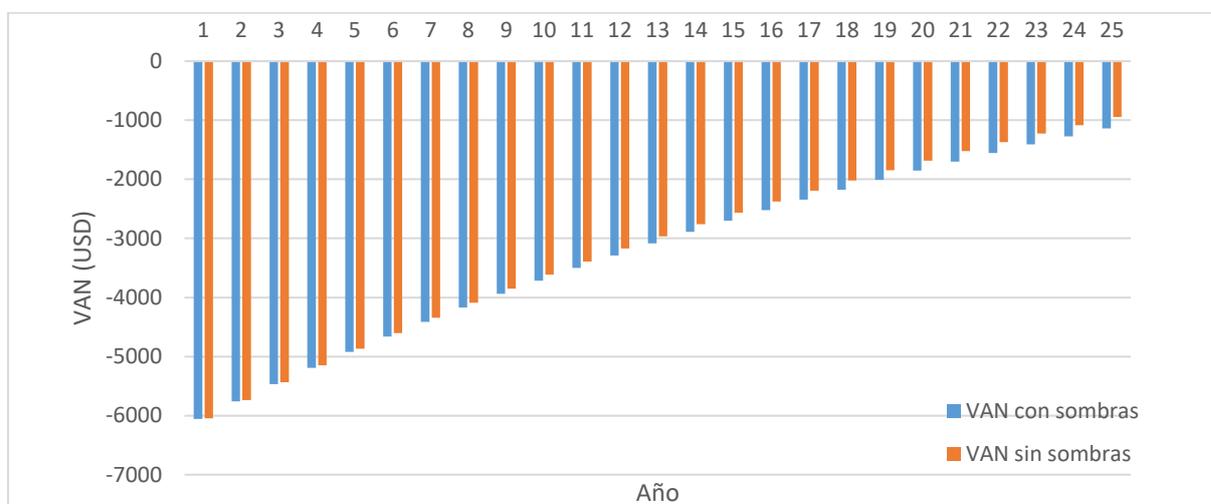


Figura 5.21 Comparación del Valor Actual Neto (VAN) para los casos con sombras y sin sombras.

Se observa en la Figura 5.21 que la presencia de sombras no produce impactos significativos en la rentabilidad del proyecto. También, como es de esperar, la diferencia entre ambos casos se va pronunciando a medida que pasan los años debido a que las pérdidas por sombreado tienen un mayor impacto.

En el caso de no haber sombras sobre el sistema fotovoltaico, al final de la vida del proyecto todavía son necesarios -544 USD para recuperar la inversión. Por otro lado, cuando se considera el efecto de las sombras sobre el sistema, al final del proyecto todavía son necesarios -741 USD para recuperar la inversión.

Aunque ambos casos resultaron ser no rentables, pudo calcularse que el impacto de las sombras en este caso en particular resultó ser de **197 USD**.

5.6 Comentarios finales sobre el capítulo

- Debido a que actualmente la energía de la red es relativamente barata y la magnitud de la inversión inicial es elevada, el proyecto no resulta rentable. Esto podría cambiar a futuro si la energía eléctrica incrementa su precio o si los sistemas fotovoltaicos siguen con su tendencia a volverse más baratos.
- En este caso la presencia de sombras no es significativa, sin embargo, el hecho de considerar sombras resultó en una reducción de la producción energética de 3% lo que equivale a una pérdida de 197 USD luego de los 25 años de vida útil del proyecto.
- Pudo demostrarse que en algunos casos donde existen sombras, sigue siendo preferible usar el espacio disponible para poner paneles, debido a que estas no impactan significativamente en el resultado final.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6: Conclusiones

En el presente trabajo se realizó un estudio del efecto de las sombras sobre paneles solares, en el proceso se desarrolló una herramienta basada en Matlab y Python para estimar dichas pérdidas. El modelo desarrollado obtuvo resultados similares a los de otras herramientas disponibles en el mercado como PVsyst.

A continuación, se describen las conclusiones alcanzadas a partir de los resultados obtenidos y algunas propuestas de trabajos futuros que pueden continuar desarrollándose como resultado de la investigación.

6.1 Conclusiones

Se alcanzaron los objetivos propuestos y se pudo realizar un modelo que permite simular situaciones de sombreado en paneles fotovoltaicos utilizando Matlab.

El modelo propuesto permite:

- Obtener salidas gráficas del sombreado sobre el panel.
- Elaborar curvas diarias de potencia para situaciones con o sin sombra.
- Poder apreciar la evolución de la curva I-V y P-V del panel durante un día, bajo una situación de sombreado.
- Calcular la reducción de producción energética debido a las sombras.
- Obtener coeficientes de reducción de la componente directa de la irradiancia.
- Obtener las curvas de salidas de corriente y tensión, incluso bajo condiciones de sombreado.

Se pudo cumplir con el objetivo de proveer una metodología para modelar y estimar pérdidas por sombreado, haciendo posible el desarrollo de una herramienta independiente que puede ser utilizada para obtener cálculos precisos de las pérdidas por sombreado.

Se realizaron validaciones de las herramientas que brinda Sandia Laboratories en su librería PV_LIB (Sección 4.2). Los resultados obtenidos estuvieron dentro de los márgenes de errores esperados por dichos modelos, en el orden del 10%.

Por otro lado, se compararon con Simulink los resultados al momento de calcular los coeficientes lineales de pérdida por sombreado (Sección 4.3), obteniendo errores del orden del 2%.

Finalmente, se usó Python para emplear los resultados obtenidos en Matlab en cálculos anuales de producción energética (Sección 4.4). Los resultados obtenidos se contrastaron con los arrojados por PVsyst. Se obtuvieron diferencias mensuales de hasta 30% y diferencias anuales de hasta 3,3%. Esto probablemente se debe a:

- 1) El modelo propuesto no considera atenuación de irradiancia difusa debido a sombras.
- 2) El método propuesto para utilizar los resultados diarios de Matlab en un cálculo anual puede mejorarse. El método propuesto se basa en afectar la energía producida en los días con cierto porcentaje de irradiancia directa por un coeficiente de atenuación.

En el Capítulo 5: se realizó un estudio de caso con un establecimiento educativo. Pudo utilizarse la herramienta desarrollada para hacer estimaciones sobre las pérdidas ocasionadas por sombreado y su impacto económico.

El impacto de sombras en el caso estudiado resultó ser de 197 USD en los 25 años de vida útil del proyecto. También se pudo verificar que, en este caso particular, las sombras no son un factor determinante en la rentabilidad del proyecto. Otros factores como el bajo precio de la energía eléctrica de la red hacen que siga siendo más rentable simplemente comprar energía de la red eléctrica.

6.2 Propuestas de trabajos futuros

El presente proyecto cumplió ampliamente con los objetivos planteados desde su inicio, sin embargo, existen líneas de investigación que se pueden seguir explorando a partir de las bases aquí presentadas. A continuación, se presenta un listado de propuestas para trabajos futuros y, posteriormente, se explican en detalle cada una de ellas.

- Uso del modelo de dos diodos de Quaschnig [19] en lugar del modelo de un diodo.
- Emplear figuras en formato .obj (3D Object) en lugar de utilizar prismas rectangulares como obstáculos de sombras.
- Reestructurar del código, cambio de la mecánica de cálculo de sombras y utilizar tablas precalculadas en un estilo similar al de otros softwares como SAM y PVSyst.
- Investigar la utilización exclusiva de Python.
- Incluir del efecto de atenuación de la componente difusa debido a sombras.
- Realizar mediciones experimentales para validar el modelo de sombras.

6.2.1 Utilización del modelo de dos diodos

En este trabajo se utilizó el modelo de un diodo para calcular la potencia de salida del panel. Otros autores proponen la utilización del modelo de dos diodos para calcular curvas I-V porque da mejores resultados en condiciones de irradiancia disminuida [52]. En [19] el autor utiliza un modelo de dos diodos modificado para calcular curvas características de un panel en condiciones de sombra parcial. La modificación consiste en un término adicional en la ecuación del modelo de dos diodos que considera el comportamiento de las celdas trabajando con tensión negativa.

El modelo de dos diodos modificado se muestra en la ecuación (6.1), donde el último término de la ecuación corresponde a la modificación mencionada.

