



**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO  
NACIONAL DE MÉXICO®



## **Secretaría de Educación Pública**

**Tecnológico Nacional De México  
Instituto Tecnológico de Veracruz**

### **Aplicación de la programación lineal para la optimización de sistemas fotovoltaicos**

#### **Tesis de Grado**

**Que para Obtener el Grado de Maestría en  
Eficiencia Energética y Energías Renovables**

**Presenta:**

**Adrián Alberto Sampieri Morán**

**Director:**

**M. C. Jorge Arturo Mendoza Sosa**

**Co-director:**

**Dr. Francisco Javier Gómez González**

**H. Veracruz, Ver.**

**Febrero, 2023**



H. Veracruz, Veracruz, **27/febrero/2023**  
OFICIO: ITV/DEPI/No.301/2023  
Asunto: Autorización de Impresión de Tesis

**C. ADRIÁN ALBERTO SAMPIERI MORÁN**

Por este conducto se le comunica que su tesis de Maestría en Eficiencia Energética y Energías Renovables titulada:

**“Aplicación de la programación lineal para la optimización de sistemas fotovoltaicos”**

Fue aprobada en su totalidad en cuanto a formato y calidad del contenido a satisfacción del H. Jurado del examen, por lo que está Usted autorizado a editar la presentación definitiva del trabajo.

**ATENTAMENTE**

*Excelencia en Educación Tecnológica®  
Antorcha y Luz de Fuego Permanente®*

**OLAYA PIRENE CASTELLANOS ONORIO**  
JEFA DE LA DIV. EST. POSG. E INVEST

**EL. H. JURADO**

**JORGE ARTURO MENDOZA SOSA**  
PRESIDENTE

**FRANCISCO JAVIER GÓMEZ GONZÁLEZ**  
SECRETARIO

**MARIO DÍAZ GONZÁLEZ**  
VOCAL

**GUILLERMO EFRÉN OVANDO CHACÓN**  
SUPLENTE



**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE VERACRUZ**  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO E INVESTIGACIÓN

CC.P Archivo  
OPCO/SMMC



El presente trabajo de tesis titulado **“Aplicación de la programación lineal para la optimización de sistemas fotovoltaicos”** Presentado por el (la) C. **ADRIÁN ALBERTO SAMPIERI MORÁN**, ha sido aprobado por su comité tutorial como requisito parcial para obtener el grado de:

MAESTRO EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES

**DIRECTOR**

  
**MC. JORGE ARTURO MENDOZA SOSA**

**CODIRECTOR**

  
**MC. FRANCISCO JAVIER GÓMEZ GONZÁLEZ**

**REVISOR**

  
**DR. MARIO DÍAZ GONZÁLEZ**

**REVISOR**

  
**DR. GUILLERMO EFRÉN OVANDO CHACÓN**

CC.P Archivo  
OPCO/SMMC



Calz. Miguel Ángel de Quevedo 2779, Col. Formando Hogar C.P. 91897, Veracruz, Ver.  
Tel. (229) 934 1500 tecnm.mx | veracruz.tecnm.mx



## **DEDICATORIA**

A Dios, no sólo por permitirme concluir la maestría, sino también por estar siempre presente conmigo, por escuchar mis oraciones, darme señales de luz y la oportunidad de vivir.

A mi abuelita, por hacerme feliz, por todo el tiempo compartido conmigo y demostrarme su amor, cariño y preocupación por mí, quien no dudo que desde el cielo me cuida como un ángel y debe estar muy contenta de mis logros.

A mis papás y mi hermana, igualmente por todo el amor, el cariño y las enseñanzas que me han dado, por motivarme a cursar el posgrado y acompañarme en los momentos alegres, pero sobre todo en los tiempos difíciles.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, mi más sincero agradecimiento a mi director de tesis, el Mtro. Jorge Arturo Mendoza Sosa, por sus conocimientos en el área de Matemáticas, por su paciencia, motivación, apoyo y orientación brindada de manera continua para sacar adelante mi trabajo de tesis y alcanzar el objetivo de terminar la maestría.

Me gustaría agradecer también a mi co-director, el Dr. Francisco Javier Gómez González, por la propuesta que me hizo para trabajar la presente tesis, y también por su amabilidad, paciencia, asesoría y conocimientos referentes a sistemas de energías renovables.

Al igual que mis asesores, quiero dar gracias a los demás miembros de mi comité tutorial por la dedicación de parte de su tiempo en la lectura, revisión y autorización de esta tesis: El Dr. Mario Díaz González, el Dr. Guillermo Efrén Ovando Chacón y el Dr. Felipe Rodríguez Valdés.

Además, agradezco a la Dra. Cinthya Alejandra Sosa Villalobos por su ayuda y orientación brindada en el transcurso de la maestría.

Muchas gracias a todos los profesores del posgrado que contribuyeron a mi formación profesional en estos últimos años, así como a mis amigos y compañeros de generación por su ayuda, conocimientos, ánimos y diversión a lo largo de este camino, a pesar de haber convivido con ellos casi siempre de forma virtual por la pandemia del COVID-19.

También hago una mención especial a mi amigo, el Ing. Octavio Aguirre Rodríguez, quien me introdujo en el uso de MATLAB y asesoró con sus valiosas ideas para poder realizar mi modelado matemático.

Por último, mi agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por su apoyo durante la maestría con la beca otorgada con número de apoyo 782263.

## **RESUMEN**

En este trabajo de tesis se presenta una metodología para determinar la combinación de número de paneles, baterías e inversores de un sistema fotovoltaico autónomo que brinden el menor costo total del ciclo de vida posible para una aplicación de tipo residencial. El caso de estudio consiste en la electrificación de una vivienda localizada en una comunidad rural del Estado de Veracruz, México.

El problema fue resuelto mediante el desarrollo de un modelo de programación lineal en MATLAB, teniendo en cuenta la naturaleza de la radiación solar, la temperatura del sitio, la estimación de la demanda eléctrica y variables tecno-económicas del sistema, como el área de los módulos fotovoltaicos, el estado de carga del banco de baterías, la potencia del inversor, las eficiencias y los costos de capital inicial, reposición, operación y mantenimiento de los componentes del sistema.

En el capítulo 1 se realiza una introducción al proyecto de investigación, definiendo la problemática, los objetivos, la justificación y la hipótesis del trabajo.

En el capítulo 2 se presenta una revisión de la literatura con investigaciones realizadas previamente por otros autores en el campo del diseño de sistemas fotovoltaicos, identificando los diferentes métodos utilizados y aspectos tecno-económicos contemplados, haciendo mayor énfasis en los estudios referentes al dimensionamiento óptimo de sistemas fotovoltaicos con baterías para el almacenamiento de energía.

En el capítulo 3 se muestra el marco conceptual, en el que se explican los conceptos relacionados con el proyecto, como los sistemas fotovoltaicos y los modelos de optimización, incluyendo sus clasificaciones y las partes o elementos que los integran, así como parámetros técnicos, económicos y de confiabilidad que se pueden considerar para el problema de optimización.

En el capítulo 4 se hace el desarrollo de la metodología para la optimización de un sistema fotovoltaico aislado para la electrificación de una vivienda rural.

En el capítulo 5 se lleva a cabo la aplicación de la metodología propuesta para el caso de estudio seleccionado junto con la presentación y análisis de los resultados principales.

Por último, se dan a conocer las conclusiones obtenidas con la realización del proyecto de investigación y se plantean propuestas de futuros trabajos relacionados con la presente tesis.

## **ABSTRACT**

In this thesis work, a methodology is presented to determine the combination of number of panels, batteries and inverters of an autonomous photovoltaic system that provide the lowest total life cycle cost possible for a residential type application. The case study consists of the electrification of a house located in a rural community in the State of Veracruz, Mexico.

The problem was solved by developing a linear programming model in MATLAB, taking into account the nature of the solar radiation, the temperature of the site, the estimation of the electrical demand and techno-economic variables of the system, such as the area of the photovoltaic modules, the state of charge of the battery bank, the power of the inverter, the efficiencies and the costs of initial capital, replacement, operation and maintenance of the system components.

In chapter 1 an introduction to the research project is made, defining the problem, the objectives, the justification and the hypothesis of the work.

Chapter 2 presents a review of the literature with research carried out previously by other authors in the field of photovoltaic system design, identifying the different methods used and techno-economic aspects considered, putting more emphasis on studies referring to the optimal dimensioning of photovoltaic systems with batteries for energy storage.

Chapter 3 shows the conceptual framework, which explains the concepts related to the project, such as photovoltaic systems and optimization models, including their classifications and the parts or elements that comprise them, as well as technical, economic parameters. and reliability that can be considered for the optimization problem.

In chapter 4 the development of the methodology for the optimization of an isolated photovoltaic system for the electrification of a rural house is made.

In chapter 5 the application of the proposed methodology for the selected case study is carried out together with the presentation and analysis of the main results.

Finally, the conclusions obtained with the realization of the research project are reported and proposals for future work related to this thesis are proposed.

# ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
RESUMEN.....	iii
ABSTRACT.....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Preámbulo.....	1
1.2. Planteamiento del problema.....	3
1.3. Objetivos.....	5
1.3.1. Objetivo general.....	5
1.3.2. Objetivos específicos.....	5
1.4. Justificación.....	5
1.5. Hipótesis.....	6
CAPÍTULO 2. MARCO CONCEPTUAL.....	7
2.1. Sistema fotovoltaico.....	7
2.1.1. Celda fotovoltaica.....	8
2.1.2. Baterías.....	10
2.1.3. Inversor.....	11
2.1.4. Controlador de carga.....	11
2.2. Radiación solar.....	12
2.2.1. Irradiancia e irradiación solar.....	13
2.2.2. Radiación solar extraterrestre y global.....	14
2.2.3. Dirección de la radiación directa.....	15
2.2.4. Captación de energía solar.....	17
2.2.5. Índice de claridad.....	18
2.3. Parámetros de las baterías.....	19

2.3.1. Capacidad .....	19
2.3.2. Estado de carga y profundidad de descarga.....	19
2.3.3. Ciclo de vida de la batería .....	20
2.4. Confiabilidad del sistema .....	21
2.4.1. Probabilidad de pérdida de suministro de energía.....	22
2.4.2. Exceso relativo de energía generada .....	22
2.5. Métricas económicas .....	23
2.5.1. Costo del ciclo de vida.....	23
2.5.2. Valor presente neto.....	24
2.5.3. Costo nivelado de energía.....	25
2.6. Modelos matemáticos de optimización .....	26
2.6.1. Programación lineal.....	27
2.6.2. Programación lineal entera .....	31
2.6.3. Análisis posóptimo .....	32
CAPÍTULO 3. ESTADO DEL ARTE .....	33
3.1. Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica .....	33
3.2. Sistemas fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica .....	34
3.3. Modelos de optimización para sistemas fotovoltaicos .....	37
3.3.1. Modelos de optimización para sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica .....	37
3.3.2. Modelos de optimización para sistemas fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica .....	39
3.3.3. Modelos de optimización para sistemas solares híbridos.....	41
CAPÍTULO 4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	44
4.1. Estructura de la metodología.....	44
4.2. Caracterización del recurso solar.....	44
4.3. Estimación de la demanda de carga eléctrica .....	48
4.4. Formulación matemática .....	50
4.5. Modelo de optimización .....	53

CAPÍTULO 5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA .....	56
5.1. Descripción del caso de estudio.....	56
5.2. Caracterización del recurso solar.....	56
5.3. Estimación de la demanda de carga.....	60
5.4. Formulación matemática .....	62
5.4.1. Arreglo fotovoltaico .....	62
5.4.2. Banco de baterías.....	64
5.4.3. Inversor.....	64
5.5. Modelo de optimización .....	65
5.5.1. Datos de entrada .....	65
5.5.2. Función objetivo.....	66
5.5.3. Restricciones.....	69
5.5.4. Programación lineal.....	71
5.5.5. Algoritmo de optimización.....	72
5.5.6. Simulación del sistema.....	73
5.6. Resultados.....	77
CONCLUSIONES.....	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	83
ANEXOS .....	92
Anexo 1. Fichas técnicas de componentes para el modelado.....	92
Anexo 2. Código en MATLAB .....	97

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Distribución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en México al 2021. Fuente: (SENER, 2022).....	2
Figura 1.2. Mapa de irradiación solar global horizontal de México. Fuente: (Banco Mundial, 2022).....	3
Figura 2.1. Diagrama de flujo de energía de un sistema fotovoltaico. Fuente: (Kamali, 2016)..	8
Figura 2.2. El efecto fotovoltaico. Fuente: (Hankins, 2010).....	9
Figura 2.3. Espectro solar. Fuente: (Carbonell, 2022).....	13
Figura 2.4. Curva de irradiación solar recibida a lo largo de un día sobre una superficie plana. Fuente: (Hankins, 2010). ....	13
Figura 2.5. Radiación directa y difusa. Fuente: (Hankins, 2010).....	15
Figura 2.6. Ángulo de inclinación, de incidencia y acimut del panel solar. Fuente: (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018).....	16
Figura 2.7. (a) Ángulo cenital, pendiente, de acimut de la superficie y de acimut solar para un panel solar inclinado. (b) Vista en planta del ángulo de acimut solar. Fuente: (Duffie & Beckman, 2013).....	16
Figura 2.8. Sistemas de seguimiento de luz solar: (a) en el eje horizontal, (b) en el eje vertical, y (c) de dos ejes. Fuente: (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018). ....	17
Figura 2.9. Curva del ciclo de vida de una batería de plomo-ácido con respecto a la profundidad de descarga y temperatura. Fuente: (Jäger, Isabella, Smets, Swaaij, & Zeman, 2014).....	21
Figura 2.10. Espacio factible de un problema de programación lineal con dos variables de decisión. Fuente: (Taha, 2004). ....	29
Figura 2.11. Solución óptima de un problema de maximización con programación lineal. Fuente: (Taha, 2004).....	30
Figura 2.12. Un problema de programación lineal con múltiples soluciones óptimas. Fuente: (Hillier & Lieberman, 2010).....	30
Figura 2.13. Dos problemas de programación lineal sin soluciones óptimas: a) No existe un punto que satisfaga todas las restricciones, b) $x_2$ podría aumentar de modo indefinido en la región factible sin llegar a un valor máximo de la función objetivo. Fuente: (Hillier & Lieberman, 2010).....	31

Figura 3.1. Comparación de los valores promedios mensuales entre el año generado y el conjunto de datos de diez años. Fuente: (Rodrigo, 2017). .....	33
Figura 3.2. Configuración de diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la ciudad de La Meca, Arabia Saudita. Fuente: (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018). .....	34
Figura 3.3. Gráfica de irradiación solar y temperatura ambiente de Sohar, Omán. Fuente: (Kazem, Khatib, & Sopian, 2013). .....	35
Figura 3.4. Instalación de un sistema fotovoltaico para brindar electricidad a una vivienda rural en Shalateen, Egipto. Fuente: (El-Shenawy, Hegazy, & Abdellatef, 2017). .....	37
Figura 3.5. Irradiación solar del día seleccionado del mes más desfavorable en Kenia. Fuente: (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020). .....	38
Figura 3.6. Diagrama de flujo de la estrategia operativa utilizada en el análisis del sistema para cada hora del año. Fuente: (Maleki, Nazari, & Pourfayaz, 2020). .....	40
Figura 3.7. Perfiles de carga de verano e invierno para el caso de estudio en Reino Unido. Fuente: (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016). .....	42
Figura 4.1. Estructura de la metodología.....	44
Figura 4.2. Mapa de estaciones meteorológicas del SMN instaladas en la República Mexicana. Fuente: (SMN, 2022). .....	47
Figura 4.3. Perfil diario de demanda de energía de los talleres de ingeniería en una universidad de Kenia. Fuente: (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020). .....	49
Figura 5.1. Localización geográfica de la comunidad de Nochitla. ....	56
Figura 5.2. Gráfica de irradiación solar horaria anual de la comunidad rural de Nochitla. ....	57
Figura 5.3. Gráfica de temperatura horaria anual de la comunidad rural de Nochitla. ....	57
Figura 5.4. Gráfica de irradiación solar por día para la comunidad de Nochitla.....	58
Figura 5.5. Gráfica de temperatura media diaria para la comunidad de Nochitla. ....	59
Figura 5.6. Histograma de insolación diaria de la comunidad de Nochitla.....	59
Figura 5.7. Histograma de temperatura ambiente diaria de la comunidad de Nochitla. ....	60
Figura 5.8. Perfil de carga para una vivienda de la localidad rural de Nochitla: a) Primavera-Verano, b) Otoño-Invierno. ....	61
Figura 5.9. Diagrama de flujo del proceso de optimización del sistema fotovoltaico. ....	73

Figura 5.10. Diagrama de flujo del algoritmo de simulación con gestión del flujo de energía para el sistema fotovoltaico aislado.....	76
Figura 5.11. Resultados de la optimización con MATLAB.....	77
Figura 5.12. Gráfica de la potencia de salida de la matriz fotovoltaica del sistema fotovoltaico fuera de la red del caso de estudio.....	79
Figura 5.13. Gráfica de exceso de producción eléctrica del sistema fotovoltaico independiente del caso de estudio.....	80
Figura 5.14. Gráfica del estado de carga del banco de baterías para el sistema fotovoltaico fuera de la red del caso de estudio.....	80

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Capacidad instalada a nivel nacional en MW, del año 2019 al 2021. Fuente: (SENER, 2022).	2
Tabla 2.1. Diferencias entre las baterías de plomo ácido y de iones de litio. Fuente: (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019).	10
Tabla 2.2. Medición de la insolación. Fuente: (Hankins, 2010).	14
Tabla 4.1. Diferencias entre los datos meteorológicos estadísticos y en forma de series temporales.	45
Tabla 4.2. Consumo estimado de electricidad para un hogar rural. Fuente: (Irfan, Zhao, Ahmad, & Rehman, 2019).	49
Tabla 5.1. Valores de insolación promedio diaria y temperatura media, mínima y máxima por mes en la comunidad de Nochitla.	58
Tabla 5.2. Cálculo de la carga eléctrica requerida para la vivienda de la comunidad de Nochitla, en el municipio de Zongolica, Veracruz.	61
Tabla 5.3. Especificaciones técnicas y económicas de los componentes propuestos para el modelado del sistema fotovoltaico.	66
Tabla 5.4. Variables económicas del sistema fotovoltaico fuera de la red.	68
Tabla 5.5. Espacio de búsqueda para los componentes del sistema fotovoltaico aislado del caso de estudio.	69
Tabla 5.6. Resultados de la optimización del sistema fotovoltaico aislado en HOMER.	78
Tabla 5.7. Sumario de costos calculados por el algoritmo de programación lineal en MATLAB de la configuración óptima del sistema fotovoltaico.	78
Tabla 5.8. Sumario de costos calculados por la aplicación HOMER de la configuración óptima del sistema fotovoltaico.	79

# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Preámbulo

Desde hace varios años se ha acrecentado la preocupación a nivel mundial por la contaminación como consecuencia del uso de fuentes de energía tradicionales basadas en combustibles fósiles, así como por el desabasto y la escasez de los recursos no renovables debido al aumento de la demanda energética. Es por ello que se han aplicado diversas medidas para mitigar este problema, como el ahorro de energía y la utilización de energías limpias para la generación de electricidad, como las fuentes renovables.

Las energías renovables son aquellas que se generan a partir de procesos naturales que pueden ser reintegrados en forma continua y son hipotéticamente inagotables. Dichos procesos se refieren a la luz solar, el viento, los cuerpos de agua, el calor de la Tierra y las distintas manifestaciones de la biomasa (Ballesteros-Ballesteros, 2016). En los últimos años, se ha evidenciado un notorio crecimiento en la implementación de este tipo de fuentes de energía, tendencia que continuará en los próximos años como parte de los esfuerzos de los países para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El informe global de (REN21, 2018) reveló que la energía renovable tuvo una participación de aproximadamente 26.5% en la producción mundial de electricidad del 2017. A finales de ese año, la capacidad instalada de generación de energía renovable en todo el mundo se estimó en 2,195 GW, lo que significó un incremento del 8.8% con respecto al 2016. Dentro de las fuentes de tipo renovable se encuentra la solar fotovoltaica, que representó casi el 55% de la capacidad de energía renovable recién instalada en el 2017. (Sumathi, Ashok-Kumar, & Surekha, 2015) consideran que, debido a las ayudas gubernamentales y la disminución de costos, la energía fotovoltaica aumentará su capacidad a 600 GW para el 2035.

De acuerdo con información del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2022-2036, la capacidad actual instalada de energías limpias en nuestro país supera los 30 GW. Recientemente, la energía solar fotovoltaica representa la quinta tecnología con mayor capacidad instalada en México, abarcando el 6.9% del total, como se puede apreciar en la Figura 1.1. En comparación con las demás energías renovables, ocupa el tercer puesto, sólo por debajo de la hidráulica y eólica.

En la Tabla 1.1 se presenta el desglose de la capacidad instalada a nivel nacional por tipo de fuente de energía y tecnología del 2019 al 2021. Al año 2021, la tecnología fotovoltaica registró un total de 5,955 MW instalados, teniendo un crecimiento de aproximadamente 15.7% en relación con el 2020. Cabe mencionar que la generación de energía eléctrica en el país fue de

328,597.98 GWh en el 2021. De ese total, el 29.5% provino de fuentes limpias, y, en particular, la generación fotovoltaica representó el 6.15% del total, con un incremento de 4,359.30 GWh (27.5%) con respecto al 2020 (SENER, 2022).

Tabla 1.1. Capacidad instalada a nivel nacional en MW, del año 2019 al 2021. Fuente: (SENER, 2022).

Fuente de energía	Tecnología	2019	2020	2021
<b>Limpias renovables</b>	Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
	Geotermoeléctrica	899	951	976
	Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977
	Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955
	Bioenergía	375	378	378
	<b>Total</b>	<b>23,582</b>	<b>25,594</b>	<b>26,899</b>
<b>Limpias no renovables</b>	Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
	Cogeneración eficiente	1,710	2,305	2,305
	<b>Total</b>	<b>3,318</b>	<b>3,913</b>	<b>3,913</b>
<b>Total de fuentes limpias</b>		<b>26,900</b>	<b>29,506</b>	<b>30,812</b>
<b>Convencionales fósiles</b>	Ciclo combinado	30,402	31,948	33,640
	Térmica convencional	11,831	11,809	11,793
	Turbogás	2,960	3,545	3,744
	Combustión interna	891	850	701
	Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463
	<b>Total</b>	<b>51,547</b>	<b>53,615</b>	<b>55,341</b>
<b>Capacidad instalada total</b>		<b>78,447</b>	<b>83,121</b>	<b>86,153</b>

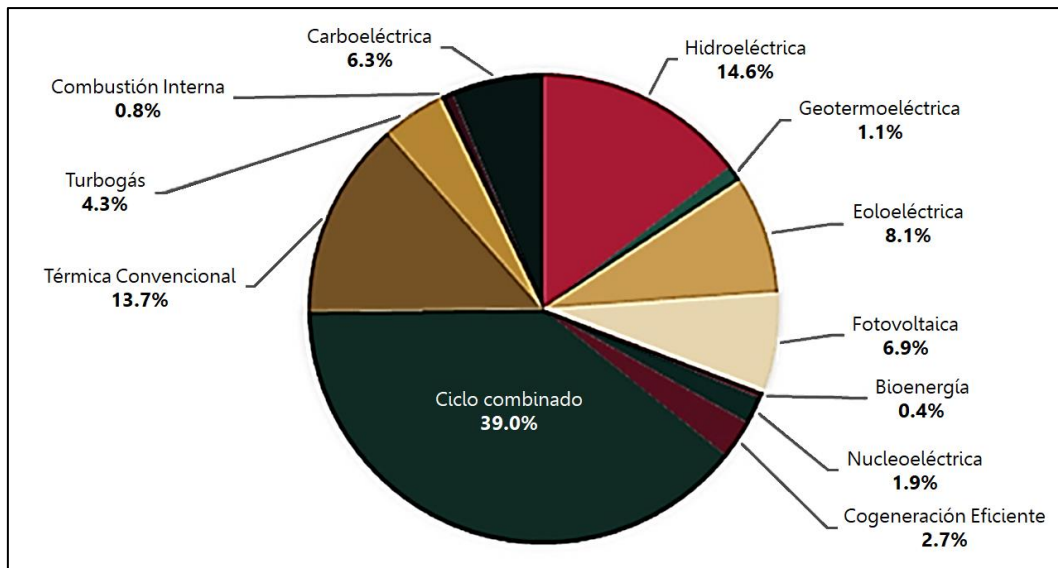


Figura 1.1. Distribución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en México al 2021. Fuente: (SENER, 2022).

Por otra parte, como se ilustra en la Figura 1.2, México tiene una insolación promedio de 5 kWh/m<sup>2</sup>/día, y en algunas regiones alcanza los 6 kWh/m<sup>2</sup>/día (Mundo-Hernández, De Celis-Alonso, Hernández-Álvarez, & De Celis-Carrillo, 2014). Esto quiere decir que nuestro país recibe cantidades importantes de radiación solar en su territorio y tiene un gran potencial para aplicaciones de energía solar (Arancibia-Bulnes, y otros, 2014).

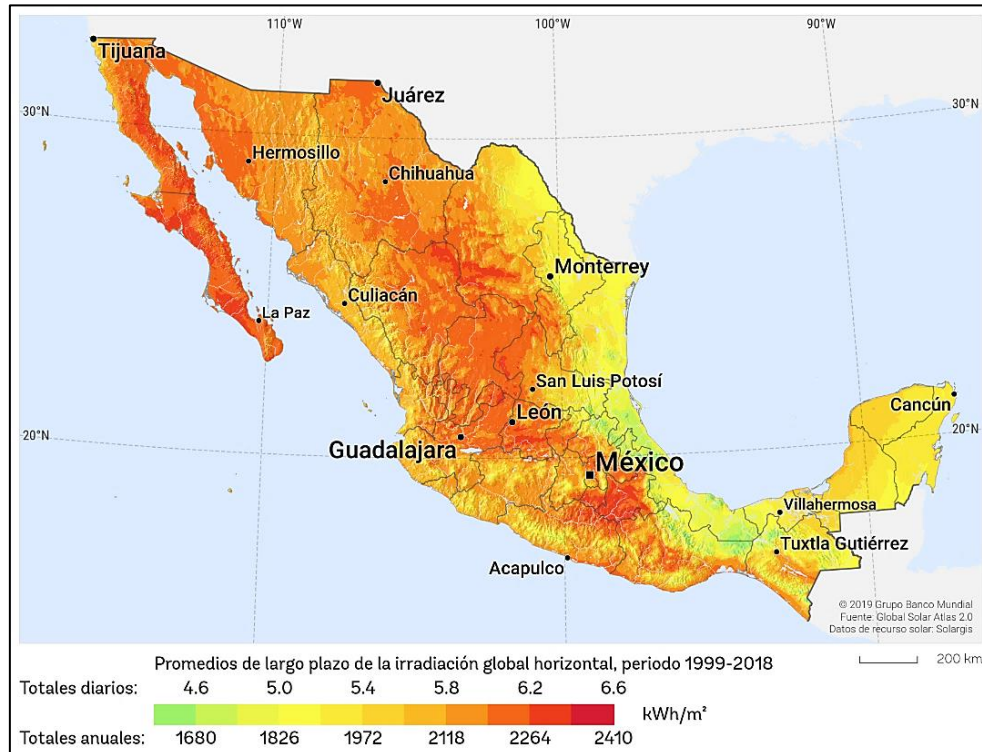


Figura 1.2. Mapa de irradiación solar global horizontal de México. Fuente: (Banco Mundial, 2022).

## 1.2. Planteamiento del problema

De acuerdo con las estadísticas disponibles más recientes publicadas por el Banco Mundial en el año 2019, aproximadamente 3,400 millones de personas (44.7% de la población mundial) viven en regiones rurales, y el 22.51% de ellas no están conectadas a la red eléctrica; fracción que es aún mayor en los países en desarrollo (Banco Mundial, 2021).

En México, la Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) refiere que el 99% de las viviendas cuenta con electricidad en 2018, y destaca que sólo el 0.25% de ellas utilizan energía solar como fuente alternativa (INEGI, 2018).

Según los Resultados de la Medición de Pobreza 2020 del Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social (CONEVAL), Veracruz es la entidad federativa con mayor número de viviendas sin electricidad (Mentado, 2021). De acuerdo con los resultados del Censo de Población y Vivienda 2020, en el Estado de Veracruz existen aproximadamente 2.39 millones de viviendas particulares habitadas, de las cuales, 98.6% disponen de energía eléctrica, suponiendo que las viviendas sin este servicio probablemente se encuentran en lugares de difícil acceso para la electrificación (INEGI, 2022).

Asimismo, la decisión de implementar la energía solar fotovoltaica en los hogares puede ser complicada debido al desconocimiento que tiene la población con respecto a este tipo de tecnologías. Mucho personal técnico y de ventas suele aprovechar este hecho para que los clientes desembolsen innecesariamente una mayor cantidad de dinero por la compra, la instalación y el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos. Incluso, los usuarios pueden terminar adquiriendo un sistema subdimensionado o sobredimensionado debido a errores de diseño por falta de preparación o capacitación del personal de las empresas de este rubro, lo que se traduce en un sistema que no tendrá la capacidad de suministrar energía suficiente para satisfacer la demanda residencial o en un sistema de elevado costo.

A pesar de que la energía solar figura como una alternativa atractiva para sustituir a la generación de electricidad tradicional por la cantidad de energía disponible debido a la radiación proveniente del Sol, ésta presenta inconvenientes como su dependencia del clima y ausencia durante los periodos nocturnos. Del mismo modo, los sistemas fotovoltaicos no producen energía de manera constante puesto que son fuentes intermitentes de energía durante una parte considerable del año (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011). Dicho esto, la problemática sobre el empleo de la energía solar radica en las dificultades para aprovechar este recurso de manera óptima por las desigualdades temporales de suministro de energía y demanda, a diferencia de otras alternativas de generación de energía fuera de la red como el gas natural, biogás, biomasa y microhidráulica (Huneke, Henkel, Benavides-González, & Erdmann, 2012).

Por otro lado, aunque los beneficios por la implementación de sistemas fotovoltaicos se ven reflejados a largo plazo, éstos pueden ser costosos y requerir una gran inversión inicial en comparación con las energías convencionales. Si bien la producción mundial de sistemas fotovoltaicos se ha acrecentado considerablemente en los últimos años debido a una marcada disminución de costos desde que se introdujo por primera vez en el mercado (Huneke, Henkel, Benavides-González, & Erdmann, 2012), ésta no siempre puede competir con la electricidad de la red, por lo cual, la reducción de los costos de la electricidad solar permanece como un desafío principal para su implementación en masa, pues se prevé que los precios de la electricidad

generada con combustibles fósiles continuarán aumentando conforme al paso del tiempo (Mundo-Hernández, De Celis-Alonso, Hernández-Álvarez, & De Celis-Carrillo, 2014).

Debido a lo anterior, para el diseño de los sistemas fotovoltaicos es necesario el empleo de herramientas que faciliten la toma de decisiones con el objetivo de conseguir la máxima confiabilidad y rentabilidad posible, tomando en cuenta aspectos técnicos-económicos y evaluando varias alternativas posibles para determinar la opción que brinde la mejor combinación de componentes para su implementación.

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Optimizar el diseño de un sistema fotovoltaico aplicado a una comunidad rural del Estado de Veracruz, considerando aspectos técnicos y económicos mediante la utilización del modelo de programación lineal.

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

1. Caracterizar el recurso solar y la demanda de la carga modelo.
2. Realizar la formulación matemática del modelo de optimización.
3. Aplicar el modelo de optimización a una comunidad rural.

### **1.4. Justificación**

Con la determinación del dimensionamiento del sistema fotovoltaico que requiera el menor costo total posible, este proyecto de investigación contribuirá a brindar una solución viable económicamente para la electrificación de comunidades rurales del Estado de Veracruz ubicadas en zonas de difícil acceso y alejadas de la red eléctrica nacional, beneficiando a los habitantes de dichos lugares, ya que podrán hacer uso de electrodomésticos esenciales como refrigeradores, planchas y lavadoras, así como luminarias, televisores y computadoras para mejorar significativamente su calidad de vida. Aunado a esto, desde el punto de vista ambiental, el empleo de estos sistemas permitirá aumentar el uso y promoción de las energías limpias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de esta manera contribuir al cuidado del medio ambiente.

Con respecto a la aplicación del modelo de optimización de programación lineal en el presente proyecto de investigación, la construcción de la función objetivo permitirá una reducción significativa de opciones para encontrar las combinaciones técnico-económicas que sean

factibles para el caso de estudio, así como la posibilidad de medir la eficacia del prototipo diseñado. También, al término de la realización de este proyecto se contará con una herramienta genérica, la cual posteriormente podrá ser adecuada y aplicada a otros casos similares, de manera que este trabajo de investigación puede servir como apoyo y fuente de consulta para el desarrollo de otros proyectos fotovoltaicos futuros.

## **1.5. Hipótesis**

La aplicación del modelo de programación lineal permitirá reducir los costos totales para la generación de electricidad en zonas aisladas.

## CAPÍTULO 2. MARCO CONCEPTUAL

### 2.1. Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar (Perpiñán-Lamigueiro, 2020), convirtiendo directamente la luz en electricidad, sin emisiones de gases ni ruidos (Mundo-Hernández, De Celis-Alonso, Hernández-Álvarez, & De Celis-Carrillo, 2014).

