

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGÍAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TEMA:

**Evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con
conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la
Universidad Técnica Estatal de Quevedo**

AUTOR:

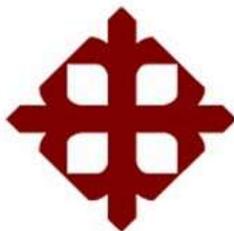
Ing. Cristopher Eddy Salazar Loor

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de
**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGÍAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR:

Ing. Juan Peralta Jaramillo, Ph.D

Guayaquil, 15 de junio 2023



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Christopher Eddy Salazar Loor como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.**

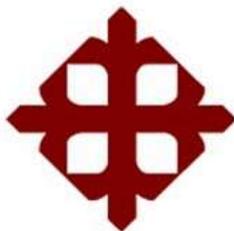
TUTOR

Ing. Juan Peralta Jaramillo, Ph.D

DIRECTOR DEL PROGRAMA

Ing. Celso Bayardo Bohórquez, MSc

Guayaquil, 15 de junio de 2023



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Christopher Eddy Salazar Loor

DECLARO QUE:

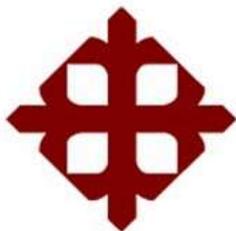
El trabajo de titulación **“Evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo”**, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 15 de junio de 2023

EL AUTOR

Christopher Eddy Salazar Loor



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

AUTORIZACIÓN

Yo, Christopher Eddy Salazar Loor

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado: **“Evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 15 de junio de 2023

EL AUTOR

Christopher Eddy Salazar Loor

INFORME DE URKUND

Document Information

Analyzed document	03-16-2023_TESIS_UCSGJ_SALAZAR_LOOR_FINAL.pdf (D161683828)
Submitted	2023-03-21 14:30:00
Submitted by	
Submitter email	efrain.velez@cu.ucsg.edu.ec
Similarity	2%
Analysis address	efrain.velez.ucsg@analysis.orkund.com

Sources included in the report

W	URL: https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf Fetched: 2023-03-21 15:05:00	 26
W	URL: https://doi.org/10.3390/su13042135 Fetched: 2023-03-21 15:03:00	 1
W	URL: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instala... Fetched: 2023-03-21 15:04:00	 4

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación a Dios por guiarme y bendecirme con sabiduría e inteligencia para alcanzar cada meta que me propongo y por ser mi fortaleza para hacer realidad este título que es un escalón más de mi formación profesional.

A mis padres Rodger y Alicia por respaldarme en todo momento, por los valores que me han inculcado, por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación y por ser un excelente ejemplo de vida.

A mis hermanos Sarita y Benjamín por ser mi fuente incondicional de apoyo e inspiración para dar lo mejor de mí.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es el reflejo de la suma de esfuerzos, no solo de mi parte sino de todas y cada una de las personas que a continuación menciono, sin ellas no hubiera sido posible, a ellos mi más sincero agradecimiento:

A Dios por su amor, guía, ayuda y fortaleza para poder avanzar hasta la meta de profesionalizarnos.

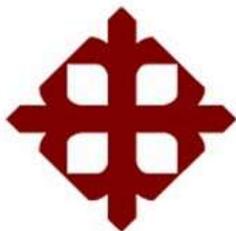
A mis padres y hermanos por su apoyo incondicional que nos inspiran a ser mejor cada día.

A Sorayi y Monce por acogerme y atenderme como un hermano e hijo, mientras estuve en el periodo de clases presenciales.

A la Universidad Estatal Técnica de Quevedo por abrirme las puertas y en especial al coordinador de la carrera de Ingeniería en electricidad el Ph.D. Jorge Murillo por su apoyo durante la investigación en campo.

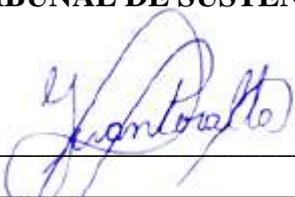
A aquellas personas que directa e indirectamente contribuyeron en la elaboración de este trabajo de investigación.

A todos ustedes muchas gracias por formar parte importante en el camino a cumplir la meta de ser un profesional.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f. 

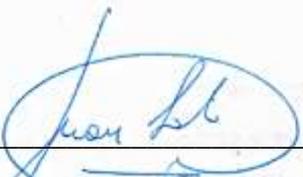
Ph.D. Juan Peralta Jaramillo

TUTOR

f. 

MSc. Celso Bohórquez Escobar

DIRECTOR DEL PROGRAMA

f. 

Ph.D. Juan Carlos Lata García

REVISOR

f. 

MSc. Diana Bohórquez Heras

REVISOR

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
RESUMEN.....	XX
ABSTRACT.....	XXI
1. CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Antecedentes.....	3
1.3. Justificación.....	4
1.4. Planteamiento del problema.....	5
1.4.1. Formulación del problema.....	6
1.5. Objetivos.....	6
1.5.1. Objetivo General.....	6
1.5.2. Objetivos específicos.....	7
1.6. Hipótesis.....	7
1.7. Variables de investigación.....	7
1.7.1. Independiente.....	7
1.7.2. Dependiente.....	7
2. CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Generación fotovoltaica.....	8

2.2.	Energía solar	8
2.2.1.	Uso de nomenclatura.....	9
2.2.2.	Geometría solar	9
2.2.3.	Radiación Solar	15
2.2.4.	Evaluación de potencial de energía solar	31
2.2.5.	Irradiación promedio anual	31
2.2.6.	Instrumentos de medida	32
2.2.7.	Series temporales	32
2.2.8.	Bases de datos internacionales	36
2.3.	Sistema fotovoltaico	38
2.3.1.	Efecto fotovoltaico	38
2.3.2.	Paneles fotovoltaicos.....	39
2.3.3.	Inversor	45
2.3.4.	Elementos de protección	50
2.4.	Estimación de demanda de electricidad	51
2.5.	Producción de electricidad	53
2.5.1.	Cálculo del punto máximo de potencia.....	53
2.5.2.	Cálculo de la potencia entregada por el inversor	55
2.5.3.	Rendimiento energético de la instalación o performance ratio.....	56
2.5.4.	Energía producida	58
2.6.	Legislación y Normativa Vigente.....	59
2.6.1.	ARCERNNR-013/2021.....	59

2.6.2.	Pliego tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	63
2.6.3.	Tarifa General en Bajo Voltaje	64
2.6.4.	Demanda Facturable.....	65
2.7.	Factibilidad.....	66
2.7.1.	Factibilidad técnica	66
2.7.2.	Factibilidad económica	70
3.	CAPÍTULO 3. DISEÑO METODOLOGICO.....	74
3.1.	Tipo de investigación	74
3.1.1.	Investigación documental.....	74
3.1.2.	Investigación de campo.....	74
3.1.3.	Investigación exploratoria.....	74
3.1.4.	Investigación evaluativa.....	75
3.2.	Metodología.....	75
3.2.1.	Enfoque	76
4.	CAPÍTULO 4. ANÁLISIS Y RESULTADOS	78
4.1.	VARIABLES meteorológicas y de emplazamiento.	78
4.1.1.	Ubicación	78
4.1.2.	Arquitectura del edificio	79
4.1.3.	Información meteorológica del lugar	80
4.2.	Análisis de la radiación solar.....	81
4.2.1.	Datos locales	81
4.2.2.	Datos del NREL.....	93

4.2.3.	Datos NASA POWER.....	95
4.2.4.	Trayectoria Solar.....	98
4.2.5.	Elección de la irradiación anual promedio y horas solar pico.	99
4.3.	Estimación de la demanda energética.....	102
4.4.	Estimación de irradiación global solar en el plano inclinado.....	103
4.5.	Factibilidad técnica-económica de un sistema fotovoltaico.....	118
4.5.1.	Técnico.....	118
4.5.2.	Económico.....	133
5.	CONCLUSIONES.....	146
6.	RECOMENDACIONES.....	148
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	149
	APÉNDICES.....	157
	APÉNDICE A. Consumo Eléctrico en kWh del campus Central de la UTEQ...	158
	APÉNDICE B. Planos de la cubierta del edificio.....	160
	APÉNDICE C. Adquisición de Datos de irradiancia y temperatura.....	164
	APÉNDICE D. Levantamiento de consumos eléctricos del edificio del estudio	168
	APÉNDICE E. Simulación en PVSyst de Sistema Fotovoltaico en FCI.....	185
	APÉNDICE F. Medias horarias de Irradiancia y temperatura de los datos locales obtenidos del piranómetro.....	212
	APÉNDICE G. Códigos de scripts y funciones desarrolladas en MATLAB para el análisis de las series temporales de la irradiación, estimación de la irradiación global efectiva en el plano inclinado y producción de electricidad	219

APÉNDICE H. Datasheets.....	248
APÉNDICE I. Tablas del NFPA 70 (NEC 2020)	253
APÉNDICE J. Demanda Estimada del Edificio	259
APÉNDICE K. Planos de Diseño del Sistema Fotovoltaico	271
APÉNDICE L. Pliego tarifario 2022	274
APÉNDICE M. Planillas de Energía	276
APÉNDICE N. Evidencias fotográficas de visita al edificio de la FCI	300

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Representación de la declinación, la altitud solar, el acimut solar y los ángulos cenitales solares.	15
Figura 2.2. Distribución espectral de la intensidad de la radiación solar	17
Figura 2.3. Determinación de la constante solar	18
Figura 2.4. Espectro solar fuera y dentro de la atmósfera.	20
Figura 2.5. Explicación del término masa de aire	21
Figura 2.6. Componentes de la radiación solar global en una superficie horizontal.	24
Figura 2.7. Componente de la radiación solar en una superficie inclinada.	28
Figura 2.8. Visor de acceso a datos del NREL.....	37
Figura 2.9. Visor de acceso a datos de la NASA proyecto “POWER”	38
Figura 2.10. Tipos de Células Fotovoltaicas utilizadas en los paneles	39
Figura 2.11. Gráfico I-V de paneles fotovoltaicos conectados en serie.....	41
Figura 2.12. Gráfico I-V de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.....	42
Figura 2.13. Gráfico P-V influencia de la temperatura en la potencia de un módulo fotovoltaico.....	44
Figura 2.14. Instalación solar fotovoltaica conectada a la red	47
Figura 2.15. Diagrama de instalación fotovoltaica con conexión inyección cero.....	48
Figura 2.16. Diagrama del punto máximo de potencia.....	49
Figura 2.17. Bloques de un inversor	50
Figura 2.18. Curva de eficiencia de un inversor	55
Figura 4.1. Mapa de ubicación de la FCI	78
Figura 4.2. Fachada Norte y Sur de la FCI	79
Figura 4.3. Análisis exploratorio	82

Figura 4.4. <i>Problemas de los datos registrados por piranómetro en el periodo febrero 2019 y enero 2020.</i>	83
Figura 4.5. <i>Diagrama de cajas de cada mes de los datos del piranómetro sin procesar.</i>	84
Figura 4.6. <i>Diagrama de dispersión de irradiancia del 3 de febrero del 2019</i>	85
Figura 4.7. <i>Diagrama de cajas de los datos tratados desde Febrero 2019 hasta Julio 2020.</i>	86
Figura 4.8. <i>Diagrama de cajas de los datos tratados desde Agosto 2019 hasta Enero 2020</i>	87
Figura 4.9. <i>Perfiles horarios de los datos medidos y tratados</i>	87
Figura 4.10. <i>Irradiancia promedio horaria periodo Feb 2019 – Ene 2020 (piranómetro)</i>	89
Figura 4.11. <i>Curva de irradiancia solar para los solsticios y equinoccios</i>	90
Figura 4.12. <i>Irradiación solar global horizontal diaria promedio mensual (febrero 2019-enero 2020)</i>	91
Figura 4.13. <i>Temperatura promedio mensual periodo Feb 2019 – Ene 2020</i>	92
Figura 4.14. <i>Irradiación solar global horizontal anual periodo 1998-2020 según el NREL</i>	93
Figura 4.15. <i>Irradiación solar global horizontal media diaria interanual periodo 1998-2020 según el NREL</i>	94
Figura 4.16. <i>Irradiación solar global horizontal anual periodo 1998-2020 según la NASA</i>	96
Figura 4.17. <i>Irradiación solar global horizontal media diaria en interanual periodo 1998-2020 según la NASA</i>	97
Figura 4.18. <i>Diagrama de trayectoria solar</i>	99