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left(e^{\frac{V+IR_s}{m_1 V_T}} - 1 \right) - I_{S2} \left(e^{\frac{V+IR_s}{m_2 V_T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} - a(V + IR_s) \left(1 - \frac{V + IR_s}{V_{Br}} \right)^{-n} \quad (6.1)$$

Donde,

I_{ph} : corriente fotovoltaica

I_{S1} : corriente de saturación 1

I_{S2} : corriente de saturación 2

I : corriente de salida del panel

m_1 : factor de idealidad 1

m_2 : factor de idealidad 2

V_T : tensión de temperatura

n : avalanche breakdown exponent (entre 1 y 10)

V_{br} : breakdown voltage (entre -15 y -40V)

La utilización de este modelo presenta dificultades adicionales como la necesidad de conocer más parámetros del panel. Sin embargo, este modelo podría dar resultados más certeros durante el cálculo de pérdida de potencia debido a sombras.

6.2.2 Empleo de figuras tipo 3D Object

En este trabajo se utilizaron prismas rectangulares para simular obstáculos debido a su sencillez. Sería posible utilizar figuras 3D de extensión .obj (formato wavefront) para realizar análisis más complejos. El uso de figuras más complejas daría mayor certidumbre en el cálculo del coeficiente de atenuación f de la componente directa de la irradiancia. Las figuras se conforman mediante una malla de polígonos [66]. Los datos están dados en forma de lista y están compuestos por:

- v: coordenadas cartesianas de los vértices.
- vt: coordenadas de texturas.
- vn: coordenadas de vectores normales a los vértices.
- f: datos de construcción de caras (*faces*), cada línea representa un polígono del modelo, cada bloque de la línea representa un vértice. En cada bloque, cada número representa referencias a la posición del vértice, textura y vector normal.

En la Figura 6.1 se muestra un archivo de extensión .obj abierto con el editor de textos, pudiéndose observar la estructura del archivo. Este archivo en particular representa un modelo tridimensional de un árbol (pino).

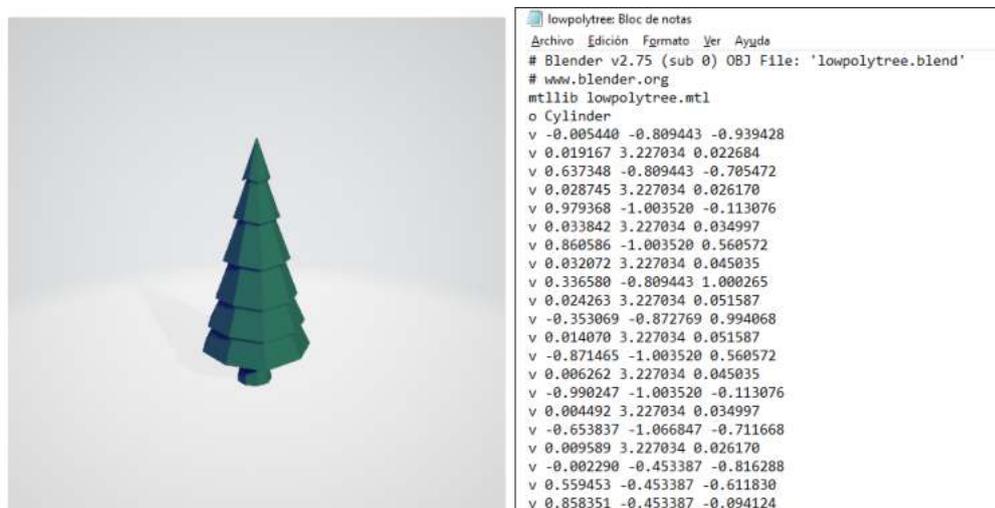


Figura 6.1 Estructura interna de un modelo 3D en formato .obj.

6.2.3 Reestructuración del código para mejorar eficiencia

La realización del código para simular la geometría de los paneles, obstáculos y sombras resulta algo compleja y hay mucho lugar para mejorar el código usado en este trabajo. Un código más eficiente y rápido podría facilitar un análisis anual de la producción energética en situaciones de sombreado.

Una manera de hacer esto es calcular una tabla de coeficientes de sombreado, como hacen los softwares comerciales PVsyst y SAM. El código propuesto en este trabajo calcula los coeficientes de sombreado cada vez que el sol cambia de posición. En lugar de hacer esto, es más eficiente que dada una situación de panel y obstáculos, se calculen los coeficientes para una tabla de ángulos acimut y elevación solares como muestra la figura. Luego, cuando se desee afectar la irradiancia por estos coeficientes, solo es necesario entrar con la posición del sol a la tabla y obtener el coeficiente correspondiente.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo, Orient. #1

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.025	0.036	0.025	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.064	0.106	0.125	0.107	0.065	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.050	0.132	0.187	0.215	0.189	0.133	0.051	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.102	0.202	0.272	0.311	0.275	0.204	0.103	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004	0.157	0.278	0.366	0.421	0.369	0.281	0.159	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
20°	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.031	0.213	0.365	0.477	0.555	0.482	0.369	0.217	0.032	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
10°	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.251	0.467	0.620	0.736	0.627	0.473	0.257	0.000	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.180	0.555	0.775	0.945	0.784	0.564	0.189	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás

Factor de sombreado para difuso: 0.162 y para albedo: 0.667

Figura 6.2 Tabla de factores de sombreado generada con PVsyst.

El software SAM usa una tabla de similares características, pero con la diferencia de que las filas representan meses y las columnas horas. Los coeficientes son calculados para días en el medio de cada mes, la misma se presenta en la Figura 6.3.

Subarray 1, String 1 Shade Loss (%): 0=no shade, 100=fully shaded

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Jan	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	6.84559	22.3215	42.3501	68.7773	67.4703	39.5991	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	7.87162	25.3305	48.9035	87.0904	92.6304	64.1212	100	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	11.9592	33.113	64.9013	99.5843	100	100	100	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0.0028923	11.0348	28.7923	53.2371	100	100	100	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	8.23467	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	8.11202	23.792	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0.580216	16.0155	38.3854	72.1819	97.8133	100	100	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0.972547	17.2757	38.6335	71.2597	99.9626	89.5844	100	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0.293123	13.795	31.5586	56.4387	84.6787	62.9946	35.2816	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.63272	25.2382	45.8925	63.1947	54.3543	30.881	100	100	100	100	100	100

Figura 6.3 Tabla de factores de sombreado generada por SAM.

También, una mejora de la eficiencia del código haría factible incluir varios obstáculos y varios paneles para poder simular situaciones más complejas.

6.2.4 Uso exclusivo de Python

Si bien MATLAB posee muchas ventajas, no deja de ser un software pago, por lo que resultaría muy útil hacer un código que permita estudiar el efecto del sombreado en paneles solares únicamente basado en Python. Python tiene una ventaja muy grande que es la flexibilidad de agregar distintos módulos para satisfacer distintas necesidades. Además, el manejo de datos, por ejemplo, de irradiancias y temperaturas, se vuelve mucho más sencillo utilizando Python gracias al módulo Pandas [67], que es muy utilizado en la actualidad y es actualizado frecuentemente.

Pero hacer esto presentaría dos complicaciones:

1. La programación de gráficos 3D en Python resulta algo compleja. Esto hace difícil realizar una salida gráfica para poder ver la geometría de los paneles y obstáculos. La programación de salidas gráficas 3D en Matlab resulta más sencilla. Podría investigarse la utilización del módulo VPython [68] para esta tarea, el cual permite generar figuras en 3 dimensiones.
2. Para realizar simulaciones de irradiancia no uniforme sobre los paneles se utiliza Simulink, que permite calcular salidas de potencia de los paneles. Python no cuenta con una herramienta similar, por lo que sería necesario realizar estas simulaciones con un código análogo al modelo realizado en Simulink. Para esto podría investigarse la utilización del módulo PySpice [69], que provee funciones para simular circuitos eléctricos.

6.2.5 Inclusión de atenuación de componente difusa por sombreado

Incluir coeficientes de atenuación de la componente difusa de la irradiancia resulta complejo, debido a que es necesario realizar un cálculo integral. La reducción de la componente difusa no depende del momento del día y depende solo de la geometría y ubicación de los paneles y obstáculos.