De acuerdo con (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016), (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020) y (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021), los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar a grandes rasgos según la generación de energía en tres grupos, los cuales son mencionados a continuación:

1. Conectados a la red: Producen energía eléctrica para ser inyectada íntegramente en la red convencional. Para permitir el correcto acoplamiento con la red eléctrica, incorporan un equipo inversor que adecúa la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red convencional. No necesitan equipos de acumulación de energía. A su vez, se pueden dividir en sistemas instalados sobre suelo y sistemas en edificación (Perpiñán-Lamigueiro, 2020).
2. Autónomos o independientes: No están conectados a la red de distribución. Prácticamente todos los sistemas autónomos incluyen un equipo de acumulación de energía para satisfacer una demanda energética determinada (Perpiñán-Lamigueiro, 2020). Se suelen utilizar para la electrificación rural de áreas remotas donde la red nacional no está disponible (Khan & Pervaiz, 2013), e incluyen otras aplicaciones, como iluminación, instalaciones de telecomunicaciones y sistemas de bombas de agua (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016).
3. Híbridos: Sirven para reducir el consumo de combustibles no renovables y combinan una fuente de energía renovable (en este caso fotovoltaica) con otras formas de generación, como diésel o a través del viento (Parida, Iniyani, & Goic, 2011).

Según (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016), la instalación de sistemas fotovoltaicos independientes se puede configurar en dos formas:

1. Centralizados: Generalmente se ubican en el centro de la carga y suministran energía a todos los consumidores.
2. Distribuidos: Suministran energía individualmente a los consumidores.

(Mundo-Hernández, De Celis-Alonso, Hernández-Álvarez, & De Celis-Carrillo, 2014), (Crossland, Anuta, & Wade, 2015), (Kamali, 2016), (El-houari, y otros, 2019) e (Irfan, Zhao, Ahmad, & Rehman, 2019) señalan que los principales elementos, partes o componentes que conforman la configuración de un sistema fotovoltaico son la matriz fotovoltaica, un rastreador o controlador de carga, un inversor y un banco de baterías; como se muestra en el diagrama de la Figura 2.1.

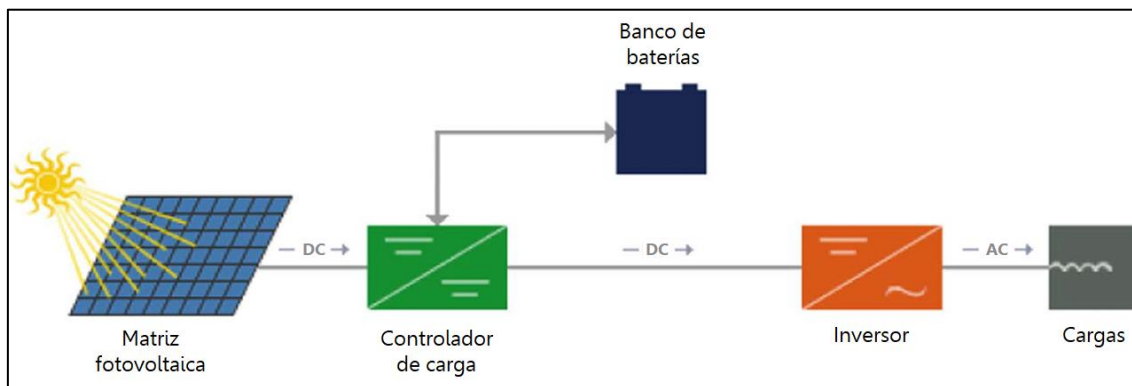


Figura 2.1. Diagrama de flujo de energía de un sistema fotovoltaico. Fuente: (Kamali, 2016).

### 2.1.1. Celda fotovoltaica

De acuerdo con (Rawat, Kaushik, & Lamba, 2016), (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020) y (Perpiñán-Lamigueiro, 2020), la celda o célula solar fotovoltaica es el componente elemental básico en un sistema fotovoltaico y consiste en un dispositivo que transforma directamente la radiación solar incidente en energía eléctrica de corriente continua mediante el “efecto fotovoltaico”, que se basa en el uso de materiales semiconductores y fue descubierto en 1839 por el físico francés Alexandre Edmond Becquerel (Arancibia Bulnes & Best y Brown, 2010).

Sobre el fenómeno anteriormente mencionado, (Hankins, 2010) explica que, cuando una partícula de la radiación solar (denominada fotón) con suficiente energía golpea un átomo del semiconductor en una celda solar, ésta empuja y libera del material al electrón más externo fuera de su órbita alrededor del núcleo, el cual se mueve a través del campo eléctrico de la celda, llamado unión p-n (positivo-negativo). A medida que muchos fotones desalojan los electrones del semiconductor de sus orbitales, se crea un voltaje que mueve a los electrones en una dirección preferencial, y la parte posterior de la celda desarrolla una carga negativa. Si se conecta una carga entre los lados negativo y positivo de la celda, como en la Figura 2.2, los electrones fluirán como una corriente eléctrica. La corriente será más fuerte a mayor intensidad de la luz solar, pero si ésta deja de incidir en la celda, la corriente dejará de fluir.

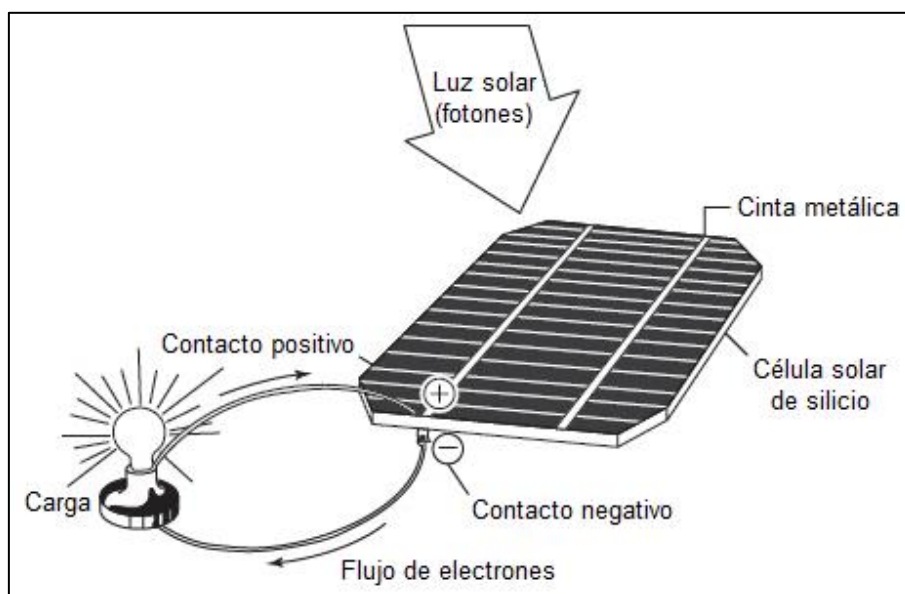


Figura 2.2. El efecto fotovoltaico. Fuente: (Hankins, 2010).

La energía solar fotovoltaica es de naturaleza modular y, en consecuencia, es fácil de escalar y expandir (Huneke, Henkel, Benavides-González, & Erdmann, 2012).

Según (Belkaid, Colak, & Isik, 2016), (Rawat, Kaushik, & Lamba, 2016) y (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020), el ensamblaje de muchas celdas solares en serie forma un panel o módulo fotovoltaico, mientras que un arreglo o matriz constituye un conjunto de módulos, que pueden estar conectados eléctricamente en serie y/o paralelo para proporcionar los valores de voltaje y corriente requeridos, de acuerdo con (Gautam & Kaushika, 2002) y (El-houari, y otros, 2019).

En términos generales, los paneles solares disponibles comercialmente suministran un voltaje de 12 o 24 volts de corriente directa (Arancibia Bulnes & Best y Brown, 2010), y se pueden clasificar en dos tipos (Khan & Pervaiz, 2013), que son los siguientes:

1. Basados en silicio cristalino (c-Si): Se trata de la tecnología fotovoltaica más antigua y madura, según (Raugei & Frankl, 2009), y engloba a las células de silicio monocristalino y policristalino. Son los más predominantes en el mundo y constituyen entre el 80% y 90% del mercado total. Su eficiencia está en el rango de 14 a 20%.
2. Basados en tecnología de película delgada: Dentro de esta clasificación se encuentran las celdas basadas en materiales como silicio amorfo, telurio de cadmio (CdTe) y seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS). Tienen un costo ligeramente menor puesto que utilizan anchos de celda más pequeños de los materiales absorbentes. Sin embargo, su eficiencia es baja y normalmente oscila entre el 8% y el 12%.

## 2.1.2. Baterías

Las baterías son tecnologías de almacenamiento de energía que pueden admitir un alto grado de intermitencia de los recursos renovables (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019). Según (Crossland, Anuta, & Wade, 2015) y (Bordin, y otros, 2017), estas unidades se pueden integrar en sistemas fuera de la red para ampliar las horas de servicio eléctrico a periodos nocturnos y permitir que el sistema funcione durante periodos prolongados de mal tiempo en los que hay insuficiente o nula generación de energía.

El banco de baterías consta de una combinación de baterías en serie y/o en paralelo para obtener el voltaje de salida y la corriente nominal deseados (Khan & Pervaiz, 2013). De acuerdo con (Jäger, Isabella, Smets, Swaaij, & Zeman, 2014), las baterías solares suelen tener un voltaje nominal de 12, 24 o 48 V, que es el voltaje al que se supone que éstas deben operar.

Cuando los paneles solares están respaldados con baterías, éstos presentan una gran variedad de aplicaciones aisladas, como telefonía rural, antenas de telecomunicaciones, boyas marítimas, televisión educativa rural, estaciones meteorológicas remotas, bombeo de agua rural, y señalizaciones en carreteras, entre otras (Arancibia Bulnes & Best y Brown, 2010).

En general, las baterías de plomo-ácido y de iones de litio cuentan con las tecnologías más maduras por su bajo costo, operación libre de mantenimiento y alta eficiencia; aunque presentan como inconveniente su breve ciclo de vida (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019). La Tabla 2.1 resume las diferencias entre estos dos tipos de baterías.

Tabla 2.1. Diferencias entre las baterías de plomo ácido y de iones de litio. Fuente: (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019).

Batería	Ventajas	Desventajas
Plomo-ácido	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo costo.</li> <li>Tecnología madura, confiable y bien entendida.</li> <li>Baja tasa de autodescarga: la tasa de autodescarga se encuentra entre las más bajas de los sistemas de baterías recargables.</li> <li>Más seguro, especialmente en lugares de baja temperatura.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baja densidad de energía.</li> <li>Poco amigable con el medio ambiente.</li> <li>Ciclo de vida corto.</li> </ul>
Iones de litio (Li-ion)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta densidad de energía.</li> <li>Bajo costo de mantenimiento.</li> <li>Ciclo de vida más largo.</li> <li>Tasa de carga rápida.</li> <li>Alta eficiencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo.</li> <li>Requiere circuito de protección para limitar el voltaje y la corriente.</li> </ul>

Debido a su bajo costo, las baterías utilizadas principalmente para aplicaciones en proyectos fotovoltaicos son las de plomo-ácido, cuyos tipos más comunes son: inundadas, con tecnología de fibra de vidrio absorbente (AGM) y a base de gel. Las baterías de plomo-ácido inundadas son inadecuadas para sistemas fotovoltaicos porque no están diseñadas para descargas profundas y requieren mantenimiento periódico, en tanto que las baterías AGM y de gel tienen una vida útil más larga que las de tipo inundadas y son baterías de ciclo profundo. Sin embargo, las baterías AGM no son apropiadas para el funcionamiento a temperaturas elevadas (Khan & Pervaiz, 2013).

### **2.1.3. Inversor**

De acuerdo con (Khan & Pervaiz, 2013), (Mostafaeipour, Qolipour, Rezaei, & Babae-Tirkolaee, 2018), (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019), (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020) y (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021), el inversor es otra parte esencial de un sistema fotovoltaico y se trata de un dispositivo que convierte la electricidad de corriente directa (DC) producida por los paneles fotovoltaicos o almacenada en las baterías en energía de corriente alterna (AC) para el funcionamiento de aparatos. Sin embargo, debido a las pérdidas de energía durante el proceso de conversión, éste no es cien por ciento eficiente.

Con respecto a la base de la forma de onda de salida, los inversores se pueden clasificar en términos generales como (Khan & Pervaiz, 2013):

1. Inversores de onda cuadrada: Son los inversores más simples y menos eficientes. Tienen un gran porcentaje de contenido armónico que provoca interferencias electromagnéticas y pérdidas en los componentes inductivos.
2. Inversores de onda sinusoidal modificada: Son mejores tanto en eficiencia como en rendimiento.
3. Inversores de onda sinusoidal pura: Tienen el menor contenido de armónicos. Sin embargo, son muy caros en comparación con otros dos tipos y se utilizan principalmente para sistemas conectados a la red y aplicaciones sofisticadas, como suministros de energía para computadoras.

### **2.1.4. Controlador de carga**

Un controlador de carga es un dispositivo empleado en los sistemas fotovoltaicos para administrar el flujo de energía a través de los paneles fotovoltaicos y el banco de baterías (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021). Además, (Hankins, 2010) y (Sarhan, Hizam, Mariun, & Ya'acob, 2019) señalan que controla la tasa y el alcance de carga o descarga de las

baterías para que su nivel de energía almacenada sea óptimo y garantiza la protección de los componentes eléctricos (especialmente lámparas y baterías) contra daños causados por descargas profundas, sobrecargas y fluctuaciones en el nivel de voltaje.

Según (Khan & Pervaiz, 2013), los controladores de carga se pueden dividir por su funcionamiento en las siguientes dos categorías:

1. Controladores de carga PWM (modulación por ancho de pulso): Tienen el propósito básico de cargar la batería y evitar que se sobrecargue, lo que podría reducir la vida útil de ésta. Dejan de funcionar en condiciones de bajo voltaje de batería. La potencia de salida de los paneles está determinada por los requisitos de carga de la batería.
2. Controladores de carga MPPT (seguidor del punto de máxima potencia): Son más caros y sofisticados puesto que, además de la función de los controladores PWM, operan los paneles solares en su punto de máxima potencia (MPP), rastreando continuamente dicho punto. Se obtiene un nuevo valor de MPP cuando cambia la irradiación o las condiciones ambientales. Son más frecuentes en los sistemas fotovoltaicos puesto que son idóneos para cargar baterías de ácido sellado y pueden aumentar la potencia total de salida de los módulos solares en un 30% (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021).

## **2.2. Radiación solar**

La luz proveniente del sol llega a la Tierra como un tipo de energía denominada radiación, compuesta por millones de partículas subatómicas de alta energía conocidas como fotones. Cada fotón transporta una cantidad fija de energía dependiendo de su longitud de onda. En función de esta última, el espectro solar, ilustrado en la Figura 2.3, divide a la radiación solar en los siguientes tres grupos o categorías, según (Hankins, 2010) y (Carbonell, 2022):

1. Infrarrojo (IR): Proporciona calor y representa un 50% de los rayos que llegan del sol.
2. Visible (VI): Radiación que proporciona luz y constituye el 40% de las emisiones solares.
3. Ultravioleta (UV): Radiación de muy alta energía. Abarca el 10% restante de las emisiones del sol.

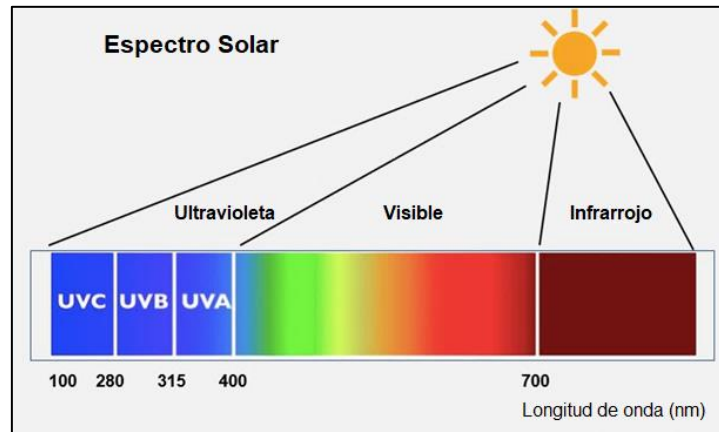


Figura 2.3. Espectro solar. Fuente: (Carbonell, 2022).

### 2.2.1. Irradiancia e irradiación solar

Según (Hernández-Escobedo, Rodríguez-García, Saldaña-Flores, Fernández-García, & Manzano-Agugliaro, 2015) y (Perpiñán-Lamigueiro, 2020), la irradiancia solar se define como la potencia de radiación solar que incide sobre una superficie por unidad de área, mientras que la irradiación solar es la energía recibida por unidad de área.

La irradiación solar se determina mediante la integración de la irradiancia durante un tiempo determinado, normalmente una hora o un día (Duffie & Beckman, 2013). La Figura 2.4 muestra la radiación solar recibida en una superficie plana en el transcurso de un día despejado.

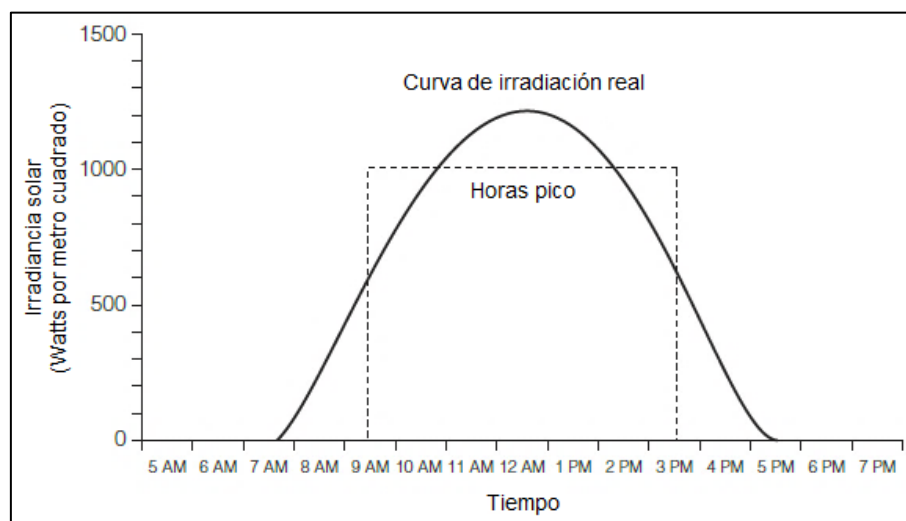


Figura 2.4. Curva de irradiancia solar recibida a lo largo de un día sobre una superficie plana. Fuente: (Hankins, 2010).

Insolación es una forma abreviada de decir radiación solar incidente (Hankins, 2010), y normalmente se mide con cualquiera de las dos formas mencionadas en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Medición de la insolación. Fuente: (Hankins, 2010).

Método	Abreviatura	Definición
Kilowatts-hora por metro cuadrado por día	kWh/m <sup>2</sup> /día	Cantidad de energía solar en kilowatts-hora que cae sobre un metro cuadrado en un día.
Horas solares pico diarias	PSH	Número de horas por día durante las cuales la radiación solar promedia 1000 W/m <sup>2</sup> en el sitio.

### 2.2.2. Radiación solar extraterrestre y global

La energía solar recibida por encima de la atmósfera, es decir, la radiación que el sol entregaría a la superficie terrestre en ausencia de la atmósfera, se denomina energía solar extraterrestre, en tanto que la energía solar que se recibe por debajo de la atmósfera se denomina energía solar global o total (Hernández-Escobedo, Rodríguez-García, Saldaña-Flores, Fernández-García, & Manzano-Agugliaro, 2015).

De acuerdo con (Duffie & Beckman, 2013) y (Hernández-Escobedo, Rodríguez-García, Saldaña-Flores, Fernández-García, & Manzano-Agugliaro, 2015), la radiación solar global ( $G$ ) es la suma conjunta de la radiación directa y la radiación solar difusa sobre una superficie, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$G = G_b + G_d \quad (3.1)$$

Donde:

- $G_b$  es la radiación directa.
- $G_d$  es la radiación difusa.

La radiación directa viene en un haz recto y la difusa es dispersada y reflejada por las nubes, el smog o el polvo. Como se ilustra en la Figura 2.5, la mayor parte de la radiación que llega al suelo en un día soleado es directa, pero en un día nublado hasta el total de la radiación global es difusa (Hankins, 2010).

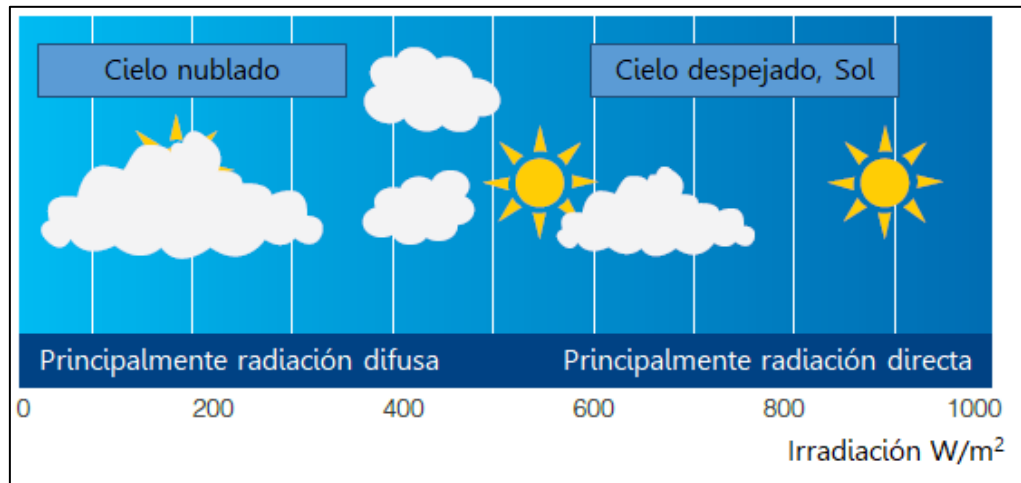


Figura 2.5. Radiación directa y difusa. Fuente: (Hankins, 2010).

### 2.2.3. Dirección de la radiación directa

Las relaciones geométricas entre un plano de cualquier orientación particular (fijo o en movimiento) con respecto a la Tierra en cualquier momento y la radiación solar directa entrante, es decir, la posición del sol con respecto a ese plano, se puede describir en términos de varios ángulos (Duffie & Beckman, 2013), que se mencionan y explican a continuación:

- Latitud ( $\phi$ ): Ubicación angular al norte o al sur del ecuador ( $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ ).
- Declinación ( $\delta$ ): Posición angular del sol en el mediodía solar (es decir, cuando el sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador ( $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ ).
- Pendiente o inclinación ( $\beta$ ): Ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal ( $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ ).
- Acimut de la superficie ( $\gamma$ ): Desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie desde el meridiano local, con cero hacia el sur, este negativo y oeste positivo ( $180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ ).
- Ángulo horario ( $\omega$ ): Desplazamiento angular del sol al este o al oeste del meridiano local debido a la rotación de la Tierra sobre su eje a  $15^\circ$  por hora. Es negativo por la mañana y positivo por la tarde.
- Ángulo de incidencia ( $\theta$ ): Ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal a esa superficie.

Según (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018), si el sitio está ubicado en el hemisferio norte, el panel solar está orientado generalmente hacia el sur, como se puede observar en la Figura 2.6.

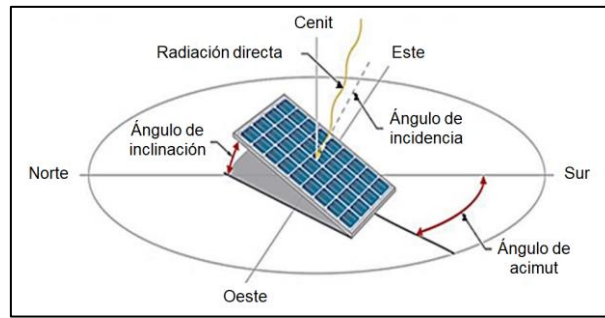


Figura 2.6. Ángulo de inclinación, de incidencia y acimut del panel solar. Fuente: (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018).

Para describir la posición del sol en el cielo se tienen los siguientes ángulos adicionales (Duffie & Beckman, 2013):

- Ángulo cenital ( $\theta_z$ ): Es el ángulo de incidencia de la radiación directa del sol sobre una superficie horizontal ( $\beta = 0$ ), medido entre la vertical y la línea al sol.
- Ángulo de altitud solar ( $\alpha_s$ ): Es el ángulo entre la horizontal y la línea al sol, y el complemento del ángulo cenital.
- Ángulo de acimut solar ( $\gamma_s$ ): Desplazamiento angular desde el sur de la proyección de la radiación directa en el plano horizontal. Los desplazamientos al este del sur son negativos y al oeste del sur son positivos.

En la Figura 2.7 se indican algunos de los ángulos mencionados anteriormente.

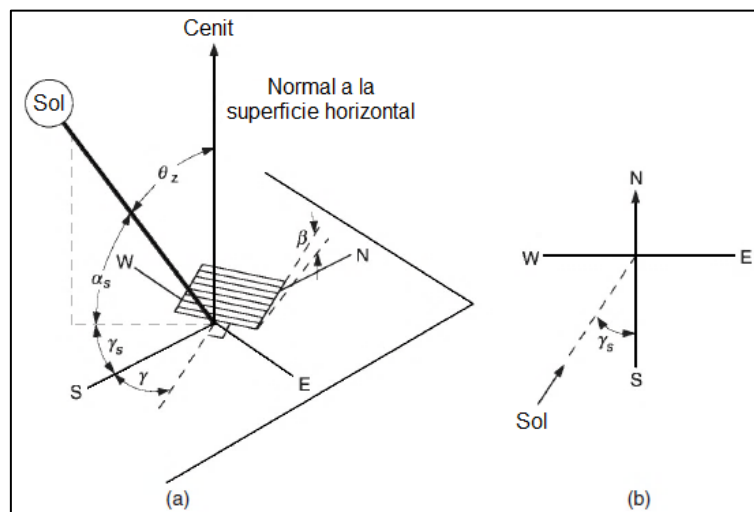


Figura 2.7. (a) Ángulo cenital, pendiente, de acimut de la superficie y de acimut solar para un panel solar inclinado. (b) Vista en planta del ángulo de acimut solar. Fuente: (Duffie & Beckman, 2013).

#### 2.2.4. Captación de energía solar

En los sistemas fotovoltaicos existe la posibilidad de implementar seguidores solares, los cuales son dispositivos adicionales cuya finalidad es aumentar la captación de radiación solar y, por lo tanto, la energía generada por la instalación (Escobar-Mejía, Holguín-Londoño, & Osorio-R., 2010). Los seguidores solares pueden ser clasificados por el tipo de movimiento y por el algoritmo de seguimiento.

Respecto al algoritmo de seguimiento de los seguidores solares, éstos se dividen en las siguientes dos categorías (Escobar-Mejía, Holguín-Londoño, & Osorio-R., 2010):

1. Por la luminosidad: Resulta ser de fácil implementación y el algoritmo basa su funcionamiento en la señal entregada por uno o varios sensores. Dependiendo de dicha señal, se envía un comando de control a uno o varios motores para que se posicionen en el punto más adecuado de luminosidad.
2. Con programación astronómica: Presenta una total independencia de las condiciones climáticas, pues su algoritmo no requiere de sensores que indiquen el punto más luminoso. Es de gran precisión puesto que el seguimiento depende de una serie de ecuaciones que predicen la ubicación del sol en cualquier momento, pero la implementación del algoritmo representa un alto grado de complejidad.

Según el tipo de movimiento, los seguidores solares pueden ser de uno o dos ejes. Un seguidor de un solo eje ajusta el acimut o el ángulo de inclinación, mientras que el seguimiento de dos ejes puede ajustar ambos ángulos (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018). En la Figura 2.8 se ilustran tres sistemas de seguimiento de luz solar: los primeros dos en un eje y el último en ambos ejes.

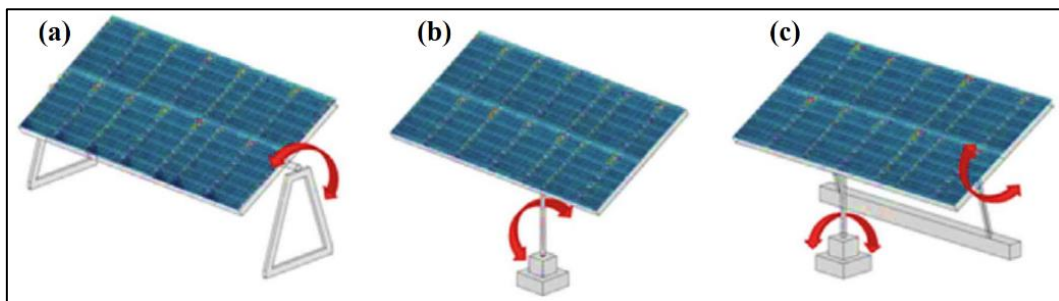


Figura 2.8. Sistemas de seguimiento de luz solar: (a) en el eje horizontal, (b) en el eje vertical, y (c) de dos ejes.  
Fuente: (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018).

### 2.2.5. Índice de claridad

Normalmente, sólo se disponen de mediciones de la irradiación horizontal global (GHI). Sin embargo, se requieren los componentes de radiación directa y difusa para estimar la radiación solar incidente en las superficies de un conjunto fotovoltaico que se encuentran inclinadas (Lim, 2011). Para esto, es necesario conocer el índice de claridad.

El índice de claridad ( $k_T$ ) es un indicador de la claridad relativa de la atmósfera. En general, cuando la atmósfera es más clara, se dispersa una fracción menor de la radiación (Erbs, Klein, & Duffie, 1982). Se define como la relación entre la radiación solar promedio en la superficie terrestre y la radiación horizontal extraterrestre promedio (Lim, 2011), y se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$k_T = \frac{G}{G_o} \quad (3.2)$$

Donde  $G_o$  es la radiación horizontal extraterrestre.

(Erbs, Klein, & Duffie, 1982) encontraron que el índice de claridad ( $k_T$ ) está fuertemente correlacionado con el componente de radiación difusa a través de la ecuación mostrada a continuación:

$$\frac{G_d}{G} = \begin{cases} 1 - 0.09k_T & \text{Para } k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4 & \text{Para } 0.22 < k_T \leq 0.8 \\ 0.165 & \text{Para } k_T > 0.80 \end{cases} \quad (3.3)$$

Con los valores conocidos de  $G$  y  $k_T$ , se puede calcular la radiación difusa. Posteriormente, la radiación directa se puede obtener de la ecuación (3.1).

La radiación horizontal extraterrestre se determina con la siguiente ecuación:

$$G_o = G_{on} \cos \theta_z \quad (3.4)$$

Donde  $G_{on}$  es la radiación normal extraterrestre.

La radiación normal extraterrestre llega a la atmósfera de forma perpendicular a la superficie de la Tierra (Duffie & Beckman, 2013) y se calcula de la siguiente forma:

$$G_{on} = G_{sc} \left( 1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (3.5)$$

Donde:

- $G_{sc}$  es la constante solar, esto es, la energía del sol por unidad de tiempo recibida fuera de la atmósfera en una unidad de área de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a la distancia media entre la Tierra y el sol ( $1.367 \text{ kW/m}^2$ ).
- $n$  es el  $n$ -ésimo día del año.

De acuerdo con (Duffie & Beckman, 2013), el ángulo cenital se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (3.6)$$

Y la declinación se puede encontrar mediante la expresión presentada en (Lim, 2011):

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[ \frac{360}{365} (284 + n) \right] \quad (3.7)$$

## 2.3. Parámetros de las baterías

### 2.3.1. Capacidad

La capacidad de la batería es un término que hace referencia a la cantidad de carga que ésta puede entregar al voltaje nominal. La capacidad nominal de las baterías se mide en amperios-hora (Ah), la cual es una unidad de carga más conveniente que el coulomb (C) puesto que la cantidad de energía generalmente se mide en watts-hora (Wh) en el campo de la electricidad (Jäger, Isabella, Smets, Swaij, & Zeman, 2014).

### 2.3.2. Estado de carga y profundidad de descarga

El estado de carga (*SOC*) de la batería se define como el porcentaje de la capacidad de la batería disponible para descargar, mientras que la profundidad de descarga (*DoD*) se refiere al porcentaje de la capacidad de la batería que se ha descargado. *SOC* y *DOD* son dos parámetros que se complementan entre sí (Jäger, Isabella, Smets, Swaij, & Zeman, 2014).

Para determinar el *SOC* y *DOD* de la batería en un momento dado, se emplean las ecuaciones siguientes:

$$SOC = \frac{E_{Batt}}{C_{Batt}V} \quad (3.8)$$

$$DoD = \frac{C_{Batt}V - E_{Batt}}{C_{Batt}V} \quad (3.9)$$

Donde:

- $E_{Batt}$  es la energía almacenada en la batería.
- $C_{Batt}$  es la capacidad nominal de la batería (Ah).
- $V$  es el voltaje nominal de la batería (V).

Como el *SOC* de la batería muestra el estado de la batería en cualquier punto de su vida útil, permite un control preciso del sistema, lo que aumenta la confiabilidad del sistema (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019).

Según (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021), *DoD* es un término común que muestra la tasa de descarga permitida de la batería para asegurar su vida extendida, que es lo recomendado por la mayoría de los fabricantes, motivo por el cual, el *SOC* de la batería se suele mantener en un nivel alto. La profundidad de descarga máxima permitida depende del tipo de batería (Abbes, Martinez, & Champenois, 2014).

### **2.3.3. Ciclo de vida de la batería**

De acuerdo con (Crossland, Anuta, & Wade, 2015), el ciclo de vida o la vida útil de la batería se define como el número de ciclos completos de carga y descarga que una batería puede realizar antes de que su capacidad restante sea inferior al 80% de la capacidad inicial.