Figura 4.19. <i>Irradiación Global Horizontal local y satelital</i>	101
Figura 4.20. <i>Irradiación Global Horizontal media entre el NREL y NASA</i>	101
Figura 4.21. <i>Procedimiento de cálculo de irradiación solar efectiva en el plano inclinado</i>	104
Figura 4.22. <i>Vista Norte, Sur, Este y Oeste del edificio</i>	119
Figura 4.23. <i>Área de la cubierta de la FCI</i>	119
Figura 4.24. <i>Proyección de sombras mediante Sketchup del peor día del año (21 de junio)</i>	120
Figura 4.25. <i>Área de trabajo para la colocación de los módulos fotovoltaicos</i> . 121	
Figura 4.26. <i>Dimensiones de Panel Fotovoltaico FV TRINA SOLAR TSM-DE19 VERTEX 545WP</i>	122
Figura 4.27. <i>Proyección de la demanda en kWh</i>	135

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. <i>Trabajos de Investigación con temáticas similares</i>	4
Tabla 2.1. <i>Declinación solar en el hemisferio sur</i>	10
Tabla 2.2. <i>Valor dn correspondiente a los doce días promedio</i>	16
Tabla 2.3. <i>Características del Sol y la Tierra</i>	18
Tabla 2.4. <i>Descripción del índice de claridad</i>	25
Tabla 2.5. <i>Valores del coeficiente de pérdidas angulares y transmitancia relativa en incidencia normal para diferentes tipos de suciedad</i>	28
Tabla 2.6. <i>Características de los Tipos de Paneles Solares</i>	40
Tabla 2.7. <i>Límites de pérdidas por orientación e inclinación</i>	57
Tabla 2.8. <i>Aumento de temperatura basado en la estructura de montaje</i>	68
Tabla 4.1. <i>Coordenadas Geográficas</i>	79
Tabla 4.2. <i>Elementos de estación solar Kipp Zonen</i>	81
Tabla 4.3. <i>Irradiancia solar global horaria obtenida del piranómetro</i>	88
Tabla 4.4. <i>Promedios de la irradiación solar global horizontal diaria mensual obtenida del piranómetro</i>	91
Tabla 4.5. <i>Promedios de la irradiación solar global horizontal diaria mensual obtenida del piranómetro</i>	92
Tabla 4.6. <i>Irradiación global horizontal del NREL</i>	94
Tabla 4.7. <i>Temperatura del NREL</i>	95
Tabla 4.8. <i>Irradiación global horizontal del NASA POWER</i>	97
Tabla 4.9. <i>Irradiación global horizontal de las distintas bases de datos</i>	100
Tabla 4.10. <i>Métricas de evaluación del error y relación entre los datos</i>	100
Tabla 4.11. <i>Métricas de evaluación del error y relación entre los datos NASA - NREL</i>	102

Tabla 4.12. <i>Consumo de energía estimado de la FCI</i>	103
Tabla 4.13. <i>Valores horarios de la irradiancia en el plano del generador para el mes de enero</i>	114
Tabla 4.14. <i>Promedios irradiancia solar efectiva en el plano del generador para cada mes del año promedio con orientación 4° e inclinación 8.54°</i>	115
Tabla 4.15. <i>Promedios irradiancia solar efectiva en el plano del generador para cada mes del año promedio con orientación 184° e inclinación 8.54°</i>	116
Tabla 4.16. <i>Resultados de las medias mensuales de irradiancia diaria efectiva mediante la metodología empleada y PVsyst 7.2</i>	117
Tabla 4.17. <i>Métricas de evaluación error de la metodología empleada y PVsyst 7.2</i>	117
Tabla 4.18. <i>Datasheet Panel Fotovoltaico FV TRINA SOLAR TSM-DE19 VERTEX 545WP</i>	121
Tabla 4.19. <i>Cálculo de demanda neta de la FCI</i>	123
Tabla 4.20. <i>Número máximo de paneles según dimensiones de la cubierta</i>	124
Tabla 4.21. <i>Datasheet del inversor Growatt MAC 25KTL3-XL</i>	126
Tabla 4.22. <i>Producción de Electricidad de un sistema fotovoltaico en la FCI</i> .	132
Tabla 4.23. <i>Demanda y Energía estimada para el Edificio de la FCI</i>	133
Tabla 4.24. <i>Demanda y Energía consumida según planillas del año 2022 de la UTEQ</i>	134
Tabla 4.25. <i>Costos de Energía consumida para la FCI</i>	134
Tabla 4.26. <i>Coefficiente de la energía e intercepto</i>	135
Tabla 4.27. <i>Repartición de la energía, demanda estimada y sus costos</i>	136
Tabla 4.28. <i>Presupuesto del proyecto</i>	137
Tabla 4.29. <i>Costos de mantenimiento</i>	139

Tabla 4.30. <i>Evaluación financiera con un costo de 0.065 \$/kWh</i>	140
Tabla 4.31. <i>Evaluación financiera con un costo de 0.6812 \$/kWh</i>	141
Tabla 4.31. <i>Costo de energía donde se recuperan los gastos del proyecto</i>	143
Tabla 4.32. <i>Evaluación financiera con un costo de 0.10831389 \$/kWh</i>	144
Tabla 4.33. <i>Análisis de los escenarios (costos)</i>	145

RESUMEN

Este trabajo de investigación presenta la evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería (FCI) de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo (UTEQ). La investigación es de carácter exploratoria, analítica y de campo para lo cual se recopilieron las variables meteorológicas como la irradiancia y temperatura, así como las características, componentes y funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Además, se analizaron los datos registrados por el piranómetro ubicado en la FCI en conjunto con datos del NREL para estimar la irradiancia incidente en el área de la cubierta del edificio, teniendo en cuenta las posibles pérdidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles debido a la ubicación y arquitectura del edificio. Con dicha información se estimó que la demanda de electricidad diaria del edificio de 2600.66 kWh, considerando las cargas eléctricas y sus horas de uso en base al calendario académico-laboral. En cuanto a la estimación de la irradiación anual promedio en el plano inclinado se obtuvo 3.48 kWh/m² considerando los factores de pérdidas por suciedad y ángulo de incidencia. Finalmente se determinó que la implementación de un SFV es técnicamente factible con un diseño con 224 módulos fotovoltaicos alcanzando una potencia de generación de 122.08 kWp con 4 inversores de 25 kW conectados en paralelo. En cuanto al aspecto financiero, el proyecto es económicamente factible siempre y cuando el costo por kWh sea mayor a \$0.10831. En el escenario más optimista (costo de la tarifa residencial 0.6822 USD/kWh), se obtuvo: un TIR de 89.92%, un VAN de \$535,616.22 USD, un (B/C) de 6.29 y en un período de 1 año, 3 mes y 5 días se recuperaría la inversión.

PALABRAS CLAVES: Evaluación potencial energético, energía fotovoltaica, conexión a la red, piranómetro, series de tiempo.

ABSTRACT

This research work presents the assessment of solar energy potential for grid-connected photovoltaic generation at the Facultad de Ciencias de la Ingeniería (FCI) of the Universidad Técnica Estatal de Quevedo (UTEQ). The research is exploratory, analytical, and field-based, for which meteorological variables such as irradiance and temperature, as well as the characteristics, components, and operation of photovoltaic systems, were collected. In addition, data recorded by the pyranometer located at the FCI was analyzed in conjunction with NREL data to estimate the incident irradiance on the roof area of the building, taking into account possible losses due to shading, orientation, and inclination of the panels due to the building's location and architecture. With this information, it was estimated that the building's daily electricity demand was 2600.66 kWh, considering the electric loads and their usage hours based on the academic and labor calendar. Regarding the estimation of the average annual irradiation on the inclined plane, 3.48 kWh/m² was obtained, considering loss factors due to dirt and incidence angle. Finally, it was determined that the implementation of a photovoltaic system is technically feasible with a design consisting of 224 photovoltaic modules, achieving a generation power of 122.08 kWp with 4 parallel-connected 25 kW inverters. In terms of the financial aspect, the project is economically feasible as long as the cost per kWh is greater than \$0.10831. In the most optimistic scenario (residential tariff cost of 0.6822 USD/kWh), a TIR of 89.92%, a VAN of \$535,616.22 USD, a (B/C) ratio of 6.29, and an investment recovery period of 1 year, 3 months, and 5 days were obtained.

KEY WORDS: Energy potential evaluation, photovoltaic energy, grid connection, pyranometer, time series.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

1.1. Introducción

La energía de la que disponemos es proveniente del Sol, esto implica tanto aquella resultante de los combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón), como las demás renovables eólica, hidráulica, biomasa, entre otras; esto se debe a que es directamente responsable del viento, de la evaporación, de la formación de nubes, de la lluvia, entre otras.

El aprovechamiento de la energía solar está condicionado principalmente a la intensidad de la radiación solar recibida por la Tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas de cada lugar por lo que es necesario realizar una evaluación del potencial solar de la zona de estudio para saber si es factible la implementación de sistemas fotovoltaicos.

En este proyecto se pretende realizar la evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería (FCI) de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo (UTEQ), mediante el uso de la información del piranómetro ubicado en el edificio de la FCI de la UTEQ, así como de otras fuentes de información de base de datos nacionales y extranjeras que complementen los datos medidos en campo.

En este primer capítulo se resaltan las generalidades del proyecto de investigación, antecedentes, justificación, problema a solucionar y los objetivos planteados para el desarrollo de la solución propuesta.

En el segundo capítulo se trata el marco teórico con los aspectos y conceptos generales de la generación fotovoltaica, la energía solar junto a la nomenclatura usada, la geometría solar, las componentes de la radiación, los elementos

involucrados en un sistema fotovoltaico, sus características técnicas, su funcionamiento y la normativa ecuatoriana vigente con respecto a la conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos, debido a su importancia para poder interconectarse a la red de energía eléctrica pública, cumpliendo con las características de voltaje, frecuencia, entre otros parámetros, para mantener una buena calidad del servicio eléctrico y no afectarlo ni perjudicarlo.

En el tercer capítulo se describe la metodología utilizada para la investigación basado en una previa investigación de proyectos similares en el campo de la energía fotovoltaica.

Finalmente, en el cuarto capítulo se analizaron los datos de la estación local de radiación solar ubicada en la terraza del edificio de la FCI. Donde se les realizó el respectivo tratamiento de los datos y estadísticas para la estimación de la cantidad de energía que llegaría a las cubiertas de los edificios mediante MATLAB, contrastando con los datos del NREL y NASA y seleccionando aquellos datos históricos más cercanos y correlacionados a los datos locales para los respectivos cálculos. Luego se realizaron los cálculos para la obtención de la radiación solar en la orientación e inclinación de la cubierta, se determinó la demanda de energía eléctrica basado en las cargas eléctricas más importantes para las funciones académicas y con un tiempo estimado de uso y para terminar se realizó la factibilidad técnica y económica de un sistema solar fotovoltaico con conexión a la red cumpliendo con las respectivas normativas establecidas por la pertinente entidad de control en la zona de estudio.

1.2. Antecedentes

En 2008, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) publicó el “Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, basado en promedios mensuales y anuales de estimaciones satelitales de irradiación solar tomados de bases de datos del Laboratorio de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos. Estas estimaciones fueron realizadas con el modelo CSR (Climatological Solar Radiation Model) que permite conocer la insolación diaria sobre una superficie horizontal en celdas de 40 km x 40 km (Ordoñez & Vaca, 2020).