En particular, puede calcularse proyectando los obstáculos sobre una esfera que rodea al panel y calculando la reducción de área sobre la esfera [37]:

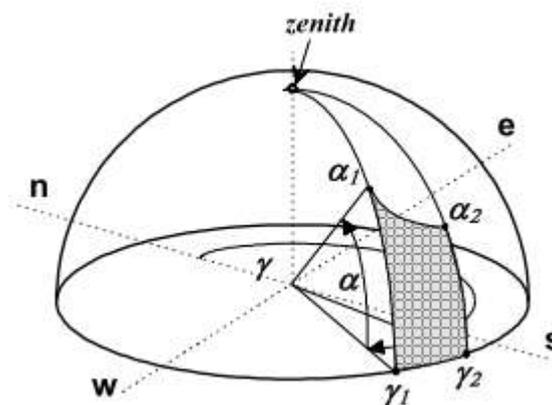


Figura 6.4 Proyección de un obstáculo sobre una esfera que rodea al panel.

Quaschnig en [37] presenta las ecuaciones necesarias para realizar dicho cálculo. En futuros trabajos se podrían incluir las pérdidas de atenuación de la componente difusa por sombreado.

6.2.6 Realización de un estudio de sombreado con paneles reales

Para una correcta validación de los modelos desarrollados se deberían relevar datos experimentales en condiciones controladas. Como propuesta, podría realizarse un arreglo de 1 panel sombreado por otro panel posicionado en frente como muestra la Figura 6.5. Si bien lo ideal sería utilizar una fila entera de paneles realizar esto en la práctica requiere de mucho espacio y puede presentar complicaciones.

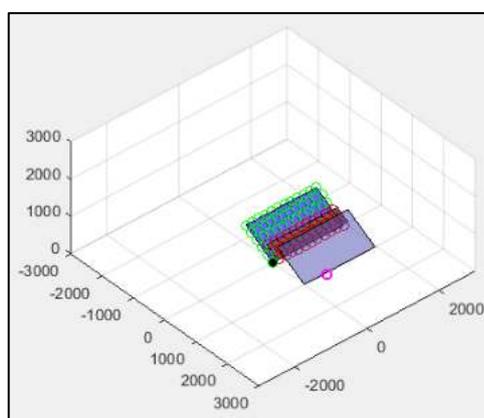


Figura 6.5 Arreglo propuesto para realizar la validación experimental del modelo.

Dado un arreglo similar al mostrado, se realizarían medidas independientes de la fila sombreada y de la fila sin sombreado para luego ser comparadas, validar el modelo propuesto y de ser necesario, realizar modificaciones.

Bibliografía

- [1] S. Xiaojing, “Solar Technology Got Cheaper and Better in the 2010s. Now What?”, 2019. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-pv-has-become-cheaper-and-better-in-the-2010s-now-what> (consultado may 30, 2020).
- [2] I. Ferreiro, “El 5% De La Electricidad De La Argentina Viene de Fuentes Renovables”, *Chequeado*, 2019. <https://chequeado.com/el-explicador/5-de-la-electricidad-de-la-argentina-viene-de-fuentes-renovables/> (consultado may 30, 2020).
- [3] CAMMESA, “Renovables Hoy”, 2020. <https://despachorenovables.cammesa.com/renovables/>.
- [4] CAMMESA, “Informe Anual”, 2019. <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/> (consultado may 30, 2020).
- [5] P. Tozzi y J. H. Jo, “A comparative analysis of renewable energy simulation tools: Performance simulation model vs. system optimization”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, pp. 390–398, dic. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.153.
- [6] J. J. Roberts, A. A. Mendiburu Zevallos, y A. M. Cassula, “Assessment of photovoltaic performance models for system simulation”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 1104–1123, may 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.022.
- [7] NREL, “System Advisor Model”, 2020. <https://sam.nrel.gov/> (consultado may 30, 2020).
- [8] PVsyst, “PVsyst, Photovoltaic Software”, 2020. <https://www.pvsyst.com/> (consultado may 30, 2020).
- [9] “PV*Sol”. <https://pvsol.software/en/> (consultado mar. 10, 2020).
- [10] “Helioscope”. <https://www.helioscope.com/> (consultado mar. 10, 2020).
- [11] J. Freeman, J. Whitmore, N. Blair, y A. P. Dobos, “Validation of Multiple Tools for Flat Plate Photovoltaic Modeling Against Measured Data”, p. 6, 2014.
- [12] Sandia Laboratories, “SAM Weather File Formats”, 2020. https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2020-2-29-r1_weather_file_formats.pdf (consultado may 30, 2020).
- [13] PVsyst, “TUTORIAL PVsyst SA - PVsyst 6”, 2017. https://www.pvsyst.com/wp-content/uploads/2019/01/PVsyst_Tutorials.pdf (consultado may 30, 2020).
- [14] Sandia Laboratories, “PVLIB Toolbox”, 2018. https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/ (consultado may 30, 2020).
- [15] J. S. Stein, “The photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC)”, en *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Austin, TX, USA, jun. 2012, pp. 003048–003052, doi: 10.1109/PVSC.2012.6318225.
- [16] Python, “Python”, 2020. <https://www.python.org/> (consultado may 30, 2020).
- [17] H. Häberlin, *Photovoltaics: System Design and Practice*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [18] J. W. Bishop, “Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits”, *Sol. Cells*, vol. 25, núm. 1, pp. 73–89, oct. 1988, doi: 10.1016/0379-6787(88)90059-2.
- [19] V. Quaschnig y R. Hanitsch, “Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells”, p. 8, 1996.
- [20] S. Sumathi, L. Ashok Kumar, y P. Surekha, *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. Cham: Springer International Publishing, 2015.

- [21] H. Rauschenbach, "Electrical Output of Shadowed Solar Arrays", *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 18, núm. 8, pp. 483–490, 1971, doi: 10.1109/T-ED.1971.17231.
- [22] M. C. Alonso-García, J. Ruiz, y F. Chenlo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the $I-V$ characteristic of a photovoltaic module", *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, núm. 3, pp. 329–340, feb. 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2005.04.022.
- [23] M. C. Alonso-García y J. M. Ruíz, "Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells", *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, núm. 7–8, pp. 1105–1120, may 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2005.06.006.
- [24] K. Ishaque, Z. Salam, y Syafaruddin, "A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model", *Sol. Energy*, vol. 85, núm. 9, pp. 2217–2227, sep. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.008.
- [25] K. Ding, X. Bian, H. Liu, y T. Peng, "A MATLAB-Simulink-Based PV Module Model and Its Application Under Conditions of Nonuniform Irradiance", *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, núm. 4, pp. 864–872, dic. 2012, doi: 10.1109/TEC.2012.2216529.
- [26] C. Deline, "Partially Shaded Operation of a Grid-Tied PV System", en *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Philadelphia, PA, USA, jun. 2009, pp. 001268–001273, doi: 10.1109/PVSC.2009.5411246.
- [27] K. Brecl y M. Topič, "Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays", *Renew. Energy*, vol. 36, núm. 11, pp. 3211–3216, nov. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.03.011.
- [28] J. S. Stein, C. W. Hansen, y M. J. Reno, "Global horizontal irradiance clear sky models: implementation and analysis.", SAND2012-2389, 1039404, mar. 2012. doi: 10.2172/1039404.
- [29] M. Blanco-Muriel, D. C. Alarcón-Padilla, T. López-Moratalla, y M. Lara-Coira, "Computing the solar vector", *Sol. Energy*, vol. 70, núm. 5, pp. 431–441, 2001, doi: 10.1016/S0038-092X(00)00156-0.
- [30] J. W. Spencer, "Fourier series representation of the position of the sun", *Search*, vol. 2, 1971.
- [31] J. J. Michalsky, "The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950–2050)", *Sol. Energy*, vol. 40, núm. 3, pp. 227–235, 1988, doi: 10.1016/0038-092X(88)90045-X.
- [32] P. Ineichen y R. Perez, "A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient", *Sol. Energy*, vol. 73, núm. 3, pp. 151–157, sep. 2002, doi: 10.1016/S0038-092X(02)00045-2.
- [33] B. Haurwitz, "Insolation in Relation to Cloud Type", *J. Meteorol.*, vol. 3, pp. 123–124, 1946.
- [34] B. Haurwitz, "Insolation in Relation to Cloudiness and Cloud Density", *J. Meteorol.*, vol. 2, pp. 154–166, 1945.
- [35] E. Maxwell, "A quasi-physical model for converting hourly global to direct normal insolation", Solar Energy Research Institute, 1987.
- [36] P. Ineichen, R. Perez, E. Maxwell, R. Seals, y A. Zelenka, "Dynamic Global-to-Direct Irradiance Conversion Models", *ASHRAE Trans.*, pp. 354–369, 1992.
- [37] V. Quaschnig y R. Hanitsch, "Shade Calculations in Photovoltaic Systems", p. 5, 1995.
- [38] S. MacAlpine y C. Deline, "Simplified method for modeling the impact of arbitrary partial shading conditions on PV array performance", en *2015 IEEE 42nd*

- Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, New Orleans, LA, jun. 2015, pp. 1–6, doi: 10.1109/PVSC.2015.7355938.
- [39] F. Martínez-Moreno, J. Muñoz, y E. Lorenzo, “Experimental model to estimate shading losses on PV arrays”, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, núm. 12, pp. 2298–2303, dic. 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2010.07.029.
- [40] Solar Edge, “Technical Note Bypass Diode Effects in Shaded Conditions”. 2020.
- [41] Sandia Laboratories, “Incidence Angle Modifier”, *PV Performance*. https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/ (consultado ago. 21, 2020).
- [42] Sandia Laboratories, “Angle Of Incidence”, 2010. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/angle-of-incidence/> (consultado may 30, 2020).
- [43] Sandia Laboratories, “Isotropic Sky Diffuse Model”, 2010. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-sky-diffuse/isotropic-sky-diffuse-model/> (consultado may 30, 2020).
- [44] Sandia Laboratories, “Sandia Module Temperature Model”, 2010. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/module-temperature/sandia-module-temperature-model/>.
- [45] D. L. King, W. E. Boyson, y J. A. Kratochvil, “Photovoltaic array performance model.”, SAND2004-3535, 919131, ago. 2004. doi: 10.2172/919131.
- [46] W. De Soto, S. A. Klein, y W. A. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Sol. Energy*, vol. 80, núm. 1, pp. 78–88, ene. 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [47] J. S. Stein, C. P. Cameron, B. Bourne, A. Kimber, J. Posbic, y T. Jester, “A standardized approach to PV system performance model validation”, en *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Honolulu, HI, USA, jun. 2010, pp. 001079–001084, doi: 10.1109/PVSC.2010.5614696.
- [48] G. J. Murcia, S. A. Gonzalez, N. I. Echeverría, E. Garin, y J. C. Branda, “Efecto de las Condiciones Meteorológicas de Mar del Plata en la Producción Fotovoltaica”, p. 8, 2017.
- [49] J. Ramos y A. Andreas, “University of Texas Panamerican Solar Radiation Lab”, *Sol. Radiat. Lab SRL*, doi: <http://dx.doi.org/10.5439/1052555>.
- [50] B. D. Vick, D. R. Myers, y W. E. Boyson, “Using direct normal irradiance models and utility electrical loading to assess benefit of a concentrating solar power plant”, *Sol. Energy*, vol. 86, núm. 12, pp. 3519–3530, dic. 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.03.010.
- [51] Sandia Laboratories, “PVWatts”, 2010. <https://P-Vpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-I-V/point-value-models/P-Vwatts/> (consultado may 30, 2020).
- [52] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, y Syafaruddin, “Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model”, *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 19, núm. 7, pp. 1613–1626, ago. 2011, doi: 10.1016/j.simpat.2011.04.005.
- [53] C. Juan Pablo y G. Fabían, “Energías Renovables y Generación Distribuida en el Ambito Rural del Partido de General Pueyrredon”, Universidad Nacional de Mar del Plata, 2012.
- [54] U. Eicker, *Energy Efficient Buildings with Solar and Geothermal Resources*, 1a ed. Wiley, 2014.
- [55] Ley 27424, “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”, 2017.

- <https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Ley%2027424-2017.pdf>.
- [56] YUBA SOLAR, “Factores De Pérdidas Energéticas Fotovoltaicas”, 2015. <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>.
- [57] ABB, “ABB UNO-DM-5.0-TL-PLUS”, *Europe Solarstore*, 2020. <https://www.europe-solarstore.com/abb-uno-dm-5-0-tl-plus.html>.
- [58] R. Fu, D. Feldman, y R. Margolis, “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018”, *Renew. Energy*, p. 63, 2018.
- [59] ABB, “Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas”. 2011.
- [60] “Enfsolar”, 2020. <https://www.enfsolar.com/pv/panel> (consultado jun. 21, 2020).
- [61] “Mercado Libre”, 2020. <https://www.mercadolibre.com.ar/> (consultado jun. 21, 2020).
- [62] “Energy Informative”, 2020. <https://energyinformative.org/labor-costs-solar-panels> (consultado jun. 21, 2020).
- [63] EDEA, “Cuadro Tarifario EDEA 2019”, 2019. <https://www.edeaweb.com.ar/data/pdf/Edea%20-%20Cuadro%20Tarifario%20Hoja%201.pdf> (consultado jun. 22, 2020).
- [64] “Tu plazo fijo”. <https://www.tuplazofijo.com.ar/plazos-fijos/tasas/dolares/> (consultado may 06, 2020).
- [65] “Inflation rate, Trading Economics”. <https://tradingeconomics.com/united-states/inflation-cpi> (consultado may 06, 2020).
- [66] ThinMatrix, “OpenGL 3D Game Tutorial 9: OBJ File Format”, 2014. <https://www.youtube.com/watch?v=KMWUjNE0fYI> (consultado jun. 28, 2020).
- [67] “Python Pandas”. <https://pandas.pydata.org/> (consultado may 06, 2020).
- [68] “VPython”. <https://vpython.org/> (consultado may 06, 2020).
- [69] “PySpice”. <https://pypi.org/project/PySpice/> (consultado may 06, 2020).

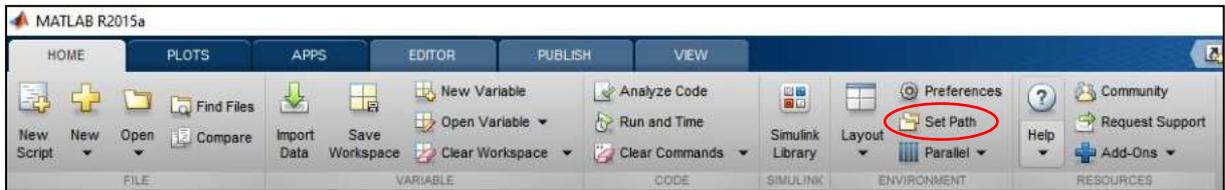
ANEXO I

Instalación de la caja de herramientas PV_LIB Toolbox

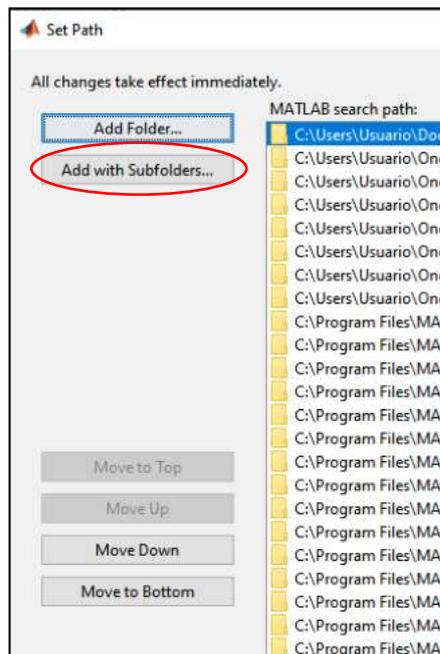
El primer paso es descargar el PV_LIB Toolbox de la página de *PV Performance Modelling Collaborative* desde el siguiente enlace:

https://P-Vpmc.sandia.gov/applications/P-V_lib-toolbox/

Después de abrir Matlab, ir a *Environment* y hacer click en *Set Path* en la parte superior de la pantalla:



En esta ventana hacer click en “Add with subfolders”, elegir la carpeta P-V_LIB anteriormente descargada y agregarla.