Existen dos tipos principales de ciclo de batería: parcial y completo. Un ciclo completo se refiere a una secuencia de operaciones de carga y descarga que comienza y termina con una batería totalmente cargada. Por el contrario, un ciclo parcial puede iniciar y/o finalizar con una batería que no está totalmente cargada (Bordin, y otros, 2017).

La vida útil de la batería depende del *DOD* y la temperatura de operación de la batería (Jäger, Isabella, Smets, Swaaij, & Zeman, 2014). En la Figura 2.9 se puede observar claramente que temperaturas de operación más bajas significan ciclos de vida más largos de la batería. Además, la duración de la batería será mayor si el *DOD* es menor.

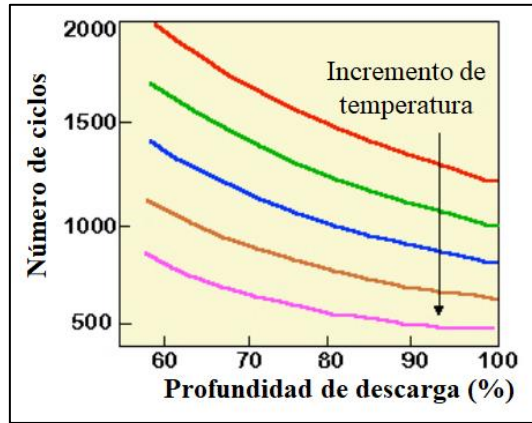


Figura 2.9. Curva del ciclo de vida de una batería de plomo-ácido con respecto a la profundidad de descarga y temperatura. Fuente: (Jäger, Isabella, Smets, Swaaij, & Zeman, 2014).

Para una mayor longevidad de la batería, el  $SOC$  de la batería debe permanecer entre un valor límite máximo ( $SOC_{max}$ ) y mínimo ( $SOC_{min}$ ) permitido.  $SOC_{max}$  normalmente corresponde a la capacidad total de la batería, mientras que  $SOC_{min}$  se determina por el  $DOD$  máximo permitido de la batería (Abbes, Martinez, & Champenois, 2014), como se muestra en la siguiente expresión:

$$SOC_{min} = SOC_{max}(1 - DOD) \quad (3.10)$$

Los años de vida útil de la batería ( $L_{Batt}$ ) se pueden estimar empleando la ecuación utilizada en el trabajo de (Carpinelli, Mottola, & Proto, 2016), la cual se presenta a continuación:

$$L_{Batt} = \frac{N_{cycles}(DOD)}{365 * v} \quad (3.11)$$

Donde:

- $N_{cycles}(DOD)$  es el número total de ciclos de carga y descarga correspondientes a una  $DOD$  específica, según lo declarado por el fabricante de la batería.
- $v$  es el número de ciclos diarios de carga y descarga, que depende de la estrategia operativa elegida para el sistema de almacenamiento.

## 2.4. Confiabilidad del sistema

En (Sidrach-de-Cardona & Mora-López, 1998) y (Kazem, Khatib, & Sopian, 2013), la confiabilidad del sistema se define como el porcentaje de carga satisfecho por el sistema fotovoltaico durante largos periodos de tiempo.

### 2.4.1. Probabilidad de pérdida de suministro de energía

De acuerdo con (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico ( $LPSP$ ) o probabilidad de deficiencia de suministro de energía ( $DPSP$ ) es un criterio utilizado para calcular la confiabilidad de un sistema fotovoltaico y se puede definir como la relación entre el déficit total de energía y la demanda de carga durante un periodo de tiempo  $T$  considerado (habitualmente un año), como se expresa en la ecuación mostrada a continuación:

$$DPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_{Load}(t)} \quad (3.12)$$

Donde:

- $DPS(t)$  es el déficit de suministro de energía en el tiempo  $t$ .
- $E_{Load}(t)$  es la demanda de carga eléctrica en el tiempo  $t$ .

La deficiencia en el suministro de energía se presenta cuando el estado de carga del banco de baterías desciende a su nivel mínimo ( $SOC_{min}$ ) y el sistema de control desconecta la carga. Se expresa con la siguiente ecuación:

$$DPS(t) = E_{Load}(t) - [E_{Gen}(t) + SOC(t-1) - SOC_{min}] \cdot \eta_{Inv} \quad (3.13)$$

Donde:

- $E_{Gen}(t)$  es el total de energía generada por el arreglo fotovoltaico en el tiempo  $t$ .
- $SOC(t-1)$  es el estado de carga de la batería en el tiempo  $t-1$ .
- $\eta_{Inv}$  es la eficiencia del inversor (%).

Este criterio tiene una relación inversa con la confiabilidad del sistema (Sidrach-de-Cardona & Mora-López, 1998). Un valor de 1 para  $DPSP$  significa que la carga nunca se satisfará, mientras que 0 indica que la carga siempre se satisfará (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011).

### 2.4.2. Exceso relativo de energía generada

El exceso relativo de energía generada ( $REPG$ ) es la relación entre el exceso de energía y la suma de la demanda de carga durante el periodo considerado (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011). Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$REPG = \frac{\sum_{t=1}^T EPG(t)}{\sum_{t=1}^T E_{Load}(t)} \quad (3.14)$$

Donde  $EPG(t)$  es el exceso de energía generada y no utilizada por el sistema en el tiempo  $t$ .

El exceso de energía generada es un parámetro importante, cuyo valor puede variar debido a cambios en la insolación, demanda de carga y el estado de carga de las baterías. Se calcula con la ecuación:

$$EPG(t) = E_{Gen}(t) - \left[ \frac{E_{Load}(t)}{\eta_{Inv}} + \left( SOC_{max} - \frac{SOC(t-1)}{\eta_B} \right) \right] \quad (3.15)$$

Donde  $\eta_B$  es la eficiencia de carga del banco de baterías.

## 2.5. Métricas económicas

De acuerdo con (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020), es pertinente que se realice un análisis económico al optimizar el tamaño de los sistemas de energía fotovoltaica para determinar si la inversión menor posible o el precio de la electricidad es accesible antes de su instalación.

Entre las principales métricas económicas utilizadas para evaluar varias configuraciones de sistemas de energía renovable destacan el valor presente neto, el costo nivelado de energía y el costo del ciclo de vida.

### 2.5.1. Costo del ciclo de vida

El costo del ciclo de vida ( $LCC$ ) es un indicador para la evaluación económica de un proyecto, que considera el costo de todos los componentes del sistema a lo largo de su vida útil (Abbes, Martinez, & Champenois, 2014). Por lo general, la vida útil del proyecto es la misma que la de los paneles fotovoltaicos (Kazem, Albadi, Al-Waeli, Al-Busaidi, & Chaichan, 2017). El costo del ciclo de vida del sistema se determina mediante la siguiente ecuación:

$$LCC = C_{cap} + C_{O\&M} + C_{Rep} - C_{Salv} \quad (3.16)$$

Donde:

- $C_{cap}$  es el costo de capital.
- $C_{O\&M}$  es el costo de operación y mantenimiento.
- $C_{Rep}$  es el costo de reposición.
- $C_{Salv}$  es el costo de salvamento.

A continuación, se explican cada uno de los tipos de costos mencionados anteriormente (Kazem, Albadi, Al-Waeli, Al-Busaidi, & Chaichan, 2017):

- Costo de inversión o capital: Abarca el costo de compra, diseño e instalación del sistema. Su valor suele ser alto, pero únicamente se realiza una vez, al inicio del proyecto.
- Costo de operación y mantenimiento: Se refieren a las finanzas que se invierten periódicamente en el sistema para prolongar la vida útil de los equipos y garantizar su funcionamiento. Incluye salario para el operador, inspección y seguro. Es un valor anual, por lo que se utiliza una sumatoria para los costos de todos los años de vida del sistema.
- Costo de reposición o reemplazo: Se incurren en ellos para pagar la sustitución de cualquier elemento del sistema durante su vida útil, como el caso de las baterías.
- Costo de rescate o salvamento del material: Representa el patrimonio neto al término del ciclo de vida del proyecto, pues los equipos mecánicos se pueden vender a un porcentaje de su precio original.

### 2.5.2. Valor presente neto

Según (Mete, 2014) y (Žižlavský, 2014), el valor presente neto o valor actual neto de un proyecto consiste en la suma de todos los flujos de efectivo netos descontados con una tasa denominada tasa de expectativa o alternativa/opportunidad. El flujo de efectivo neto se entiende como la diferencia entre los ingresos y egresos periódicos. Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF(t)}{(1+r)^t} \quad (3.17)$$

Donde:

- $NPV$  es el valor presente neto.
- $NCF(t)$  es el flujo de efectivo neto del periodo  $t$ .
- $r$  es la tasa de expectativa o alternativa/opportunidad.
- $n$  es el número de periodos de vida útil del proyecto.

El valor presente neto del sistema se obtiene sumando los valores actuales descontados de los ingresos y restando los costos actuales descontados a lo largo de la vida útil del sistema (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016). Se puede expresar como:

$$NPV = \sum NPV_{in} + \sum NPV_{end} - C_{invest} - \sum NPV_{O\&M} - \sum NPV_{rep} \quad (3.18)$$

Donde:

- $NPV_{in}$  es la cantidad actual descontada de ingresos por la electricidad vendida.
- $NPV_{end}$  es la cantidad actual descontada de ingresos de la cantidad residual de los componentes del sistema al final de la vida útil del sistema.
- $C_{invest}$  es la cantidad inicial del costo total de inversión del sistema.
- $NPV_{O\&M}$  es la cantidad actual descontada de los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del sistema.
- $NPV_{rep}$  es la cantidad actual descontada de los costos de reemplazo de los componentes durante la vida útil del sistema.

### 2.5.3. Costo nivelado de energía

De acuerdo con (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011), el costo unitario nivelado de electricidad ( $LUEC$ ), mejor conocido como costo nivelado de energía ( $LCOE$ ), es un indicador de rentabilidad económica para el análisis de costos de un sistema fotovoltaico, definido como la relación entre el costo total de todo el proyecto y el total de energía suministrada por el sistema en su tiempo de vida. Se expresa de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{\sum_{t=1}^{8760} E_{Gen}(t)} \quad (3.19)$$

Donde:

- $C_{ann,tot}$  es el costo total anualizado del sistema.
- $E_{Gen}$  es el total de energía generada por hora por el sistema fotovoltaico.

El costo total anualizado o costo anualizado del ciclo de vida de un sistema fotovoltaico es la suma de todos los costos anualizados (de capital, reposición, operación y mantenimiento) de los componentes del sistema (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016). Se puede calcular en términos de su costo presente neto (HOMER Energy, 2022), utilizando la ecuación presentada a continuación:

$$C_{ann,tot} = C_{NPC} * CRF \quad (3.20)$$

Donde:

- $C_{NPC}$  es el costo presente neto del sistema fotovoltaico.
- $CRF$  es el factor de recuperación de capital.

El costo presente neto del sistema es la suma del valor presente de los costos en los que incurre en toda su vida útil, menos el valor actual de todos los ingresos que obtiene también durante su vida útil. Los costos incluyen costos de capital, de reposición, de operación y mantenimiento, y de compra de energía de la red, en tanto que los ingresos incluyen el valor de salvamento y los ingresos por ventas de la red eléctrica. El valor presente neto y el costo presente neto difieren únicamente en el signo (HOMER Energy, 2022).

Según (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (HOMER Energy, 2022), el factor de recuperación de capital es una razón para calcular el valor presente de una anualidad (una serie de flujos de efectivo anuales iguales) y se determina en función del tiempo de vida útil del proyecto y la tasa de interés real anual, como se expresa a continuación:

$$CRF(k_d, L_p) = \frac{k_d(1+k_d)^{L_p}}{(1+k_d)^{L_p}-1} \quad (3.21)$$

Donde:

- $L_p$  es el periodo de vida del proyecto en años.
- $k_d$  es la tasa de interés real anual.

La tasa de interés real anual está relacionada con la tasa de inflación ( $f$ ) y la tasa de interés nominal ( $k'_d$ ), es decir, la tasa a la que se podría obtener un préstamo, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$k_d = \frac{k'_d - f}{1 + f} \quad (3.22)$$

## 2.6. Modelos matemáticos de optimización

Los modelos matemáticos son representaciones idealizadas, expresadas en términos de símbolos y expresiones matemáticas (Hillier & Lieberman, 2010).

La optimización consiste en la selección de una alternativa mejor en relación con las demás alternativas posibles y permite tomar decisiones adecuadas para el problema planteado (Castillo, Conejo, Pedregal, García, & Alguacil, 2002). Los métodos matemáticos de optimización permiten identificar los valores máximos o mínimos de determinadas expresiones matemáticas (Beneke & Winterboer, 1984).

Un modelo de optimización consta de los siguientes elementos, según autores como (Taha, 2004), (Winston, 2005), (Hillier & Lieberman, 2010) y (Cabrera Gil Grados, 2017):

- Variables de decisión: Incógnitas que representan la decisión que se debe tomar y cuyos valores se deben determinar. También son conocidas como variables de optimización (HOMER Energy, 2022).
- Función objetivo: Función matemática en términos de las variables de decisión que se desea maximizar o minimizar. Un modelo puede ser monoobjetivo o multiobjetivo. Si en el estudio se contempla más de un objetivo, es necesario combinar las medidas respectivas en una medida compuesta de eficacia llamada medida global de desempeño.
- Restricciones: Límites de los valores de las variables de decisión expresados en forma matemática.
- Parámetros: Constantes (los coeficientes o el lado derecho de las expresiones) de las restricciones y de la función objetivo, las cuales describen la situación que se modela.

De acuerdo con (Linares, Ramos, Sánchez, Sarabia, & Begoña, 2001), los modelos de optimización se pueden clasificar en los siguientes dos tipos de métodos:

1. Clásicos: Algoritmos que buscan y garantizan un óptimo local. Entre ellos se encuentran la programación lineal, lineal entera mixta, no lineal, estocástica y dinámica.
2. Metaheurísticos: Aparecieron ligados a la inteligencia artificial, imitan fenómenos sencillos observados en la naturaleza, y tienen mecanismos específicos para alcanzar un óptimo global, aunque no garantizan su alcance. Incluyen los algoritmos evolutivos, el método del recorrido simulado, las búsquedas heurísticas o los sistemas multiagente.

Un algoritmo se puede definir como un procedimiento sistemático de solución de un problema. Debido a su eficiencia, casi siempre se utilizan para solucionar problemas que pueden incluir cientos o miles de variables (Hillier & Lieberman, 2010). En la práctica, son ejecutados en paquetes de software comercial para la resolución de problemas de optimización en computadora, como Excel Solver, Lingo y MPL/CPLEX.

### **2.6.1. Programación lineal**

De acuerdo con (Weber, 1984), (Santiago-Alvarado, Vázquez-Montiel, Nivón-Santiago, & Castañeda-Roldán, 2004) y (Guédez-Fernández, 2011), la programación lineal es una técnica de optimización que consiste en la maximización o minimización de una función lineal de varias variables primarias denominada función objetivo, con sujeción a un conjunto de igualdades o desigualdades lineales llamadas restricciones. Además, todos los parámetros del modelo se deben conocer con certeza (Taha, 2004). Una condición adicional implícita o sobreentendida en

muchos problemas de programación lineal es la restricción de no negatividad, en la que ninguna de las variables puede ser negativa (Weber, 1984).

La técnica de programación lineal fue presentada por Dantzig en 1947 (Cabrera Gil Grados, 2017). Según (Alvarado-Boirivant, 2009), en un principio, a la programación lineal se le conocía como “programación en una estructura lineal”; y en este caso, la palabra “programación” no hace referencia a la programación en computadora; sino que se utiliza como sinónimo de planeación (Hillier & Lieberman, 2010). Esta técnica ha probado ser una de las herramientas cuantitativas que mejores resultados ha dado en la toma de decisiones y es una de las más utilizadas dentro de la investigación de operaciones por sus amplias aplicaciones y su simplicidad de implementación (Serra de la Figuera, 2002).

### **Terminología de las soluciones del modelo**

Según (Hillier & Lieberman, 2010) y (Cabrera Gil Grados, 2017), cualquier combinación o conjunto de valores específicos de las variables de decisión se llama solución. Una combinación de valores del conjunto de variables de decisión que satisface todas las condiciones o restricciones del problema constituye una solución factible; de lo contrario, la solución es no factible (Taha, 2004).

Una solución óptima es una solución factible que proporciona el valor más favorable de la función objetivo. El valor más favorable significa el valor más grande si la función objetivo se debe maximizar, o el valor más pequeño si la función objetivo se debe minimizar (Hillier & Lieberman, 2010).

### **Representación gráfica**

De acuerdo con (Hillier & Lieberman, 2010), cuando se tiene un problema de programación lineal con dos variables de decisión ( $x_1$  y  $x_2$ ), éste se puede resolver mediante la construcción de una gráfica, cuyos ejes son  $x_1$  y  $x_2$ . Las restricciones de no negatividad limitan las variables al primer cuadrante, de modo que el espacio de soluciones factibles o región factible es el área en el primer cuadrante que satisface todas las restricciones al mismo tiempo (Taha, 2004), el cual contiene los valores permisibles de  $x_1$  y  $x_2$ , como se ilustra en la Figura 2.10. Dicho esto, todos los puntos fuera de esa área constituyen soluciones no factibles.

En caso de que una restricción se trate de una igualdad o ecuación, la recta se debe intersectar con la región delimitada por otras restricciones, teniendo en cuenta que la intersección de una recta y un área es la recta (Cabrera Gil Grados, 2017).

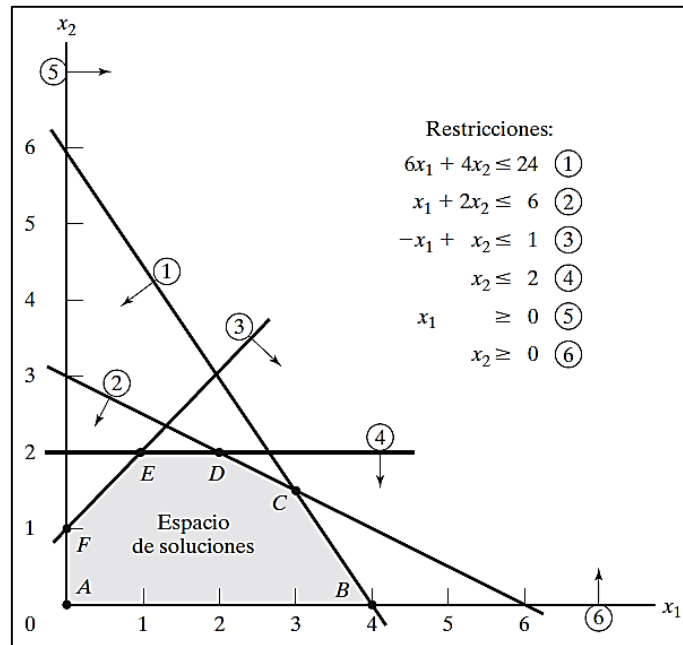


Figura 2.10. Espacio factible de un problema de programación lineal con dos variables de decisión. Fuente: (Taha, 2004).

No obstante, la cantidad de puntos de solución en el espacio factible es infinita. Para hallar la solución óptima, (Taha, 2004) explica que se asignan valores arbitrarios a la función objetivo ( $Z$ ) para determinar la dirección en la cual  $Z$  se incrementa o decrementa (si se desea maximizar o minimizar, respectivamente), y se localiza el punto dentro del espacio de soluciones donde un incremento o decremento adicional de  $Z$  producirá una solución no factible. A manera de ejemplo, se tiene el mostrado en la Figura 2.11, donde la solución óptima ocurre en el punto  $C$ , cuyos valores de  $x_1$  y  $x_2$  se obtienen resolviendo las ecuaciones asociadas con las líneas 1 y 2, que en ese caso son,  $6x_1 + 4x_2 = 24$  y  $x_1 + 2x_2 = 6$ .

Como se puede observar también en la Figura 2.11, una característica importante de la solución óptima de un problema de programación lineal es que siempre está asociada con un vértice o punto de esquina del espacio de soluciones (donde se intersecan dos líneas en dos dimensiones). Incluso, cuando la función objetivo es paralela a una restricción, cualquier punto sobre el segmento de línea de dicha restricción en el espacio de soluciones factibles será una solución óptima alternativa (Taha, 2004), como en el ejemplo mostrado en la Figura 2.12.

Cabe resaltar que los problemas pueden tener una única solución óptima, soluciones óptimas múltiples, o ninguna. La mayor parte de los problemas tendrá nada más una solución óptima, como el de la Figura 2.11. Un problema con soluciones óptimas múltiples tendrá un número

infinito de ellas, todas con el mismo valor de la función objetivo, como se ejemplifica en la Figura 2.12. Un problema no tiene soluciones óptimas cuando no tiene soluciones factibles, o las restricciones no impiden que el valor de la función objetivo ( $Z$ ) mejore indefinidamente en la dirección favorable (positiva o negativa), caso que se conoce como un problema con objetivo no acotado (Hillier & Lieberman, 2010), como los dos ejemplos presentados en la Figura 2.13.

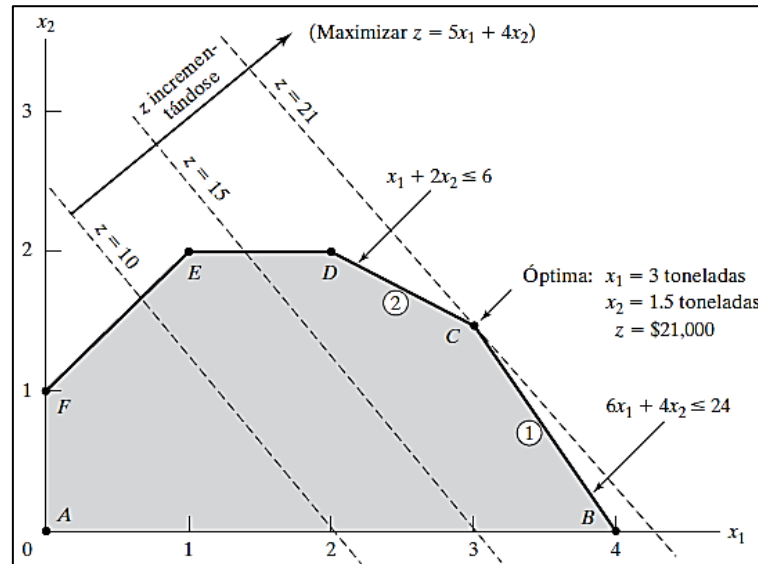


Figura 2.11. Solución óptima de un problema de maximización con programación lineal. Fuente: (Taha, 2004).

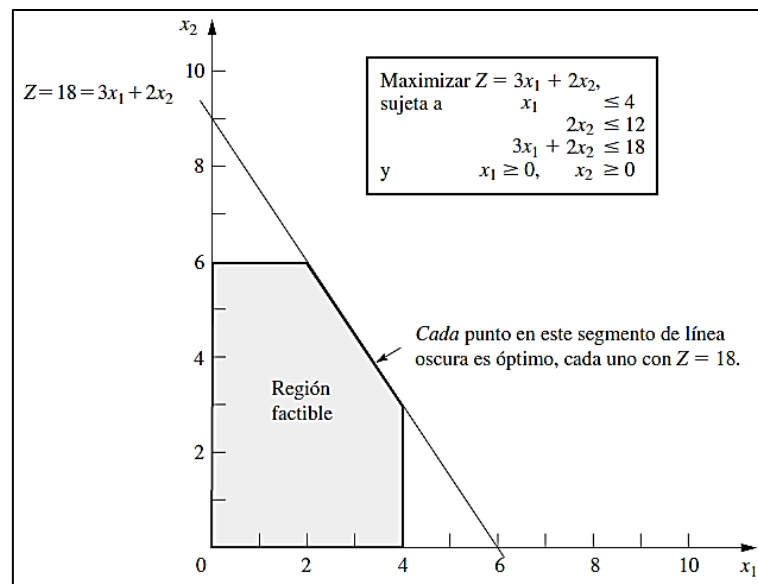


Figura 2.12. Un problema de programación lineal con múltiples soluciones óptimas. Fuente: (Hillier & Lieberman, 2010).

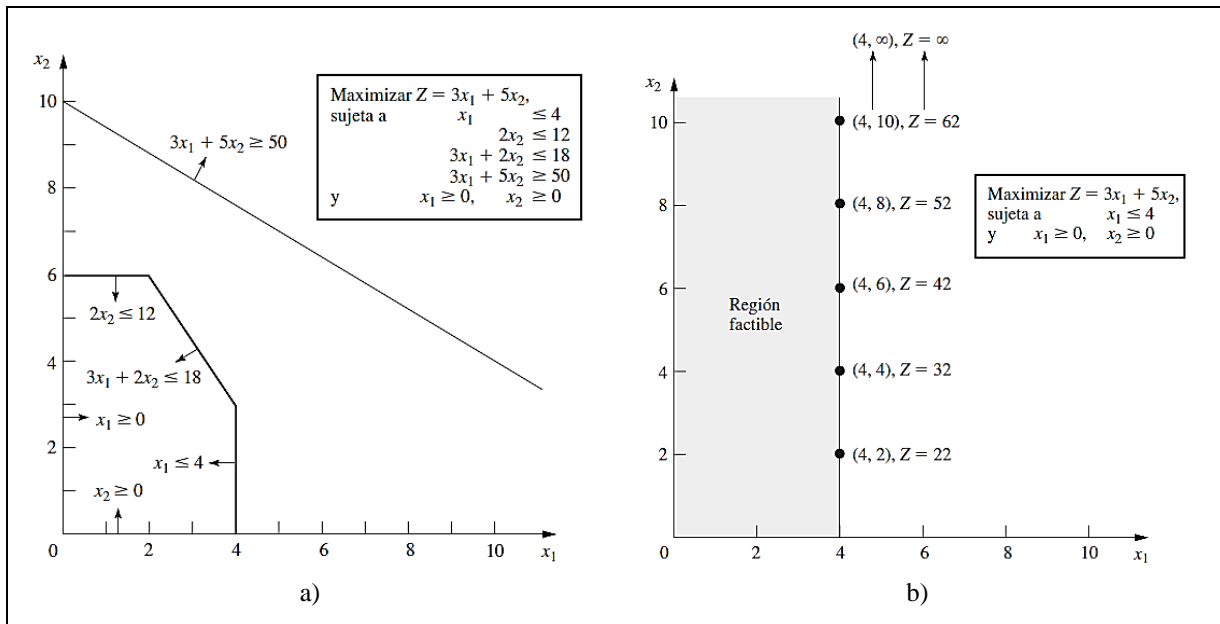


Figura 2.13. Dos problemas de programación lineal sin soluciones óptimas: a) No existe un punto que satisfaga todas las restricciones, b)  $x_2$  podría aumentar de modo indefinido en la región factible sin llegar a un valor máximo de la función objetivo. Fuente: (Hillier & Lieberman, 2010).

Con frecuencia se hace referencia a este procedimiento como el método gráfico de programación lineal (Hillier & Lieberman, 2010) y se puede utilizar para resolver cualquier problema de programación lineal con dos e incluso tres variables de decisión (Cabrera Gil Grados, 2017). Sin embargo, la aplicación del método gráfico es sumamente limitada ya que los modelos de programación lineal suelen implicar muchas variables y restricciones en la práctica, y la computadora es el único medio viable para resolver este tipo de problemas (Taha, 2004). Dos sistemas de software comúnmente utilizados son Excel Solver y AMPL.

## 2.6.2. Programación lineal entera

Dentro de la programación lineal existe una rama conocida como programación lineal entera. Los programas lineales enteros son aquellos en los que algunas o todas las variables están restringidas a tener valores enteros (o discretos). Cuando todas las variables son enteras, el problema es de tipo puro; de lo contrario, es mixto, lo que implica una combinación de variables enteras y continuas (Taha, 2004).

De acuerdo con (Hillier & Lieberman, 2010), (Ogunjuyigbe, Ayodele, & Oladimeji, 2016) y (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020), la programación lineal entera mixta (MILP) es una clasificación en la que algunas de las variables son continuas, pero otras están restringidas a valores enteros. Existen casos especiales de MILP en los que una o varias variables de decisión

deben ser binarias, es decir, que sólo pueden tomar los valores 0 o 1 en la solución para el modelado de decisiones sí/no, como el encendido o apagado de un aparato eléctrico.

### **2.6.3. Análisis posóptimo**

El análisis posóptimo, como su nombre lo indica, se lleva a cabo después de encontrar una solución óptima. También se conoce como “análisis de qué pasa si”, puesto que involucra algunas preguntas acerca de qué pasaría con la solución óptima si se hubieran considerado supuestos diferentes sobre las condiciones futuras. Implica llevar a cabo un análisis de sensibilidad, el cual es un proceso en el que se identifican los parámetros del modelo que son críticos (parámetros sensibles) cuando se determina la solución, es decir, aquellos cuyos valores no se pueden cambiar sin que también varíe la solución óptima. Su importancia radica en el hecho de que determina los parámetros cuyos valores se deben asignar con cuidado para evitar distorsiones en los resultados que generará el modelo; en otras palabras, analiza la forma en que la solución derivada del problema cambia (si lo hace) cuando el parámetro toma otros valores posibles (Hillier & Lieberman, 2010).

## CAPÍTULO 3. ESTADO DEL ARTE

### 3.1. Sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica

En el estudio de (Rodrigo, 2017) se abordó el dimensionamiento óptimo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para aplicaciones de tipo comercial-industrial en Aguascalientes, México. Dentro de este trabajo se emplearon los datos de diez años de irradiación solar y temperatura ambiente, los cuales fueron analizados y procesados para generar un año meteorológico para el sitio. En la Figura 3.1 se muestra la comparación de los valores promedios mensuales de irradiación global horizontal y temperatura ambiente entre el conjunto de datos de diez años y el año típico generado.

Además, se desarrolló un modelo para paneles fotovoltaicos orientados al sur con una inclinación de  $22^\circ$  (configuración óptima para el sitio de estudio) y se propuso la minimización de una función económica similar al tiempo de recuperación de la inversión para evaluar la rentabilidad del proyecto, la cual, considera el costo de los elementos del sistema y de la electricidad para el cliente.

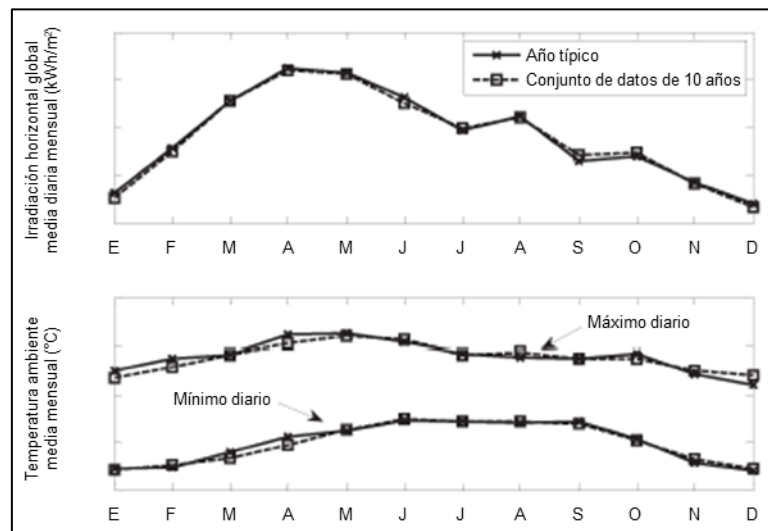


Figura 3.1. Comparación de los valores promedios mensuales entre el año generado y el conjunto de datos de diez años. Fuente: (Rodrigo, 2017).

En el trabajo realizado por (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018) se determinó el diseño óptimo con el software HOMER para un sistema fotovoltaico conectado a la red en la ciudad de La Meca, ubicada en Arabia Saudita. El diseño del sistema se ilustra en la Figura 3.2, el cual consta de módulos fotovoltaicos, un convertidor de corriente, el sistema de red eléctrica y la carga

eléctrica primaria. Para mejorar la generación de energía, se consideraron diferentes configuraciones o estrategias de sistemas de seguimiento de los paneles fotovoltaicos, las cuales se mencionan a continuación:

1. Sistema fijo sin seguimiento.
2. Sistema de seguimiento de un eje:
  - Eje horizontal (con ajuste mensual, semanal, diario y continuo del ángulo de inclinación).
  - Eje vertical (con ajuste continuo del ángulo de inclinación).
3. Sistema de seguimiento de dos ejes.

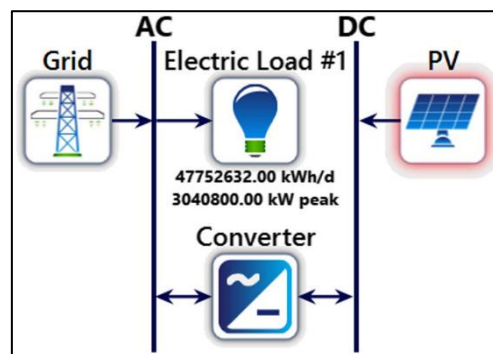


Figura 3.2. Configuración de diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la ciudad de La Meca, Arabia Saudita. Fuente: (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018).

Aparte del perfil de carga y datos meteorológicos de irradiación solar y temperatura ambiente, aspectos económicos como las tarifas de electricidad, el costo presente neto, el costo nivelado de energía y el retorno de la inversión también fueron tomados en cuenta como factores clave en el diseño del sistema. Las principales conclusiones obtenidas con este trabajo fueron que los sistemas de seguimiento requieren mayores costos iniciales, operativos y de mantenimiento en comparación con los sistemas fijos, y que todos los sistemas de seguimiento producen una salida de energía similar al mediodía, mientras que la densidad de energía varía notablemente en otros periodos.