En (Marcillo & Fuentes, 2016) se identificaron las áreas óptimas para la instalación de energía solar y eólica en el cantón Quevedo, Provincia de Los Ríos, Ecuador, utilizando Sistemas de Información Geográfica (SIG) basados en criterios de velocidad y dirección del viento, heliofanía, pendiente y uso del suelo. Se realizó un diagnóstico ambiental y se determinaron los costos de instalación para infraestructuras de energía solar y eólica. Los promedios mensuales de 22 años de registros para dirección-velocidad del viento y heliofanía de 7 y 8 estaciones meteorológicas, respectivamente, se utilizaron para realizar la identificación de zonas con potencial eólico y solar. Además, se utilizó información cartográfica preexistente sobre la pendiente y uso del suelo. La modelización espacial de los datos y la producción de los mapas temáticos se realizaron en ArcGIS. La principal conclusión sugiere que no hay potencial eólico, pero hay un potencial solar representativo, aunque solo se consideró la radiación solar directa.

La Tabla 1.1 presenta información acerca de algunos trabajos de investigación con temáticas similares realizados en otras localidades del país.

Tabla 1.1.*Trabajos de Investigación con temáticas similares*

Proyectos	Ubicación	Tipo de energía	Tecnología usada	Potencia Instalada	Tipo de conexión
1) Evaluación del potencial energético solar a partir de los datos de radiación global y una propuesta de diseño de un sistema de generación de energía fotovoltaico conectado a la red utilizando las normas nacionales e internacionales, para una casa de la ciudadela La Paz. (Pesantez Erazo, 2017)	Riobamba	Solar	Fotovoltaica	1.35 kW	On-grid
2) Evaluación del potencial solar para la generación de energía eléctrica en la unidad educativa “Juan Abel Echeverría” (Mosquera Palacios, 2017)	Cotopaxi	Solar	Fotovoltaica	25.08 kW	Off-grid

Nota. Adaptación propia

1.3. Justificación

La evaluación del potencial energético solar para unidades educativas es fundamental en el contexto de la transición energética y la consecución de la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Ecuador, comprometido con la sostenibilidad y la soberanía energética, busca garantizar el acceso a energía limpia, asequible, moderna y sostenible para las comunidades educativas, a través de la implementación de proyectos enfocados en la generación de vectores energéticos. La construcción de infraestructuras resilientes y la adopción de medidas para combatir el cambio climático y reducir el consumo y costo de energía son clave en este proceso.

El presente proyecto se enfoca en la evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la FCI de la UTEQ, con el objetivo de evaluar la factibilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos para satisfacer parte de las necesidades energéticas de electricidad de manera confiable y eficiente. La evaluación del potencial de recursos energéticos solares es un paso clave en la construcción de un futuro energético sostenible para las unidades educativas.

1.4. Planteamiento del problema

La problemática a abordar en este estudio se refiere al aumento de la demanda de energía eléctrica en las universidades debido al crecimiento de la cantidad de estudiantes, lo que implica un mayor consumo de energía proveniente de fuentes convencionales como las centrales hidroeléctricas y térmicas, generando un impacto ambiental y económico negativo. A pesar de los avances en la implementación de energías renovables en Latinoamérica, en la ciudad de Quevedo, Ecuador, no se han desarrollado notables proyectos de generación de energía urbana-educativa conectados a la red. Además, la falta de evaluación del potencial energético de fuentes alternativas en el campus de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo (UTEQ) ha impedido el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles que permitan reducir el costo por la energía consumida y la contribución a las emisiones de CO₂, lo que puede afectar el presupuesto asignado para áreas de investigación y la adquisición de equipos necesarios para apoyar los trabajos de investigación de los estudiantes. Por tanto, se plantea la necesidad de realizar una evaluación del potencial energético de fuentes alternativas en el campus de la UTEQ y desarrollar soluciones energéticas sostenibles que permitan reducir el

consumo de energía proveniente de fuentes convencionales y su impacto ambiental y económico negativo.

1.4.1. Formulación del problema

¿Cuál es el potencial energético solar para la generación de electricidad empleando sistemas fotovoltaicos con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo?

1.4.1.1. Sistematización del problema

- ¿Qué variables meteorológicas y de emplazamiento influyen en la generación de electricidad empleando sistemas fotovoltaicos?
- ¿Cómo se comporta la radiación solar en el edificio de la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo?
- ¿Cuál es la demanda de electricidad anual del edificio perteneciente a la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo?
- ¿Cuál es la irradiación solar global en el plano inclinado que incide en la cubierta del edificio de la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo?
- ¿Cuál es el nivel de factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a la red en la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Evaluar el potencial energético solar para la generación de electricidad empleando sistemas fotovoltaicos con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

1.5.2. Objetivos específicos

- Investigar las variables meteorológicas y de emplazamiento para la generación de electricidad usando sistemas fotovoltaicos.
- Analizar las series temporales de la radiación solar registradas localmente considerando las bases nacionales e internacionales.
- Estimar la demanda de electricidad anual del edificio perteneciente a la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo.
- Estimar la irradiación solar global en el plano inclinado que incide en la cubierta del edificio de la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo.
- Determinar la factibilidad técnica-económica de un sistema fotovoltaico con conexión a la red en la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo.

1.6. Hipótesis

Se espera que la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio de la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo contribuya a cubrir al menos el 25% de la demanda de electricidad del edificio.

1.7. Variables de investigación

1.7.1. Independiente

Potencial Energético Solar.

1.7.2. Dependiente

Generación fotovoltaica.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1. Generación fotovoltaica

La generación de energía fotovoltaica está altamente influenciada por diversas condiciones meteorológicas, especialmente la cantidad de radiación solar y la temperatura que impactan directamente en el desempeño de los paneles fotovoltaicos. Por esta razón, es crucial seleccionar un emplazamiento adecuado que maximice el aprovechamiento de la energía solar a través de la optimización de la orientación, inclinación y tamaño de los paneles, así como la selección cuidadosa de los equipos para la generación y conversión de la energía directa a alterna. Es importante considerar las pérdidas debidas a sombras, temperatura, orientación, inclinación y otros componentes involucrados, como cables, inversores, controladores y empalmes.

Durante el año 2021, la producción bruta de energía fotovoltaica en Ecuador alcanzó los 33.28 GWh, lo que equivale al 9.65% de la producción bruta total de energía del país, convirtiéndola en la fuente renovable con menor producción (CENACE, 2021).

2.2. Energía solar

El Sol es una fuente interminable de energía, resultado de la fusión nuclear perpetua y natural de los gases compuestos principalmente por hidrógeno. Este proceso libera una radiación hacia el espacio, generando temperaturas de hasta 15 millones de grados Celsius. La energía solar es el resultado de este proceso y es utilizada como una forma renovable de generación de energía eléctrica (Galdiano Hernández, 2011; Mertens, 2018a).

2.2.1. Uso de nomenclatura

Se recomienda seguir un formato específico al representar las componentes de la irradiancia o irradiación, siguiendo el orden: período, forma, tiempo y lugar. Este formato es conocido como la nomenclatura $\text{Forma}_{\text{tiempo,promedio}}(\text{lugar})$ tal como se presenta en Perpiñan (2020).

Donde:

- (Inclinación, Orientación): (β, α)
- (Horizontal)= (0)
- (Superficie perpendicular al vector solar): (n)
- (En el plano del generador): (I)

Por ejemplo, $B_d(0)$ representa la irradiación directa (forma) diaria (tiempo) en el plano horizontal (lugar), mientras que $G_{d,m}(I)$ representa la media mensual (periodo) de la irradiación global (forma) diaria (tiempo) en el plano del generador (lugar) y $D(\beta, \alpha)$ es la irradiancia difusa (forma) en la inclinación β y orientación α (lugar).

2.2.2. Geometría solar

La Tierra posee dos movimientos: la rotación alrededor de su propio eje y la traslación en torno al Sol siguiendo una trayectoria elíptica con una baja excentricidad, donde el Sol ocupa uno de los focos (Perpiñán, 2020).

La excentricidad de la elipse es corregida por la Ecuación (1) (Perpiñán, 2020).

$$\epsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0.003 \cos\left(\frac{2\pi D_n}{365}\right) \quad (1)$$

Los ángulos de irradiación solar varían según la latitud y las estaciones, como el eje de rotación de la Tierra gira en un ángulo de 23.45° con respecto a su

plano alrededor del sol, los ángulos de irradiación solar cambiarán constantemente cada hora para un lugar determinado (Aktas & Kirçiçek, 2021).

2.2.2.1. La declinación

Es el ángulo que se forma entre la línea central sol-tierra y su proyección sobre el plano ecuatorial. Este ángulo varía positiva y negativamente durante el año, tomando el valor de 0° sólo en los equinoccios de primavera y otoño. La declinación se representa con la letra griega δ .

Para calcular la declinación solar en términos del día del año, se utiliza la Ecuación (2) de Cooper (Chwieduk, 2014a). Esta fórmula proporciona una relación aproximada conveniente para calcular la declinación.

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(360^\circ \left(\frac{284 + d}{365}\right)\right) \quad (2)$$

Los valores de la declinación solar para el hemisferio sur en los equinoccios y solsticios se pueden encontrar en la Tabla 2.1 proporcionada por Luque y Hegedus (2011).

Tabla 2.1.

Declinación solar en el hemisferio sur

Descripción	Fechas	Declinación
Equinoccio de otoño	20/21 de marzo	$\delta = 0^\circ$
Equinoccio de primavera	22/23 de septiembre	$\delta = 0^\circ$
Solsticio de invierno	21/22 de junio	$\delta = 23.45^\circ$
Solsticio de verano	21/22 de diciembre	$\delta = -23.45$

Nota. Adaptada a partir de lo descrito en Luque, A., y Steven Hegedus, eds. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. 2nd ed. Chichester, West Sussex, U.K: Wiley, 2011.

2.2.2.2. Ángulo solar horario

El ángulo solar horario es un parámetro crucial para describir la configuración mutua entre la Tierra y el Sol. Se puede determinar en cualquier lugar de la Tierra en función del tiempo solar y representa el desplazamiento angular del Sol con relación al meridiano local debido a la rotación de la Tierra. Una hora de diferencia en el tiempo solar corresponde a un cambio de 15° en el ángulo solar horario. El ángulo es igual a cero a las 12:00 horas (mediodía) y cada hora de desviación antes o después del mediodía corresponde a un cambio de ángulo de -15° o $+15^\circ$, respectivamente (Chwieduk, 2014a).

El ángulo solar horario también conocido como hora solar real ω , está relacionado con la hora oficial local TO, también conocida como hora estándar local (la hora que muestra un reloj), la longitud local λ_L , la longitud de referencia del huso horario local (positivo hacia el oeste y negativo hacia el este del meridiano de Greenwich) en grados, la hora AO en la que los relojes se ajustan al huso horario local y el Ecuador considera este término nulo, y la ecuación del tiempo EoT, que tiene en cuenta la variabilidad en el movimiento de la Tierra alrededor del Sol. La fórmula para calcular el ángulo horario se encuentra en las Ecuaciones (3), (4), (5), (6) y (7) (Chwieduk, 2014b; Luque & Hegedus, 2011; Perpiñán, 2020).

$$\omega = 15 \frac{^\circ}{\text{horas}} (\text{TO} - \text{AO} - 12 \text{ horas}) + \Delta\lambda + \frac{\text{EoT}}{4} \frac{^\circ}{\text{min}} \quad (3)$$

Donde:

$$\Delta\lambda = \lambda_L - \lambda_H \quad (4)$$

La conversión de GMT a grados se calcula mediante la Ecuación (5).

$$\lambda_H = 15 \frac{^\circ}{\text{hora}} (\text{GMT}) \quad (5)$$

La ecuación del tiempo se calcula mediante la Ecuación (6).

$$EoT = 229.2(-0.0334\sin(M) + 0.04184 \sin(2M + 3.5884)) \quad (6)$$

El valor M se calcula mediante la Ecuación (7).

$$M = \frac{2\pi}{365.24} d_n \quad (7)$$

2.2.2.3. Ángulo de altitud solar

El ángulo de altitud solar, representado por α , mide el ángulo entre los rayos del sol y el plano horizontal de la Tierra. Toma el valor de 0° al amanecer y generalmente alcanza 90° cuando el sol está sobre la cabeza a mediodía. Este ángulo cambia constantemente durante el día y es importante para el funcionamiento de los sistemas de módulos fotovoltaicos. La variabilidad de α depende de la ubicación y la estación del año en la que se coloquen los módulos fotovoltaicos. Se puede calcular mediante las Ecuaciones (8) y (9) (Aktas & Kirçiçek, 2021).

$$\gamma_s = 90 + \theta_{zs} - \delta \quad (8)$$

$$\sin(\gamma_s) = \cos(\theta_{zs}) = \sin(\phi) \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (9)$$

Donde θ_{zs} es el ángulo cenital, ϕ es la latitud local y δ es el ángulo de declinación solar que cambia según el día del año.