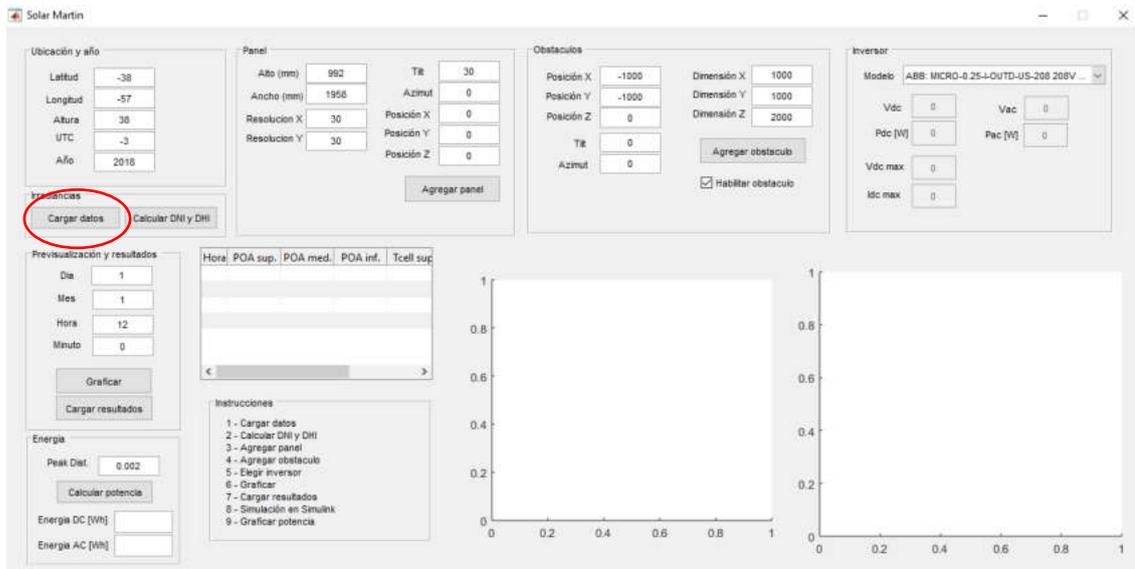


Esto va a hacer que los algoritmos del P-V_LIB Toolbox estén siempre disponibles.

ANEXO II

Instrucciones de uso de la herramienta desarrollada

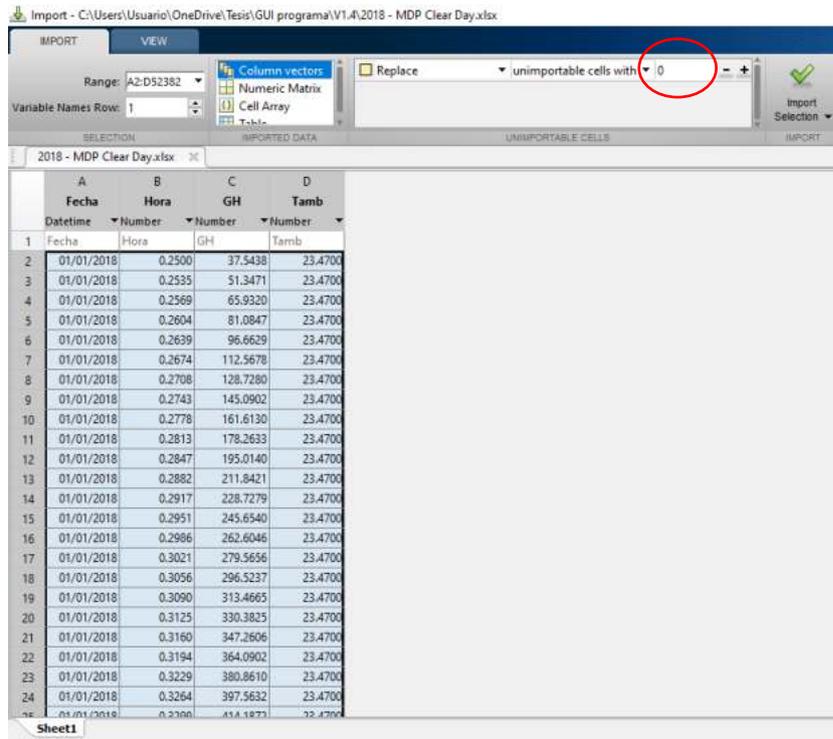
1) Ejecutar la GUI y presionar en el botón “Cargar datos”.



Buscar un archivo de Excel que tenga el siguiente formato:

	A	B	C	D
1	Fecha	Hora	GH	Tamb
2	01/01/2018	6:00:00	37,54	23,47
3	01/01/2018	6:05:00	51,35	23,47
4	01/01/2018	6:10:00	65,93	23,47
5	01/01/2018	6:15:00	81,08	23,47
6	01/01/2018	6:20:00	96,66	23,47
7	01/01/2018	6:25:00	112,57	23,47
8	01/01/2018	6:30:00	128,73	23,47
9	01/01/2018	6:35:00	145,09	23,47
10	01/01/2018	6:40:00	161,61	23,47
11	01/01/2018	6:45:00	178,26	23,47
12	01/01/2018	6:50:00	195,01	23,47
13	01/01/2018	6:55:00	211,84	23,47
14	01/01/2018	7:00:00	228,73	23,47
15	01/01/2018	7:05:00	245,65	23,47
16	01/01/2018	7:10:00	262,60	23,47
17	01/01/2018	7:15:00	279,57	23,47
18	01/01/2018	7:20:00	296,52	23,47
19	01/01/2018	7:25:00	313,47	23,47
20	01/01/2018	7:30:00	330,38	23,47
21	01/01/2018	7:35:00	347,26	23,47
22	01/01/2018	7:40:00	364,09	23,47

Una vez seleccionado, se abre la interfaz de Matlab para importar datos. Solo hay que asegurarse que los datos están seleccionados y cambiar la parte de “replace unimportable cells with” a cero.



Hacer click en “Import Selection” y cerrar la interfaz de importación de datos.

- 2) Hacer click en el botón Calcular DNI y DHI. Este botón solo es necesario apretar nuevamente en caso de que se importen datos nuevos.

Ubicación y año

Latitud

Longitud

Altura

UTC

Año

Irradiancias

Cargar datos

3) Ingresar los datos geométricos del panel, obstáculo y seleccionar un inversor.

The interface is divided into three main sections:

- Panel:**
 - Alto (mm): 992
 - Ancho (mm): 1958
 - Resolución X: 30
 - Resolución Y: 30
 - Tilt: 30
 - Azímüt: 0
 - Posición X: 0
 - Posición Y: 0
 - Posición Z: 0
 - Botón: "Agregar panel"
- Obstáculos:**
 - Posición X: -1000
 - Posición Y: -1000
 - Posición Z: 0
 - Tilt: 0
 - Azímüt: 0
 - Dimensión X: 1000
 - Dimensión Y: 1000
 - Dimensión Z: 2000
 - Botón: "Agregar obstáculo"
 - Caja de verificación: "Habilitar obstáculo" (checked)
- Inversor:**
 - Modelo: ABB: MICRO-0.25-I-OUTD-US-208 208V ...
 - Vdc: 0
 - Vac: 0
 - Pdc [W]: 0
 - Pac [W]: 0
 - Vdc max: 0
 - Idc max: 0

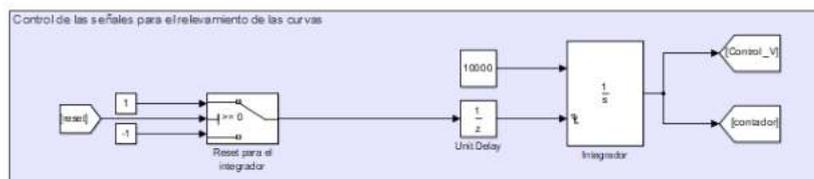
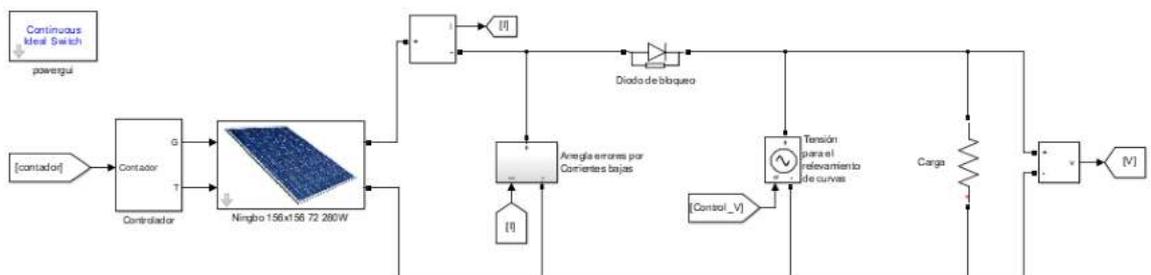
4) Elegir un día en particular para hacer un estudio y hacer click en "Graficar" para obtener una salida gráfica de la situación dada.