### 3.2. Sistemas fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica

En el artículo de (Kazem, Khatib, & Sopian, 2013) se presentó un método numérico para el dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico para la electrificación de hogares en áreas remotas en Sohar, Omán. El ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos, así como el tamaño del conjunto fotovoltaico y la capacidad de la batería de almacenamiento fueron optimizados en MATLAB para un mejor rendimiento y un menor costo de energía, utilizando

datos meteorológicos horarios de dos años (2011 y 2012) y de demanda de carga. Los promedios horarios de temperatura ambiente e irradiación solar global y difusa se muestran graficados en la Figura 3.3.

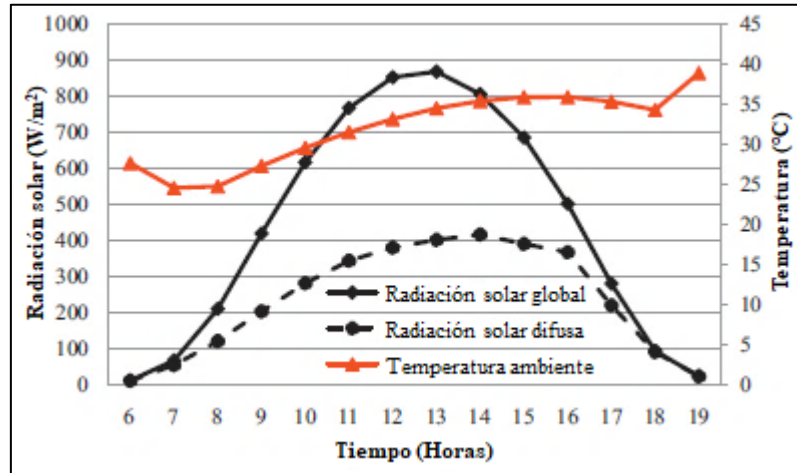


Figura 3.3. Gráfica de irradiación solar y temperatura ambiente de Sohar, Omán. Fuente: (Kazem, Khatib, & Sopian, 2013).

Los resultados mostraron que para la zona de Sohar, el ángulo de inclinación de un conjunto fotovoltaico se debe ajustar dos veces al año para obtener una ganancia de energía recolectada del 20.6%: Inclinado a 49° en el periodo de otoño e invierno, mientras que en primavera y verano debe estar horizontal. El tamaño óptimo del conjunto fotovoltaico resultó de 1.3 kWp y la capacidad de almacenamiento en la batería de 3.6 kWh, obteniendo así un costo de energía de 0.196 USD/kWh.

En (Ghafoor & Munir, 2015) se mostró el diseño de un sistema fotovoltaico independiente para la electrificación de un hogar en la ciudad de Faisalabad, Pakistán. El sistema fue dimensionado mediante un modelo matemático, teniendo en cuenta la energía disponible del sol y la carga doméstica requerida. La potencia máxima de los módulos fotovoltaicos, la capacidad de respaldo de la batería, el tamaño del controlador de carga y el inversor se calcularon en 1.928 kWp, 9.6405 kWh, 56.65 A y 1.02 kW, respectivamente.

Además, se llevó a cabo un análisis del costo total del ciclo de vida, así como del costo anualizado del ciclo de vida y el costo unitario de la electricidad, con el fin de evaluar la viabilidad económica del sistema fotovoltaico diseñado para los usuarios finales. El costo total del ciclo de vida del sistema fue de 457,306 rupias pakistaníes (PKR), mientras que su costo anualizado del ciclo de vida (ALCC) se determinó en 31,963 PKR y el costo unitario de la electricidad en 14.8 PKR/kWh. Los resultados mostraron que el costo unitario de la electricidad

producida utilizando un sistema fotovoltaico fuera de la red es más bajo que el cobrado en el caso del suministro eléctrico convencional para el sector residencial; así, se llegó a la conclusión de que la electricidad fotovoltaica fuera de la red es una tecnología técnica y económicamente viable para la electrificación de aplicaciones residenciales en lugares tropicales de Pakistán.

También se tiene la investigación de (Kamali, 2016), que se centró en el diseño y análisis económico de un sistema fotovoltaico autónomo para la electrificación de una casa rural en Famagusta, Chipre. Para evitar interrupciones en la generación eléctrica se utilizó la irradiación solar promedio de diciembre ( $3.37 \text{ kW/m}^2/\text{día}$ ), que es el mes con menor irradiación en ese lugar. La demanda diaria de electricidad se estimó en 17.23 kWh, valor que se consideró constante para todo el año por simplicidad.

La matriz fotovoltaica, la batería, el inversor y el controlador de carga fueron los elementos estudiados para el diseño del sistema. Utilizando ecuaciones matemáticas, se determinó la capacidad fotovoltaica, de la batería, el inversor y el controlador de carga en 7.5 kW, 44.78 kWh, 2 kW y 350 A, respectivamente. En el análisis económico también se emplearon ecuaciones para hallar el costo total del ciclo de vida, el costo anualizado del ciclo de vida y el precio unitario de la electricidad. El costo total del ciclo de vida fue de 54,560 liras turcas (TRY), mientras que el costo anualizado del ciclo de vida y el precio unitario de la electricidad se calcularon en 2,700 TRY y 0.43 TRY/kWh, respectivamente.

(El-Shenawy, Hegazy, & Abdellatef, 2017) presentaron el diseño de un sistema fotovoltaico para suministrar energía eléctrica a una vivienda de aproximadamente 50 metros cuadrados para una familia conformada por seis personas en una zona rural ubicada lejos de la red eléctrica en Shalateen, Egipto. El tamaño de la matriz fotovoltaica, el sistema de almacenamiento con baterías, el controlador de carga y el inversor, así como la orientación e inclinación óptima del conjunto fotovoltaico, fueron calculados de acuerdo con la energía eléctrica diaria requerida y los datos meteorológicos del sitio. El sistema instalado se puede apreciar en la Figura 3.4, el cual consistió en cuatro módulos fotovoltaicos con una potencia total de 740 W, cuatro baterías de 12 V y 100 Ah cada una, un inversor de 700 Wp y un controlador de carga de 20 A. Además, un análisis económico del sistema fue llevado a cabo en términos del costo de su ciclo de vida y el costo unitario de electricidad, considerando los precios de los componentes, las tasas de inflación y descuento, y los costos de instalación, operación y mantenimiento.

(Irfan, Zhao, Ahmad, & Rehman, 2019) evaluaron el potencial y la viabilidad económica de usar un sistema fotovoltaico autónomo para la electrificación de las regiones rurales de Bhakkar, Khanewal, Multan, Bahawalnagar y Rajanpur en la provincia de Punjab, Pakistán. Para ello, tomaron en cuenta la inclinación de los paneles solares, calculando los ángulos óptimos para lograr un aumento en la producción de energía y que los proyectos de implementación de

sistemas fotovoltaicos autónomos para la electrificación de zonas rurales alejadas de la red eléctrica sean viables económicamente.



Figura 3.4. Instalación de un sistema fotovoltaico para brindar electricidad a una vivienda rural en Shalateen, Egipto. Fuente: (El-Shenawy, Hegazy, & Abdellatef, 2017).

### **3.3. Modelos de optimización para sistemas fotovoltaicos**

#### **3.3.1. Modelos de optimización para sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica**

Un modelo matemático de programación lineal simple denominado MinSC fue aplicado por (Ren, Gao, & Ruan, 2009) para la optimización de una instalación fotovoltaica conectada a la red, para un edificio residencial típico de dos pisos con una superficie solar de 81 metros cuadrados, en Kitakyushu, Japón. En el estudio fue considerada la demanda de electricidad del cliente y una tarifa de tiempo de uso para clientes residenciales. La minimización del costo anual de energía se estableció como función objetivo, conformada por el costo de inversión fotovoltaica, el costo de mantenimiento, el costo de la electricidad de la red pública, menos los ingresos de la venta del exceso de electricidad.

Asimismo, se realizó un análisis de sensibilidad del costo nivelado de energía y el periodo de recuperación, tomando en cuenta los costos de capital, la eficiencia, la tasa de interés y el precio de venta de electricidad. Entre las principales conclusiones obtenidas de ese trabajo destacan que el costo de capital tiene relativamente un efecto mayor en la determinación de la capacidad óptima de un sistema fotovoltaico conectado a la red, y que el costo nivelado de energía tiene una relación lineal aproximada con el costo de capital, la eficiencia y la tasa de interés.

En el trabajo de (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020) se desarrolló una metodología de optimización basada en el dimensionamiento multiobjetivo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red sin

sistema de almacenamiento de energía, aplicando la técnica de programación lineal entera mixta. Los talleres de Ingeniería en la Universidad de Agricultura y Tecnología Jomo Kenyatta (JKUAT) fueron considerados como caso de estudio, los cuales están ubicados cerca de Nairobi, Kenia. Se emplearon los datos de irradiación solar de un día del mes más desfavorable para el dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico, como se ilustra en la Figura 3.5. Las funciones objetivo fueron la minimización del costo total del ciclo de vida del proyecto y la energía comprada a la red pública, así como la maximización de la confiabilidad al mismo tiempo, suponiendo que la prioridad del costo total del ciclo de vida y la energía comprada tenían el mismo factor de ponderación (0.5). Las variables de decisión consideradas en este estudio fueron el número de paneles fotovoltaicos y las potencias horarias de la red pública.

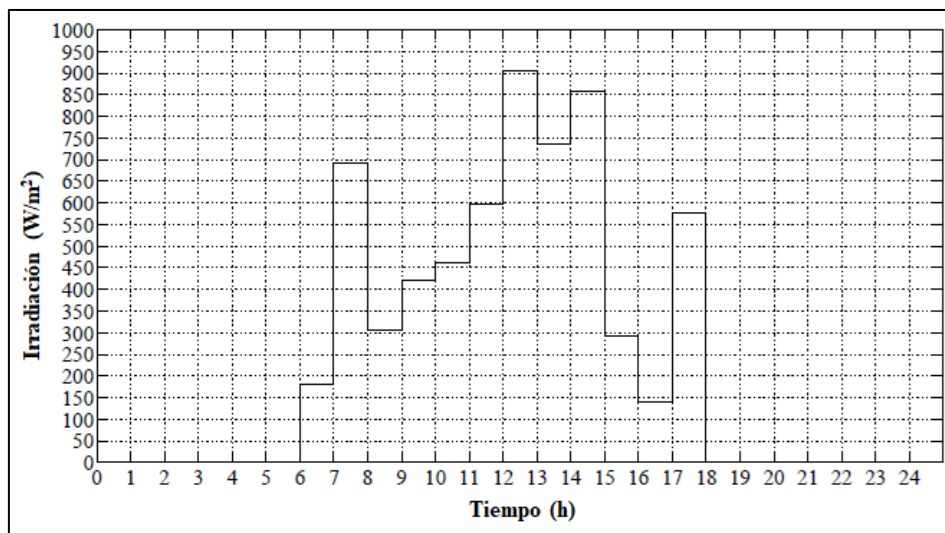


Figura 3.5. Irradiación solar del día seleccionado del mes más desfavorable en Kenia. Fuente: (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020).

El problema de optimización formulado se resolvió utilizando el solucionador INTLINPROG de valor continuo para programación lineal entera mixta, que se encuentra en la caja de herramientas de optimización de MATLAB. Se observó que la variación del factor de ponderación afecta el tamaño de optimización multiobjetivo de la energía fotovoltaica conectada a la red y se concluyó que el costo total del ciclo de vida del sistema es un parámetro económico que se debe utilizar para evaluar este tipo de proyectos, pues toma en cuenta el costo de cada componente del sistema; además de que el panel fotovoltaico y el inversor son los componentes con mayor influencia en el costo total de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Otra investigación que vale la pena destacar es la de (Bakhshi–Jafarabadi, Sadeh, & Soheili, 2019), en la cual se pretendió encontrar la configuración óptima para una planta de energía de

1.1 MW construida en el restaurante Darden, ubicado en Orlando, Florida. En un principio, se formuló un problema de programación no lineal de números enteros cuadráticos debido a la multiplicación de dos variables enteras en su función objetivo, y posteriormente se logró convertir a uno de programación lineal binaria. La maximización del valor presente neto se trató de la función objetivo del problema, mientras que las variables de decisión fueron el tamaño del inversor, el número de paneles conectados en serie y en paralelo a cada inversor del sistema.

Así como en el estudio realizado por (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020), una vez que se obtuvo el problema de programación lineal binaria, para su resolución se empleó el comando INTLINPROG en el entorno de simulación MATLAB, y se pudo concluir que el número de variables no es un aspecto importante en un modelo de programación lineal binaria, el cual es capaz de encontrar la solución óptima global en una sola ejecución en una escala de segundos y que se puede aplicar fácilmente a sistemas con uno o varios tipos de inversores, a diferencia de otros métodos de búsqueda exhaustivos como la optimización de enjambres de partículas (PSO) y el algoritmo genético (GA), los cuales son algoritmos comparativos y evolutivos (EA).

### **3.3.2. Modelos de optimización para sistemas fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica**

El trabajo de (Maleki, Nazari, & Pourfayaz, 2020) se centró en la aplicación y evaluación de un algoritmo de búsqueda armónica mejorada (IHS) para encontrar el tamaño óptimo de paneles fotovoltaicos y baterías de un sistema fotovoltaico y proporcionar la electricidad requerida en la ciudad de Davarzan, Irán; al mínimo costo total del ciclo de vida, parámetro económico considerado como función objetivo. Para asegurar la confiabilidad del sistema, se empleó la probabilidad de pérdida de suministro de energía y se observó que el incremento de este parámetro conduce a una reducción en el número óptimo de unidades requeridas para los componentes del sistema y, por lo tanto, en su costo total del ciclo de vida. En la Figura 3.6 se presenta la estrategia operativa usada en el análisis del sistema para cada hora del año.

En el estudio realizado por (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), se presentó una nueva evolución diferencial adaptativa de mutaciones (MADE) basada en un algoritmo de optimización multiobjetivo para la configuración de un sistema fotovoltaico fuera de la red. El dimensionamiento del sistema se obtuvo a través de un problema de optimización en el que se minimizaron tres objetivos (probabilidad de pérdida de carga, costo del ciclo de vida, y costo nivelado de energía) en una sola función objetivo con sus respectivos pesos ponderados. Las variables de decisión consideradas fueron el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo, así como el número de baterías para el almacenamiento de energía. El rango de espacio de búsqueda para el número de paneles se estableció como [4, 80] y para la batería de

almacenamiento dentro de [3, 60]. Los datos meteorológicos por hora de un año del Valle Klang en Malasia fueron utilizados en el proceso de optimización y el rendimiento del sistema propuesto se analizó con tres tipos de baterías, una de plomo-ácido, una seca o de material de vidrio absorbido (AGM) y otra de iones de litio, concluyendo que las de plomo-ácido pueden ser muy adecuadas para este tipo de sistemas fotovoltaicos.

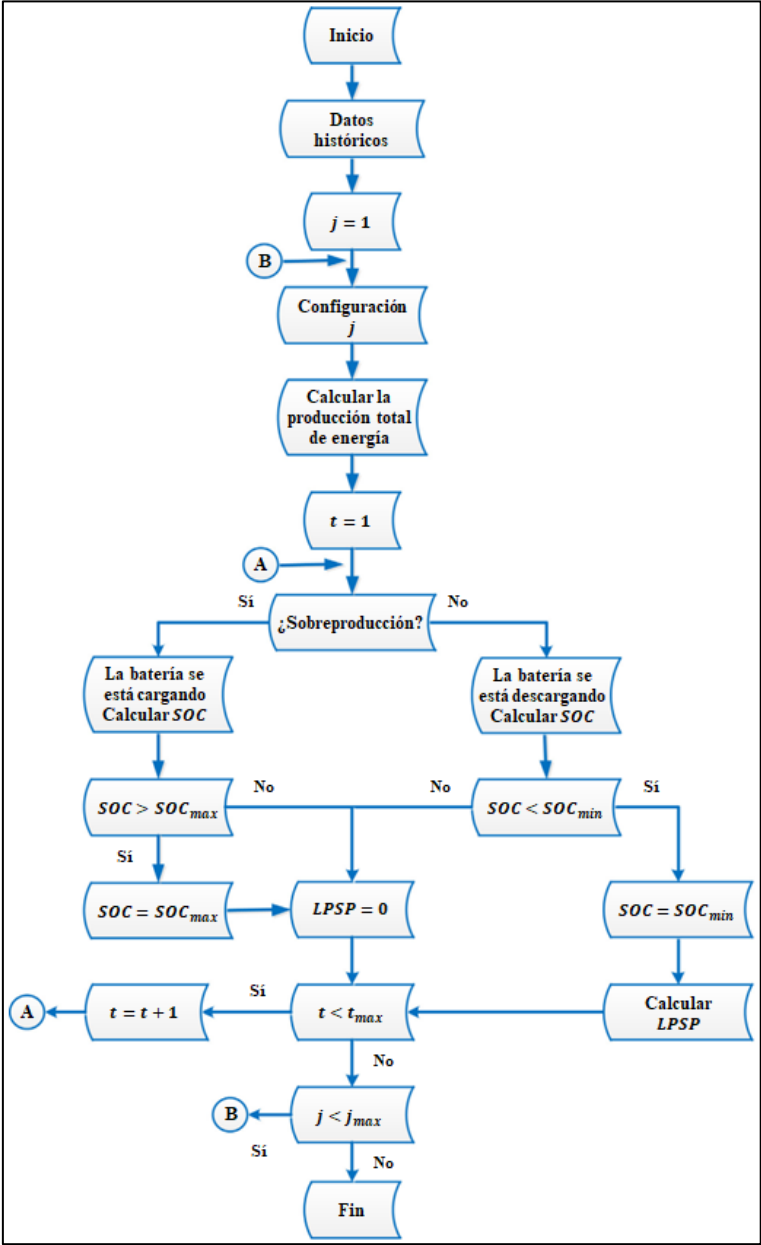


Figura 3.6. Diagrama de flujo de la estrategia operativa utilizada en el análisis del sistema para cada hora del año. Fuente: (Maleki, Nazari, & Pourfayaz, 2020).

### **3.3.3. Modelos de optimización para sistemas solares híbridos**

En el trabajo de (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) se mostró un modelo basado en una técnica iterativa para la optimización de un sistema independiente de la red eléctrica constituido por generadores fotovoltaicos, turbinas eólicas y un banco de baterías. Como caso de estudio se presentó el dimensionamiento de los componentes de un sistema de energías renovables para abastecer a los hogares residenciales ubicados en el área del Centro para el Desarrollo de Energías Renovables (CDER), situado en Bouzaréah, Argelia.

En el modelado, se consideró la probabilidad de pérdida de suministro de energía como criterio para el análisis de confiabilidad del sistema, así como el costo nivelado de electricidad fue utilizado como indicador de rentabilidad para el análisis económico. El modelo planteado fue simulado ejecutando un programa desarrollado en MATLAB. Dentro del conjunto de combinaciones de componentes que garantizan la confiabilidad del suministro de energía requerida, la de menor costo unitario de electricidad se tomó como la configuración óptima.

El conjunto de datos de entrada del algoritmo estuvo conformado por la irradiación solar horaria y los valores medios por hora de temperatura ambiente y velocidad del viento, la probabilidad de pérdida de suministro de energía deseada, los días de autonomía del banco de baterías, el perfil de carga y las especificaciones de los componentes propuestos para el sistema. Los datos meteorológicos utilizados para el proceso de optimización corresponden a los registrados en un sistema de adquisición de datos instalado en el área de estudio durante el año 2003. Para el perfil de carga se consideró una distribución horaria de energía idéntica para todos los días del año. Con respecto a la probabilidad de pérdida de suministro de energía y la autonomía del banco de baterías, se contemplaron valores de 1%, 3% y 5%, así como 1, 3 y 5 días, respectivamente.

En (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016) se utilizó un Algoritmo Genético de Clasificación No Dominada (NSGA-II) de optimización múltiple para el diseño de un sistema autónomo comprendido por módulos fotovoltaicos, turbina eólica y un banco de baterías. Para hacer frente a las incertidumbres de la irradiación solar y la velocidad del viento con el uso de recursos renovables, se propuso la Programación Restringida al Azar (CCP) en combinación con la técnica de optimización antes mencionada.

Dicho estudio estableció la minimización de dos funciones objetivo: la probabilidad de deficiencia de suministro de energía y el costo total del sistema, que fue calculado tomando en cuenta los costos de capital inicial y el valor presente de los costos de reposición, operación y mantenimiento. Las variables de decisión fueron el área total de los paneles fotovoltaicos, el área de barrido del rotor de la turbina eólica y el número de baterías. Para determinar el área del rotor del aerogenerador se estableció un rango de 0 a 154 m<sup>2</sup>, y para el área de los paneles

fotovoltaicos de 0 a 260 m<sup>2</sup>. El número mínimo de baterías requeridas se asumió entre 0 y 478, el cual fue obtenido mediante una ecuación, considerando un día de autonomía y la demanda diaria máxima, así como la eficiencia y la máxima profundidad de descarga de las baterías.

El enfoque propuesto fue validado mediante un caso de estudio, que consistió en la optimización de un sistema aislado para un hogar en Kent, Reino Unido. Como datos de entrada se tuvieron las especificaciones técnicas y económicas de los componentes, los datos históricos por hora de la radiación solar y la velocidad del viento del año 2000 al 2008, y los perfiles de carga de verano e invierno, los cuales se muestran graficados en la Figura 3.7. Comparando los resultados obtenidos con simulación Monte Carlo, se observó que el nuevo método arroja mejores resultados para valores de confiabilidad altos, además de un menor tiempo en la evaluación de cada posible combinación candidata para el diseño y, por lo tanto, en el tiempo de ejecución del programa desarrollado.

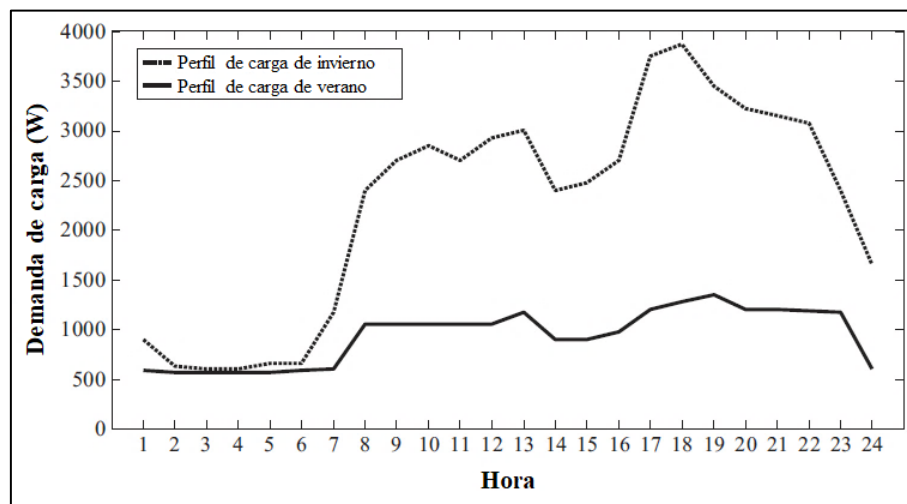


Figura 3.7. Perfiles de carga de verano e invierno para el caso de estudio en Reino Unido. Fuente: (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016).

El artículo elaborado por (Alberizzi, Rossi, & Renzi, 2020) presenta un modelado para calcular el tamaño óptimo de los componentes de un sistema fuera de la red, y así reemplazar un motor de combustión interna (ICE) alimentado por diésel. Para ello, se implementó un algoritmo de programación lineal entera mixta haciendo uso del software MATLAB. El caso de estudio consistió en satisfacer la demanda eléctrica de un refugio de montaña situado a 2,200 metros sobre el nivel del mar en Tirol del Sur, Italia.

En la simulación se utilizaron valores de la radiación solar, la velocidad del viento y la potencia absorbida por la carga durante el mes de junio de 2018. Los datos se centraron en ese periodo

del año debido a que la cabaña suele estar abierta únicamente durante el verano por cuestiones climáticas. Se realizó una campaña de medición para determinar la absorción de carga media por hora durante el mes seleccionado. La velocidad del viento fue medida cada minuto del mismo mes, y los datos de la radiación solar se descargaron de la base de datos del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS). Los valores de la radiación solar, la velocidad del viento y la carga eléctrica fueron promediados por cada hora del día para tener una discretización del periodo de tiempo compuesta por 24 valores de una hora cada uno.

El sistema propuesto estuvo constituido por generadores fotovoltaicos, aerogeneradores y baterías de plomo-ácido. El sistema fotovoltaico fue modelado considerando el área del panel seleccionado para la simulación y la eficiencia de la celda, que se supuso igual a la eficiencia en Condiciones de Prueba Estándar (STC) para un modelo simplificado. Además, las pérdidas de equilibrio del sistema fueron consideradas en el cálculo de la potencia efectiva entregada por los módulos fotovoltaicos.

Para el modelo de programación lineal, se estableció la minimización del costo total del sistema como función objetivo, que se calculó como la suma de los costos de capital, operación y mantenimiento de sus componentes. Las variables de decisión fueron el número entero de paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y baterías a instalar; mientras que las restricciones planteadas estuvieron relacionadas con la cantidad de energía que se debe entregar a la carga y la que puede ser absorbida o entregada por el banco de baterías en cada intervalo de tiempo.

## CAPÍTULO 4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

### 4.1. Estructura de la metodología

Para el cumplimiento de los objetivos planteados en la presente tesis, la estructura de la metodología propuesta se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 4.1.

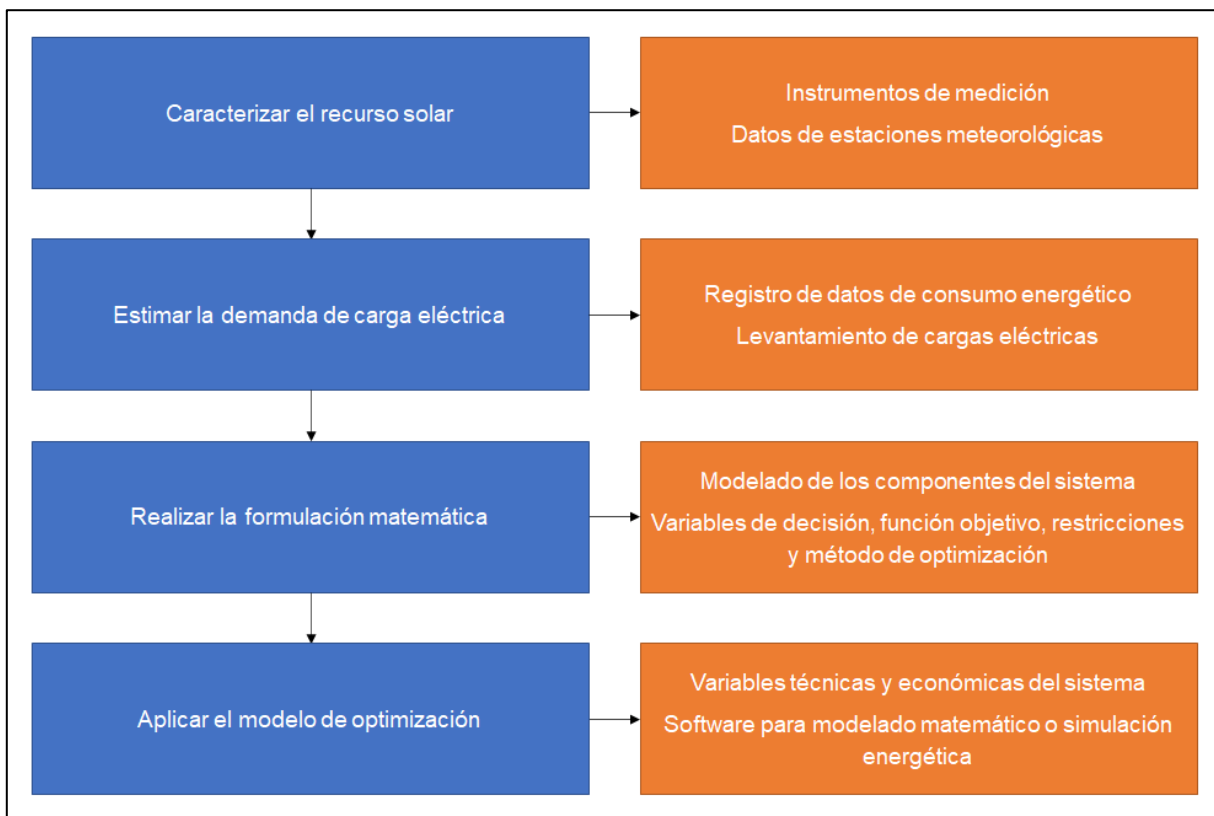


Figura 4.1. Estructura de la metodología.

### 4.2. Caracterización del recurso solar

El primer paso para el dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico consiste en la obtención y evaluación de los datos meteorológicos del sitio de estudio para simular el comportamiento de funcionamiento del sistema y garantizar un diseño preciso del sistema, según (El-Shenawy, Hegazy, & Abdellatef, 2017) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020). La radiación solar y la temperatura ambiente son datos meteorológicos fundamentales en el proceso de optimización de un sistema fotovoltaico (Khatib, Mohamed, & Sopian, 2013).

Los datos meteorológicos pueden estar en una de las siguientes dos formas (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016):

1. Datos meteorológicos en forma de series temporales: Se presentan normalmente en forma horaria.
2. Datos meteorológicos estadísticos: Son datos meteorológicos sintéticos generados a partir de los datos promedio mensuales o la radiación solar calculada y la temperatura ambiente de un sitio utilizando un método estadístico.

La disponibilidad de los datos meteorológicos en forma de series temporales es uno de los desafíos más importantes para la optimización del sistema fotovoltaico por la dificultad de contar con datos meteorológicos completos por un periodo prolongado en intervalos pequeños de tiempo, como registros horarios o diarios (Khatib, Mohamed, & Sopian, 2013). Por lo tanto, el empleo de técnicas para generar datos sintéticos es una sustitución viable en caso de no tener acceso a los reales (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021). En la Tabla 4.1 se presentan las ventajas y desventajas entre ambos tipos de datos.

Tabla 4.1. Diferencias entre los datos meteorológicos estadísticos y en forma de series temporales.

Datos meteorológicos	Ventajas	Desventajas
En forma de series temporales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expresan la variabilidad de los parámetros, de modo que ofrecen un rendimiento más preciso de los sistemas fotovoltaicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Difíciles de obtener en ubicaciones remotas.</li> </ul>
Estadísticos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se pueden utilizar si los datos no están disponibles o si faltan datos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos es menos preciso.</li> </ul>

Una forma de recabar los datos meteorológicos reales es utilizando instrumentos de medición. La radiación normal directa se puede medir con un pirheliómetro, como en el trabajo de (Erbs, Klein, & Duffie, 1982), mientras que los piranómetros y termopares se usan para obtener la insolación total (tanto de forma horizontal como en plano inclinado) y la temperatura ambiente, respectivamente. Los sensores mencionados anteriormente se conectan a un dispositivo de registro y almacenamiento de datos, los cuales se configuran para muestrear y promediar los datos en intervalos del mismo tiempo en un periodo determinado, como en el estudio de (Mondol, Yohanis, Smyth, & Norton, 2006).

Otra opción para conseguir los datos meteorológicos es mediante bases de datos de estaciones meteorológicas, las cuales son una excelente herramienta para analizar el recurso solar y proporcionar series temporales. Pese a que la red de estaciones meteorológicas en todo el mundo

es cada vez mayor, la disponibilidad de datos sigue siendo limitada en términos de distribución espacial (Hernández-Escobedo, Rodríguez-García, Saldaña-Flores, Fernández-García, & Manzano-Agugliaro, 2015).

En el caso de México, se tiene el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), que es el organismo encargado de proporcionar información climatológica a escala nacional y local en el país. En su sitio de Internet se puede consultar la información climatológica nacional desde 1900 hasta la fecha, la cual se encuentra disponible en tablas, un servidor de mapas y una aplicación para Google Earth (KMZ). Para los lugares con registros mayores de 10 años, se cuenta con el cálculo de normales climatológicas, valores extremos y estadísticas mensuales (SMN, 2022).

Las estaciones meteorológicas del SMN se clasifican en los siguientes dos tipos (Enríquez-Velásquez, Benítez, Obukhov, Félix-Herrán, & Lozoya-Santos, 2020):

1. Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAs): Proporcionan datos cada diez minutos y los registros se transmiten cada una a tres horas al SMN.
2. Estaciones Sinópticas Meteorológicas Automáticas (ESMAs): Crean y envían registros de informes al SMN cada tres horas.

En la Figura 4.2 se muestra el mapa de las estaciones meteorológicas que conforman la red del SMN, en el cual, las EMAs están simbolizadas con círculos morados y las ESMAs mediante círculos verdes. Cabe mencionar que las estaciones meteorológicas del SMN cubren un área representativa de cinco kilómetros. Sin embargo, la red meteorológica nacional mexicana presenta las siguientes debilidades principales (Enríquez-Velásquez, Benítez, Obukhov, Félix-Herrán, & Lozoya-Santos, 2020):

- El limitado número de estaciones meteorológicas a nivel nacional (menor a 300), que deja a varias localidades del país sin cobertura.
- Las estaciones requieren un monitoreo y mantenimiento constante para obtener datos confiables.