2.2.2.4. Ángulo de salida al amanecer

El ángulo de salida al amanecer, representado por ω_s , se puede encontrar a partir de la Ecuación (10), utilizando la información obtenida de la Ecuación (9) en el momento en que la altitud solar es cero ($\gamma_s = 0$). Conforme a la convención de signos, el valor de ω_s es siempre negativo. Sin embargo, en las regiones polares durante el invierno, el sol no sale y no se tiene una solución real, por lo que, para fines de cálculo, se establece $\omega_s = 0$ en estos casos. Por otro lado, durante el verano, $\omega_s = -\pi$ es una solución práctica para días sin interrupciones. Es

importante destacar que justo al mediodía, $\omega = 0$ y la altitud solar es igual al complemento de la latitud más la declinación (Perpiñán, 2020).

$$\omega_s \begin{cases} -\arccos(-\tan\delta \tan\phi) & \text{si } |\tan\delta \tan\phi| \\ -\pi & \text{si } -\tan\delta \tan\phi < -1 \\ 0 & \text{si } -\tan\delta \tan\phi > 1 \end{cases} \quad (10)$$

Es importante señalar que el ángulo de la puesta del sol es igual a $-\omega_s$ y la duración del día es equivalente a $2 \times \text{abs}(\omega_s)$.

2.2.2.5. Ángulo de inclinación

El ángulo de inclinación es el ángulo formado por los módulos fotovoltaicos con el plano horizontal, representado por la letra β . Debido a este ángulo, los rayos solares llegan de manera vertical a los módulos fotovoltaicos (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

Este ángulo tiene un impacto en las características de generación de energía de los módulos fotovoltaicos, ya que si la irradiación solar siempre fuera vertical a los módulos, la energía producida sería a la máxima potencia (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

Por lo tanto, el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos debe calcularse en función de la posición del sol, teniendo en cuenta las condiciones estacionales de todos los meses del año (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

2.2.2.6. Ángulo acimutal solar

El ángulo acimutal solar es una medida relacionada con la dirección de la brújula que indica desde donde proviene la luz solar. Se refiere al valor del ángulo de los rayos solares procedentes del sur para el hemisferio norte y del norte para el hemisferio sur. Este ángulo cambia a lo largo del día, pasando de 90° en el amanecer a 270° en el atardecer (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

Se puede calcular el ángulo acimutal solar a partir de la Ecuación (11).

$$\sin(\psi_s) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\sin(\theta_{zs})} = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(\gamma_s)} \quad (11)$$

Aunque es importante conocer el ángulo acimutal solar, este solo no es suficiente para determinar la orientación óptima de los módulos fotovoltaicos. Estos deben ser colocados orientados hacia el norte en el hemisferio sur para obtener la mejor irradiación solar. La dirección de los módulos fotovoltaicos se determina en función del ángulo acimutal solar tanto para el hemisferio sur como para el norte. Los valores positivos de los ángulos acimutales solares indican la dirección "oeste", mientras que los valores negativos indican la dirección "este" (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

2.2.2.7. Ángulo cenital solar

El ángulo cenital solar representa el ángulo formado entre el sol y el eje vertical de un punto en particular. Es similar al ángulo de altitud solar, pero en lugar de ser medido desde la horizontal, se mide desde la vertical (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

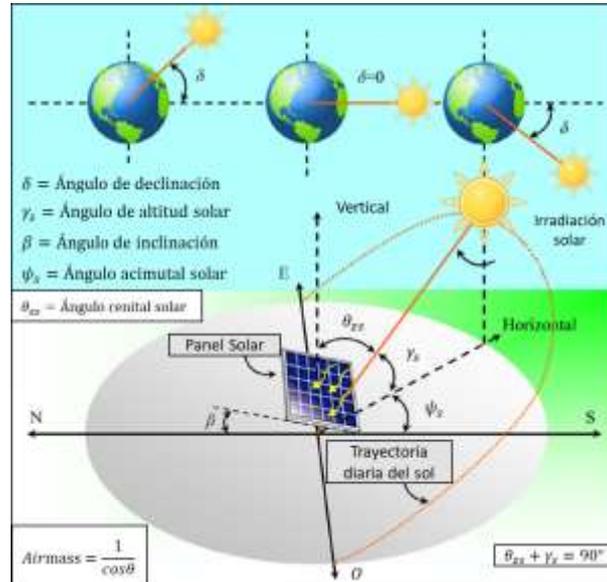
Para calcular el ángulo cenital solar, se utiliza la Ecuación (12):

$$\theta_{zs} = 90^\circ - \psi \quad (12)$$

La representación gráfica de los diferentes ángulos involucrados en la captación de la energía solar, incluyendo el ángulo de declinación, el ángulo de altitud solar, el ángulo de inclinación, el ángulo acimutal solar y el ángulo cenital solar, se puede encontrar en la Figura 2.1.

Figura 2.1.

Representación de la declinación, la altitud solar, el acimut solar y los ángulos cenitales solares.



Nota. Adaptado de Aktaş, Ahmet, y Yağmur Kirçiçek. *Solar Hybrid Systems: Design and Application [Sistemas Solares Híbridos: Diseño y Aplicación]*. Ankara, Turquía: Academic Press, 2021.

2.2.3. Radiación Solar

La radiación solar es la energía generada en el núcleo del Sol que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas (Pavlovic, 2020).

2.2.3.1. Radiación Solar extraterrestre

La radiación solar que entra en la atmósfera terrestre se conoce como radiación extraterrestre y su intensidad puede variar entre 1307-1393 $\frac{W}{m^2}$, dependiendo de la distancia de la Tierra al Sol y la actividad solar (Pavlovic, 2020).

Para calcular la irradiancia extraterrestre en un plano horizontal, se utiliza la Ecuación (13), que representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre (Perpiñán, 2020).

$$B_0(0) = B_0 \epsilon_0 \cos \theta_{zs} \quad (13)$$

La integración de la Ecuación (13) permite calcular la irradiación diaria extraterrestre mediante la Ecuación (14) (Perpiñán, 2020).

$$B_{0d}(0) = -\frac{T}{\pi} B_0 \epsilon_0 (\omega_s \sin \phi \sin \delta + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \quad (14)$$

Donde ω_s está en radianes y T es la duración del día en horas.

De acuerdo con Perpiñán (2020) se puede demostrar que la media mensual de la irradiación diaria corresponde numéricamente con el valor de la irradiación en días promedio, que son aquellos en los que la declinación es igual a la media mensual. Estos valores se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2.

Valor d_n correspondiente a los doce días promedio

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
d_n	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347

Nota. Adaptado de Perpiñán, Oscar. *Energía solar fotovoltaica*. España, 2020.

(<https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>.)

Además, el valor medio mensual de la irradiación diaria extraterrestre puede ser calculado incluyendo el valor de la declinación de uno de los doce días promedio en la Ecuación (14) (Perpiñán, 2020).

2.2.3.2. Radiación Solar terrestre

La radiación solar terrestre es aquella que ha atravesado la atmósfera terrestre y llega a la superficie de la Tierra. Esta radiación se encuentra en un rango de longitudes de onda de 0,29 a 2,5 μm (Pavlovic, 2020).

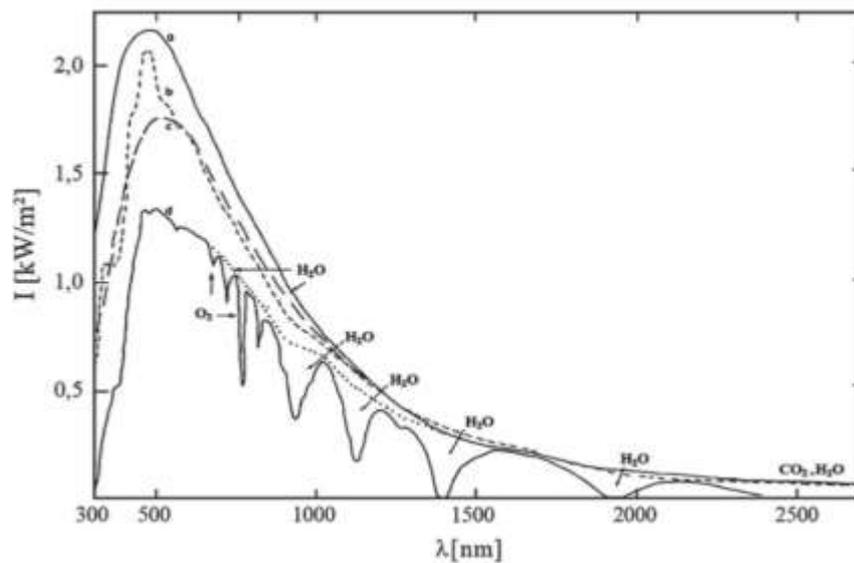
De la radiación total que llega a la Tierra, aproximadamente el 3% es ultravioleta, cerca del 42% es visible, y un 55% es infrarroja, todo esto forma parte del espectro de radiación electromagnética. Alrededor del 97% de la radiación solar

llega a la Tierra en longitudes de onda de 0,29 a 2,5 μm , mientras que solo un 3% llega en longitudes de onda mayores de 2,5 μm .

La distribución espectral de la intensidad de la radiación extraterrestre y terrestre se muestra en la Figura 2.2 (Pavlovic, 2020).

Figura 2.2.

Distribución espectral de la intensidad de la radiación solar



Nota. Donde: a) radiación de cuerpo negro a 5727 °C, b) radiación extraterrestre, c) radiación de cuerpo negro a 5357 °C y d) radiación terrestre. Tomado de Pavlovic, Tomislav, ed. *The Sun and Photovoltaic Technologies*. Green Energy and Technology. Cham: Springer International Publishing, 2020. (<https://doi.org/10.1007/978-3-030-22403-5>).

La radiación solar está dividida en directa(B), difusa(D), albedo(AL) y global(G).

2.2.3.3. Propiedades de la radiación solar

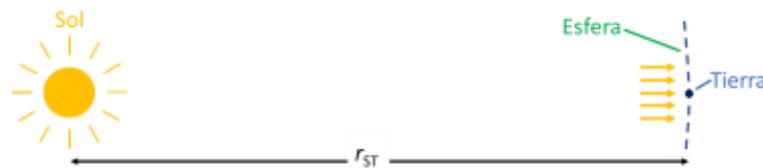
2.2.3.3.1. Constante solar

La constante solar es la cantidad de potencia electromagnética solar total que atraviesa una unidad de superficie perpendicular a los rayos solares, a la distancia media entre el Sol a la Tierra (Gargaud et al., 2011).

En la Figura 2.3 se presenta un sistema Sol-Tierra aproximadamente a escala, con una distancia entre ambos cuerpos de cerca de 150 millones de kilómetros, y las demás dimensiones se pueden encontrar en la Tabla 2.3.

Figura 2.3.

Determinación de la constante solar



Nota. Adaptado de Pavlovic, Tomislav, ed. *The Sun and Photovoltaic Technologies*. Green Energy and Technology. Cham: Springer International Publishing, 2020. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-22403-5>.

Tabla 2.3.