The window is titled "Previsualización y resultados" and contains the following fields and buttons:

- Día: 1
- Mes: 1
- Hora: 12
- Minuto: 0
- Botón: "Graficar"
- Botón: "Cargar resultados"

5) Para obtener los resultados de irradiancia y coeficientes de sombreado para todo el día, hacer click en "Cargar resultados".

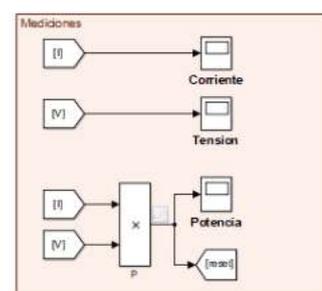
6) Luego, abrir el archivo "Paneles_Irradiancia_noUniforme" de Simulink.



Quando el valor de potencia se vuelve menor a 0, la salida de este bloque pasa de 1 a -1 y dispara el reset. Haciendo que se releve una nueva curva de potencia.

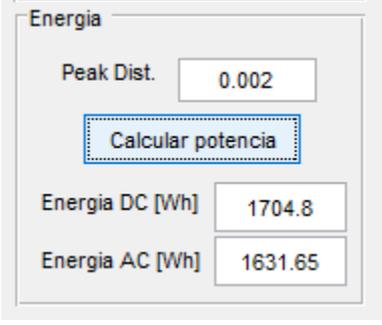
Integra la constante para generar una rampa. La rampa releve toda la curva IV del panel para una condición dada. Quando la potencia pasa por 0, el reset del integrador resetea la rampa, para relevar una nueva curva.

Cada vez que la curva P-V pasa por 0 el contador cambia el índice de los vectores que contienen las distintas G y T.



Ejecutar la simulación y volver a la interfaz de usuario.

- 7) Hacer click en el botón “Calcular potencia” para obtener el gráfico de potencia diaria y calcular la producción energética diaria.



The image shows a software interface window titled "Energia". It contains several input fields and a button. The "Peak Dist." field has the value "0.002". Below it is a button labeled "Calcular potencia" which is highlighted with a blue dashed border. At the bottom, there are two more fields: "Energia DC [Wh]" with the value "1704.8" and "Energia AC [Wh]" with the value "1631.65".

Field	Value
Peak Dist.	0.002
Energia DC [Wh]	1704.8
Energia AC [Wh]	1631.65

ANEXO III

Códigos de ejemplo

En esta sección se presentan un ejemplo de cómo ejecutar la herramienta de cálculo de sombras sin utilizar la GUI.

Matlab

El siguiente código es una versión de ejemplo del código realizado en la GUI (Interfaz gráfica). Este código da como salida los coeficientes de sombra, irradiancia sobre el plano del panel y temperatura para un instante dado.

```

%NORTE: X positivo
%ESTE: Y negativo
%SUR: X negativo
%OESTE: Y positivo
%AZIMUT: medido en sentido horario desde el norte

%Lugar
latitud = -38;
longitud = -57;
altura = 38;

%Horario especifico
anio = 2019;
mes = 1;
dia = 15;
hora = 10;
minuto = 45;

%%%%%%%%%%%% Ejecutar esto solo 1 vez %%%%%%%%%%%%%%
%
% %Crea una variable del tipo DATETIME con todos los dias de un año
% t1 = datetime(anio, 1, 1, 0, 0, 0);
% t2 = datetime(anio, 12, 31, 24, 0, 0);
% t = t1:minutes(5):t2; % resolucio de 5 minutos
%
% %Asigna numeros a los dias
% DateNumber = datenum(t);
%
% %Crea una estructura con los dias
% T = P-VI_maketimestruct(DateNumber, -3);
%
% %Crea una estructura con la ubicacion (latitud, longitud, altura)
% Location = P-VI_makelocationstruct(latitud, longitud, altura);
%
% %Calcula todas las posiciones del sol
% [SunAz, SunEI, ApparentSunEI]=P-VI_spa(T, Location);
%
%%%%%%%%%%%%%

```

```
%Crea estructura con los datos de una fecha en particular
```

```
fecha = datetime(ano, mes, dia, hora, minuto, 0);
```

```
%Busca dentro de t la fecha, devuelve el index
```

```
index = find(t==fecha);
```

```
Az = SunAz(index);
```

```
EI = SunEl(index);
```

```
Ap = ApparentSunEl(index);
```

```
%Convierte de coordenada esferica a rectangular
```

```
solUbicacion = [cosd(Az)*cosd(Ap); -sind(Az)*cosd(Ap); sind(Ap)]*3000;
```

```
%Crea paneles
```

```
panel = crearPanel(1651,990,0,-600,0,0,30,10,10); %(Ancho,Altura,PosX, PosY, PosZ, Acimut, Tilt, ResX, ResY)
```

```
%Muestra graficamente paneles
```

```
panel.mostrarPanel;
```

```
hold on
```

```
%Crea Obstaculos
```

```
%(DimX,DimY,DimZ,PosX,PosY,PosZ,Acimut,Tilt)
```

```
edificio = crearEdificio(1000, 1000, 2500, -1000, -1800, 0, 30, 0);
```

```
%dibuja patch edificio
```

```
edi = edificio.dibujar;
```

```
%pone límites al gráfico
```

```
axis equal
```

```
zlim([0 3000])
```

```
xlim([-3000 3000])
```

```
ylim([-3000 3000])
```

```
scatter3(0,0,0,'black','fill');
```

```
solPatch = scatter3(solUbicacion(1),solUbicacion(2),solUbicacion(3),'magenta');
```

```
grid on
```

```
%esto es para solucionar otro problema con las sombras
```

```
%evita que se genere sombra a veces cuando el panel esta entre un edificio y el sol
```

```
A = solUbicacion(2)<panel.dy;
```

```
B = panel.dy<edificio.vectorDesp(2);
```

```
C = solUbicacion(2)>panel.dy;
```

```
D = panel.dy>edificio.vectorDesp(2);
```

```
F = solUbicacion(1)>edificio.vectorDesp(1);
```

```
G = edificio.vectorDesp(1)>panel.dx;
```

```
if ~(A&&B) && ~(C&&D) || (F&&G)
```

```
%genera vértices de sombra y las dibuja
```

```
%(objetoPanel, objetoEdificio, vectorSol)
```

```
sombras = crearSombra(panel, edificio, solUbicacion);
```

```
handles.som = sombras.dibujar;
```

```
end
```

```
% la funcion sombrearPanel toma el objeto panel, marca las celdas
```

```
% sombreadas y devuelve el mismo objeto con las celdas sombreadas
```

```
panel = sombrearPanel(panel,sombras); %(objetoPanel, objetoSombras)
```

```

%Dibuja puntos del panel con sombra (rojos) y sin sombra (verdes)
panel.mostrarCelulas
%Devuelve el objeto panel con la información de la sombra
coeficientes = panel.coefSombra;

%%%%%%%% Ejecutar solo una vez, Calcula irradiancias para todo el año %%%%%%%%%%

% %Estima GHI para un año con el cielo despejado
% [GHIdespejado]= P-VI_clearsky_haurwitz(90-ApparentSunEI);
%
% %Estima irradiancia directa DNI e irradiancia difusa DHI (ambas sobre
% %plano horizontal)
% doy = t.Day;
% DNI = P-VI_disc(GHIdespejado, 90-SunEI, doy);
% DHI = GHIdespejado - DNI.*cosd(90-SunEI);

% %Calcula el angulo de incidencia
% AOI = P-VI_getaoi(panel.tilt,panel.azimut,90-ApparentSunEI, SunAz);
%
% %Calcula la irradiancia difusa y directa sobre el panel
% difusaPanel = P-VI_isotropicsky(panel.tilt, DHI);
% directaPanel = DNI.*cosd(AOI);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

difusa = difusaPanel(index);

%Afecta la componente directa por los coeficientes de sombreado
directa(1) = directaPanel(index)*(1-coeficientes(1));
directa(2) = directaPanel(index)*(1-coeficientes(2));
directa(3) = directaPanel(index)*(1-coeficientes(3));

%Salidas de irradiancia total en el panel y temperatura de las celdas
GPOA = directa + difusa;
Tcelula = P-VI_sapmcelltemp(GPOA, 1000, -3.56, -0.075, 20, 25, 3);

t=reshape(t,[],1); %Deja a t con la misma forma que los otros vectores

%Elimina todas las variables excepto las de interés
clearvars -except keeP-Variables t SunAz SunEI ApparentSunEI difusaPanel directaPanel
GPOA Tcelula