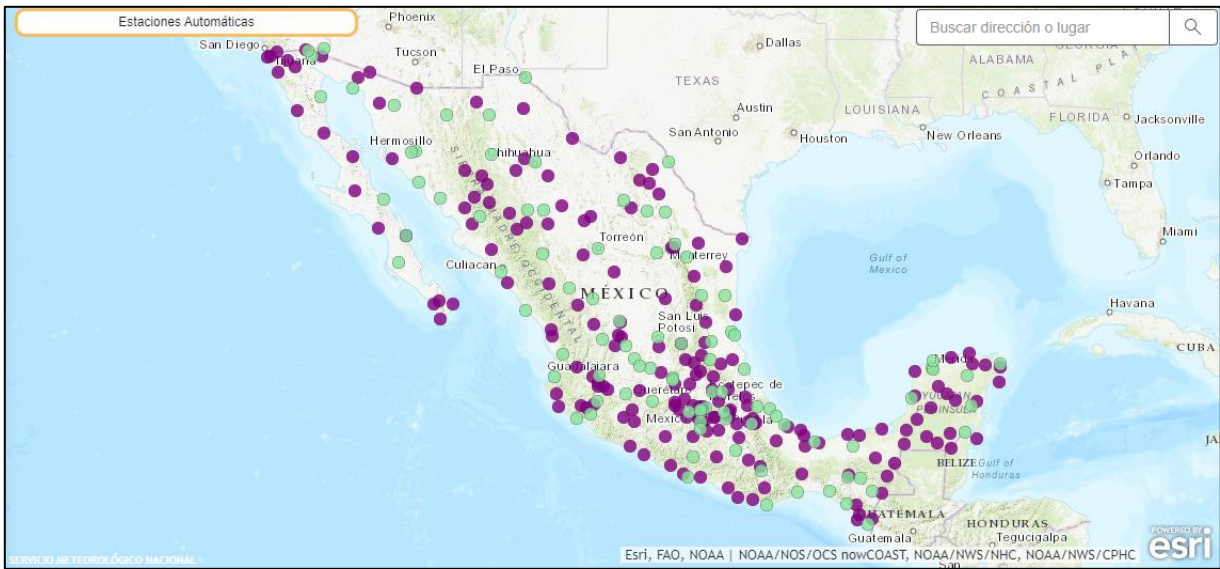


Figura 4.2. Mapa de estaciones meteorológicas del SMN instaladas en la República Mexicana. Fuente: (SMN, 2022).

Por otro lado, para realizar esta actividad también es posible recurrir a la información de las bases de datos de una o varias de las herramientas que se mencionan a continuación:

- **Meteonorm:** Ofrece acceso a información meteorológica relevante requerida para la planeación de aplicaciones solares, como años típicos, promedios mensuales y series temporales históricas por hora de irradiación, temperatura, humedad, precipitación y viento (Meteonorm, 2022). Según (Nordin & Rahman, 2016) y (El-houari, y otros, 2019), contiene algoritmos para calibrar los datos meteorológicos y calcular valores por hora y por minuto de cualquier sitio del mundo.
- **POWER Data Access Viewer (DAV):** Aplicación web de la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA) que contiene datos y parámetros meteorológicos para la evaluación y diseño de sistemas de energía renovable. Proporciona conjuntos de datos y archivos de texto, tabulares y geospaciales que el usuario puede descargar para su posterior procesamiento, análisis y visualización (NASA, 2022).
- **Renewables.ninja:** Permite ejecutar simulaciones de la producción horaria de energía eólica y/o solar en cualquier parte del mundo y contiene datos meteorológicos y energéticos de calidad científica disponibles en línea para uso de la comunidad (Renewables.ninja, 2022).
- **Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS):** Proporciona acceso gratuito y abierto a información sobre la radiación solar y temperatura como medias mensuales o perfiles diarios, así como el rendimiento de un sistema fotovoltaico con diferentes

tecnologías y configuraciones, para cualquier lugar de Europa y África, así como en gran parte de Asia y América. Utiliza datos de alta calidad y resolución espacial y temporal de la radiación solar obtenidos a partir de imágenes de satélite, y de la temperatura ambiente y la velocidad del viento a partir de modelos de reanálisis climático (PVGIS, 2022).

### **4.3. Estimación de la demanda de carga eléctrica**

Además de los datos meteorológicos, la determinación del tamaño óptimo de un sistema fotovoltaico también se basa en la carga de demanda eléctrica requerida (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), por lo que, después de la caracterización del recurso renovable, la siguiente tarea crítica es la estimación del consumo de electricidad del caso de estudio.

La estimación de la carga eléctrica permite la creación de perfiles de carga (Namaganda-Kiyimba, Mutale, & Azzopardi, 2021). Los gráficos o datos de perfil de carga muestran la variación en el consumo de electricidad de los usuarios con respecto al tiempo (Javed, Ashfaq, & Singh, 2018), generalmente durante un día completo. Existen tres tipos de perfiles de carga en la literatura: comercial, residencial e industrial.

Según (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018) y (Javed, Ashfaq, & Singh, 2018), el perfil de carga del consumidor es un elemento fundamental para el diseño de un sistema fotovoltaico con precisión, lo que significa satisfacer la demanda de energía en un momento dado y evitar costos adicionales por sobrediseño. Esto significa que una mala estimación de la carga conduce a un sistema subdimensionado o sobredimensionado, y, a su vez, esto da como resultado un sistema menos fiable o más costoso (Namaganda-Kiyimba, Mutale, & Azzopardi, 2021).

Para obtener un tamaño óptimo del sistema fotovoltaico, se debe lograr un perfil completo de demanda de carga a lo largo de un año. Sin embargo, debido a que es difícil conseguir un perfil de carga real para dicho tiempo, los diseñadores suelen usar promedios horarios o diarios, o bien, técnicas de predicción para pronosticar la demanda a través de un tiempo específico (Khatib, Mohamed, & Sopian, 2013).

Según (Javed, Ashfaq, & Singh, 2018) y (Namaganda-Kiyimba, Mutale, & Azzopardi, 2021), el patrón del perfil de carga puede depender en gran medida de aspectos como el tipo de aplicación, las clasificaciones y el uso de los aparatos, las actividades de los usuarios, la temperatura atmosférica, el día de la semana, la estación del año y las vacaciones.

El perfil de carga diario se puede determinar como en el trabajo de (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020), esto es, utilizando un registrador de potencia trifásico, en el cual, el tiempo de muestreo

se configuró en un minuto para ese caso y las mediciones de potencia se realizaron durante varios días. Posteriormente, los datos obtenidos fueron promediados y graficados en intervalos de una hora, como se ilustra en la Figura 4.3.

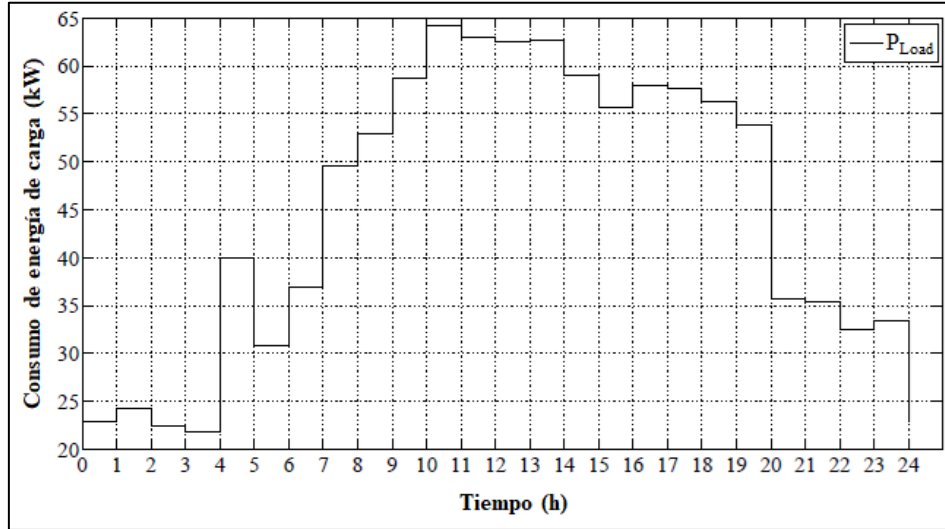


Figura 4.3. Perfil diario de demanda de energía de los talleres de ingeniería en una universidad de Kenia. Fuente: (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020).

Otra alternativa para estimar el consumo de electricidad de los usuarios es mediante un levantamiento de cargas eléctricas. En este proceso, se lleva a cabo un análisis en el que se recopilan los diferentes aparatos eléctricos para el tipo de aplicación con sus respectivas cantidades, potencias y horas diarias de operación. Luego, dichos datos se multiplican y se suman para calcular la carga eléctrica total (Irfan, Zhao, Ahmad, & Rehman, 2019), como se observa en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Consumo estimado de electricidad para un hogar rural. Fuente: (Irfan, Zhao, Ahmad, & Rehman, 2019).

Aparato	Número en uso	Horas de funcionamiento	Potencia (W)	Carga total (Wh)
Luces LED	3	6	12	216
Ranuras de carga	2	3	5	30
Ventilador de techo	1	14	12	168
Ventilador de pedestal	1	7	12	84
<b>Total:</b>				<b>498</b>

De acuerdo con (Pérez-Ramírez, Pérez-López, & Martínez-Arremilla, 2011), cuando los usuarios nunca antes han contado con suministro de energía eléctrica, el diseño de un sistema

fotovoltaico fuera de la red se complica por el desconocimiento del posible perfil de carga. De manera similar, (Namaganda-Kiyimba, Mutale, & Azzopardi, 2021) afirman que, aunque se sabe que el consumo de electricidad en las comunidades rurales generalmente se limita a usos mínimos (como iluminación, carga de teléfonos y uso de radios pequeños), estimar el perfil de carga para dichas zonas en los países en vías de desarrollo implica un desafío por la escasez de información sobre el patrón de consumo de electricidad, porque la mayoría de las personas en esos lugares no tienen acceso a la electricidad (Namaganda-Kiyimba, Mutale, & Azzopardi, 2021).

Por ello, el perfil de carga se debe crear mediante una comprensión de las prioridades, necesidades y expectativas de los usuarios, con el fin de garantizar la aceptación del sistema y, por ende, su permanencia. Asimismo, como los seres humanos suelen instalar más cargas y emplear más electricidad con el tiempo, hay que prever la posibilidad de realizar futuras ampliaciones de la carga eléctrica en el diseño de estos sistemas, y, si no existe un condicionante económico serio, tender a sobrestimar las necesidades de forma que la instalación no se quede obsoleta demasiado rápido (Pérez-Ramírez, Pérez-López, & Martínez-Arremilla, 2011).

#### **4.4. Formulación matemática**

El siguiente paso es la construcción del modelado matemático. El objetivo de un modelo matemático es reproducir la realidad de la forma más fiel posible a fin de entender su comportamiento y poder obtener respuestas a determinadas acciones (García-Carreras, 2013). El modelado es un paso imprescindible para realizar el dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico (Abbes, Martinez, & Champenois, 2014).

Por consiguiente, en esta etapa es necesario analizar el funcionamiento del sistema, en relación con los datos de entrada obtenidos en las fases anteriores (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021).

(Ghafoor & Munir, 2015) y (Kamali, 2016) explican que el funcionamiento del sistema fotovoltaico comienza con el impacto de la radiación solar sobre los paneles fotovoltaicos, que absorben esa radiación, la convierten en electricidad de DC y después la transmiten al controlador de carga para ajustar la corriente o el voltaje. La capacidad de generación de energía del sistema fotovoltaico normalmente depende de la radiación solar recibida (Irfan, Zhao, Ahmad, & Rehman, 2019). Cuando la producción de energía es mayor que la demanda, el banco de baterías se utiliza como fuente de respaldo para almacenar el exceso de energía. La energía almacenada se emplea para cubrir la demanda de carga requerida en periodos de radiación solar baja o nula, como en días nublados o lluviosos, o bien, durante la noche. El inversor convierte

el suministro de DC en AC para que coincida y cumpla con los requisitos de los aparatos eléctricos.

Después, se determinan las ecuaciones matemáticas basadas en energía para las partes del sistema involucradas en el modelado. Según (Ogunjuyigbe, Ayodele, & Oladimeji, 2016) y (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021), las ecuaciones para el conjunto fotovoltaico y el banco de baterías deben definir la energía eléctrica generada y acumulada, respectivamente. (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016) sugieren elegir modelos matemáticos de paneles fotovoltaicos y baterías que proporcionen una estimación realista de salida de dichos componentes, pero sin ser demasiado complicado con los detalles.

De acuerdo con (Sidrach-de-Cardona & Mora-López, 1998), (Posadillo & López-Luque, 2008), (Khatib, Mohamed, & Sopian, 2013) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), en la literatura se han utilizado tres métodos principales para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, que son los siguientes:

1. Método intuitivo: Se define como un cálculo simplificado del tamaño del sistema sin establecer ninguna relación entre los diferentes subsistemas o teniendo en cuenta la naturaleza aleatoria de la radiación solar. Se puede basar en el promedio mensual más bajo de energía solar (método del peor mes) o en el promedio anual o mensual de energía solar. Su principal desventaja es que puede causar un sobredimensionamiento o un subdimensionamiento del sistema diseñado, lo que resulta en una baja confiabilidad o un alto costo del sistema.
2. Método numérico: Realiza una simulación del sistema. Para cada periodo de tiempo considerado, normalmente un día o una hora, se calcula el balance energético del sistema y el estado de carga de la batería. Ofrece las ventajas de ser más preciso en comparación con el método intuitivo, permitir el análisis de los modelos de los diferentes componentes del sistema y la posibilidad de aplicar el concepto de confiabilidad energética de manera cuantitativa. Su desventaja radica en la necesidad de disponer de series por hora o por día durante periodos de tiempo suficientemente largos. La mayor parte de los trabajos de dimensionamiento en la literatura se basan en este método.
3. Método analítico: Intenta describir el tamaño del sistema fotovoltaico en función de su confiabilidad mediante el desarrollo de ecuaciones. La configuración óptima se selecciona con base en la comparación de índices de rendimiento únicos o múltiples. Su principal ventaja es que el cálculo de los diferentes tamaños de subsistemas es muy simple. Tiene las desventajas de no ser lo suficientemente preciso, su dificultad de aplicación en ubicaciones que no disponen de series diarias de radiación y de determinación de los coeficientes para las expresiones matemáticas de cada ubicación.

De acuerdo con (Rodrigo, 2017), los diseñadores fotovoltaicos suelen basar el dimensionamiento del sistema en la regla empírica o estimaciones aproximadas, lo que implica perder la oportunidad de desarrollar instalaciones más rentables con los mismos componentes del sistema. Asimismo, (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021) aseguran que, en varios estudios, el dimensionamiento de la batería se basa en cubrir la potencia eléctrica total requerida durante dos días autónomos, lo que conduce a un sistema sobredimensionado y, en consecuencia, a un aumento en los costos del sistema.

Para utilizar de manera eficiente y económica los recursos de energía renovable, es esencial un método de dimensionamiento óptimo (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011). Así, el dimensionamiento de un sistema basado en tecnologías renovables resulta ser un problema de optimización en el que se debe maximizar o minimizar una función objetivo (Alberizzi, Rossi, & Renzi, 2020). Por lo tanto, en esta fase de la metodología se debe formular el problema de optimización, estableciendo una función objetivo, un conjunto de variables de decisión y de restricciones, y eligiendo una técnica de optimización para la resolución de dicho problema.

Debido a la complejidad para determinar el tamaño de los sistemas fotovoltaicos, al día de hoy se siguen llevando a cabo trabajos de investigación en este campo sobre el desarrollo y aplicación de técnicas de optimización, de modo que la cantidad y/o la capacidad de sus componentes se seleccionen de manera óptima (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016).

Las técnicas de optimización convencionales se pueden dividir en dos categorías, según (Alberizzi, Rossi, & Renzi, 2020):

1. Métodos de optimización matemática: Dentro de este grupo se encuentran la optimización combinatoria (CO), la optimización dinámica (DO), las técnicas numéricas, la programación lineal (LP), la programación lineal entera mixta (MILP) y la programación dinámica (DP).
2. Métodos metaheurísticos: En esta clasificación destacan los métodos de optimización de enjambre de partículas (PSO) y los algoritmos genéticos (GA).

Por otra parte, los problemas de toma de decisiones se pueden clasificar en dos clases según la cantidad de funciones objetivas involucradas (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016):

1. De objetivo único: El objetivo es identificar la mejor solución correspondiente a minimizar o maximizar una función de objetivo único.
2. Multiobjetivo: No tienen una única solución óptima, sino que tienen un conjunto de soluciones comprometidas entre diferentes funciones objetivo conocido como conjunto de Pareto.

En la vida real, el proceso de toma de decisiones suele implicar más de una función objetivo. En el dimensionamiento óptimo de sistemas con energía renovable, normalmente hay más de una función objetivo a considerar. Dos funciones objetivo importantes en el diseño de sistemas fotovoltaicos son el costo y la confiabilidad, como se menciona en (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016).

#### **4.5. Modelo de optimización**

Una vez que se tiene construido el modelado matemático del problema, lo único que hace falta es hallar su solución y analizar los resultados obtenidos. Para esta etapa, además de la formulación matemática, se requieren los datos meteorológicos y de consumo energético que se obtienen en los pasos anteriores de la metodología, en conjunto con los valores de las variables técnicas y económicas que se tienen en cuenta en las ecuaciones del modelo para la optimización de los componentes del sistema fotovoltaico. Si bien un problema de optimización se puede resolver de manera manual, esto no resulta conveniente debido a la complejidad de la aplicación. Por lo tanto, las herramientas de software desempeñan nuevamente un papel importante para el cumplimiento del objetivo general planteado en el presente trabajo.

Las tecnologías de programación matemática han sido utilizadas ampliamente para la toma de decisiones referentes al tamaño óptimo de un sistema fotovoltaico (Ren, Gao, & Ruan, 2009). Entre ellas se enlistan las siguientes aplicaciones:

- **MATLAB:** Es una aplicación de computación numérica y programación utilizada por ingenieros y científicos para el análisis de datos, desarrollo de algoritmos y creación de modelos (The MathWorks, Inc., 2022).
- **GAMS:** Es un sistema de modelado de alto nivel para programación y optimización matemática. Consiste en un compilador de lenguaje y una variedad de solucionadores asociados. Está diseñado para modelar y resolver problemas de programación lineal, no lineal y entera mixta (Fundación Universitaria Konrad Lorenz, 2022). Proporciona una gran flexibilidad, al permitir cambiar los solucionadores utilizados sin cambiar la formulación del modelo (GAMS, 2022).
- **GNU Octave:** Es un software libre destinado principalmente a cálculos numéricos, utilizando un lenguaje de alto nivel, en su mayoría compatible con MATLAB. Proporciona una cómoda interfaz de línea de comandos y tiene amplias herramientas para resolver numéricamente problemas comunes de álgebra lineal, encontrar las raíces de ecuaciones no lineales, integrar funciones ordinarias, manipular polinomios e integrar ecuaciones diferenciales ordinarias y algebraicas diferenciales (GNU Octave, 2022).

- Python: Se trata de un software libre y disponible para la mayoría de los sistemas operativos. Es un lenguaje de programación de propósito general orientado a objetos y diseñado para ser interpretado, es decir, está compuesto de un conjunto de instrucciones que deben ser convertidas a operaciones ejecutables por el computador. Esto hace que el lenguaje se pueda aprender de forma sencilla ya que el código creado se puede probar y depurar de forma rápida y fácil (Morales-Hernández & Meza-Benavides, 2015).
- Scilab: Es un software libre para computación científica que está orientado al cálculo numérico y a las operaciones matriciales. Provee un poderoso entorno para aplicaciones científicas y de ingeniería (Morales-Hernández & Meza-Benavides, 2015). Su interés principal radica en los cientos de funciones tanto de propósito general como especializadas que posee, así como en sus posibilidades para la visualización gráfica (Universidad de Guanajuato, 2022).

En el ámbito específico de los sistemas energéticos, esta tarea también se podría llevar a cabo utilizando herramientas de simulación comerciales fiables y avanzadas, como una alternativa a los complejos y largos algoritmos. Actualmente, existen varios programas para el diseño, simulación y optimización de sistemas de energía renovable, principalmente destinados a su evaluación técnica y económica (Al Garni, Awasthi, & Ramli, 2018). Las herramientas de software más populares y reportadas con mayor frecuencia en la literatura para el dimensionamiento óptimo de sistemas fotovoltaicos son las mencionadas y descritas a continuación (Khatib, Ibrahim, & Mohamed, 2016):

- HOMER: Es un software del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de Estados Unidos y consiste en una herramienta de optimización que se puede utilizar para el diseño y análisis de sistemas de energía renovable dentro o fuera de la red (Crossland, Anuta, & Wade, 2015). Los datos horarios de entrada pueden ser proporcionados por el usuario, descargados en línea por la aplicación en función de las coordenadas geográficas, o bien, creados de forma sintética a partir de los valores medios mensuales que se ingresen al programa. Permite la comparación de múltiples configuraciones de diseño.
- iHOGA: Es una aplicación de simulación por hora para dimensionar configuraciones de energía renovable. Proporciona un problema de optimización de uno o varios objetivos basado en un algoritmo genético. Los parámetros de dimensionamiento se mantienen constantes en el proceso de simulación para cada hora.
- RETScreen: Es un programa de análisis de proyectos de energía limpia que está diseñado como una herramienta de aplicación de Microsoft Excel. Se puede utilizar para evaluar la factibilidad, eficiencia energética, análisis financiero y ambiental de proyectos de sistemas renovables.

- PVSyst: Es un software de simulación para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos independientes y conectados a la red con un perfil de carga específico. Utiliza datos meteorológicos mensuales para una ubicación específica y crea datos horarios de manera sintética para el diseño del sistema. Permite seleccionar la inclinación de los paneles, el tiempo de autonomía del sistema, y el tipo de módulos, baterías e inversores.
- TRNSYS: Este programa se utiliza para modelar aplicaciones de energía solar y edificios convencionales. Es una herramienta flexible para simular el comportamiento transitorio de sistemas integrados. Cuenta con un proceso de simulación muy preciso para el dimensionamiento de unidades que varía entre 0.01 segundos y una hora.

# CAPÍTULO 5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

## 5.1. Descripción del caso de estudio

El caso de estudio seleccionado para la optimización de un sistema fotovoltaico aislado corresponde a una vivienda de la comunidad rural de Nochitla, cuyas coordenadas geográficas son (18.54 N, 96.9122 O). Su localización se muestra en la Figura 5.1.

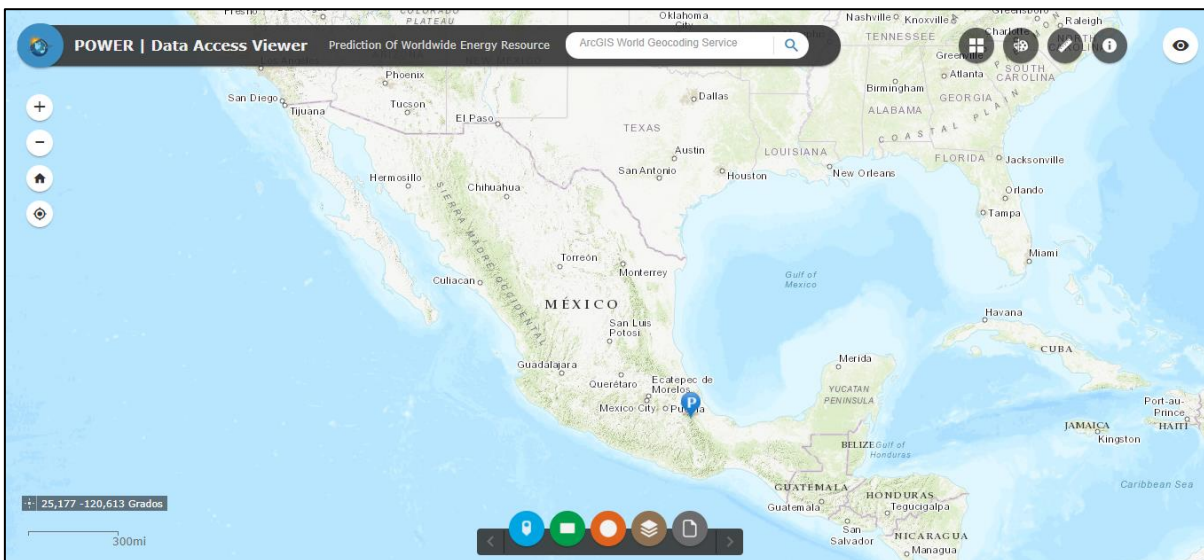


Figura 5.1. Localización geográfica de la comunidad de Nochitla.

Nochitla es un poblado que se ubica en el municipio de Zongolica, Estado de Veracruz, México; a 16.4 kilómetros al noreste de la localidad de Zongolica. Esta comunidad tiene una temperatura ambiente media anual de casi 20 °C y se encuentra en la región de las Altas Montañas, a una altitud de 939 metros sobre el nivel del mar. Su población es de 206 habitantes y cuenta con 51 viviendas particulares habitadas.

## 5.2. Caracterización del recurso solar

La primera actividad para la optimización de un sistema fotovoltaico consistió en la evaluación del recurso solar disponible en el sitio de estudio. Para obtener los datos meteorológicos, se recurrió a la aplicación POWER Data Access Viewer (DAV) de la NASA, ingresando las coordenadas geográficas correspondientes del lugar de estudio y seleccionando el periodo de tiempo, junto con el promedio temporal de los datos (horario, diario, mensual o anual) y los parámetros climatológicos de radiación solar y temperatura.

Para el caso de estudio del presente proyecto de investigación se utilizaron los 8,760 datos horarios de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente del año 2021, los cuales aparecen graficados en la Figura 5.2 y Figura 5.3, respectivamente. Cabe mencionar que la insolación promedio anual es de 4.94 kWh/m<sup>2</sup>/día, y el valor de la temperatura media anual es de 19.88 °C.

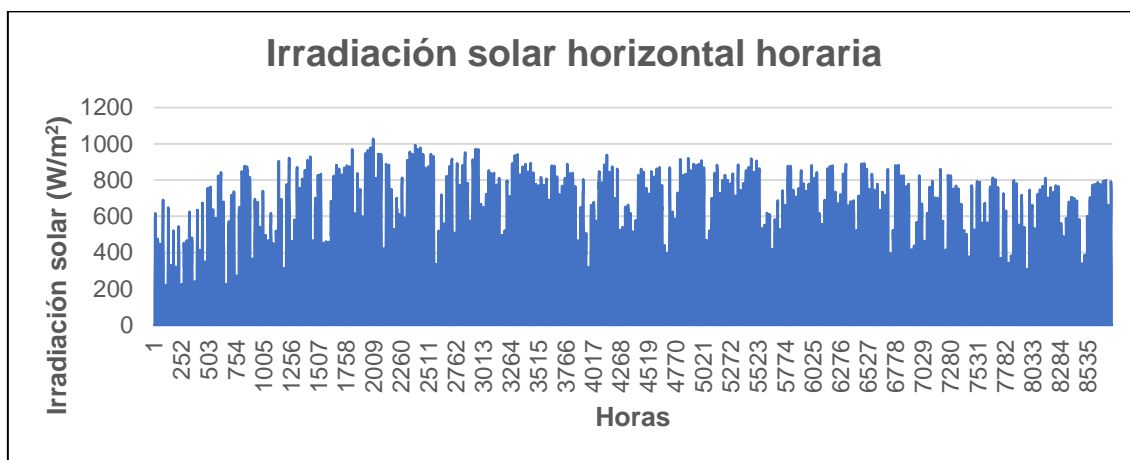


Figura 5.2. Gráfica de irradiación solar horaria anual de la comunidad rural de Nochitla.

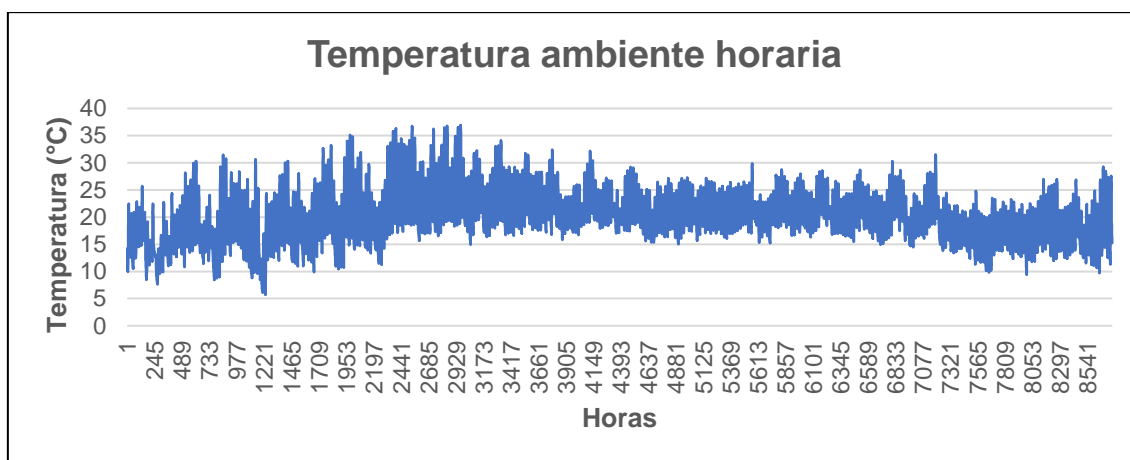


Figura 5.3. Gráfica de temperatura horaria anual de la comunidad rural de Nochitla.

La Tabla 5.1 proporciona los valores de insolación promedio por mes, así como las temperaturas promedio, mínimas y máximas mensuales del sitio de estudio. Como se puede ver, durante los meses de marzo a septiembre, el lugar cuenta con una irradiación solar promedio que supera los 5 kWh/m<sup>2</sup>/día. De manera similar, los meses de abril a octubre son los que presentan las temperaturas medias más elevadas, rebasando los 20 °C.

La información de la Tabla 5.1 se respalda mediante la gráfica de irradiación horizontal global diaria mostrada en la Figura 5.4, así como con la gráfica de temperatura media por día de la Figura 5.5; en las cuales se puede notar que los meses de las temporadas de otoño e invierno son los que presentan tanto los menores niveles de insolación como las temperaturas más bajas del año.

Tabla 5.1. Valores de insolación promedio diaria y temperatura media, mínima y máxima por mes en la comunidad de Nochitla.

Mes	Insolación promedio (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Temperatura media (°C)	Temperatura mínima (°C)	Temperatura máxima (°C)
Enero	3.38	16.18	7.64	30.30
Febrero	4.47	17.28	5.74	31.47
Marzo	5.47	19.47	9.83	35.15
Abril	5.58	22.85	11.27	36.80
Mayo	5.78	23.14	14.99	36.90
Junio	5.21	21.93	15.80	32.42
Julio	5.57	20.90	15.06	29.23
Agosto	5.44	20.97	15.23	29.89
Septiembre	5.19	21.15	15.47	28.71
Octubre	4.65	20.33	13.82	31.53
Noviembre	4.15	16.62	9.38	24.83
Diciembre	4.40	17.62	9.70	29.26

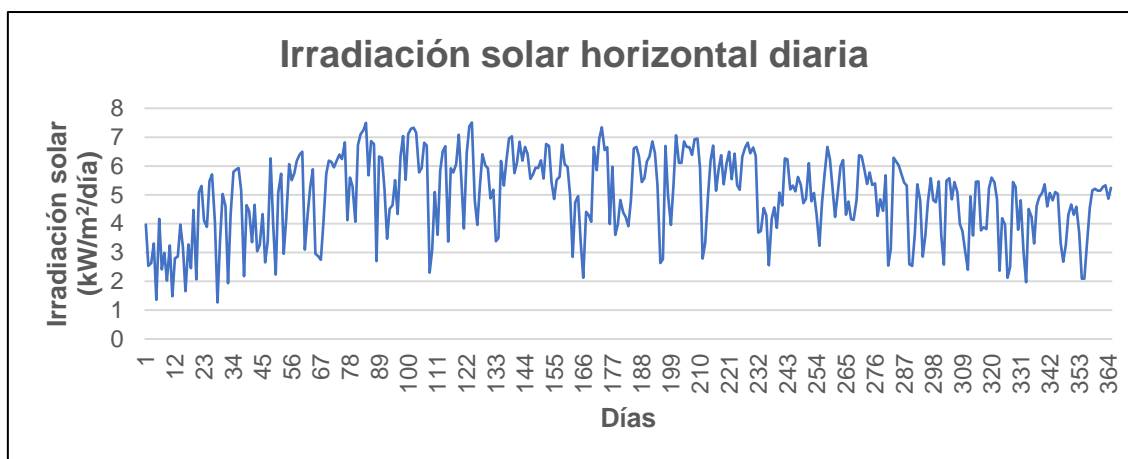


Figura 5.4. Gráfica de irradiación solar por día para la comunidad de Nochitla.

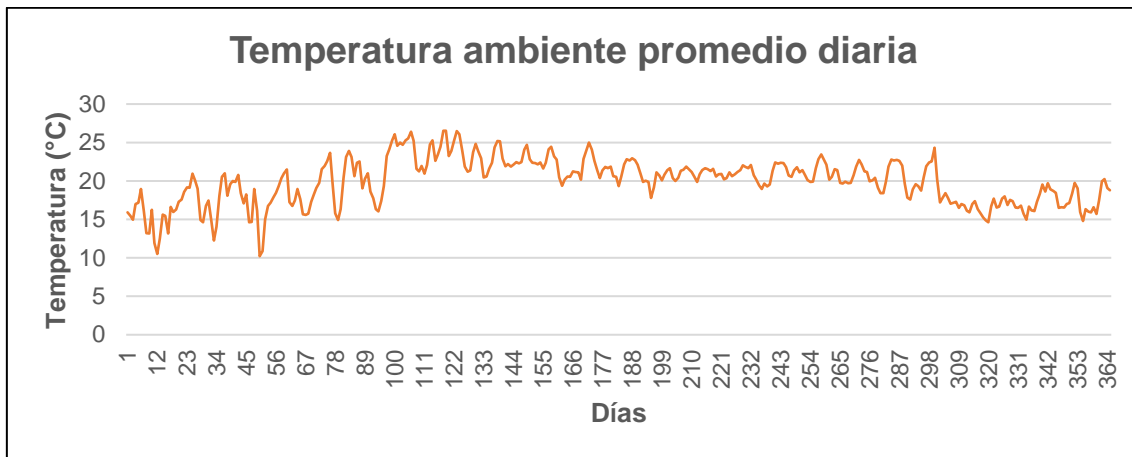


Figura 5.5. Gráfica de temperatura media diaria para la comunidad de Nochitla.