Características del Sol y la Tierra

Propiedades	Sol	Tierra
Diámetro	$d_{\text{sol}} = 1392520 \text{ km}$	$d_{\text{Tierra}} = 12756 \text{ km}$
Temperatura de la superficie	$T_{\text{Sol}} = 5778 \text{ K}$	$T_{\text{Tierra}} = 288 \text{ K}$
Temperatura en el centro	15000000 K	6700 K
Potencia irradiada	$P_{\text{sol}} = 3845 \times 10^{26} \text{ W}$	—
Distancia Sol-Tierra	$r_{\text{ST}} = 149.6 \text{ Millones de km}$	—

Nota. Adaptado de Pavlovic, Tomislav, ed. *The Sun and Photovoltaic Technologies*. Green Energy and Technology. Cham: Springer International Publishing, 2020. (<https://doi.org/10.1007/978-3-030-22403-5>).

El Sol emite constantemente una cantidad de potencia de $P_{\text{Sol}} = 3.845 \times 10^{26} \text{ W}$ en todas las direcciones. Sin embargo, la Tierra solo recibe una fracción pequeña de esta radiación. Para calcular este valor, se asume que existe una esfera en torno al Sol con un radio de $r = r_{\text{ST}}$, a esta distancia la cantidad de radiación proveniente del Sol se ha distribuido por toda la superficie de la esfera. De esta manera, en la posición de la Tierra, podemos obtener la densidad de potencia o irradiancia mediante la Ecuación (15) (Mertens, 2018a).

$$E = \frac{P_{\text{Sol}}}{4 * \pi * r_{\text{ST}}^2} = \frac{3.845 * 10^{26} \text{ W}}{4 * \pi * (1.496 * 10^{11} \text{ m})^2} = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (15)$$

A pesar de su nombre, la constante solar no es una constante fija y sus fluctuaciones, medidas con más precisión desde 1978, son del orden de una milésima y están correlacionadas con el ciclo de 11 años de la actividad solar (Gargaud et al., 2011).

Las fluctuaciones de la constante solar también están correlacionadas con las variaciones climáticas, pero son demasiado débiles, con un factor de 3 a 6, para explicar las variaciones de temperatura en la Tierra (Gargaud et al., 2011).

A lo largo de las diferentes campañas de medición, se han reportado valores diferentes para la constante solar, sin embargo, se acepta como su valor medio el propuesto por la Organización Meteorológica Mundial, que es $B_0 = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ (Perpiñán, 2020).

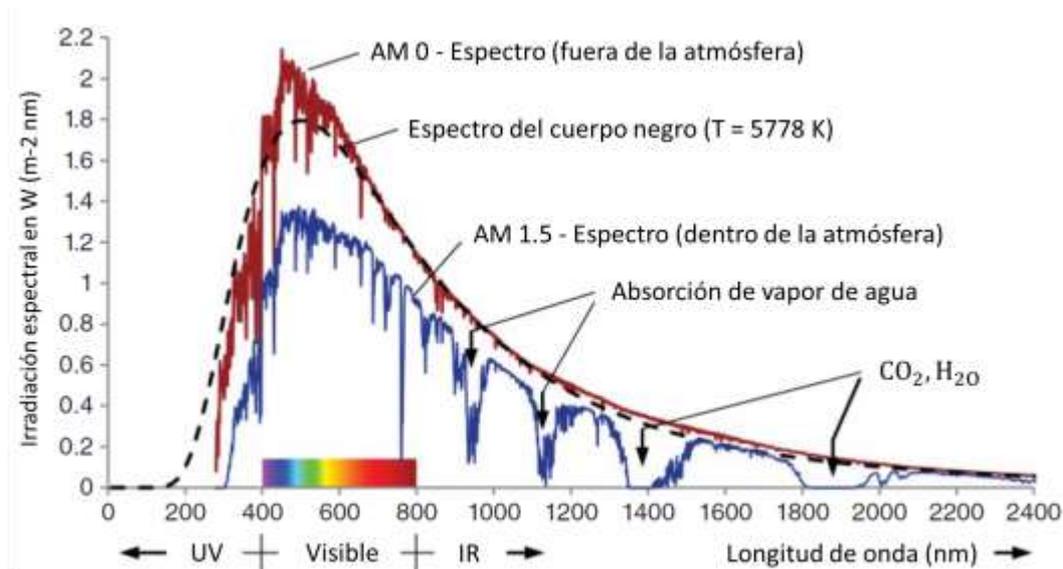
2.2.3.3.2. Espectro del sol

La ley de radiación de Planck afirma que cualquier cuerpo caliente emite radiación hacia su entorno, y la temperatura de su superficie determina el espectro de dicha radiación. El Sol, con una temperatura de superficie de 5778 K, produce un espectro idealizado de un cuerpo negro, el cual es aproximado por el espectro

real medido fuera de la atmósfera terrestre (AM 0), tal como se muestra en la Figura 2.4.

Figura 2.4.

Espectro solar fuera y dentro de la atmósfera.



Nota. El espectro solar aprovechado por los módulos fotovoltaicos se encuentra entre 400 y 800 μm de longitud de onda. Adaptado de Mertens, Konrad. *Photovoltaics: Fundamentals, Technology, and Practice*. 2nd ed. Newark: John Wiley & Sons, Incorporated, 2018.

Al sumar las cantidades individuales del espectro, se obtiene una irradiancia de $1367 \frac{W}{m^2}$, que es la misma constante solar mencionada anteriormente (Mertens, 2018b).

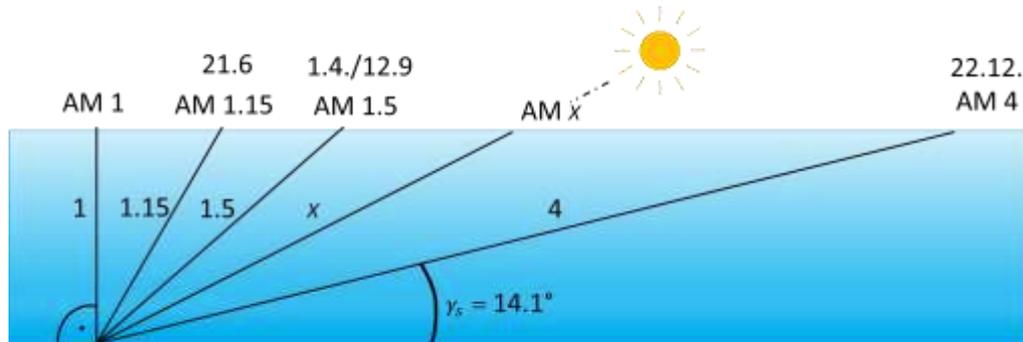
2.2.3.3.3. Masa de aire

El espectro de radiación solar experimenta cambios al pasar a través de la atmósfera, y estos cambios son mayores cuanto más larga sea la trayectoria de la luz. Para representar estos cambios, se categorizan los diferentes espectros en función de la distancia recorrida por los rayos a través de la atmósfera. La Figura 2.5 ilustra este concepto: por ejemplo, el término AM 1.5 significa que la luz ha

recorrido una distancia 1.5 veces mayor que su trayectoria vertical a través de la atmósfera.

Figura 2.5.

Explicación del término masa de aire



Nota. Adaptado de (Mertens, 2018c)

Con un ángulo de altura conocido γ_s del Sol, el valor “AM x” se calcula mediante la Ecuación (16) (Mertens, 2018b):

$$x = \frac{1}{\sin \gamma_s} \tag{16}$$

La variable “x” representa la extensión de la trayectoria en comparación con la distancia vertical a través de la atmósfera (Mertens, 2018b).

2.2.3.4. Cálculos de radiación en el plano del generador

2.2.3.4.1. Irradiancia e Irradiación

Es importante comprender la diferencia entre irradiancia e irradiación en el proceso de cálculo. Aunque en algunos casos específicos, cuando se realizan sumatorias en intervalos horarios, el resultado puede ser el mismo, usarlos indiferenciadamente en operaciones con intervalos diferentes puede llevar a errores.

La irradiancia se refiere a la potencia de la radiación electromagnética incidente sobre una superficie

Por otro lado, la irradiación se define como la energía incidente sobre una superficie por unidad de área durante un intervalo de tiempo determinado y se mide en vatios-hora por metro cuadrado $\frac{Wh}{m^2}$ (Jutglar Banyeres, 2012).

2.2.3.4.2. Radiación solar directa

La radiación solar directa es aquella que proviene directamente del Sol y llega a la Tierra sin ser dispersada. Los rayos solares en este caso son paralelos entre sí y se representa con la letra "B". Es utilizada en una variedad de aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad y la calefacción. Para calcular la irradiación directa diaria promedio en periodo de tiempo y la irradiancia directa se utilizan las Ecuaciones (17) y (18) (Solar Energy Technologies Office, s. f.).

$$B_{d,m}(0) = G_{d,m}(0) - D_{d,m}(0) \quad (17)$$

$$B(0) = G(0) - D(0) \quad (18)$$

2.2.3.4.3. Radiación solar difusa

La radiación solar difusa es aquella que ha sido dispersada y reflejada por distintos elementos presentes en la atmósfera como moléculas de aire, vapor de agua, nubes, polvo, contaminantes, incendios forestales o volcanes, entre otros. Se representa con la letra "D" y se calcula mediante la Ecuación (19) (Solar Energy Technologies Office, s. f.).

$$D_{d,m}(0) = G_{d,m}(0)F_{Dm} \quad (19)$$

Además, se puede calcular la radiación solar difusa utilizando la relación entre la irradiancia y la irradiación difusa, que es equivalente a la relación entre la irradiancia y la irradiación extra-atmosférica, según la Ecuación (20) (Perpiñán, 2020).

$$r_D = \frac{D(0)}{D_d(0)} = \frac{B_o(0)}{B_{0d}} \quad (20)$$

El factor r_D se puede calcular mediante la deducción teórica a partir de las Ecuaciones (13) y (14) de la relación entre irradiancia e irradiación extra-atmosférica que resulta en la Ecuación (21) (Perpiñán, 2020).

$$\frac{B_o(0)}{B_{0d}} = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\omega_s \cos(\omega_s) - \sin(\omega_s)} \right) \quad (21)$$

Además, es posible calcular la irradiancia difusa en el plano del generador a través del producto del factor r_D y la irradiación diaria promedio mediante la Ecuación (22).

$$D(0) = r_D D_d(0) \quad (22)$$

2.2.3.4.4. Radiación de albedo

La radiación de albedo se refiere a la radiación que se refleja en objetos o superficies en el entorno, tales como el suelo, un techo blanco, un árbol o un lago. Se representa como "AL". La cantidad de radiación de albedo que se refleja varía dependiendo de la superficie y de la dirección de la radiación solar incidente. (Perpiñán, 2020).

2.2.3.4.5. Radiación solar global

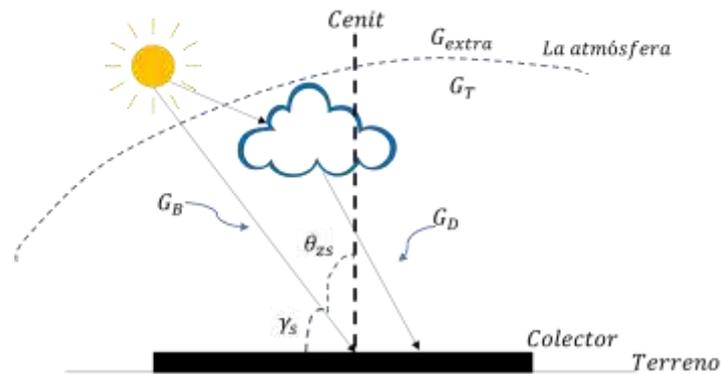
La radiación solar global es la suma de la radiación directa, difusa y albedo que inciden en un punto dado, se puede calcular utilizando la Ecuación (23) y es representada como "G".

$$G = B + D + R \quad (23)$$

La Figura 2.6 muestra cómo la radiación solar global se compone de los diferentes tipos de radiación solar.

Figura 2.6.

Componentes de la radiación solar global en una superficie horizontal.