```

Python

El siguiente código calcula la producción energética anual dada una ubicación y año en particular. También son necesarios datos de GHI, pero en caso de no obtenerlos, se podrían estimar.

```
import pandas as pd
import numpy as np
import pickle
import pvlib
```

```
#####Esta parte sirve para preprocesar los datos de la facultad#####
```

```
def arreglar_datos(archivo):
    df = pd.read_csv(archivo, sep="\t")
    # Reemplaza strings de nan y los cambia por nan reales, despues las saca
    df = df.replace('NaN', np.nan, regex=True)
    df.dropna(how='any', axis=0, inplace=True)
    # Arregla columnas nombres
    df.columns = df.columns.str.replace(' ', '')
    df.columns = df.columns.str.replace('_', '')
    #Guarda en archivo nuevo
    df.to_csv('Datos_arreglados.csv', index=False)
```

```
##### Guardar en Pickle para cargar mas rapido #####
```

```
def guardar_en_pickle(archivo):
    df = pd.read_csv(archivo, parse_dates = ['date'], index_col=0)
    guardar = open("Datos_arreglados.pkl", "wb")
    pickle.dump(df, guardar)
```

```
##### Carga el archivo Pickle #####
```

```
def cargar(archivo):
    cargar = open(archivo,"rb")
    df = pickle.load(cargar)
    return df
```

```
# arreglar_datos('rad_y_pot_2018.csv')      #Activar ambos solo cuando hay datos nuevos
# guardar_en_pickle('Datos_arreglados.csv')
df = cargar("Datos_arreglados.pkl")
```

```
# Reducir datos
```

```
df = df.resample('5min').mean()      #D: reduce a mediciones por dia/mes/minuto/etc
df.dropna(how='any', axis=0, inplace=True)
```

```
#Ubicacion
```

```
latitud = -38
longitud = -57.54
altura = 38
zona_horaria = 'Etc/GMT+3'
```

```
#Le da zona horaria a las fechas/horarios de los datos
```

```
df.index = df.index.tz_localize(zona_horaria)
tiempo_loc = df.index
# Python, por algun motivo, usa los UTC con el signo opuesto. Por ejemplo para Argentina en
lugar de -3, es +3
```

```
#Para que no de un error
from pandas.plotting import register_matplotlib_converters
register_matplotlib_converters()

# Calcula posicion del sol
sol_posicion = pvlib.solarposition.get_solarposition(tiempo_loc, latitud, longitud)

#Calcula DNI
Irradiancia_DNI = pvlib.irradiance.disc(df['GH'], sol_posicion['zenith'], tiempo_loc.dayofyear,
presion)

#Convierte a dataframe el DNI que devuelve (disc devuelve como diccionario)
df_G = pd.DataFrame(Irradiancia_DNI, columns=Irradiancia_DNI.keys())

#Agrega GH al dataframe
df_G['gh'] = df['GH']
#Calcula DHI
df_G['dhi'] = df['GH'] - df_G['dni']*np.cos(np.radians(sol_posicion['zenith']))

#Parametros panel:
az_panel = 35
tilt_panel = 30

#Carga temperatura ambiente y velocidad del viento
df_G['air_temp'] = df['airtemperature']
df_G['wind_speed'] = df['windspeed']

#Calcula ángulo de incidencia
aoi = pvlib.irradiance.aoi(tilt_panel, az_panel,
                           sol_posicion['apparent_zenith'],
                           sol_posicion['azimuth'])

#Calcula pérdidas por angulo de incidencia
iam_loss = pvlib.iam.physical(aoi)
df_G['dni'] = df_G['dni']*iam_loss

#Hace dataframe con irradiancias en el plano del panel: (toma albedo = 0.25)
total_irrad = pvlib.irradiance.get_total_irradiance(tilt_panel,
                                                    az_panel,
                                                    sol_posicion['apparent_zenith'],
                                                    sol_posicion['azimuth'],
                                                    df_G['dni'], df_G['gh'], df_G['dhi'])

#Calcula temperatura de celdas y módulo
a = -3.56
b = -0.075
deltaT = 3
irrad_ref = 1000
temps = pvlib.temperature.sapm_cell(total_irrad['poa_global'],
                                     df['airtemperature'],df['windspeed'],
                                     a,b,deltaT,irrad_ref)

#Carga base de datos de paneles CEC
paneles = pvlib.pvsystem.retrieve_sam('CECMod')

#Carga el modelo del panel
panel = paneles['Ningbo_Solar_Electric_Power_TPB156x156_72_P_280W']
```

```
#Calcula la potencia DC
p_dc = pvlib.pvsystem.pvwatts_dc(total_irrad['poa_global'],
                                temps.values, 280,
                                panel.gamma_r/100, 25)

# p_dc es un data series de pandas

#### PARTE PARA POTENCIAS Y ENERGIA ####

#Imprime la energia anual
#print(p_dc.values.sum()*5/60)

# imprime energia mensual producida por panel
energia_mensual = p_dc.resample('M').sum()*5/(60*1000)
energia_mensual.index = energia_mensual.index.strftime('%m') # da formato al index con
numeros de mes

print(energia_mensual)
```

ANEXO IV

Datasheet de paneles solares



Poly-Crystalline TPB156×156-72-P



Special attention has been given to the use of high quality components. High strength frames ensure that modules will exceed physical load requirements. Snow pressure of 5400PA and wind pressure of 2400PA are standards for nbsolar modules.



The company meets the rigorous requirement of ISO9001 Quality Management System, ISO14001 Environmental Management System and OHSAS18001 Occupation Health Safety Management System. It can guarantee nbsolar has strict and efficiency management and manufacturing environment.



Each module produces positive power up to 5W greater than product rating power.



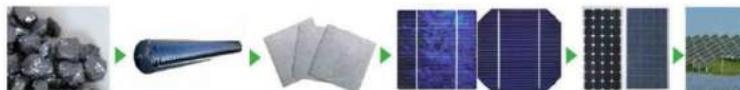
With over 30 years experience in manufacturing solar modules, nbsolar has the experience and advanced technology to produce modules with 15% plus efficiency. High performance in low light conditions ensures the maximum available energy production.



The modules are certified by all major authorities, like TÜV, UL, VDE, MCS, JET, CEC and others.



The nbsolar modules carry a 10 year workmanship limited warranty and a 25 year linear performance limited warranty. The nbsolar is a company with proven worldwide performance and trusted by all.



The completed production line of nbsolar profoundly ensures the quality of nbsolar products and the competition advantage of the company.





nbsolar

Poly-Crystalline

TPB156×156-72-P 280W 285W 290W

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC):

Maximum Power (Pmax):	280W	285W	290W
Power Tolerance:	0~+5W	0~+5W	0~+5W
Rated Voltage at Pmax (Vmp):	35.0V	35.1V	35.2V
Rated Current at Pmax (Imp):	8.00A	8.12A	8.24A
Open-circuit Voltage (Voc):	44.0V	44.1V	44.2V
Short-circuit Current (Isc):	8.43A	8.51A	8.59A
Module Efficiency (ηm):	14.4%	14.7%	14.9%

* STC: Irradiance 1000W/m²; Cell temperature 25°C; Air mass AM1.5 according to EN60904-3.