Por otro lado, en la Figura 5.6 se presenta un histograma que muestra la distribución de niveles de irradiación solar diaria durante el año, en el cual se observa que predominan los días con insolación total entre 5 y 6.5 kWh/m<sup>2</sup>, en tanto que son más inusuales los que tienen un valor de insolación menor a 2.5 kWh/m<sup>2</sup>/día y mayor a 7 kWh/m<sup>2</sup>/día.

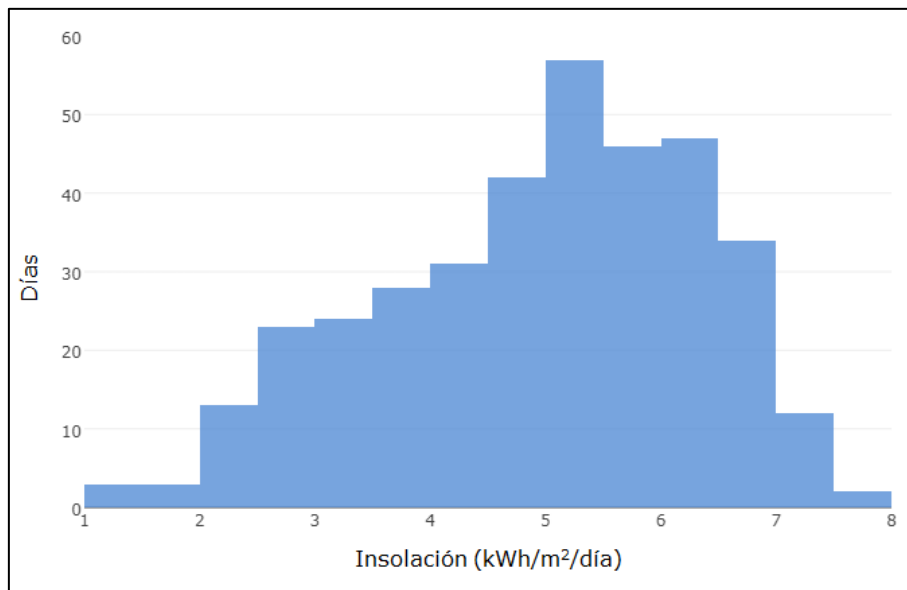


Figura 5.6. Histograma de insolación diaria de la comunidad de Nochitla.

Con respecto a la temperatura ambiente, la distribución mostrada en la Figura 5.7 indica que en el lugar sobresalen principalmente los días con temperaturas entre 20 y 23 °C (abarcando poco

más de 150 días), seguido de un abrupto descenso a partir de ésta última. Además, se puede notar que son contados los días en los que se presentan temperaturas inferiores a los 14 °C.

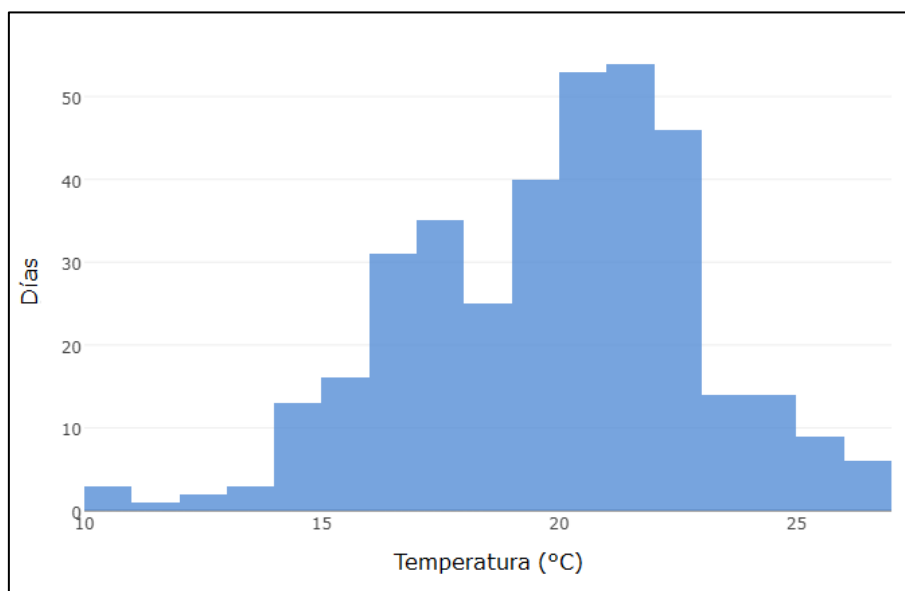


Figura 5.7. Histograma de temperatura ambiente diaria de la comunidad de Nochitla.

### 5.3. Estimación de la demanda de carga

El siguiente paso para el dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico fue la estimación de la carga eléctrica de la residencia rural. En esta etapa se realizó un proceso de levantamiento de cargas, considerando los diferentes tipos de equipos, sus cantidades, potencias unitarias y horas de uso diario para determinar la energía requerida, como se puede observar en la Tabla 5.2. La carga eléctrica está conformada por seis luminarias de tipo LED, un refrigerador, un televisor, una radio y dos ventiladores.

A pesar de que no hay cambios tan drásticos en las condiciones meteorológicas del municipio de Zongolica, se tuvo en cuenta la variación estacional con el uso de ventilación durante los días de primavera y el verano, en los que se registran las temperaturas más altas del año. Por ello, con base en la información de la Tabla 5.2, se generaron dos perfiles de carga para la vivienda: uno para los meses de primavera y verano (de abril a septiembre), y otro para las estaciones de otoño e invierno (de octubre a marzo). Ambos perfiles se muestran en la Figura 5.8. En la temporada de primavera-verano, se estimó una demanda media de carga de 4.484 kWh/día, con una potencia pico de 380 W (de 18:00 a 20:00 horas); mientras que dichos valores descienden respectivamente a 3.524 kWh/día y 272 W (de 20:00 a 22:00 horas) para otoño e invierno.

Tabla 5.2. Cálculo de la carga eléctrica requerida para la vivienda de la comunidad de Nochitla, en el municipio de Zongolica, Veracruz.

Equipo	Cantidad	Potencia del Equipo (W)	Potencia Total (W)	Horario de Funcionamiento	Uso Diario (h)	Energía Diaria Requerida (kWh)
Iluminación LED	6	12	72	05:00 – 07:00	2	0.144
Iluminación LED	3	12	36	07:00 – 08:00	1	0.036
Iluminación LED	5	12	60	18:00 – 20:00	2	0.12
Iluminación LED	6	12	72	20:00 – 22:00	2	0.144
Refrigerador	1	100	100	00:00 – 24:00	24	2.4
Televisor	1	100	100	16:00 – 22:00	6	0.6
Radio	1	40	40	05:00 – 07:00	2	0.08
Ventilador	2	60	120	12:00 – 20:00	8*	0.96
<b>Total:</b>						<b>4.484</b>

\* Este valor varía según la estación del año: en primavera y verano es de 8 horas, mientras que en otoño e invierno es cero.

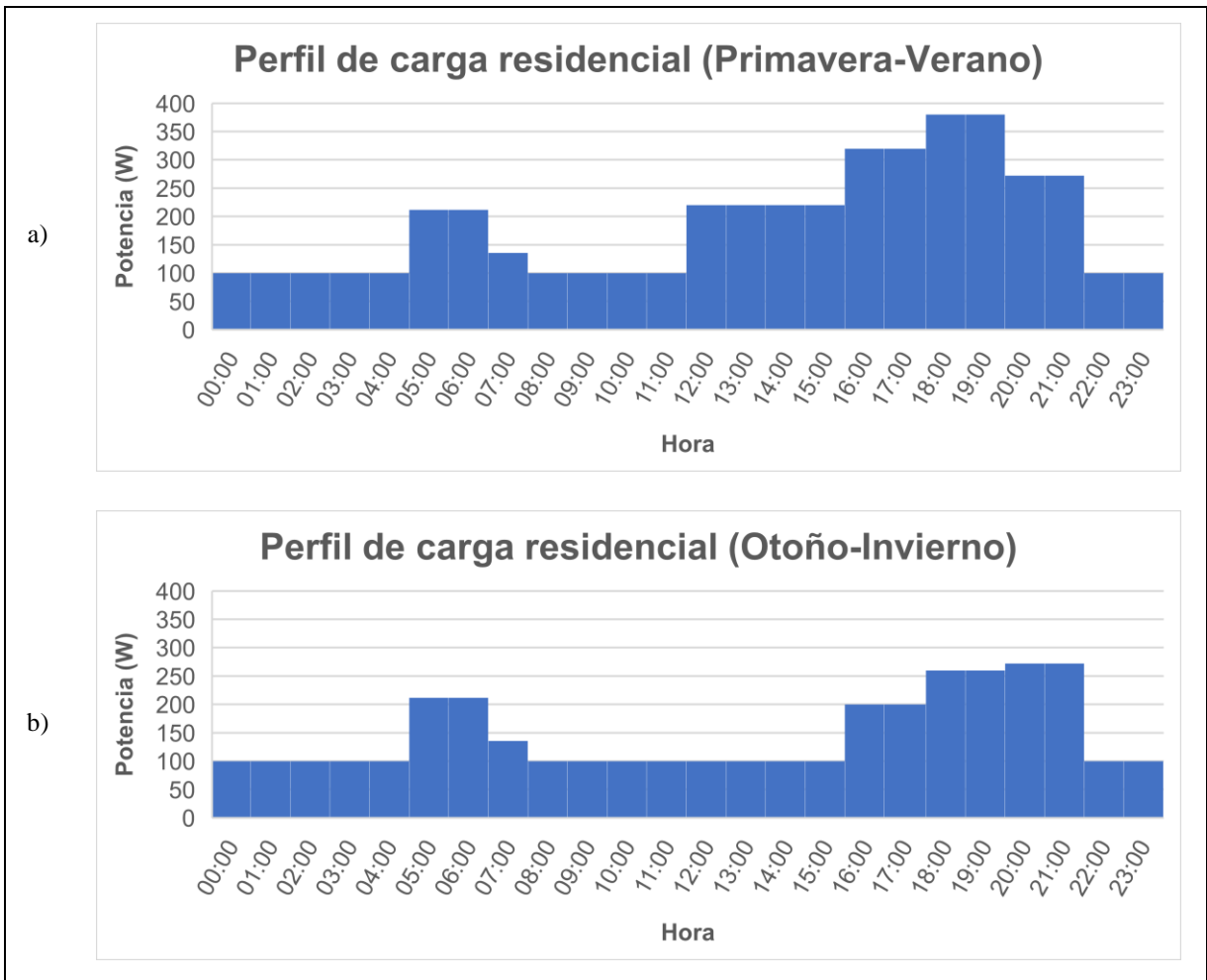


Figura 5.8. Perfil de carga para una vivienda de la localidad rural de Nochitla: a) Primavera-Verano, b) Otoño-Invierno.

## 5.4. Formulación matemática

### 5.4.1. Arreglo fotovoltaico

Según (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020) y (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021), el estudio del comportamiento del panel fotovoltaico requiere la entrada de tres parámetros principales para determinar la potencia de salida de energía fotovoltaica: la radiación solar, la temperatura ambiente y las características fotovoltaicas (como el área y la eficiencia del panel).

De acuerdo con (Ren, Gao, & Ruan, 2009), (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011), (Abbes, Martinez, & Champenois, 2014), (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016), (El-Shenawy, Hegazy, & Abdellatef, 2017), (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020) y (Taslimi, Ahmadi, Ashjaee, & Rosen, 2021), la potencia de salida de un módulo fotovoltaico está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{PV}(t) = \eta_{PV} * A_{PV} * G(t) \quad (5.1)$$

Donde:

- $P_{PV}(t)$  es la potencia de salida en el momento  $t$  ( $W$ ).
- $\eta_{PV}$  es la eficiencia del generador fotovoltaico (%).
- $A_{PV}$  es el área efectiva de las células fotovoltaicas del módulo ( $m^2$ ).
- $G(t)$  es la radiación solar total incidente en la superficie (horizontal o inclinada) del panel fotovoltaico como función del tiempo ( $\frac{W}{m^2}$ ).

(Brandoni & Renzi, 2014) y (Alberizzi, Rossi, & Renzi, 2020) mencionan que las pérdidas de equilibrio del sistema (BOS) se deben tener en cuenta en el cálculo de la potencia de salida, debido a que la potencia de DC se suele reducir en un 15%. De este modo, la potencia de AC entregada por el panel se describe en la ecuación mostrada a continuación:

$$P_{PV}(t) = \eta_{PV} * A_{PV} * G(t) * \eta_{BOS} \quad (5.2)$$

Donde  $\eta_{BOS}$  es la eficiencia por pérdidas de equilibrio del sistema (%), que se supone igual a 85%.

Según (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011), la eficiencia del generador fotovoltaico está en función de la temperatura, y se determina empleando la siguiente ecuación:

$$\eta_{PV} = \eta_r * \eta_{pc} * [1 - \beta(T_c - T_{c,ref})] \quad (5.3)$$

Donde:

- $\eta_r$  es la eficiencia de referencia del módulo.
- $\eta_{pc}$  es la eficiencia de acondicionamiento de potencia, igual a 1 si se utiliza un seguidor perfecto de potencia máxima (MPPT).
- $\beta$  es el coeficiente de temperatura de eficiencia del generador ( $\frac{\%}{^\circ C}$ ), que se supone constante.
- $T_{c,ref}$  es la temperatura de referencia de la celda ( $^\circ C$ ).
- $T_c$  es la temperatura de la celda fotovoltaica ( $^\circ C$ ).

La temperatura de la celda se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$T_c = T_a + \left( \frac{NOCT-20}{800} \right) * G(t) \quad (5.4)$$

Donde:

- $T_a$  es la temperatura ambiente ( $^\circ C$ ).
- $NOCT$  es la temperatura nominal de funcionamiento de la celda ( $^\circ C$ ).

$A_{PV}$ ,  $\eta_{pc}$ ,  $\beta$  y  $NOCT$  son parámetros que dependen del tipo de módulo empleado y dichos datos son proporcionados por sus fabricantes.

Una vez determinada la potencia de salida de un módulo, la potencia generada por toda la matriz fotovoltaica se calcula con la ecuación empleada por (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020):

$$P_{PV,total}(t) = N_{PV} * P_{PV}(t) \quad (5.5)$$

Donde  $N_{PV}$  representa el número de paneles del arreglo fotovoltaico.

Y la energía generada por los módulos fotovoltaicos viene dada por la ecuación utilizada por (Kumar & Saini, 2020):

$$E_{PV,total}(t) = N_{PV} * P_{PV}(t) * \Delta t \quad (5.6)$$

Donde  $\Delta t$  es el paso de tiempo, que para este trabajo de tesis es de una hora.

### 5.4.2. Banco de baterías

De acuerdo con (Olivares, Cañizares, & Kazerani, 2014) y (Moshi, 2015), el sistema de almacenamiento con baterías se puede modelar empleando dos variables principales: la potencia neta y el nivel de energía almacenada.

La potencia neta del banco de baterías ( $P_{Batt}$ ) se descompone en dos variables para capturar los ciclos de carga y descarga, como se muestra en la siguiente expresión:

$$P_{Batt}(t) = P_{dch}(t) - P_{ch}(t) \quad (5.7)$$

Donde  $P_{ch}$  y  $P_{dch}$  son las potencias de carga y descarga del sistema de baterías, respectivamente.

La energía almacenada en las baterías ( $E_{Batt}$ ) se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{Batt}(t) = E_{Batt}(t - 1) + \Delta t \left[ \eta_{ch} P_{ch}(t) - \frac{P_{dch}(t)}{\eta_{dch}} \right] \quad (5.8)$$

Donde  $\eta_{ch}$  y  $\eta_{dch}$  son las eficiencias de carga y descarga del banco de baterías, respectivamente.

Para el caso de estudio de este trabajo, se tomó 1 como valor de  $\eta_{ch}$  y  $\eta_{dch}$ .

Por otra parte, la capacidad de almacenamiento del banco de baterías es una variable auxiliar que depende del número de baterías instaladas (Moshi, 2015), y se determina mediante la ecuación presentada a continuación:

$$\bar{C}_{Batt} = N_{Batt} * C_B * V_B \quad (5.9)$$

Donde:

- $\bar{C}_{Batt}$  es la capacidad total del banco de baterías en  $Wh$ .
- $N_{Batt}$  es el número de baterías instaladas.
- $C_B$  es la capacidad nominal de una sola batería en  $Ah$ .
- $V_B$  es el voltaje nominal de una batería en  $V$ .

### 5.4.3. Inversor

Según (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019) y (Sarhan, Hizam, Mariun, & Ya'acob, 2019), la potencia del inversor ( $P_{Inv}$ ) debe cubrir la demanda

máxima de carga de AC. En (Koutroulis, Kolokotsa, Potirakis, & Kalaitzakis, 2006) se calcula la potencia de entrada del inversor ( $P_{Inv}$ ) mediante la ecuación:

$$P_{Inv}(t) = \frac{P_{Load}(t)}{\eta_{Inv}} \quad (5.10)$$

Donde:

- $P_{Load}(t)$  es la potencia consumida por la carga en la hora  $t$ .
- $\eta_{Inv}$  es la eficiencia del convertidor (%), especificada por el fabricante.

Sin embargo, (Ghafoor & Munir, 2015) y (Kamali, 2016) indican que, para la selección del inversor, su potencia tiene que ser al menos un 20% más alto que la potencia nominal total de las cargas eléctricas de AC. Por ende, para el tamaño del inversor se puede recurrir a la ecuación utilizada por (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019) y (Sarhan, Hizam, Mariun, & Ya'acob, 2019):

$$P_{Inv,total} = P_{Load} * SF_{Inv} \quad (5.11)$$

Donde:

- $P_{Load}$  es la potencia total de la demanda de la carga.
- $SF_{Inv}$  es el factor de seguridad o de sobredimensionamiento para el inversor.

Para fines de este trabajo, se eligió un valor de 1.25 para el factor de sobredimensionamiento del inversor, como en los trabajos de (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019) y (Sarhan, Hizam, Mariun, & Ya'acob, 2019).

## 5.5. Modelo de optimización

### 5.5.1. Datos de entrada

Para el desarrollo del modelado, se tienen como datos de entrada:

1. Valores horarios de irradiación solar y temperatura ambiente de un año.
2. Perfil diario de demanda de carga eléctrica.
3. Especificaciones técnicas y económicas de los componentes del sistema.

Las especificaciones de los componentes se encuentran en la Tabla 5.3, los cuales se tratan de modelos disponibles en el mercado mexicano, cuyas fichas técnicas se pueden consultar en el Anexo 1 de la presente tesis.

Tabla 5.3. Especificaciones técnicas y económicas de los componentes propuestos para el modelado del sistema fotovoltaico.

Componente	Modelo	Especificaciones
Módulo fotovoltaico	CNX-160	Capacidad: 160 W Eficiencia: 19.34% Temperatura de referencia de la celda: 25 °C Temperatura nominal de operación en la celda (NOCT): 45 °C Coeficiente de temperatura de eficiencia: -0.37%/°C Dimensiones: 123 × 67 × 3 cm. Tiempo de vida: 20 años Precio de venta: \$2,656.30
Batería	NPD12 150AH	Capacidad nominal: 150 Ah. Voltaje de salida: 12 V Profundidad de descarga (DOD): 30% Tiempo de vida: 10 años Precio de venta: \$3,312.00
Inversor	Sp12/110-600L	Potencia máxima de operación: 600 W Potencia pico: 1,200 W Eficiencia: 92% Tiempo de vida: 10 años Precio de venta: \$3,000.00

### 5.5.2. Función objetivo

Para el caso de estudio presentado en este trabajo, se plantea un problema de objetivo único, en el que la función objetivo consiste en la minimización del costo total del ciclo de vida (*LCC*) del sistema fotovoltaico aislado. Las variables de decisión corresponden al número entero de paneles fotovoltaicos ( $N_{PV}$ ), baterías ( $N_{Batt}$ ) e inversores ( $N_{Inv}$ ) a instalar.

En vista de que no se tendrá un valor de salvamento o rescate en el cálculo del *LCC* por los tiempos de vida útil de los componentes del sistema, el *LCC* del sistema se puede determinar apoyándose en la ecuación empleada por (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016):

$$LCC = C_{IC} + C_{Rep} + C_{O\&M} \quad (5.12)$$

Donde:

- $C_{IC}$  representa el costo de inversión o capital inicial.
- $C_{Rep}$  y  $C_{O\&M}$  son el valor presente de los costos de reposición y de operación y mantenimiento, respectivamente.

### Costo de capital inicial

El costo de capital inicial consiste en la suma de los costos de compra de los componentes y el costo de instalación del sistema, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$C_{IC} = N_{PV} * C_{U,PV} + N_{Batt} * C_{U,Batt} + N_{Inv} * C_{U,Inv} + C_0 \quad (5.13)$$

Donde:

- $C_{U,PV}$ ,  $C_{U,Batt}$  y  $C_{U,Inv}$  son los costos unitarios de un módulo fotovoltaico, batería e inversor, respectivamente.
- $C_0$  es el costo de instalación del sistema.

En este trabajo, el costo de instalación se establece como el 20% del costo de los módulos fotovoltaicos, como en la investigación realizada por (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020).

### Costo de reposición

De acuerdo con (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016), (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Soras & Makios, 1988), el costo de reposición de algunos componentes se debe considerar para la determinación del costo total del sistema, como es el caso del banco de baterías y el inversor. Para obtener el valor presente del costo de reposición se emplea la ecuación:

$$C_{Rep} = N * C_U \sum_{i=1}^{N_{Rep}} \left( \frac{1+f}{1+k_d} \right)^{\frac{L_p * i}{N_{Rep}+1}} \quad (5.14)$$

Donde:

- $N$  y  $C_U$  son la cantidad y el costo unitario del componente correspondiente.
- $N_{Rep}$  es el número total de reposiciones.
- $L_p$  es el periodo de vida útil del proyecto en años.

Para este proyecto se consideró una tasa de inflación anual de 8.70% y una tasa de interés nominal de 9.25%.

El número de veces que se requiere reemplazar un componente durante la vida útil del sistema se expresa mediante la ecuación utilizada por (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020):

$$N_{Rep} = \frac{L_p}{L_c} - 1 \quad (5.15)$$

Donde  $L_c$  es la vida útil del componente en años.

Debido a que el número de reposiciones debe ser un valor entero, el resultado obtenido en la ecuación (5.15) se redondea hacia arriba si es decimal.

### Costo de operación y mantenimiento

Según (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016), el valor presente del costo de operación y mantenimiento se determina de la siguiente manera:

$$C_{O\&M} = \begin{cases} C_{(O\&M)0} * \left(\frac{1+f}{k_d-f}\right) * \left[1 - \left(\frac{1+f}{1+k_d}\right)^{L_p}\right] & \text{cuando } k_d \neq f \\ C_{(O\&M)0} * L_p & \text{cuando } k_d = f \end{cases} \quad (5.16)$$

Donde  $C_{(O\&M)0}$  es el costo de operación y mantenimiento del primer año y puede ser dado como una fracción ( $k$ ) del costo de capital inicial, como se indica en la siguiente ecuación:

$$C_{(O\&M)0} = k * C_{IC} \quad (5.17)$$

Tomando como referencia los estudios realizados por (Ndwali, Njiri, & Wanjiru, 2020) y (Kamjoo, Maheri, Dizqah, & Putrus, 2016), en este trabajo se tomó el 1% del costo del conjunto fotovoltaico para la operación y mantenimiento del sistema.

En la Tabla 5.4 se presentan los datos de precios unitarios de los componentes, costos, tasas anuales y tiempo de vida útil para el modelado del sistema fotovoltaico.

Tabla 5.4. Variables económicas del sistema fotovoltaico fuera de la red.

Variable	Valor
Costo unitario del módulo fotovoltaico ( $C_{U,PV}$ )	\$2,656.30
Costo unitario de la batería ( $C_{U,Batt}$ )	\$3,312.00
Costo unitario del inversor ( $C_{U,Inv}$ )	\$3,000.00
Costo unitario del controlador de carga ( $C_{U,CC}$ )	\$2,259.00
Costo de instalación ( $C_0$ )	20% del costo del conjunto fotovoltaico
Costo inicial de operación y mantenimiento ( $C_{(O\&M)0}$ )	1% del costo del conjunto fotovoltaico
Tasa de inflación anual ( $f$ )	8.70%
Tasa de interés nominal anual ( $k_d$ )	9.25%
Tiempo de vida útil del proyecto ( $L_p$ )	20 años

### 5.5.3. Restricciones

El algoritmo calcula los valores de las variables de decisión que minimizan la función objetivo. Sin embargo, las variables de decisión están sujetas a restricciones técnicas, que se asemejan a las limitaciones en el diseño de sistemas renovables reales (Alberizzi, Rossi, & Renzi, 2020). En este caso, las restricciones están principalmente relacionadas con la cantidad de componentes (paneles, baterías e inversores) a instalar, y el *SOC* o la energía almacenada en el banco de baterías.

De entrada, se sabe que las cantidades de paneles fotovoltaicos, baterías e inversores sólo pueden tomar valores enteros positivos, por lo que se tienen como primeras tres restricciones las siguientes:

$$N_{PV} \geq 1 \quad (5.18)$$

$$N_{Batt} \geq 1 \quad (5.19)$$

$$N_{Inv} \geq 1 \quad (5.20)$$

### Espacio de búsqueda

El espacio de búsqueda se refiere al conjunto de valores posibles, como capacidad o cantidad de los componentes, para la optimización del sistema. Estos valores se usan para simular todas las configuraciones factibles en el sistema y determinar la configuración más eficiente (HOMER Energy, 2022).

En el caso de estudio del presente trabajo de tesis, el espacio de búsqueda para los componentes del sistema está definido en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Espacio de búsqueda para los componentes del sistema fotovoltaico aislado del caso de estudio.

Componente	Límite Inferior	Límite Superior
Módulo fotovoltaico	1	50
Batería	1	50
Inversor	1	10

## Arreglo fotovoltaico

Tomando como referencia a (González, Riba, Rius, & Puig, 2015), el número de paneles fotovoltaicos está sujeto a la siguiente restricción:

$$N_{PV} \geq \frac{A_{PV,total}}{A_{PV}} \quad (5.21)$$

Donde  $A_{PV,total}$  es el área total del conjunto fotovoltaico para el sistema y  $A_{PV}$  se refiere al área de un solo módulo.

## Banco de baterías

De acuerdo con (Cabral, y otros, 2010) y (Moshi, 2015), para evitar que se dañen las baterías, éstas no se deben sobrecargar o descargar por completo. Por esta razón, para cada intervalo de tiempo  $t$ , la cantidad de energía almacenada en las baterías está sujeta a la restricción dada por la siguiente ecuación:

$$E_{BattMin} \leq E_{Batt}(t) \leq E_{BattMax} \quad (5.22)$$

Donde  $E_{BattMin}$  y  $E_{BattMax}$  son los límites mínimos y máximos permitidos de capacidad de almacenamiento de energía en el banco de baterías (kWh).

Según (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Abbes, Martinez, & Champenois, 2014), el valor máximo corresponde a la capacidad de energía del banco de baterías, mientras que el mínimo se determina con base en la profundidad de descarga máxima permitida de la batería. Para este estudio, debido al modelo de baterías seleccionado para el sistema fotovoltaico, el valor máximo permisible de  $DOD$  es de 30%, por lo que el  $SOC$  del banco de baterías se debe mantener entre 70% y 100%. Con base en lo anterior, se obtienen los límites de la capacidad del banco de baterías mediante las siguientes dos restricciones de igualdad:

$$E_{BattMin} = SOC_{min} * E_{BattMax} \quad (5.23)$$

$$E_{BattMax} = SOC_{max} * E_{BattMax} \quad (5.24)$$

El número requerido de baterías para el almacenamiento de energía se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$N_{Batt} = \frac{E_{BattMax}}{\left(\frac{V_{Batt} * C_{Batt}}{1000}\right)} \quad (5.25)$$

Donde:

- $V_{Batt}$  es el voltaje nominal de una sola batería (V).
- $C_{Batt}$  es la capacidad nominal de la batería (Ah).

En cuanto al estado de carga inicial del banco de baterías ( $E_{0,Batt}$ ), en este trabajo de tesis se asume que es igual a 100%, es decir, que éste se encuentra en su capacidad máxima, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$E_{0,Batt} = E_{BattMax} \quad (5.26)$$

Y para calcular la energía almacenada en el banco de baterías se emplea la ecuación (5.8) como restricción en forma de igualdad.

### **Inversor**

Tomando como referencia a (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019) y (Sarhan, Hizam, Mariun, & Ya'acob, 2019), el número de inversores ( $N_{Inv}$ ) en el sistema se puede determinar utilizando la ecuación mostrada a continuación:

$$N_{Inv} \geq \frac{P_{Inv,total}}{P_{Inv}} \quad (5.27)$$

Donde:

- $P_{Inv,total}$  es el dimensionamiento total del inversor.
- $P_{Inv}$  es la potencia del modelo del inversor seleccionado.

### **5.5.4. Programación lineal**

Una vez definidas la función objetivo, las variables de decisión y las restricciones del problema de optimización del sistema fotovoltaico del caso de estudio, se seleccionó la técnica de optimización a utilizar para hallar su solución. En este trabajo de tesis se hizo uso de la programación lineal. Tanto la función objetivo como las restricciones relacionan los datos de entrada del problema con el conjunto de variables de decisión, como indican (Alberizzi, Rossi, & Renzi, 2020).

Dado que el número de paneles fotovoltaicos, baterías e inversores deben ser valores enteros, el problema de optimización pertenece a la categoría de programación lineal entera mixta (MILP), el cual se resolvió mediante el desarrollo de un algoritmo con el solucionador “INTLINPROG” para MILP en el software MATLAB R2017b.

### 5.5.5. Algoritmo de optimización

La entrada del algoritmo de optimización es alimentada por una base de datos que almacena las características técnicas y costos de los dispositivos del sistema disponibles comercialmente, según (Koutroulis, Kolokotsa, Potirakis, & Kalaitzakis, 2006), y entrega como salida tanto el valor óptimo de la función objetivo (que en este caso es el *LCC* mínimo del sistema) como el número óptimo de componentes.

El primer paso del procedimiento de optimización consiste en seleccionar una configuración dentro del espacio de búsqueda definido y llevar a cabo una simulación del sistema con base en los datos de entrada y los elementos del modelo de optimización para examinar si dicha combinación de cantidades de componentes cumple con los requisitos de suministro de energía de carga durante un año completo, ya que se tiene en cuenta que todos los años de vida útil del sistema serán iguales. El sistema se considera semiestacionario, de modo que las distintas variables del sistema permanecen constantes en cada intervalo de una hora de simulación (Pérez-Ramírez, Pérez-López, & Martínez-Arremilla, 2011).

En caso de que la configuración evaluada en la simulación sea exitosa, se almacenan los parámetros de salida y después se realiza la simulación de otra combinación de dispositivos. En caso contrario, se descarta dicha configuración y se procede a simular otra combinación de componentes.

Después de que todas las combinaciones de dispositivos establecidas en el espacio de búsqueda se han simulado, dentro del conjunto de configuraciones del sistema que satisfacen los requisitos, el algoritmo selecciona la de menor *LCC*, la cual se muestra como la configuración óptima del sistema junto con el costo calculado (Koutroulis, Kolokotsa, Potirakis, & Kalaitzakis, 2006). En la Figura 5.9 se muestra un diagrama de flujo que muestra el procedimiento de optimización y en la siguiente sección se describe el proceso de simulación de las configuraciones del sistema.