Nota. Adaptado de (Khatib & Elmenreich, 2016)

La relación entre la irradiancia y la radiación solar global se puede analizar mediante el análisis de valores medios a lo largo de series largas de tiempo. Estos estudios han demostrado una correlación entre la irradiancia y la radiación solar global que depende de la hora solar, como se ilustra en las Ecuación (24), (25) y (26) en el trabajo de Perpiñán (2020) .

$$r_G = \frac{G(0)}{G_d(0)} = r_D(a + b \cos(\omega)) \quad (24)$$

Siendo,

$$a = 0.409 - 0.5016 \sin\left(\omega_s + \frac{\pi}{3}\right) \quad (25)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin\left(\omega_s + \frac{\pi}{3}\right) \quad (26)$$

Donde ω_s es negativa y esta expresada en radianes.

La irradiancia global en el plano del generador puede ser calculada usando el factor r_D , el ángulo horario ω , y los coeficientes "a" y "b" que dependen del ángulo solar al amanecer ω_s . La Ecuación (27) permite obtener la irradiancia horizontal en el plano del generador.

$$G(0) = r_G G_d(0) \quad (27)$$

2.2.3.4.6. Índice de claridad

El índice de claridad es un indicador que muestra el efecto de la atmósfera sobre la radiación solar durante un periodo horario, diario o mensual. Este parámetro es estocástico y depende de factores como la época del año, el clima, la estación y la posición geográfica (Ray et al., 2022; Haberlin, 2012).

El índice de claridad se calcula a través de la relación entre la radiación solar global en el plano horizontal $G_d(0)$ y la radiación extra-atmosférica en el mismo plano $B_{od}(0)$. Para un periodo diario, el índice de claridad se obtiene de la relación entre los valores diarios de irradiación de la Ecuación (28), mientras que para un periodo mensual se obtiene de la relación entre las medias mensuales de la irradiación de la Ecuación (29). Este indicador se representa como K_T y es un número adimensional que varía entre 0 y 1 (Perpiñán, 2020; Apeh et al., 2021).

$$K_{Td} = \frac{G_d(0)}{B_{od}(0)} \quad (28)$$

$$K_{Tm} = \frac{G_m(0)}{B_{od,m}(0)} \quad (29)$$

La Tabla 2.4 presenta la relación entre el índice de claridad y las condiciones del cielo, describiendo los valores que se asocian con un cielo claro, parcialmente nublado y nublado.

Tabla 2.4.

Descripción del índice de claridad

Descripción del cielo	Rango
Claro	$0.7 \leq Kt \leq 0.9$
Parcialmente nublado	$0.3 \leq Kt \leq 0.7$
Nublado	$0.0 \leq Kt \leq 0.3$

Nota Los cielos claros se observan en días sin nubes, mientras que los cielos parcialmente nublados presentan variaciones rápidas de la radiación solar debido a la breve nubosidad. Los cielos nublados tienen valores bajos de radiación durante

todo el día debido a la presencia de nubes en varios estratos atmosféricos. Adaptado de Apeh, Oliver O., Ochuko K. Overen, y Edson L. Meyer. «Monthly, Seasonal and Yearly Assessments of Global Solar Radiation, Clearness Index and Diffuse Fractions in Alice, South Africa». *Sustainability* 13, n.º 4 (17 de febrero de 2021): 2135. (<https://doi.org/10.3390/su13042135>).

2.2.3.4.7. Fracción difusa

La fracción difusa se define como la relación entre la irradiación difusa y la irradiación global en el plano horizontal, tal como se muestra en la Ecuación (30). También se puede calcular a partir de la correlación para índices de claridad mensuales propuesta por Page, según la Ecuación (31), la cual es independiente de la ubicación geográfica y presenta una validez universal (Perpiñán, 2020).

$$F_D = \frac{D(0)}{G(0)} \quad (30)$$

$$F_{Dm} = 1 - 1.13K_{tm} \quad (31)$$

2.2.3.4.8. Ángulo de incidencia y suciedad

El ángulo de incidencia solar, representado por θ_s , mide la inclinación de los rayos solares en relación con una superficie. Si se considera un plano horizontal, entonces θ_s es equivalente al ángulo cenital, representado por θ_{zs} . Para determinar este ángulo, se aplica la Ecuación (32) descrita por Perpiñán (2020).

$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) = & \text{signo}(\phi)[\sin(\beta)\cos(\alpha)\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) \\ & - \sin(\beta)]\cos(\alpha)\cos(\phi)\sin(\delta)] \\ & + \sin(\beta)\sin(\alpha)\cos(\delta)\sin(\omega) \\ & + \cos(\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) \\ & + \cos(\beta)\sin(\delta)\sin(\phi) \end{aligned} \quad (32)$$

Debido a la desviación de la radiación solar incidente sobre un módulo fotovoltaico, se produce una pérdida por reflexión también conocida como pérdida angular. La acumulación de suciedad en la superficie de los paneles también puede afectar sus propiedades angulares y disminuir la transmitancia del vidrio, representada por $T_{\text{limpio}}(0)$ cuando el módulo está limpio (Perpiñán, 2020).

Estos fenómenos resultan en una disminución de la irradiancia, y la resultante se conoce como "efectiva". Esto conduce a pérdidas en cada componente de la radiación (Perpiñán, 2020).

El factor de pérdidas angulares para la irradiancia directa, representado por $F_{T_B}(\theta_s)$ se calcula a través de la aplicación de la Ecuación (33).

$$F_{T_B}(\theta_s) = \frac{\exp\left(-\frac{\cos(\theta_s)}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)} \quad (33)$$

Para las componentes difusa isotrópica y de albedo, se utilizan las Ecuaciones (34) y (35) respectivamente. Estas ecuaciones dependen del ángulo de inclinación del generador fotovoltaico, del coeficiente de pérdidas angulares y de los coeficientes de ajuste, c_1 y c_2 . El primer coeficiente, c_1 , tiene un valor constante igual a $4/3 \pi$ mientras que el segundo, c_2 , depende linealmente de a_r , que se puede encontrar en la Tabla 2.5. Además, el valor de β está expresado en radianes.

$$F_{T_D}(\beta) \cong \exp\left[-\frac{1}{a_r}\left(c_1\left(\sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta}\right) + c_2\left(\sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta}\right)^2\right)\right] \quad (34)$$

$$F_{T_R}(\beta) \cong \exp\left[-\frac{1}{a_r}\left(c_1\left(\sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta}\right) + c_2\left(\sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta}\right)^2\right)\right] \quad (35)$$

Tabla 2.5.

Valores del coeficiente de pérdidas angulares y transmitancia relativa en incidencia normal para diferentes tipos de suciedad.

Grado de suciedad	$\frac{T_{sucia}(0)}{T_{limpio}(0)}$	a_r	c_2
Limpio	1	0.17	-0.069
Bajo	0.98	0.20	-0.054
Medio	0.97	0.21	-0.049
Alto	0.92	0.27	-0.023

Nota. Adaptado de Perpiñán, Oscar. *Energía solar fotovoltaica*. España, 2020.

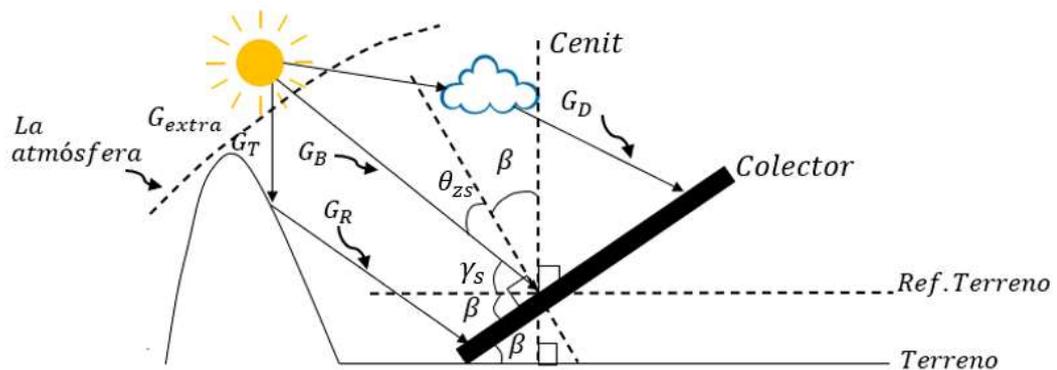
(<https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>.)

2.2.3.4.9. Irradiancia en el plano del generador

En el caso del módulo inclinado, las componentes de la radiación solar global incidente sobre una superficie inclinada se muestran en la Figura 2.7.

Figura 2.7.

Componente de la radiación solar en una superficie inclinada.



Nota. Adaptado de Khatib, Tamer, y Wilfried Elmenreich. *Modeling of Photovoltaic Systems Using MATLAB®: Simplified Green Codes [Modelado de Sistemas Fotovoltaicos Con MATLAB®: Códigos Ecológicos Simplificados]*. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2016.

Después de haber calculado las componentes de la irradiancia en el plano horizontal, se puede estimar la irradiancia en el plano del generador. La irradiancia directa se puede calcular mediante la Ecuación (36), que utiliza criterios geométricos como el ángulo cenital solar y el ángulo de incidencia. La Ecuación (37) permite evitar los valores negativos del coseno del ángulo solar (θ_s) en caso de que el Sol esté detrás del plano del generador (Perpiñán, 2020).

$$B(\beta, \alpha) = B(0) \left(\frac{\text{máx}(0, \cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} \right) \quad (36)$$

El cálculo de la radiación difusa es un proceso complejo, por lo que se utiliza un modelo anisotrópico que tenga en cuenta la no uniformidad de la esfera celeste y el hecho de que la radiación difusa es máxima cerca del sol en la región circumsolar. Para estimar la radiación difusa, se considera la radiación de la región circumsolar como si fuera radiación directa y el resto de la esfera celeste se trata como isotrópica. Esta estimación se realiza a través de las Ecuaciones (37), (38) y (39) (Perpiñán, 2020).

$$D(\beta, \alpha) = D^I(\beta, \alpha) + D^C(\beta, \alpha) \quad (37)$$

$$D^I(\beta, \alpha) = D(0)(1 - k_1) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (38)$$

$$D^C(\beta, \alpha) = D(0)k_1 \frac{\text{máx}(0, \cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} \quad (39)$$

Además, la relación entre las dos regiones (circumsolar e isotrópica) se determina a través del índice de anisotropía, k_1 , que se define como la proporción entre la irradiancia directa y la irradiancia extra-atmosférica en el plano horizontal, como se presenta en la Ecuación (40) (Perpiñán, 2020).

$$k_1 = \frac{B(0)}{B_0(0)} \quad (40)$$

La irradiancia de albedo se suele considerar isotrópica debido a su contribución relativamente baja. Este supuesto se considera aceptable y se puede calcular a través de un coeficiente de reflexión basado en las características del terreno, como se describe en la Ecuación (41). Para un terreno normal, se puede utilizar un valor de $p = 0.2$ cuando no se tenga información disponible (Perpiñán, 2020).

$$R(\beta, \alpha) = (\rho)G(0) \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (41)$$

Una vez obtenidas las componentes de la irradiancia directa, difusa y de albedo, la sumatoria de las mismas comprende a la irradiancia global en el plano del generador como se presenta en la Ecuación (42).

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha) \quad (42)$$

Para el cálculo de la irradiancia efectiva directa se emplea la Ecuación (43)

$$B_{ef}(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} \right] (1 - FT_B(\theta_s)) \quad (43)$$

Para estimar las componentes de radiación difusa y albedo, se deben tener en cuenta las pérdidas angulares, similares a las que se aplican en el cálculo de la irradiación directa efectiva. Estas componentes se pueden calcular utilizando las Ecuaciones (44), (45), (46) y (47) (Perpiñán, 2020).

$$D(\beta, \alpha) = D^I(\beta, \alpha) + D^C(\beta, \alpha) \quad (44)$$

$$D_{ef}^I(\beta, \alpha) = D^I(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} \right] (1 - FT_D(\beta)) \quad (45)$$

$$D_{ef}^C(\beta, \alpha) = D^C(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} \right] (1 - FT_B(\theta_s)) \quad (46)$$

$$R_{ef}(\beta, \alpha) = R(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} \right] (1 - FT_R(\beta)) \quad (47)$$

Finalmente, la irradiancia global efectiva se calcula sumando las componentes de irradiancia directa, difusa y albedo, como se muestra en la Ecuación (48) (Perpiñán, 2020).

$$G_{ef}(\beta, \alpha) = B_{ef}(\beta, \alpha) + D_{ef}(\beta, \alpha) + R_{ef}(\beta, \alpha) \quad (48)$$

2.2.4. Evaluación de potencial de energía solar

La evaluación del potencial solar se puede definir como la caracterización estadística de la radiación en un lugar específico en la tierra. Esta evaluación permite determinar la conveniencia de instalar sistemas de generación fotovoltaica, o de cualquier otro sistema que utilice este tipo de energía, en la zona de estudio (Pesantez Erazo, 2017).