Electrical Characteristics at Nominal Operating Cell Temperature (NOTC):

Maximum Power (Pmax):	204.1W	208.5W	211.8W
Rated Voltage at Pmax (Vmp):	31.8V	31.9V	32.0V
Rated Current at Pmax (Imp):	6.42A	6.52A	6.62A
Open-circuit Voltage (Voc):	40.7V	40.8V	40.9V
Short-circuit Current (Isc):	6.83A	6.89A	6.96A

* NOTC: Irradiance 800W/m²; Ambient temperature 20°C/s; wind speed 1m/s.
 * Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m² according to EN60904-1.

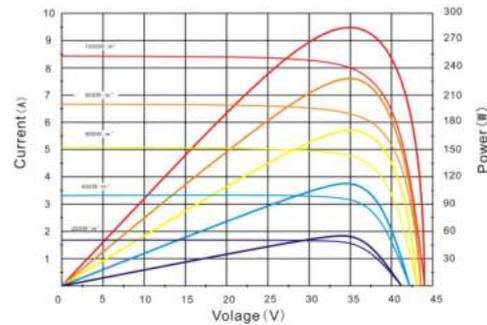
Thermal Characteristics:

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT):	46°C
Temperature Coefficient of Pmax (γ Pmp):	-0.45%/°C
Temperature Coefficient of Voc (β Voc):	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc (α Isc):	+0.05%/°C

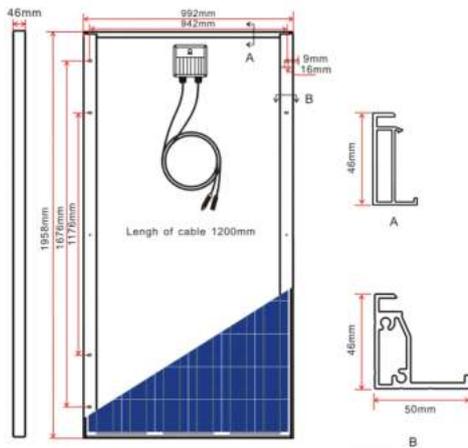
Construction Characteristics:

Front Cover:	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell:	72 pcs poly-crystalline 156×156mm
Frame:	anodized aluminum alloy/silver
Junction Box (protection degree):	IP65
Cable (length/cross-sectional area):	1200mm/4mm ²
Connector (protection degree):	IP65
Module Dimension (L×W×H):	1958×992×46mm
Weight:	23.5kg

I-V (285W)



Dimensions (tolerance ±2mm)



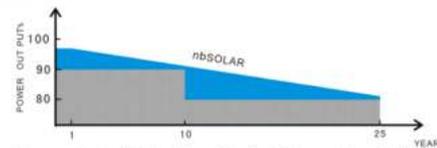
Rating Characteristics:

Maximum System Voltage:	1000VDC (IEC), 600VDC (UL)
Application Class:	Class A
Fire Resistance Class:	Class C (UL)
Maximum Over-Current Rating:	16A (IEC), 15A (UL)
Operating Temperature:	85% Rh, -40°C ~ +85°C (IEC), -40°C ~ +90°C (UL)
Maximum Snow Loads (front):	5400Pa
Maximum Wind Loads (front & back):	2400Pa
Maximum Hailstone Impact (diameter @ 23m/s):	25mm

Packing Characteristics:

Number of Modules Per Pallet:	20 pcs
Number of Pallets Per 40' Container:	22 pallets
Gross Weight, Per Pallet:	490kg

Warranty:



Please refer to nbSolar Power Product Warranty for details.

Datasheet del inversor



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS
3.3 to 5.0 kW



UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS outdoor string inverter

One size fits all

The new design wraps ABB's quality and engineering into a lightweight and compact package thanks to technological choices optimized for installations with different orientation.

All power ratings share the same overall volume, allowing higher performance in a minimum space, and have a dual Maximum Power Point Tracker (2 MPPT).

Easy to install, fast to commission

The presence of plug and play connectors, both on the DC and AC side, as well as the wireless communication, enable a simple, fast and safe installation without the need of opening the front cover of the inverter.

The featured easy commissioning routine removes the need for a long configuration process, resulting in lower installation time and costs.

Improved user experience thanks to a build in User Interface (UI), which enables access to features such as advanced inverter configuration settings, dynamic feed-in control and load manager, from any WLAN enabled devices (smartphone, tablet or PC).

Smart capabilities

The embedded logging capabilities and direct transferring of the data to Internet (via Ethernet or WLAN) allow customers to enjoy the whole Aurora

The new UNO-DM-PLUS single-phase inverter family, with power ratings from 3.3 to 5.0 kW, is the optimal solution for residential installations.

Vision® remote monitoring experience.

The advanced communication interfaces (WLAN, Ethernet, RS485) combined with an efficient Modbus (RTU/TCP) communication protocol, Sunspec compliant, allow the inverter to be easily integrated within any smart environment and with third party monitoring and control systems.

A complete set of control functions with the embedded efficient algorithm, enabling dynamic control of the feed-in (i.e. zero injection), make the inverter suitable for worldwide applications in compliance with regulatory norms and needs of the utilities.

The future-proof and flexible design enables integration with current and future devices for smart building automation.

Highlights

- Wireless access to the embedded Web User Interface
- Easy commissioning capability
- Future-proof with embedded connectivity for smart building and smart grid integration
- Dynamic feed-in control (for instance "zero injection")
- Remote Over The Air (OTA) firmware upgrade for inverter and components
- Modbus TCP/RTU Sunspec compliant
- Remote monitoring via Aurora Vision® cloud
- Dual input section with independent MPPT

PRODUCT FLYER FOR UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-DM-3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS

3.3 to 5.0 kW



Technical data and types

Type code	UNO-DM-3.3-TL-PLUS	UNO-DM-4.0-TL-PLUS	UNO-DM-4.6-TL-PLUS	UNO-DM-5.0-TL-PLUS
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	600 V			
Start-up DC input voltage (V_{start})	200 V (adj. 120...350 V)			
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x $V_{start}...580$ V (min 90 V)			
Rated DC input voltage ($V_{dc,r}$)	360 V			
Rated DC input power ($P_{dc,r}$)	3500 W	4250 W	4750 W	5150 W
Number of independent MPPT	2			
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	2000 W	3000 W	3000 W	3500 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{dc,r}$	170...530 V	130...530 V	150...530 V	145...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from Max to Null [$530V \leq V_{MPPT} \leq 580V$]			
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{dc,r}$, max unbalance example	2000 W [$200 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc,r}-2000$ W [$112 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3000 W [$190 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc,r}-3000$ W [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3000 W [$190 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc,r}-3000$ W [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3500 W [$200 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc,r}-3500$ W [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	20.0 / 10.0	32.0 / 16.0 A	32.0 / 16.0 A	38.0 / 19.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	12.5	20.0	20.0	22.0
Number of DC input pairs for each MPPT	1			
DC connection type ¹⁾	Quick Fit PV Connector			
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source			
Input over voltage protection for each MPPT-varistor	Yes			
Photovoltaic array isolation control	According to local standard			
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 600 V			
Output side				
AC grid connection type	Single-phase			
Rated AC power ($P_{ac,r}$ @ $\cos\phi=1$)	3300 W	4000 W	4600 W	5000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	3300 W	4000 W ²⁾	4600 W	5000 W
Maximum apparent power (S_{max})	3300 VA	4000 VA ²⁾	4600 VA	5000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	230 V			
AC voltage range ³⁾	180...264 V			
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	14.5 A	17.2 A	20.0 A	22.0 A
Contributory fault current	16.0 A	19.0 A	22.0 A	24.0 A
Rated output frequency (f_r) ⁴⁾	50/60 Hz			
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) ⁵⁾	47...53/57...63 Hz			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. $\pm 0.1 - 1$ (over/under excited)			
Total current harmonic distortion	< 3.5			
AC connection type	Female connector from panel			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Maximum external AC overcurrent protection	20.0 A	25.0 A	25.0 A	32.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)			