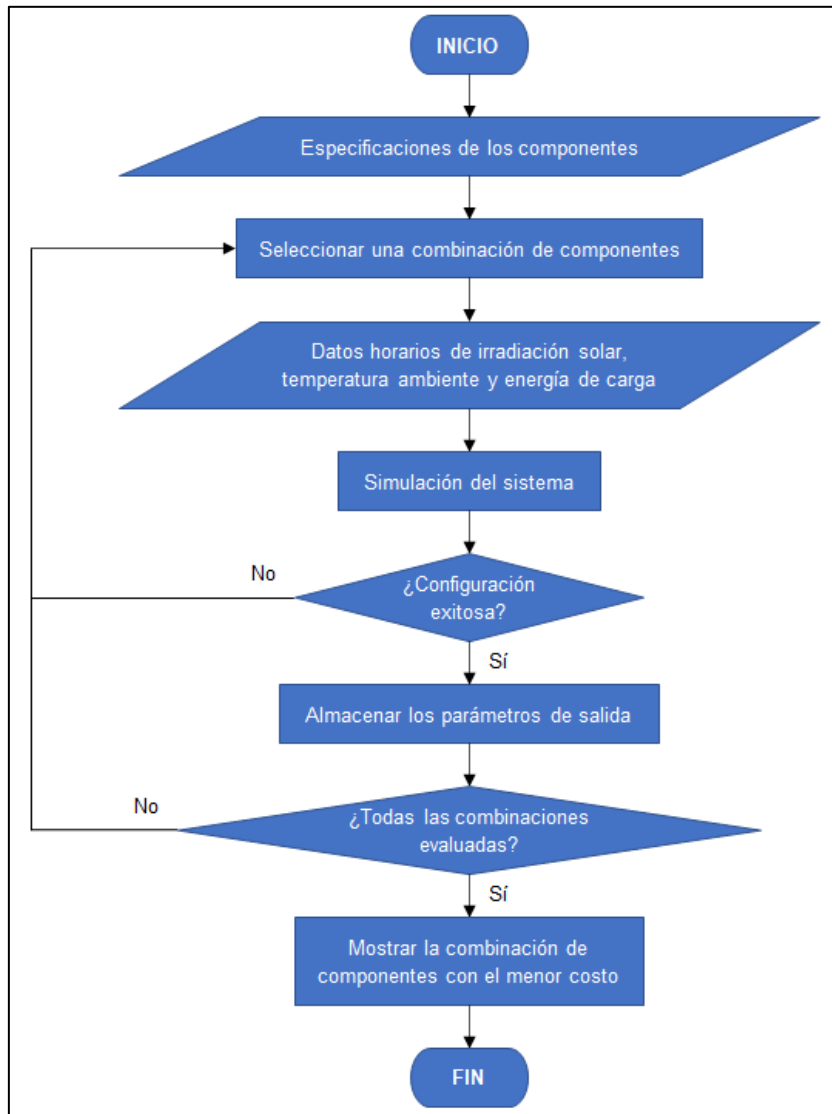


Figura 5.9. Diagrama de flujo del proceso de optimización del sistema fotovoltaico.

### 5.5.6. Simulación del sistema

Todas las posibles configuraciones para el sistema fotovoltaico aislado son simuladas considerando el flujo de energía durante las 8,760 horas de un año. De acuerdo con (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), la gestión del flujo de energía es necesaria en un sistema fotovoltaico autónomo para calcular la potencia de salida de los paneles, establecer la capacidad de las baterías de almacenamiento y asegurar que el sistema sea capaz de proporcionar energía a la demanda de carga eléctrica.

Para este proceso, además de requerir los valores medios horarios de irradiación solar diaria en el plano horizontal, temperatura ambiente y demanda de energía para un periodo de un año (Koutroulis, Kolokotsa, Potirakis, & Kalaitzakis, 2006), para cada hora se requiere conocer la energía neta del sistema y el estado de carga anterior ( $t - 1$ ) de la batería.

Según (Hlal, Ramachandaramurthy, Sarhan, Pouryekta, & Subramaniam, 2019) y (Kumar & Saini, 2020), la energía neta ( $E_{Net}$ ) del sistema es la diferencia entre la energía generada por la matriz fotovoltaica y la demanda de energía de carga estimada ( $E_{Load}$ ), como se expresa en la siguiente ecuación:

$$E_{Net}(t) = E_{PV}(t) - E_{Load}(t) \quad (5.28)$$

La simulación de la configuración para el sistema fotovoltaico comienza calculando la producción de energía de la matriz fotovoltaica de la primera hora del año y después determina la energía neta en el sistema. Con base en el resultado obtenido de la energía neta y el estado de carga de la batería en la hora anterior ( $t - 1$ ), se tienen diferentes escenarios posibles para calcular la energía disponible en el banco de baterías en el instante  $t$  de la simulación, los cuales se explican a continuación.

### Escenario 1

Cuando  $E_{Net}(t)$  es igual a cero, es decir, si  $E_{PV}(t)$  es igual a  $E_{Load}(t)$ , la carga es alimentada directamente por la matriz fotovoltaica, según (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020). No hay déficit ni exceso de energía, por lo que el nivel de energía en las baterías permanece sin cambio, como muestran (Kumar & Saini, 2020) en la siguiente ecuación:

$$E_{Batt}(t) = E_{Batt}(t - 1) \quad (5.29)$$

### Escenario 2

De acuerdo con (Kazem, Khatib, & Sopian, 2013) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), si el valor de  $E_{Net}(t)$  es positivo, esto es, cuando  $E_{PV}(t)$  es mayor que  $E_{Load}(t)$ , entonces el arreglo fotovoltaico alimenta la carga y se tiene un exceso de energía que sirve para cargar el banco de baterías mientras no está en su capacidad máxima.

La energía cargada ( $E_{ch}$ ) en las baterías se expresa como:

$$E_{ch}(t) = E_{PV}(t) - E_{Load}(t) \quad (5.30)$$

Y el nivel de energía de las baterías se calcula usando la ecuación:

$$E_{Batt}(t) = E_{Batt}(t - 1) + E_{ch}(t) \quad (5.31)$$

Sin embargo, cuando el banco de baterías alcanza su límite máximo de carga ( $SOC_{max}$ ) o su máximo nivel de almacenamiento de energía ( $E_{BattMax}$ ), (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020) afirman que el sistema acumula una cantidad excedente de energía que no podrá ser utilizada. Según (Kumar & Saini, 2020), dicha energía desperdiciada ( $E_{Dump}$ ) se determina con la siguiente ecuación:

$$E_{Dump}(t) = E_{ch}(t) - [E_{BattMax} - E_{Batt}(t - 1)] \quad (5.32)$$

### Escenario 3

Si el valor de  $E_{Net}(t)$  es negativo, es decir, cuando  $E_{PV}(t)$  es menor que  $E_{Load}(t)$ , hay un déficit energético. Cuando esto ocurre, (Kazem, Khatib, & Sopian, Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman, 2013), (Kumar & Saini, 2020) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020) señalan que la matriz fotovoltaica es incapaz de proporcionar energía a la carga en ese momento específico, por lo que el banco de baterías estará en modo de descarga y se utilizará la energía almacenada en las baterías para suministrar energía a la carga, mientras el nivel de energía no descienda más allá de su límite inferior permisible.

La energía descargada ( $E_{dch}$ ) del banco de baterías se expresa como:

$$E_{dch}(t) = E_{Load}(t) - E_{PV}(t) \quad (5.33)$$

Y el nuevo nivel de energía de las baterías se calcula mediante la ecuación:

$$E_{Batt}(t) = E_{Batt}(t - 1) - E_{dch}(t) \quad (5.34)$$

De acuerdo con (Kaabeche, Belhamel, & Ibtouen, 2011) y (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), cuando el estado de carga del banco de baterías es inferior al nivel mínimo ( $SOC_{min}$ ), el sistema no es capaz de cumplir con la demanda de carga y se tiene un déficit de suministro de energía ( $DPS$ ) en la hora  $t$ . En tal caso, se rechaza la configuración correspondiente porque no garantiza el suministro confiable de energía a la carga. De no ser así, se repiten los pasos anteriores para la siguiente hora y así sucesivamente, hasta finalizar el periodo de tiempo de la simulación, en la hora 8,760 del año, lo que indica una operación exitosa con dicha combinación de dispositivos para el sistema fotovoltaico aislado (Koutroulis, Kolokotsa, Potirakis, & Kalaitzakis, 2006).

Según (Ridha, Gomes, Hazim, & Ahmadipour, 2020), la función objetivo se calcula en cada configuración del espacio de búsqueda. El algoritmo de simulación con gestión del flujo de energía para el sistema fotovoltaico fuera de la red se ilustra con un diagrama de flujo en la Figura 5.10.

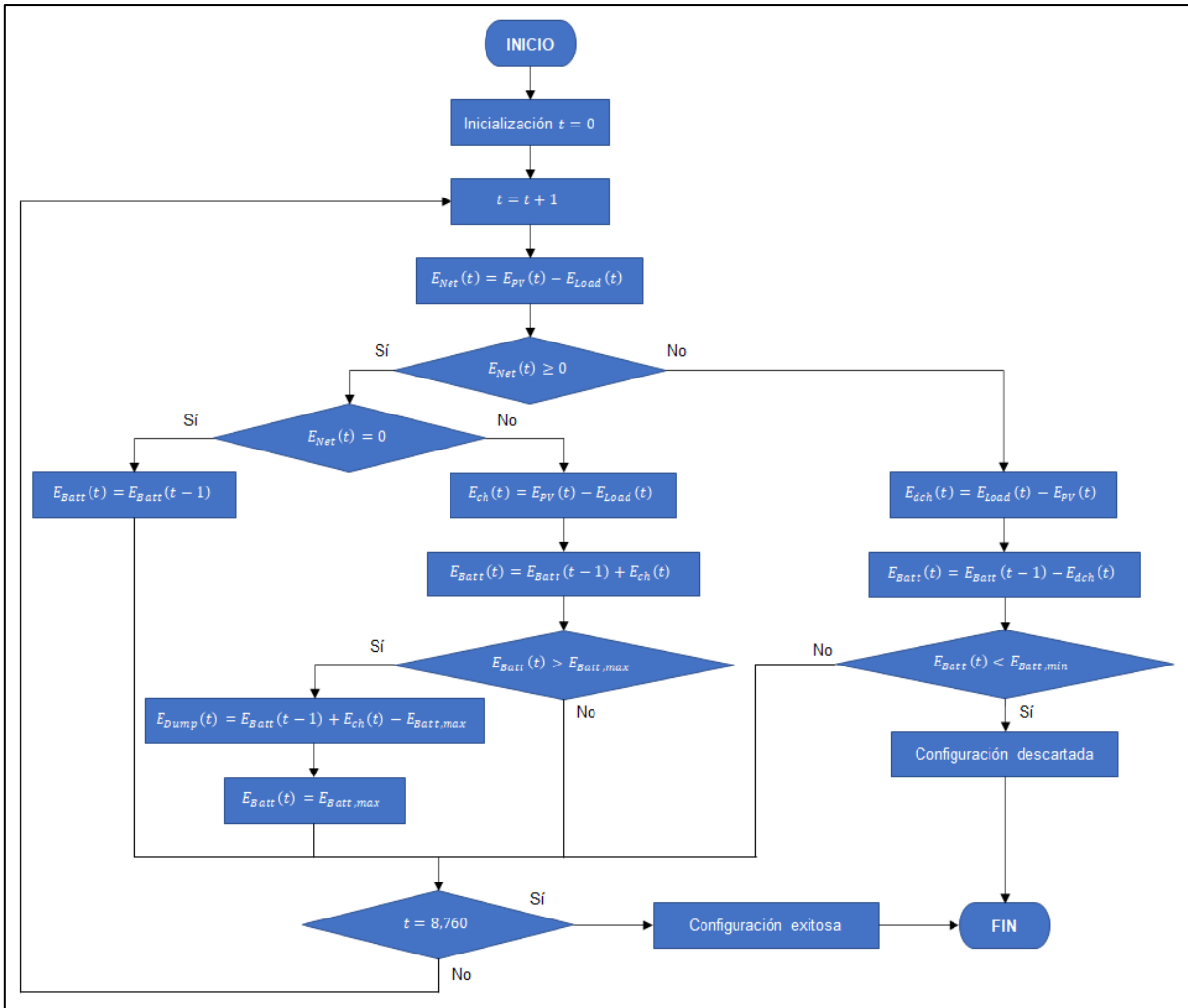


Figura 5.10. Diagrama de flujo del algoritmo de simulación con gestión del flujo de energía para el sistema fotovoltaico aislado.

El código elaborado en MATLAB para la optimización del sistema fotovoltaico fuera de la red se presenta en el Anexo 2 de este trabajo.

## 5.6. Resultados

El modelo de programación lineal desarrollado en MATLAB fue ejecutado con los datos económicos, de las características técnicas de los componentes propuestos para el sistema, y los valores horarios de irradiación solar, temperatura ambiente y demanda de carga. El algoritmo calculó un costo total mínimo para la implementación del proyecto de 107,436.71 pesos mexicanos, requiriendo doce paneles fotovoltaicos, ocho baterías y un inversor para ello, como se puede ver en la Figura 5.11.

```
NPV = 12
NBatt = 8
NInv = 1
Costo Total = $107436.71
```

Figura 5.11. Resultados de la optimización con MATLAB.

Para validar el funcionamiento del modelo de programación lineal desarrollado en MATLAB se empleó el software HOMER, importando los datos de irradiación solar y temperatura ambiente utilizados para el modelado en MATLAB e ingresando los datos de demanda de carga eléctrica estimados para el consumo residencial, así como de las características técnicas y costos de los componentes utilizados. Para el análisis económico se especificaron los valores del tiempo de vida del proyecto y las tasas de inflación e interés anual, incluyendo el peso mexicano como tipo de moneda para los resultados de los cálculos.

Por otro lado, se pensó en descargar y utilizar los valores horarios de irradiación solar y temperatura ambiente del lugar provenientes de la base de datos de Predicción del recurso energético mundial (POWER) de la NASA, que viene incluida en la aplicación HOMER. Sin embargo, se observó que el software maneja datos promedio de un periodo de 22 años (julio 1983 a junio 2005) para la irradiación solar global y de 30 años (enero 1984 a diciembre 2013) para la temperatura ambiente, empleando el valor de la temperatura promedio para todas las horas de cada mes. Por el motivo antes mencionado, mejor se decidió importar los mismos datos meteorológicos que se usaron en el modelado matemático con MATLAB, incorporando también los perfiles de carga desarrollados en la metodología.

A diferencia del código desarrollado en MATLAB, el software HOMER realiza el proceso de optimización utilizando el tamaño de la matriz fotovoltaica y el inversor en kW para efectuar las simulaciones y mostrar los resultados. Considerando que la potencia del módulo fotovoltaico seleccionado es de 0.16 kW, el espacio de búsqueda para el arreglo fotovoltaico se configuró con múltiplos de 0.16 kW hasta 4.8 kW. De la misma manera, para el convertidor de carga se manejaron valores de 0.6 kW hasta 3 kW; y el número de baterías se estableció entre 1 y 20.

En la Tabla 5.6 se muestran los resultados obtenidos en la optimización con HOMER, donde se puede deducir que el sistema fotovoltaico para la residencia rural requiere un total de dieciocho paneles, siete baterías y un inversor para cubrir la demanda de carga del caso de estudio, por lo que se puede observar una proximidad con la solución encontrada en MATLAB.

Tabla 5.6. Resultados de la optimización del sistema fotovoltaico aislado en HOMER.

Datos	Valor
Tamaño de la matriz fotovoltaica:	2.88 kW
Número de baterías:	7
Tamaño del inversor:	0.6 kW
Producción de electricidad al año:	4,279 kWh
Costo nivelado de la matriz fotovoltaica:	\$0.701/kWh
Costo presente neto (NPC):	\$112,933.20
Costo nivelado de energía (LCOE):	\$4.07/kWh

### Análisis de costos

Los costos calculados en MATLAB para el sistema fotovoltaico óptimo del caso de estudio se desglosan en la Tabla 5.7, mientras que en la Tabla 5.8 se muestran los costos de los componentes del sistema, según HOMER. En ambos casos se puede observar lo siguiente:

- Los costos de capital son los que tienen mayor impacto para la implementación de un sistema fotovoltaico fuera de la red, abarcando alrededor de las dos terceras partes del costo total del proyecto. Tan sólo la inversión inicial de los módulos fotovoltaicos constituyó cerca del 30% del costo total del proyecto.
- Los módulos fotovoltaicos, en conjunto con las baterías, aportaron aproximadamente el 88% del costo total del sistema fotovoltaico aislado. Esto se debe a la cantidad de paneles solares necesarios para producir suficiente energía durante las horas de día y el reemplazo de las baterías de almacenamiento en el transcurso del ciclo de vida del proyecto.

Tabla 5.7. Sumario de costos calculados por el algoritmo de programación lineal en MATLAB de la configuración óptima del sistema fotovoltaico.

Tipo de Costo	Paneles	Baterías	Inversores	Sistema
Capital inicial	\$31,875.60	\$26,496.00	\$3,000.00	\$61,371.60
Reposición	\$0.00	\$25,191.92	\$2,852.35	\$28,044.27
Operación y Mantenimiento	\$6,048.63	\$5,027.81	\$569.27	\$11,645.72
<b>Totales</b>	<b>\$37,924.23</b>	<b>\$56,715.74</b>	<b>\$6,421.62</b>	<b>\$101,061.59</b>
Costo de Instalación:				\$6,375.12
<b>Costo Total:</b>				<b>\$107,436.71</b>

Tabla 5.8. Sumario de costos calculados por la aplicación HOMER de la configuración óptima del sistema fotovoltaico.

Componente	Capital inicial	Reposición	Operación y mantenimiento	Total
Batería	\$33,120.00	\$31,489.90	\$6,284.77	\$70,894.67
Inversor	\$3,000.00	\$2,852.35	\$569.27	\$6,421.62
Módulo Fotovoltaico	\$66,407.50	\$0.00	\$12,599.90	\$79,007.40
<b>Sistema</b>	<b>\$102,527.50</b>	<b>\$34,342.25</b>	<b>\$19,453.94</b>	<b>\$156,323.69</b>

### Producción de energía, estado de carga del banco de baterías y excedente de energía

Considerando que la demanda anual de energía se estimó en 1,461.94 kWh con el uso de los perfiles de carga para las temporadas cálidas y templadas, el algoritmo de programación lineal calculó la producción anual de energía en 2,588.97 kWh, por lo que la generación media diaria de electricidad con el arreglo fotovoltaico de doce paneles fue de 7.09 kWh. En la Figura 5.12 se muestra la potencia de salida de la matriz fotovoltaica, cuyo valor pico a lo largo del año fue de 1.53 kW.



Figura 5.12. Gráfica de la potencia de salida de la matriz fotovoltaica del sistema fotovoltaico fuera de la red del caso de estudio.

Los resultados han demostrado que la energía anual producida utilizando un sistema fotovoltaico fuera de la red es mucho más alta que la demanda anual de energía, esto debido a que el sistema no permite la interrupción en el suministro de energía por la restricción del estado de carga del banco de baterías que se impuso en el modelado.

También es posible observar que se tiene un excedente de energía en gran parte de las horas del año. El algoritmo calculó que el sistema produce un excedente de electricidad de aproximadamente 1,029.65 kWh al año, el cual no se puede utilizar para cargar el banco de baterías o alimentar la carga. En la Figura 5.13 se muestra la gráfica de exceso de energía en el sistema fotovoltaico, donde su valor máximo de potencia alcanza los 1.37 kW.

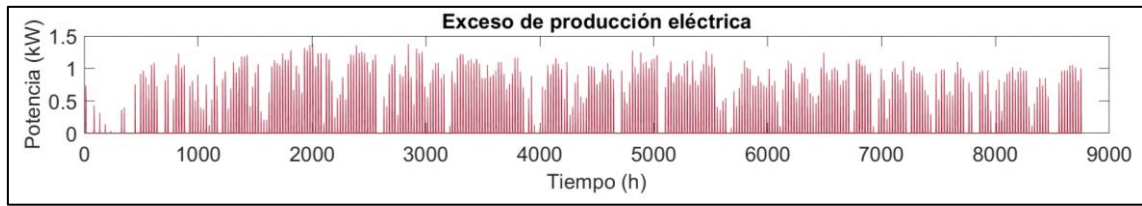


Figura 5.13. Gráfica de exceso de producción eléctrica del sistema fotovoltaico independiente del caso de estudio.

Por último, en la Figura 5.14 se presenta la gráfica del *SOC* del banco de baterías, en la que se puede apreciar que éste siempre se mantiene entre los límites señalados para conservar su vida útil, lo que también asegura que el sistema cuenta con energía disponible para satisfacer la demanda residencial a lo largo de todo el año. Por lo tanto, se pudo comprobar el funcionamiento del modelo de programación lineal para la optimización del sistema fotovoltaico.

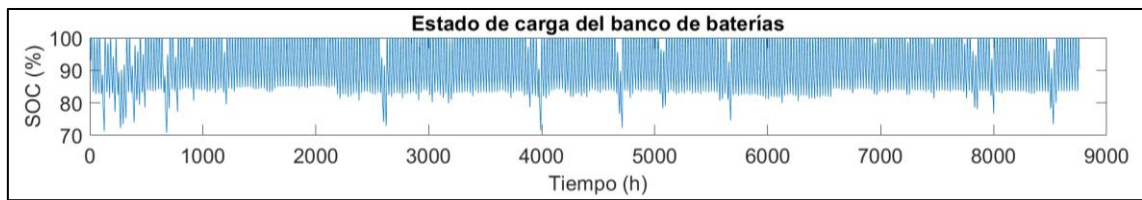


Figura 5.14. Gráfica del estado de carga del banco de baterías para el sistema fotovoltaico fuera de la red del caso de estudio.

## CONCLUSIONES

En el presente trabajo de tesis se presentó una metodología para determinar el número de paneles, baterías e inversores que brinden el mínimo costo total de ciclo de vida de un sistema fotovoltaico aislado con fines de electrificación de una residencia rural en una localidad del municipio de Zongolica, ubicado en el Estado de Veracruz.

Se utilizaron los datos meteorológicos horarios de insolación y temperatura ambiente del sitio por un año completo, los cuales fueron tomados de la base de datos de POWER Data Access Viewer para caracterizar el recurso solar y poder aplicar el modelado correspondiente al arreglo fotovoltaico del sistema. Para estimar la demanda de carga eléctrica de la aplicación, se realizó un levantamiento de cargas y se generaron dos perfiles de carga, uno para la temporada de primavera y verano, y otro para la época de otoño e invierno. Después, se investigaron y determinaron las ecuaciones necesarias para construir el modelado matemático de optimización. Finalmente, se seleccionaron los modelos de los componentes del sistema para el modelado y con base en sus especificaciones técnicas y económicas, en conjunto con el perfil de demanda y los datos meteorológicos horarios, se halló la combinación óptima de componentes mediante el desarrollo de un algoritmo de programación lineal entera mixta en MATLAB, de modo que los objetivos planteados en este trabajo de investigación fueron alcanzados.

Se concluyó que la configuración óptima del sistema fotovoltaico consiste en doce paneles de 160 W, ocho baterías con capacidad de 150 Ah y voltaje de 12 V, y un inversor de 600 W, con un costo de 107,436.71 pesos mexicanos durante sus veinte años de vida útil, de acuerdo con el tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos. Posteriormente, los resultados se validaron con el software HOMER, en el cual se emplearon los datos de entrada y se obtuvo que el sistema requiere un total de dieciocho paneles, siete baterías y un inversor para cubrir la demanda de carga del caso de estudio, con un costo total de 156,323.69 pesos mexicanos. Por lo tanto, el modelado en MATLAB arrojó una configuración óptima con un costo más económico que el calculado por HOMER, y, por ende, la hipótesis establecida en la presente tesis de grado fue aceptada.

Adicionalmente, se observó en primera instancia que la temperatura ambiente del sitio no influyó de manera significativa en el resultado de la optimización del sistema, puesto que presenta valores cercanos a los de la temperatura de referencia de la celda fotovoltaica. En cuanto a la estimación de la demanda de energía, ésta se complica en aplicaciones de electrificación rural debido al desconocimiento del patrón de consumo de sus habitantes por el hecho de que anteriormente no contaban con el servicio de electricidad, razón por la cual el diseño mediante levantamiento de cargas se debe realizar de forma consciente. Con respecto a

la formulación matemática y el modelado con programación lineal, su desarrollo se dificulta porque se deben manejar exclusivamente funciones objetivo y restricciones de tipo lineal, además de que dicha técnica de optimización sólo admite restricciones de igualdades y desigualdades de tipo “mayor o igual que” y “menor o igual que”. Por otra parte, el algoritmo de programación lineal descarta las combinaciones que no cumplen con todas las condiciones dadas, por lo que se logró comprobar el funcionamiento de esta técnica de optimización.

Por último, el modelo realizado se puede mejorar considerando el ángulo de inclinación para los paneles fotovoltaicos y la conexión de paneles y baterías en serie o paralelo, lo que podría favorecer a obtener un resultado aún más económico para el sistema, por lo que se deja la inclusión de dichos aspectos técnicos como un trabajo posterior. Asimismo, como posibles proyectos de investigación a futuro destacan la optimización de sistemas fotovoltaicos aislados mediante otras técnicas de optimización más complejas y aplicaciones de programación matemática, y estudios comparativos de características de sus componentes para que este tipo de proyectos que contribuyen a la reducción de gases de efecto invernadero sean cada vez más viables, pues, a pesar de que en la actualidad se percibe una disminución notoria en los precios de los componentes de los sistemas fotovoltaicos, todavía se requieren esfuerzos para que éstos sean asequibles y puedan competir con el precio de la generación de electricidad convencional.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbes, D., Martinez, A., & Champenois, G. (2014). Life cycle cost, embodied energy and loss of power supply probability for the optimal design of hybrid power systems. *Mathematics and Computers in Simulation*, 46-62.
- Al Garni, H. Z., Awasthi, A., & Ramli, M. A. (2018). Optimal design and analysis of grid-connected photovoltaic under different tracking systems using HOMER. *Energy Conversion and Management*, 42-57.
- Alberizzi, J. C., Rossi, M., & Renzi, M. (2020). A MILP algorithm for the optimal sizing of an off-grid hybrid renewable energy system in South Tyrol. *Energy Reports*, 21-26.
- Alvarado-Boirivant, J. (2009). La Programación Lineal, Aplicación de las Pequeñas y Medianas Empresas. *Reflexiones*, 89-105.
- Arancibia Bulnes, C., & Best y Brown, R. (2010). Energía del Sol. *Revista Ciencia*, 61, 10-17.
- Arancibia-Bulnes, C. A., Peón-Anaya, R., Riveros-Rosas, D., Quiñones, J. J., Cabanillas, R. E., & Estrada, C. A. (2014). Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia*, 49, 2290-2296.
- Bakhshi–Jafarabadi, R., Sadeh, J., & Soheili, A. (2019). Global optimum economic designing of grid-connected photovoltaic systems with multiple inverters using binary linear programming. *Solar Energy*, 842-850.
- Ballesteros-Ballesteros, V. (2016). Panorama mundial de las energías renovables e importancia de la energía fotovoltaica. *Revista Científica*, 26, 194-203.
- Banco Mundial. (27 de Abril de 2021). *Data for Population*. Obtenido de The World Bank: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?view=chart>
- Belkaid, A., Colak, I., & Isik, O. (2016). Photovoltaic maximum power point tracking under fast varying of solar radiation. *Applied Energy*, 179, 523-530.
- Beneke, R. R., & Winterboer, R. (1984). *Programación lineal: aplicación a la agricultura*. España: AEDOS.

- Bordin, C., Anuta, H. O., Crossland, A., Lascurain-Gutiérrez, I., Dent, C. J., & Vigo, D. (2017). A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration. *Renewable Energy*, 417-430.
- Brandoni, C., & Renzi, M. (2014). Optimal sizing of hybrid solar micro-CHP systems for the household sector. *Applied Thermal Engineering*, 896-907.
- Cabral, C. V., Oliveira-Filho, D., Diniz, A. S., Martins, J. H., Toledo, O. M., & Machado-Neto, L. d. (2010). A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing. *Solar Energy*, 84(9), 1628-1636.
- Cabrera Gil Grados, E. (2017). *Modelos de programación lineal. Guía para su formulación y solución*. (Primera ed.). Lima: Universidad de Lima. Fondo Editorial.
- Carbonell, M. (29 de Noviembre de 2022). *¿Qué es la radiación solar directa e indirecta?* Obtenido de Hogarsense: <https://www.hogarsense.es/placas-solares/radiacion-solar-directa-e-indirecta>
- Carpinelli, G., Mottola, F., & Proto, D. (2016). Probabilistic sizing of battery energy storage when time-of-use pricing is applied. *Electric Power Systems Research*, 73-83.
- Castillo, E., Conejo, A. J., Pedregal, P., García, R., & Alguacil, N. (2002). *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*.
- Crossland, A. F., Anuta, O. H., & Wade, N. S. (2015). A socio-technical approach to increasing the battery lifetime of off-grid photovoltaic systems applied to a case study in Rwanda. *Renewable Energy*, 30-40.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Cuarta ed.). John Wiley & Sons.
- El-houari, H., Allouhi, A., Rehman, S., Buker, M. S., Kousksou, T., Jamil, A., & El Amrani, B. (2019). Design, Simulation, and Economic Optimization of an Off-Grid Photovoltaic System for Rural Electrification. *Energies*, 12(24), 1-16.
- El-Shenawy, E. T., Hegazy, A. H., & Abdellatef, M. (2017). Design and Optimization of Stand-alone PV System for Egyptian Rural Communities. *International Journal of Applied Engineering Research*, 12(20), 10433-10446.

- Enríquez-Velásquez, E. A., Benítez, V. H., Obukhov, S. G., Félix-Herrán, L. C., & Lozoya-Santos, J. d. (2020). Estimation of Solar Resource Based on Meteorological and Geographical Data: Sonora State in Northwestern Territory of Mexico as Case Study. *Energies*, 13(24), 6501.
- Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4), 293-302.
- Escobar-Mejía, A., Holguín-Londoño, M., & Osorio-R., J. C. (2010). Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico. *Scientia et Technica*, 1(44), 245-250.
- Fundación Universitaria Konrad Lorenz. (30 de Noviembre de 2022). *Software de Matemáticas e Ingenierías*. Obtenido de Fundación Universitaria Konrad Lorenz: <https://investigacion.konradlorenz.edu.co/2016/08/software-de-matematicas-e-ingenierias.html#:~:text=El%20General%20Algebraic%20Modeling%20System,lineales%20y%20optimizaci%C3%B3n%20entera%20mixta>.
- GAMS. (30 de Noviembre de 2022). *System Overview*. Obtenido de General Algebraic Modeling System: <https://www.gams.com/products/gams/gams-language/>
- García-Carreras, L. (2013). *Herramienta de Optimización para el Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos*. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid.
- Gautam, N. K., & Kaushika, N. D. (2002). An efficient algorithm to simulate the electrical performance of solar photovoltaic arrays. *Energy*, 347-361.
- Ghafoor, A., & Munir, A. (2015). Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 496-502.
- GNU Octave. (14 de 10 de 2022). *About*. Obtenido de GNU Octave: <https://octave.org/about>
- González, A., Riba, J.-R., Rius, A., & Puig, R. (2015). Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system. *Applied Energy*, 154, 752-762.
- Guédez-Fernández, C. (2011). Programación Lineal e Ingeniería Industrial: una Aproximación al Estado del Arte. *Ingeniería Industrial. Actualidad y Nuevas Tendencias*, 61-78.
- Hankins, M. (2010). *Stand-alone solar electric systems: the earthscan expert handbook for planning, design and installation*. Routledge.

Hernández-Escobedo, Q., Rodríguez-García, E., Saldaña-Flores, R., Fernández-García, A., & Manzano-Agugliaro, F. (2015). Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 216-238.

Hillier, F. S., & Lieberman, G. J. (2010). *Introducción a la Investigación de Operaciones*. México: McGraw-Hill.

Hlal, M. I., Ramachandaramurthy, V. K., Sarhan, A., Pouryekta, A., & Subramaniam, U. (2019). Optimum battery depth of discharge for off-grid solar PV/battery system. *Journal of Energy Storage*, 1-9.

HOMER Energy. (17 de Octubre de 2022). *HOMER Pro 3.15 User Manual*. Obtenido de HOMER Pro: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>

Huneke, F., Henkel, J., Benavides-González, J. A., & Erdmann, G. (2012). Optimisation of hybrid off-grid energy systems by linear programming. *Energy, Sustainability and Society*, 1-19.

INEGI. (2018). *Primera Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI)*. México: INEGI.

INEGI. (25 de Julio de 2022). *Censo de Población y Vivienda 2020*. Obtenido de INEGI: <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/>

Irfan, M., Zhao, Z.-y., Ahmad, M., & Rehman, A. (2019). A Techno-Economic Analysis of Off-Grid Solar PV System: A Case Study for Punjab Province in Pakistan. *Processes*, 1-14.

Jäger, K., Isabella, O., Smets, A. H., Swaaij, R. A., & Zeman, M. (2014). *Solar Energy: Fundamentals, Technology, and Systems*. Delft: Delft University of Technology.

Javed, K., Ashfaq, H., & Singh, R. (2018). Optimized Load Profile & Cost Analysis of Stand-alone Photovoltaic System for Rural Power Applications in Indian Scenario. *Smart Science*, 6(3), 245-255.

Kaabeche, A., Belhamel, M., & Ibtouen, R. (2011). Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36, 1214-1222.

Kamali, S. (2016). Feasibility analysis of standalone photovoltaic electrification system in a residential building in Cyprus. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 1279-1284.

- Kamjoo, A., Maheri, A., Dizqah, A. M., & Putrus, G. A. (2016). Multi-objective design under uncertainties of hybrid renewable energy system using NSGA-II and chance constrained programming. *Electrical Power and Energy Systems*, 74, 187-194.
- Kazem, H. A., Albadi, M. H., Al-Waeli, A. H., Al-Busaidi, A. H., & Chaichan, M. T. (2017). Techno-economic feasibility analysis of 1 MW photovoltaic grid connected system in Oman. *Case Studies in Thermal Engineering*, 10, 131-141.
- Kazem, H. A., Khatib, T., & Sopian, K. (2013). Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman. *Energy and Buildings*, 61, 108-115.
- Khan, H. A., & Pervaiz, S. (2013). Technological review on solar PV in Pakistan: Scope, practices and recommendations for optimized system design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 147-154.
- Khatib, T., Ibrahim, I. A., & Mohamed, A. (2016). A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, 120, 430-448.
- Khatib, T., Mohamed, A., & Sopian, K. (2013). A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 454-465.
- Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A., & Kalaitzakis, K. (2006). Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 80(9), 1072–1088.
- Kumar, P. P., & Saini, R. P. (2020). Optimization of an off-grid integrated hybrid renewable energy system with different battery technologies for rural electrification in India. *Journal of Energy Storage*, 32, 1-23.
- Lim, P. Y. (2011). *Power Management Strategies for Off-Grid Hybrid Power Systems*. Curtin University.
- Linares, P., Ramos, A., Sánchez, P., Sarabia, A., & Begoña, V. (2001). *Modelos Matemáticos de Optimización*. Madrid: Universidad Pontificia de Comillas.
- Maleki, A., Nazari, M. A., & Pourfayaz, F. (2020). Harmony search optimization for optimum sizing of hybrid solar schemes based on battery storage unit. *Energy Reports*, 1-10.