La radiación solar es una variable menos compleja de modelar en comparación con el viento. Existen modelos matemáticos de poca complejidad utilizados para estimar la radiación en un lugar específico de acuerdo con las características y su ubicación, lo que facilita su análisis. Por otro lado, la temperatura ambiente, afecta directamente la operación del panel fotovoltaico, reduciendo su eficiencia y aumentando las pérdidas por transmisión de calor, por lo que el estudio de esta variable debe considerarse en la estimación del potencial solar (Pesantez Erazo, 2017).

2.2.5. Irradiación promedio anual

El grado de abundancia del recurso solar en una zona se establece a partir de la radiación solar incidente durante un año, medida en $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ (Vergara-Barrios et al., 2014). La irradiación promedio anual (E_y) en $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ se puede obtener mediante la Ecuación (49), donde G_i , corresponde a la radiación para la hora i en $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$.

$$E_y = \frac{1}{1000} \sum_i^{8760} G_i \quad (49)$$

2.2.6. Instrumentos de medida

- El piranómetro se utiliza para medir la irradiación solar global en una superficie horizontal.
- Para medir la irradiación solar difusa se utiliza un piranómetro con anillo de sombreado.
- La radiación directa del sol se mide con un pirheliómetro

2.2.7. Series temporales

La radiación solar es una fuente de energía renovable y limpia que puede ser aprovechada mediante sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. Para el diseño y optimización de estos sistemas, es necesario contar con información sobre la radiación solar disponible en el lugar de instalación. En este contexto, las series temporales de la radiación solar son una herramienta importante para analizar y caracterizar el comportamiento de la radiación solar en el tiempo. Estas series temporales permiten identificar patrones, tendencias y variaciones en la radiación solar a lo largo de distintos períodos de tiempo, desde escalas horarias hasta anuales (Marino et al., 2021).

2.2.7.1. Técnica de detección de outliers para ventana deslizante con desviación estándar

La técnica de detección de outliers para ventana deslizante con desviación estándar es comúnmente utilizada en el análisis de series de tiempo y datos continuos, y se utiliza para identificar puntos de datos que se desvían significativamente de la tendencia general. La técnica implica el cálculo de la media y la desviación estándar de los datos dentro de una ventana deslizante de longitud predeterminada, y la identificación de los puntos de datos que se desvían

significativamente de la media. Estos puntos de datos se consideran outliers y pueden ser eliminados o ajustados en el análisis (Corea, 2014).

2.2.7.2. Valores atípicos

Los valores atípicos, también conocidos como valores extremos o outliers, son valores que se encuentran significativamente lejos de los demás valores en un conjunto de datos. Estos valores atípicos pueden ser el resultado de errores de medición, problemas en la recolección de datos, o simplemente pueden ser valores que caen fuera del rango normal de valores que se espera para el conjunto de datos en cuestión (Corea, 2014).

2.2.7.3. Datos faltantes

El manejo de datos faltantes es una tarea crítica en cualquier análisis de datos. Los datos faltantes pueden ser el resultado de diversas razones, como errores de entrada, respuestas incompletas o problemas técnicos. La forma en que se manejen los datos faltantes puede tener un gran impacto en los resultados de la investigación y en las conclusiones que se puedan extraer (Clavijo Galvis & Pinto Pérez, 2021).

2.2.7.4. Ruido

El ruido se refiere a la variabilidad aleatoria en las mediciones o en los datos. En el contexto de la energía solar, el ruido puede ser causado por diversas fuentes, como la variabilidad en las condiciones meteorológicas, la interferencia electromagnética, el envejecimiento de los equipos y la variabilidad en la carga eléctrica. Es importante comprender el nivel de ruido en los datos para poder filtrarlo y mejorar la precisión de los modelos y predicciones (Romero Rodríguez, 2020).

2.2.7.5. Métricas de evaluación de error

Las métricas de error son herramientas estadísticas que se utilizan para evaluar la precisión de los modelos de predicción y estimación. Estas métricas proporcionan una medida cuantitativa del error que se produce al utilizar un modelo para predecir valores en comparación con los valores observados o reales.

La métrica de error más comúnmente utilizada es el MSE (Mean Squared Error), que es el promedio de los errores cuadrados entre los valores observados y los valores predichos. El MSE se utiliza para medir la precisión general del modelo y cuanto menor sea el valor de MSE, más preciso será el modelo, se calcula mediante la Ecuación (50) (Rafferty, 2021).

$$\text{MSE} = \frac{1}{N} \times \sum_{t=1}^N (y_t - f_t)^2 \quad (50)$$

Donde:

y_t es el valor observado en el tiempo t .

f_t es el valor predicho en el tiempo t .

N es el número de observaciones.

El RMSE (Root Mean Squared Error) es la raíz cuadrada del MSE y se utiliza para medir la precisión promedio del modelo. El RMSE es útil para comparar diferentes modelos y seleccionar el que tenga el menor valor, se lo calcula mediante la Ecuación (51) (Rafferty, 2021).

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \times \sum_{t=1}^N (y_t - f_t)^2} \quad (51)$$

Donde:

y_t es el valor observado en el tiempo t .

f_t es el valor predicho en el tiempo t .

N es el número de observaciones.

El MAD (Mean Absolute Deviation) es la media aritmética de las desviaciones absolutas de cada valor de los datos respecto a la media del conjunto. El MAD se utiliza comúnmente como una medida robusta de la dispersión de los datos en comparación con la desviación estándar, ya que no se ve afectado por valores atípicos (outliers) en el conjunto de datos y se lo calcula mediante la Ecuación (52) (Rafferty, 2021).

$$\text{MAD} = \frac{\sum_{t=1}^N |f_t - \bar{f}|}{N} \quad (52)$$

Donde:

f_t es el valor predicho en el tiempo t.

\bar{f} es el promedio de los valores predichos.

N es el número de observaciones.

El MAPE (Mean Absolute Percentage Error) es el promedio de los valores absolutos de los errores porcentuales entre los valores observados y los valores predichos. El MAPE es útil para medir la precisión del modelo en términos de la magnitud del error relativo y se lo calcula mediante la Ecuación (53) (Rafferty, 2021).

$$\text{MAPE} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{y_t - f_t}{y_t} \right| \quad (53)$$

Donde:

y_t es el valor observado en el tiempo t.

f_t es el valor predicho en el tiempo t.

N es el número de observaciones.

El coeficiente de correlación es una medida que permite cuantificar la relación que existe entre dos variables. El coeficiente de correlación puede ser

positivo, negativo o cero. Un valor de 1 indica una correlación perfecta positiva, mientras que un valor de -1 indica una correlación perfecta negativa y un valor de 0 indica una falta de correlación y se lo calcula mediante la Ecuación (54) (Rafferty, 2021).

$$r = \frac{N \sum_{i=1}^N x_i y_i - \sum_{i=1}^N x_i \sum_{i=1}^N y_i}{\sqrt{[N \sum_{i=1}^N (x_i^2) - (\sum_{i=1}^N x_i)^2][N \sum_{i=1}^N (y_i^2) - (\sum_{i=1}^N y_i)^2]}} \quad (54)$$

Donde:

x_i es el valor observado en la observación i .

y_i es el valor predicho en la observación i .

N es el número de observaciones.

Las métricas de error son herramientas importantes para evaluar la precisión de los modelos de predicción y estimación. Estas métricas proporcionan una medida cuantitativa del error que se produce al utilizar un modelo para predecir valores en comparación con los valores observados o reales. Cada métrica tiene su propio propósito y se utiliza para evaluar diferentes aspectos de la precisión del modelo (Rafferty, 2021).

2.2.8. Bases de datos internacionales

2.2.8.1. National Solar Radiation Database

Base de datos nacional sobre la radiación solar (NSRDB) es una colección completa en serie de valores horarios y semihorarios de datos meteorológicos y de las tres mediciones más comunes de la radiación solar: irradiación horizontal global, normal directa y horizontal difuso. Esta cubre Estados Unidos y un subconjunto creciente de ubicaciones internacionales. En la Figura 2.8 presenta el visor de acceso a datos que se encuentra en el sitio web del National Renewable Energy Laboratory (NREL) (NREL, s. f.).

Figura 2.8.

Visor de acceso a datos del NREL



Nota. Adaptado de NREL. «National Solar Radiation Database». NSRDB, s. f. (<https://nsrdb.nrel.gov/>).

Estos datos se han recogido en un número suficiente de lugares y escalas temporales y espaciales para representar con precisión los climas regionales de radiación solar, las variables utilizadas en la NSRDB son horarias con una resolución espacial de 40 km², que luego se interpolan para ajustarse a una cuadrícula de 4 km por 4 km con una resolución temporal de media hora, además es un recurso ampliamente utilizado y fiable por lo que su base de datos se gestiona y actualiza utilizando los últimos métodos de investigación por parte de un equipo especializado de pronosticadores del NREL (NREL, s. f.).

2.2.8.2. Prediction of Worldwide Energy Resources

La NASA cuenta con el proyecto de Predicción de los recursos energéticos mundiales (POWER) el cual proporciona conjuntos de datos solares y meteorológicos procedentes de la investigación de la NASA para apoyar las energías renovables, la eficiencia energética de los edificios y las necesidades agrícolas (NASA, s. f.).

Figura 2.9.

Visor de acceso a datos de la NASA proyecto “POWER”



Nota. Adaptado de NASA. «NASA POWER». Prediction Of Worldwide Energy Resources, s. f. (<https://power.larc.nasa.gov/>).

La resolución de los datos es de $\frac{1}{2} \times \frac{1}{2}^\circ$, es decir una cuadrícula de aproximadamente 55.66 km x 55.66 km.

2.3. Sistema fotovoltaico

2.3.1. Efecto fotovoltaico

Como indica (Bayod Rujula, 2009), el efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Edmund Becquerel en 1839, cuando el mismo estaba experimentando con dos metales, los colocó en una solución, esta brilló luz sobre ellos, y luego midió el movimiento de electrones metálicos observando un aumento de la generación eléctrica debido a la luz.

El efecto fotovoltaico consiste en la conversión de la energía lumínica proveniente del Sol en energía eléctrica. Para realizar esta conversión se emplean unos dispositivos conocidos como células solares, que se componen por elementos semiconductores de unión p y n, los cuales al ser iluminados, permiten el flujo de los electrones y huecos separados por el campo eléctrico en la unión p-n sin ninguna

polarización eléctrica, y se genera una fuerza electromotriz entre los semiconductores del lado p y n (Bayod Rujula, 2009).

2.3.2. Paneles fotovoltaicos

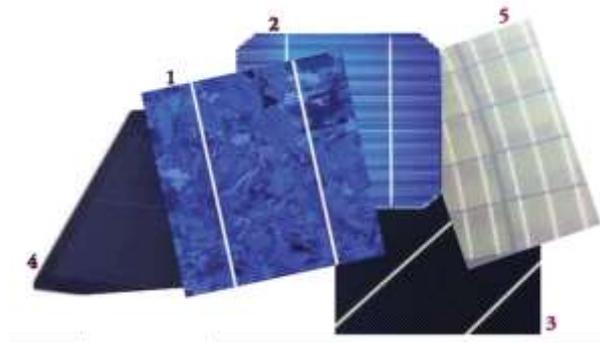
Los paneles fotovoltaicos son el conjunto de células solares interconectadas entre sí, las cuales permiten la transformación de la energía de los fotones que componen el espectro visible de la luz solar de forma directa en electricidad como indica (Velasco, 2012), mientras que (White, 2018), la define como un grupo de células preconfiguradas como una unidad antes de ser instalada.