Mentado, P. (9 de Agosto de 2021). *Veracruz, Chiapas y Oaxaca, los estados con mayor población sin electricidad*. Obtenido de Factor energético: <https://factorenergetico.mx/2021/08/09/veracruz-chiapas-y-oaxaca-los-estados-con-mayor-poblacion-sin-electricidad/>

Mete, M. R. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: Su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides et Ratio-Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, 7(7), 67-85.

Meteonorm. (25 de Noviembre de 2022). *Meteonorm Software*. Obtenido de Meteonorm: <https://meteonorm.com/en/>

Mondol, J. D., Yohanis, Y., Smyth, M., & Norton, B. (2006). Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. *Energy Conversion and Management*, 47(18-19), 2925–2947.

Morales-Hernández, S., & Meza-Benavides, C. (2015). Herramientas de simulación libres y abiertas para el diseño de unidades de procesamiento de potencia para sistemas fotovoltaicos. *Tecnología en Marcha*, 28(2), 44-60.

Moshi, G. G. (2015). *Optimal planning of hybrid microgrids*. Politécnico de Milano.

Mostafaeipour, A., Qolipour, M., Rezaei, M., & Babae-Tirkolae, E. (2018). Investigation of off-grid photovoltaic systems for a reverse osmosis desalination system: A case study. *Desalination*, 1-13.

Mundo-Hernández, J., De Celis-Alonso, B., Hernández-Álvarez, J., & De Celis-Carrillo, B. (2014). An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 639-649.

Namaganda-Kiyimba, J., Mutale, J., & Azzopardi, B. (2021). Improving the Load Estimation Process in the Design of Rural Electrification Systems. *Energies*, 14(17), 5505.

NASA. (04 de Enero de 2022). *NASA POWER Docs*. Obtenido de Sitio Web Oficial de la NASA: <https://power.larc.nasa.gov/docs/tutorials/data-access-viewer/user-guide/>

Ndwali, K., Njiri, J. G., & Wanjiru, E. M. (2020). Multi-objective optimal sizing of grid connected photovoltaic batteryless system minimizing the total life cycle cost and the grid energy. *Renewable Energy*, 148, 1256-1265.

- Nordin, N. D., & Rahman, H. A. (2016). A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system. *Renewable Energy*, 706-715.
- Ogunjuyigbe, A. S., Ayodele, T. R., & Oladimeji, O. E. (2016). Management of loads in residential buildings installed with PV system under intermittent solar irradiation using mixed integer linear programming. *Energy and Buildings*, 130, 253-271.
- Okoye, C. O., & Solyalı, O. (2017). Optimal sizing of stand-alone photovoltaic systems in residential buildings. *Energy*, 126, 573-584. doi:10.1016/j.energy.2017.03.032
- Olivares, D. E., Cañizares, C. A., & Kazerani, M. (Julio de 2014). A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1864-1875.
- Parida, B., Iniyar, S., & Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1625-1636.
- Pérez-Ramírez, R., Pérez-López, A., & Martínez-Arremilla, J. C. (2011). Optimización de sistemas híbridos de energía para la electrificación rural de comunidades indígenas de México. *Ingeniería Agrícola y Biosistemas*, 33-39.
- Perpiñán-Lamigueiro, Ó. (2020). *Energía Solar Fotovoltaica*.
- Posadillo, R., & López-Luque, R. (2008). Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand. *Renewable Energy*, 33(5), 1037-1048.
- PVGIS. (26 de Agosto de 2022). *PVGIS*. Obtenido de European Commission Website: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en)
- Raugei, M., & Frankl, P. (2009). Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. *Energy*, 392-399.
- Rawat, R., Kaushik, S. C., & Lamba, R. (2016). A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1506-1519.
- Ren, H., Gao, W., & Ruan, Y. (2009). Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings. *Renewable Energy*, 883-889.
- REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. París: REN21 Secretariat.

Renewables.ninja. (14 de Octubre de 2022). *About*. Obtenido de Renewables.ninja: <https://www.renewables.ninja/about>

Ridha, H. M., Gomes, C., Hazim, H., & Ahmadipour, M. (2020). Sizing and implementing off-grid stand-alone photovoltaic/battery systems based on multi-objective optimization and techno-economic (MADE) analysis. *Energy*, 1-36.

Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F., & Ploix, S. (2011). Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 309-320.

Rodrigo, P. M. (2017). Improving the Profitability of Grid-Connected Photovoltaic Systems by Sizing Optimization. *IEEE Mexican Humanitarian Technology Conference (MHTC)* (págs. 1-6). IEEE.

Santiago-Alvarado, A., Vázquez-Montiel, S., Nivón-Santiago, R., & Castañeda-Roldán, C. (2004). Uso de programación lineal para conocer los parámetros geométricos de superficies cónicas convexas. *Revista Mexicana de Física*, 358-365.

Sarhan, A., Hizam, H., Mariun, N., & Ya'acob, M. E. (2019). An improved numerical optimization algorithm for sizing and configuration of standalone photo-voltaic system components in Yemen. *Renewable Energy*, 134, 1434-1446. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.069>

SENER. (28 de Noviembre de 2022). *Programa del Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*. Obtenido de Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-304042>

Serra de la Figuera, D. (2002). *Métodos Cuantitativos para la Toma de Decisiones*. España: Gestión 2000.

Sidrach-de-Cardona, M., & Mora-López, L. (1998). A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 55(3), 199-214.

SMN. (26 de Noviembre de 2022). *Servicio Meteorológico Nacional*. Obtenido de Servicio Meteorológico Nacional: <https://smn.conagua.gob.mx/es/>

Solargis. (28 de Noviembre de 2022). *Mapas de recurso solar y datos GIS para más de 180 países*. Obtenido de Solargis: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/overview>

Soras, C., & Makios, V. (1988). A novel method for determining the optimum size of stand-alone photovoltaic systems. *Solar Cells*, 25, 127-142.

Sumathi, S., Ashok-Kumar, L., & Surekha, P. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques*. Springer.

Taha, H. A. (2004). *Investigación de Operaciones*. México: Pearson.

Taslimi, M., Ahmadi, P., Ashjaee, M., & Rosen, M. A. (2021). Design and mixed integer linear programming optimization of a solar/battery based Conex for remote areas and various climate zones. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 1-18.

The MathWorks, Inc. (30 de Julio de 2022). *MATLAB*. Obtenido de MathWorks: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>

Universidad de Guanajuato. (04 de 01 de 2022). *Introducción a Scilab para el análisis de sistemas LTI*. Obtenido de Sistema Universitario de Multimodalidad Educativa (SUME): <https://blogs.ugto.mx/rea/clase-digital-4-introduccion-a-scilab-para-el-analisis-de-sistemas-lti/>

Weber, J. E. (1984). *Matemática para administración y economía*. México: Hala.

Winston, W. L. (2005). *Investigación de operaciones - Aplicaciones y algoritmos*. México: Thomson.

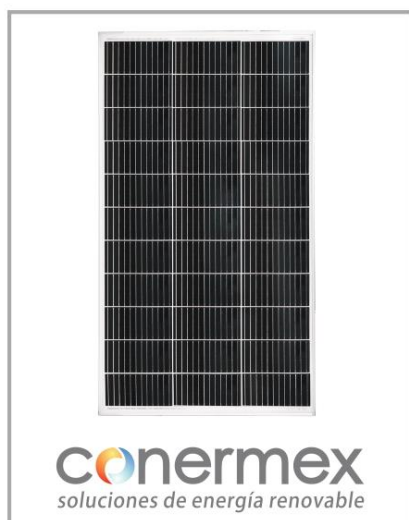
Žižlavský, O. (2014). Net present value approach: method for economic assessment of innovation projects. *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, 156, 506-512.

# ANEXOS

## Anexo 1. Fichas técnicas de componentes para el modelado

### Panel fotovoltaico

#### MÓDULO CONERMEX CNX-160 MONOCRISTALINO 160W



#### Información general

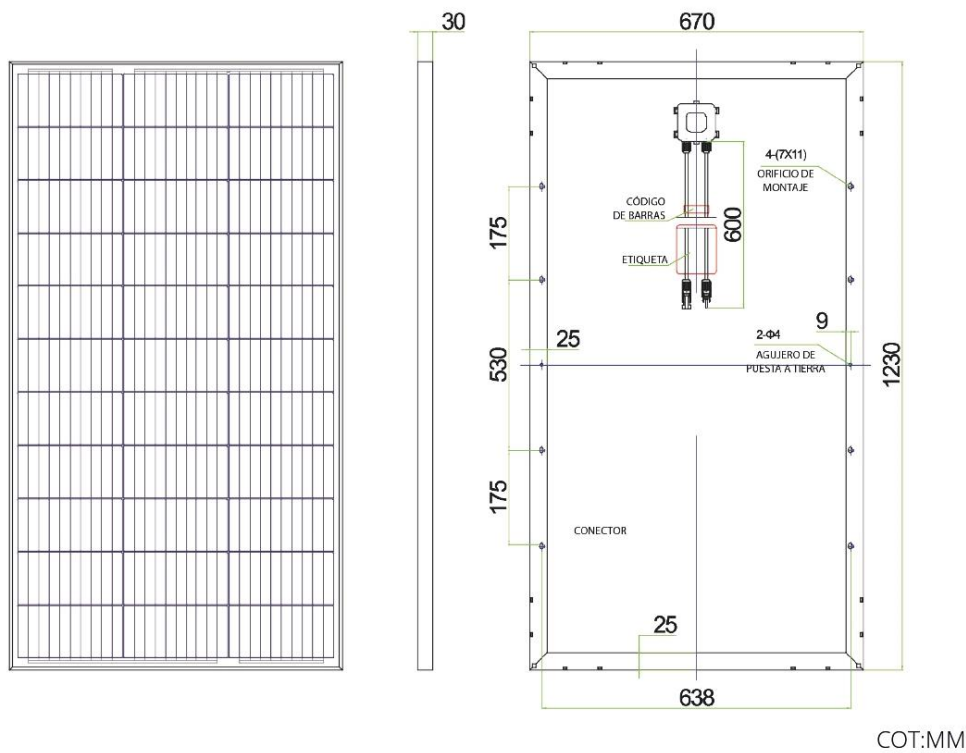
- Garantiza la potencia de salida arriba del 90% en 10 años y el 80% en 20 años.
- Alta eficiencia que asegura un alto rendimiento del módulo solar, creando mayor potencia en horas pico.
- Revestido antireflectante, vidrio de alta tasa de transmisión que aumenta la potencia y resistencia mecánica de módulo solar.
- Marco anodizado resistente a la torsión y corrosión, asegura un rendimiento fiable, incluso a través de las duras condiciones climáticas.
- Ligero y con orificios para que el montaje sea de fácil instalación.
- Caja de conexiones resistentes al agua.
- Diseñado especialmente para satisfacer la demanda de clientes a nivel residencial.

Modelo	CNX-160 MONO
Voltaje de circuito abierto (Voc)	21.45V
Corriente de corto circuito (Isc)	9.31A
Voltaje máxima potencia (Vmp)	18.48V
Corriente máxima potencia (Imp)	8.66A
Potencia máxima STC (Pmax)	160W
Eficiencia del módulo	19.34%
Temperatura de operación	-40°C a +85°C
Máximo voltaje del sistema	600V DC
Tolerancia de Potencia de salida	0-+5W
STC: Irradiación 1000W/m <sup>2</sup> , temperatura del módulo 25°C, AM (masa de aire)=1.5	
<b>COEFICIENTES DE TEMPERATURA</b>	
Temperatura nominal de operación en la celda	45°C±2°C
Temperatura de potencia máxima	-(0.370±0.05)%/K
Temperatura de Voltaje en Circuito abierto	-(0.280±0.02)%/K
Temperatura de Corriente de corto circuito	+(0.048±0.005)%/K
Máxima corriente de fusibles	15A
<b>ESPECIFICACIONES MECÁNICAS</b>	
Tipo de celda	Monocrystalino 210x105mm
Número de celdas	3x11(33pzs)

## MÓDULO CONERMEX CNX-160 MONOCRISTALINO 160W

Dimensiones	1230x670x30mm
Peso	10.5Kg
Vidrio frontal	3.2mm cristal templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Encapsulamiento	Cristal/EVA/Celda/ EVA/TPT
Humedad Relativa	0 a 100%
Resistencia	Una bola de acero 227g cayendo desde 1m de altura y 40m/s de viento
Parámetros de carga de nieve	2400Pa

### Dimensiones



PANEL SOLAR

# Batería

NPP Power Co.,Ltd.



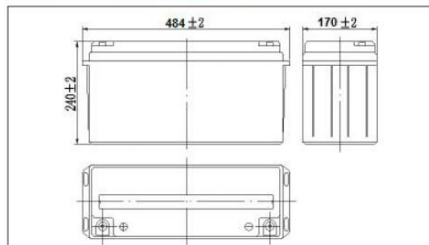
## NPD12-150Ah 12V150A

### Specifications

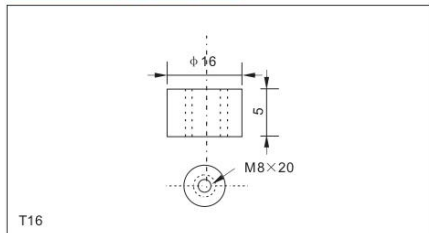
Nominal Voltage	12V	
Rated capacity (20 hour rate)	150Ah	
Dimensions	Length	484±2mm(19.06inch)
	Width	170±2mm(6.69inch)
	Height	240±2mm(9.45inch)
	Total Height	240±2mm(9.45inch)
Approx. Weight	44.5kg(97.9lbs)±3%	



### Outer dimensions (mm)



### Terminal Type (mm)



### Characteristics

Capacity (25°C)	20HR(10.8V)	150Ah
	3HR(10.8V)	114Ah
	1HR(10.5V)	88Ah
Terminal type		T16
Internal resistance (Fully charged,25°C)		Approx. 3.5m Ω
Capacity affected by temperature (20HR)	40°C	102%
	25°C	100%
	0°C	85%
	-15°C	65%
Self-discharge (25°C)	3 months	Remaining Capacity:91%
	6 months	Remaining Capacity:82%
	12 months	Remaining Capacity:65%
Nominal operating temperature		25°C ±3°C(77°F ±5°F)
Operating temperature range	Discharge	-15°C~50°C(5°F~122°F)
	Charge	-10°C~50°C(14°F~122°F)
	Storage	-20°C~50°C(-4°F~122°F)
Float charging voltage(25°C)		13.50 to 13.80V Temperature compensation: -18mV/°C
Cyclic charging voltage(25°C)		14.50 to 15.00V Temperature compensation: -30mV/°C
Maximum charging current		45A
Maximum discharge current		1200A(5 sec.)
Designed floating life(20°C)		10years

### Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Separator	Electrolyte	Safety valve	Terminal
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	AGM	Sulfuric acid	Rubber	Copper

### Constant Current Discharge Characteristics Unit:A(25°C,77°F)

F.V/Time	10min	15min	30min	60min	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
9.60V	336	259	155	95.2	56.3	40.5	32.4	27.6	19.0	15.7	8.31
9.90V	326	253	152	93.7	55.9	40.3	32.2	27.5	18.9	15.6	8.29
10.2V	312	243	147	91.4	55.4	40.0	31.9	27.3	18.8	15.6	8.27
10.5V	299	235	143	88.5	54.6	39.7	31.7	27.1	18.6	15.5	8.22
10.8V	282	222	138	85.7	53.2	38.5	30.8	26.3	18.1	15.4	8.16

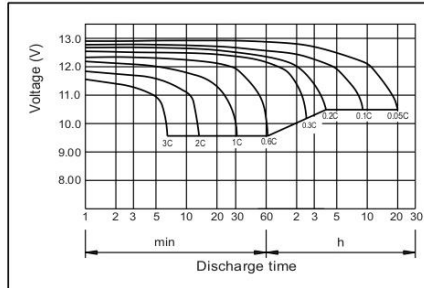
### Constant Power Discharge Characteristics Unit:A(25°C,77°F)

F.V/Time	10min	15min	30min	60min	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
9.60V	3626	2841	1737	1085	652	477	381	327	226	187	99.7
9.90V	3517	2773	1702	1069	648	474	378	325	224	187	99.5
10.2V	3372	2670	1650	1042	642	471	376	323	223	186	99.2
10.5V	3227	2579	1610	1009	632	467	373	320	221	185	98.6
10.8V	3046	2443	1551	976	616	453	362	311	215	184	97.9

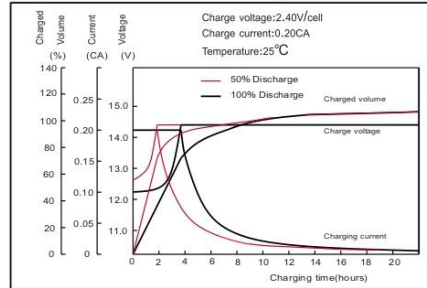
Note: The above characteristics data can be obtained within three charge or discharge cycles.

**NPD12-150Ah 12V150Ah**

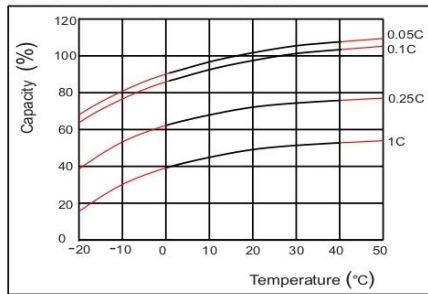
● Discharge characteristics(25°C)



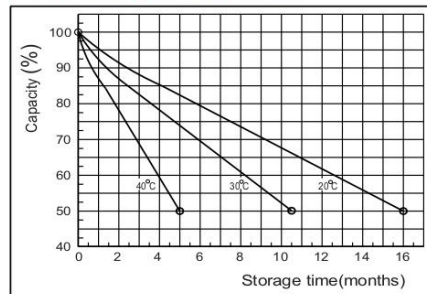
● Charging characteristics (25°C)



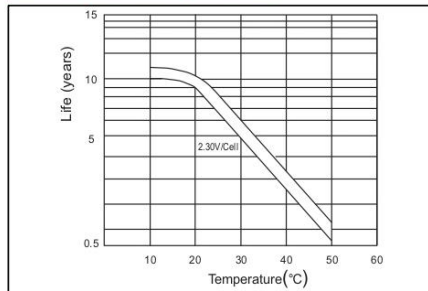
● Temperature effects on Capacity



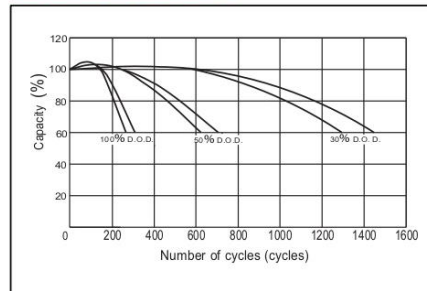
● Self-discharge characteristics



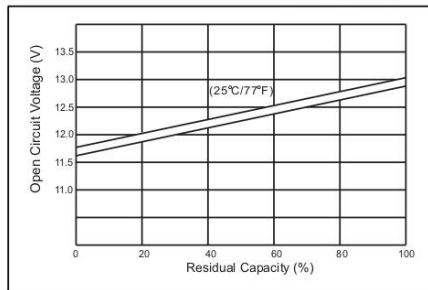
● Floating life on Temperature



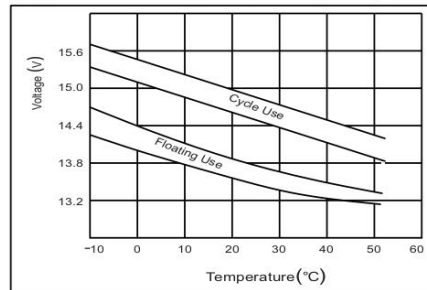
● Cycle life on D.O.D (25°C)



● The relationship for OCV and Capacity (25°C)



● The relationship for Charging voltage and Temperature



## Inversor



Brand : cnsnipower  
Model : SP-600L  
Wave form : Pure Sine Wave  
Surge power : 1200W  
Input voltage : 12V/24V/48V  
Output voltage : 110V/220V  
Frequency : 50Hz/60Hz  
Package size : 26\*16\*7(cm)  
N.W/G.W : 1.1/1.3(KG)

## Anexo 2. Código en MATLAB

### Datos de entrada

```
%Datos horarios:
LoadDemand = xlsread('DatosPOWER2021','E14:E8773')/1000; %Perfil de carga (kW)
SolarRad = xlsread('DatosPOWER2021','F14:F8773')/1000; %Irradiación horaria (kW/m^2)
Ta = xlsread('DatosPOWER2021','I14:I8773'); %Temperatura ambiente (°C)
T=1:size(LoadDemand,1); %Vector tiempo
dt=1; %Paso de tiempo de simulación (horas)

%Módulo fotovoltaico:
Er=0.1934; %Eficiencia de referencia del módulo
Epc=1; %Eficiencia de acondicionamiento de potencia, igual a 1 si se utiliza un seguidor
perfecto de potencia máxima (MPPT)
EficienciaBOS=0.85; %Eficiencia por pérdidas del sistema
PanelArea=0.72765; %Área de las celdas fotovoltaicas del panel (m^2)
B=-0.0037; %Coeficiente de temperatura de eficiencia del panel (%/°C)
Tcref=25; %Temperatura de referencia de la celda (°C)
NOCT=45; %Temperatura nominal de operación en la celda (°C)
LP=20; %Tiempo de vida útil del módulo (años)

%Batería:
VBatt=12; %Voltaje de la batería (v)
CBatt=150; %Capacidad nominal de la batería (Ah)
SOCmin=0.7; %Estado de carga mínimo
SOCmax=1; %Estado de carga máximo
EffiCh=1; %Eficiencia de carga
EffiDch=1; %Eficiencia de descarga
LBatt=10; %Tiempo de vida útil de la batería (años)

%Inversor:
PInv=0.6; %Potencia del inversor (kW)
EffiInv=0.92; %Eficiencia del inversor
LInv=10; %Tiempo de vida útil del inversor (años)

%Costos de capital inicial
COPV=2656.3; %En pesos mexicanos
COBatt=3312; %En pesos mexicanos
COInv=3000; %En pesos mexicanos
FR=0.087; %Tasa de inflación
NIR=0.0925; %Tasa de interés nominal
%RIR=0.022; %Tasa de interés real
```

## Cálculo de costos del sistema

```
RIR=(NIR-FR)/(1+FR); %Tasa de interés real

%Módulo fotovoltaico:
CInst=0.2*COPV; %Costo de instalación
CRepPV=0; %Costo de reposición
COYM0PV=0.01*COPV; %Costo de operación y mantenimiento del primer año
%Costo de operación y mantenimiento:
if NIR~=FR
    COYMPV=COYM0PV*((1+FR)/(NIR-FR))*((1-((1+FR)/(1+NIR))^(LP)));
else
    COYMPV=COYM0PV*LP;
end
CostPV=COPV+CRepPV+COYMPV+CInst;

%Batería:
NRepBatt=ceil((LP/LBatt))-1; %Número de reposiciones
%Costo de reposición:
CRepBatt=0;
for i=1:NRepBatt
    CRepBatt=CRepBatt+C0Batt*((1+FR)/(1+NIR))^(LP*i/(NRepBatt+1));
end
COYM0Batt=0.01*C0Batt; %Costo de operación y mantenimiento del primer año
%Costo de operación y mantenimiento:
if NIR~=FR
    COYMBatt=COYM0Batt*((1+FR)/(NIR-FR))*((1-((1+FR)/(1+NIR))^(LP)));
else
    COYMBatt=COYM0Batt*LP;
end
CostBatt=C0Batt+CRepBatt+COYMBatt;

%Inversor:
NRepInv=ceil((LP/LInv))-1; %Número de reposiciones
%Costo de reposición:
CRepInv=0;
for i=1:NRepInv
    CRepInv=CRepInv+C0Inv*((1+FR)/(1+NIR))^(LP*i/(NRepInv+1));
end
COYM0Inv=0.01*C0Inv; %Costo de operación y mantenimiento del primer año
%Costo de operación y mantenimiento:
if NIR~=FR
    COYMinv=COYM0Inv*((1+FR)/(NIR-FR))*((1-((1+FR)/(1+NIR))^(LP)));
else
    COYMinv=COYM0Inv*LP;
end
CostInv=C0Inv+CRepInv+COYMinv;
```

## Variables de decisión

```
NPV=optimvar('NPV','type','integer','LowerBound',1,'UpperBound',50); %Número de módulos fotovoltaicos
NBatt=optimvar('NBatt','type','integer','LowerBound',1,'UpperBound',50); %Número de baterías
NInv=optimvar('NInv','type','integer','LowerBound',1,'UpperBound',10); %Número de inversores
```

## Variables auxiliares

```
PVSize=optimvar('PVSize','LowerBound',0); %Tamaño del arreglo fotovoltaico (m^2)
EBattMax=optimvar('BattMax','LowerBound',0); %Capacidad máxima de almacenamiento de energía en el banco de baterías (kWh)
PCharge=optimvar('PCharge',size(T,2),'LowerBound',0); %Potencia de carga del banco de baterías (kW)
PDischarge=optimvar('PDischarge',size(T,2),'LowerBound',0); %Potencia de descarga del banco de baterías (kW)
PChargeDelivered=optimvar('PChargeDelivered',size(T,2),'LowerBound',0); %Potencia de carga entregada por el banco de baterías (kW)
PDump=optimvar('PDump',size(T,2),'LowerBound',0); %Potencia de carga desperdiciada (kW)
EBatt=optimvar('BState',size(T,2),'LowerBound',0); %Nivel de energía del banco de baterías (kWh)
```

## Función objetivo

```
prob=optimproblem('Objective',(CostPV*NPV)+(CostBatt*NBatt)+(CostInv*NInv),'ObjectiveSense','min'); %Minimizar el costo total del ciclo de vida del sistema
```

## Cálculos

```
% Arreglo fotovoltaico:
Tc=Ta+((NOCT-20)/800)*SolarRad; %Temperatura de célula (°C)
PVEffi=Er*Epc*(1-B*(Tc-Tcref)); %Eficiencia del módulo
PPVTotal=PVSize*PVEffi.*SolarRad*EficienciaBOS; %Potencia de salida del arreglo fotovoltaico (kW)

%Batería:
EBatt0=EBattMax; %Nivel inicial de energía en el banco de baterías (kWh)

%Inversor:
PInvTotal=LoadDemand/EffiInv; %Potencia total a cubrir por el inversor

%Flujo energético:
PFlow=PPVTotal-LoadDemand; %Potencia requerida para satisfacer la carga (positiva si PPVTotal es mayor que LoadDemand y negativa si LoadDemand es mayor que PPVTotal)
```

## Restricciones

### %Módulo fotovoltaico:

```
prob.Constraints.NumberOfPVPanels=NPV>=PVSize/PanelArea; %Número de paneles fotovoltaicos
```

### %Batería:

```
prob.Constraints.NumberOfBatteries=NBatt==EBattMax/((VBatt*CBatt/1000)); %Número de baterías  
prob.Constraints.BatteryEnergyLevel1=EBatt(1)==EBatt0+dt*(EffiCh*PChargeDelivered(1)-  
PDischarge(1)/EffiDch); %Nivel de energía en el banco de baterías en la primera hora (kWh),  
que depende del nivel inicial establecido
```

```
prob.Constraints.BatteryEnergyLevel2=EBatt(2:end)==EBatt(1:end-  
1)+dt*(EffiCh*PChargeDelivered(2:end)-PDischarge(2:end)/EffiDch); %Nivel de energía en el  
banco de baterías (kWh)
```

```
prob.Constraints.MinimumBatteryState=EBatt>=(SOCmin*EBattMax); %Nivel mínimo de energía en el  
banco de baterías (kWh)
```

```
prob.Constraints.MaximumBatteryState=EBatt<=(SOCmax*EBattMax); %Nivel máximo de energía en el  
banco de baterías (kWh)
```

### %Inversor:

```
prob.Constraints.NumberOfInverters=NInv>=(PInvTotal/PInv); %Número de inversores
```

### %Flujo energético:

```
prob.Constraints.PFlow1=PFlow(1:end)==PCharge(1:end)-PDischarge(1:end); %Asegura que el flujo  
de energía requerido sea satisfecho por las potencias de carga y descarga
```

```
prob.Constraints.PCharge1=PCharge(1:end)>=PFlow(1:end);
```

```
prob.Constraints.PCharge2=PCharge(1:end)==PChargeDelivered(1:end)+PDump(1:end);
```

```
%prob.Constraints.PDischarge1=PDischarge(2:end)<=EBatt(1:end-1); %La potencia de descarga no  
puede exceder la carga disponible en el banco de baterías
```

```
prob.Constraints.PDump1=PDump(2:end)==PCharge(2:end)-(EBattMax-EBatt(1:end-1)); %Potencia de  
carga desperdiciada (cuando el nivel de energía es 100%)
```

```
prob.Constraints.PDump2=PDump(1:end)<=PPVTotal(1:end);
```

```
%prob.Constraints.PChargeDelivered1=PChargeDelivered(2:end)<=EBattMax-EBatt(1:end-1); %La  
cantidad de carga entregada está limitada por la capacidad del banco de baterías
```

```
%prob.Constraints.PowerBalance=PPVTotal(1:end)-PCharge(1:end)+PDischarge(1:end)-  
LoadDemand(1:end)==0; %Balance de energía
```

## Resolución del problema

```
problem=prob2struct(prob);  
[sol,TotalCost,exitflag,output]=intlinprog(problem);
```

## Datos de salida

### %Valores resultantes:

```
EBattR=sol(1:8760);
```

```
EBattMaxR=sol(8761);
```

```
NBattR=sol(8762);
```

```
NInvR=sol(8763);
```

```

NPVR=so1(8764);
PChargeR=so1(8765:17524);
PChargeDeliveredR=so1(17525:26284);
PDischargeR=so1(26284:35044);
PDumpR=so1(35045:43804);
PVSizeR=so1(43805);

%Número óptimo de componentes para el sistema:
fprintf('NPV = %i\n', NPVR);
fprintf('NBatt = %i\n', NBattR);
fprintf('NInv = %i\n\n', NInvR);

%Cálculo de producción y consumo anual de energía:
PPVTota1R=NPVR*PanelArea*PVEffi.*SolarRad*EficienciaBOS;
AnnualProduction=sum(PPVTota1R);
AnnualConsumption=sum(LoadDemand);
fprintf('Producción de electricidad al año (kwh) = %6.2f\n', AnnualProduction);
fprintf('Consumo de electricidad al año (kwh) = %6.2f\n\n', AnnualConsumption);

%Desglose de costos:
format bank
TypeCosts={'Capital Inicial';'Reposición';'Operación y Mantenimiento';'Total'};
PVCosts=NPVR*[C0PV;CRepPV;COYMPV;C0PV+CRepPV+COYMPV];
BattCosts=NBattR*[C0Batt;CRepBatt;COYMBatt;C0Batt+CRepBatt+COYMBatt];
InvCosts=NInvR*[C0Inv;CRepInv;COYMinv;C0Inv+CRepInv+COYMinv];
Costs=table('RowNames',TypeCosts);
Costs('PV')=PVCosts;
Costs('Batt')=BattCosts;
Costs('Inv')=InvCosts;
Costs('Total')=Costs('PV')+Costs('Batt')+Costs('Inv');
disp(Costs);
fprintf('Costo de Instalación = $%7.2f\n\n',CInst*NPVR);
fprintf('Costo Total del Sistema = $%9.2f\n\n',TotalCost);

%Cálculo del costo nivelado de energía:
CRF=(RIR*(1+RIR)^LP)/((1+RIR)^LP-1); %Factor de Recuperación de Capital
TAC=TotalCost*CRF; %Costo Aualizado Total
LCOE=TAC/AnnualConsumption; %Costo Nivelado de Energía
%LCOE=TAC/AnnualProduction; %Costo Nivelado de Energía
fprintf('Costo Nivelado de Energía = $%4.2f\n',LCOE);
fprintf('Costo Nivelado de la Matriz Fotovoltaica =
$%4.2f\n', (NPVR*CostPV)*CRF/AnnualProduction);

%Gráficas:
figure(1);
subplot(3,1,1); %Gráfica de potencia de salida de la matriz fotovoltaica
plot(T,PPVTota1R,'color',[0.9290 0.6940 0.1250]);
title('Potencia de salida de la matriz fotovoltaica');
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Potencia (kw)');

```

```
subplot(3,1,2); %Gráfica del SOC del banco de baterías
plot(T,EBattR*100/EBattMaxR,'Color',[0 0.4470 0.7410]);
title('Estado de carga del banco de baterías');
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('SOC (%)');
ylim([70 100]);
subplot(3,1,3); %Gráfica de exceso de producción eléctrica
plot(T,PDumpR,'Color',[0.6350 0.0780 0.1840]);
title('Exceso de producción eléctrica');
xlabel('Tiempo (h)');
ylabel('Potencia (kw)');
ylim([0 1.5]);
```

*Published with MATLAB® R2017b*