2.3.2.1. Tipos de paneles

Los tipos de paneles solares que actualmente están en el mercado son: paneles solares monocristalinos, policristalinos, amorfos, de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre, de arsénico de galio y bifaciales (Tobajas Vázquez, 2018).

Figura 2.10.

Tipos de Células Fotovoltaicas utilizadas en los paneles



Nota. Tipos de células en donde (1) Policristalino, (2) Monocristalino, (3) Monocristalino alta eficiencia, (4) Silicio amorfo, (5) Silicio amorfo semitransparente. Adaptado de Tobajas Vázquez, M. Carlos. *Energía solar fotovoltaica*. 1ª ed. Lorquí, Murcia: Cano Pina, 2018.

A partir de los tipos de paneles fotovoltaicos encontrados en (Tobajas Vazquez, 2018) se procedió a resumir las características de cada uno de los tipos en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6.

Características de los Tipos de Paneles Solares

Tipo	Eficiencia	Descripción y características
Monocristalinos	Alrededor del 20% en la fabricación en serie y un 24% en modelos de laboratorio.	Se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro, su inconveniente es que tienen un precio medio alto. Por su rentabilidad energética son las placas más utilizadas.
Policristalinos	Entre 12 y 14%	Es de varias micras su espesor. Su coste es menor que los paneles monocristalinos, debido a la menor cantidad de silicio empleada en su proceso de fabricación. De forma cuadrada lo cual implica un mejor aprovechamiento del espacio entre las células que componen el panel solar,
Amorfos	Posee un rendimiento inferior al 10%	Son maleables. Se instalan en tejados. Ser extremadamente delgados y económicamente rentables hace que tengan un futuro muy prometedor
Sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre	Los rendimientos máximos obtenidos en laboratorio no superan el 10%, que quedan reducidos a la mitad cuando llegan a la actividad industrial	Posee un proceso de fabricación más sencillo por lo que maneja menos material activo. Tiene el inconveniente de la degradación con el paso del tiempo más aún se continúan realizando estudios, debido a su bajos coste lo cual indica que puede ser muy competitivo.
Arsénico de galio	Son los más convenientes para la fabricación de paneles, ya que su rendimiento teórico alcanza límites cercanos al 27-28%	Su nivel de absorción es elevado lo que implica que con menor cantidad de material se obtiene una eficacia elevada, sin embargo, su gran inconveniente es la escasez del material, lo que pondera mucho la materia prima.
Diseleniuro de cobre en indio	Consta de unos rendimientos en módulos comerciales del	Son muy estables y duraderos, lo que significa que su

Tipo	Eficiencia	Descripción y características
	9% y en laboratorio próximos al 17%.	rendimiento no se ve afectado por la exposición a los elementos o por el tiempo.

Nota. Tipos de paneles solares utilizados para la generación de energía fotovoltaica.

Adaptado de Tobajas Vázquez, M. Carlos. *Energía solar fotovoltaica*. 1ª ed. Lorquí, Murcia: Cano Pina, 2018.

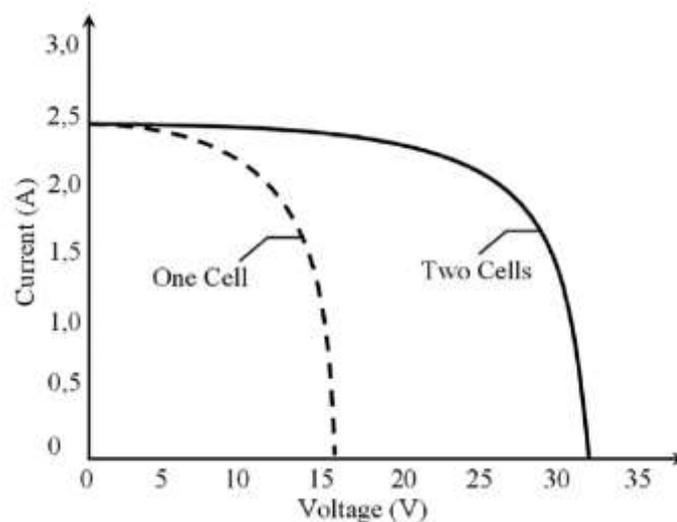
2.3.2.2. Conexión en serie y paralelo

En los módulos fotovoltaicos conectados en serie, la corriente que pasa por cada uno de ellos es igual es la corriente de un único modulo fotovoltaico mientras que el voltaje del sistema para cualquier valor de corriente es la suma de todos los voltajes de los módulos fotovoltaicos. El voltaje total del circuito disminuye considerablemente cuando hay sombra en los módulos FV conectados en serie (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

La Figura 2.11 muestra el gráfico I-V de los paneles fotovoltaicos conectados en serie.

Figura 2.11.

Gráfico I-V de paneles fotovoltaicos conectados en serie.

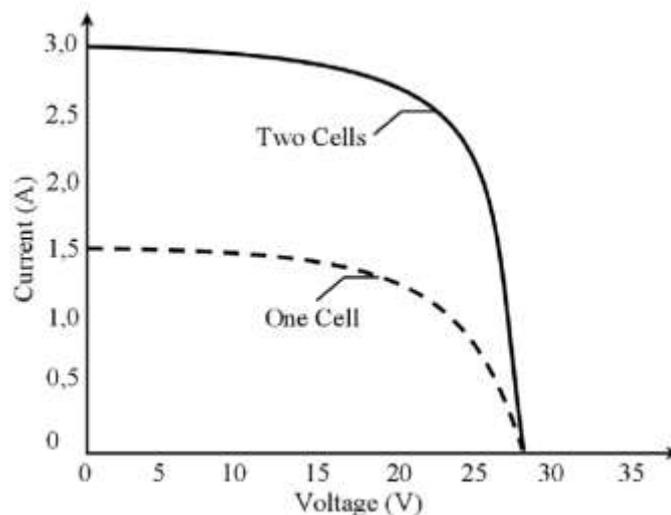


Nota. Adaptado de Aktaş, Ahmet, y Yağmur Kirçiçek. *Solar Hybrid Systems: Design and Application [Sistemas Solares Híbridos: Diseño y Aplicación]*. Academic Press, 2021.

En un sistema conectado en paralelo, el voltaje de un solo panel fotovoltaico es la tensión total del sistema, la suma de las corrientes de cada módulo FV constituye la corriente total del módulo FV del sistema, además la tensión de circuito abierto del sistema es la tensión de circuito abierto de un solo panel fotovoltaico, mientras que la corriente de cortocircuito es la suma de las corrientes de cortocircuito de cada panel fotovoltaico. El sombreado parcial en el sistema de paneles FV conectados en paralelo conectado en paralelo no cambia la tensión total del sistema, pero el valor de la corriente total en el sistema de paneles FV se reduce. La Figura 2.12 muestra el gráfico I-V de los paneles FV conectados en paralelo (Aktaş & Kirçiçek, 2021).

Figura 2.12.

Gráfico I-V de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo.



Nota. Adaptado de Aktaş, Ahmet, y Yağmur Kirçiçek. *Solar Hybrid Systems: Design and Application [Sistemas Solares Híbridos: Diseño y Aplicación]*. Academic Press, 2021.

2.3.2.3. Comportamiento térmico del módulo

La temperatura de funcionamiento de una célula solar depende del equilibrio de potencias en el módulo solar. El módulo solar recibe una potencia

luminosa, absorbiendo la fracción que no se refleja hacia el exterior. Las células solares convierten parcialmente esta radiación efectiva en electricidad, mientras que la potencia restante que no se aprovecha se disipa como calor en el entorno. La convección es el principal mecanismo de disipación de calor en los paneles solares planos terrestres, aunque los procesos radiativos también son importantes (Perpiñán, 2020).

A menudo, se asume que el aumento de la temperatura de la célula en relación con la temperatura ambiente depende linealmente de la irradiancia incidente. El coeficiente de proporcionalidad depende de varios factores, como el modo de instalación del módulo, la velocidad del viento, la humedad ambiente y las características constructivas del laminado. Estos factores se reflejan en un valor único denominado temperatura de operación nominal de la célula (NOCT o TONC), que se define como la temperatura a la que una célula operará cuando su módulo se encuentre en las siguientes condiciones (Abou & Hossain, 2022):

- Irradiancia de 800 W/m², espectro correspondiente a AM = 1,5, incidencia normal
- Temperatura ambiente de 20°C
- Velocidad del viento de 1 m/s.

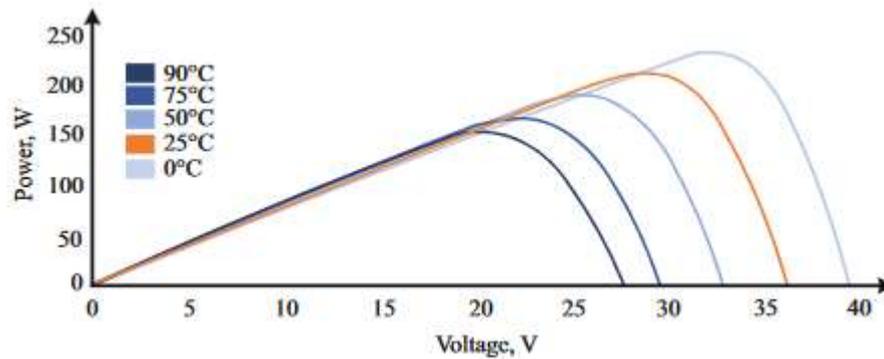
La Ecuación (60) proporciona una aproximación razonable del comportamiento térmico de una célula solar integrada en un módulo, basándose en las consideraciones anteriores, donde las unidades de radiación efectiva se miden en W/m² (Abou & Hossain, 2022).

$$T_c = T_a + G_{ef} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (55)$$

El impacto del coeficiente de temperatura de potencia se ilustra en la Figura 2.13.

Figura 2.13.

Gráfico P-V influencia de la temperatura en la potencia de un módulo fotovoltaico.



Nota. Adaptado de Abou, Yaman, y Eklas Hossain. Photovoltaic Systems: Fundamentals and Applications. Cham: Springer International Publishing, 2022. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-89780-2>.

La potencia de salida es inversamente proporcional a la temperatura. El valor del coeficiente varía de -0.45 a -0.3%/°C, donde el valor del coeficiente define la calidad del módulo basado en silicio. El signo negativo implica que, con un aumento de 1 °C en la temperatura, la potencia de salida de la célula solar disminuye en un cierto porcentaje dentro del rango mencionado. El porcentaje de ganancia o pérdida de la potencia en condiciones estándar se puede determinar utilizando la Ecuación (56) (Abou & Hossain, 2022).

$$P_{CT_{std}} = (T_c - T_{stc})C_t \quad (56)$$

Mientras que para la temperatura ambiente consiste en la ecuación:

$$P_{CT_{amb}} = (T_c - T_{amb})C_t \quad (57)$$

Donde:

$P_{CT_{std}}$ = Porcentaje de pérdidas en condiciones estándares de medida

$P_{CT_{amb}}$ = Porcentaje de pérdidas a temperatura ambiente

T_c = Temperatura de la célula

C_t = Coeficiente de temperatura

2.3.2.4.Eficiencia

La eficiencia es relación entre la potencia nominal entregada $P_{cell_{STC}}$ de una célula solar y la potencia óptica incidente como se muestra en la Ecuación (58), además, cabe recalcar que la eficiencia de la célula solar disminuye un poco a menor irradiación y mayores temperaturas (Mertens, 2018a).

$$\eta_{PV} = \frac{P_{cell_{STC}}}{P_{opt}} = \frac{P_{cell_{STC}}}{(G_{stc})(A)} \quad (58)$$

Donde:

A= Área del módulo.

2.3.2.5. Dimensionando de campo de captación

Para el dimensionamiento del campo de captación es necesario conocer la potencia del panel fotovoltaico en STC, el área de los paneles (A) en m² y su eficiencia como se presenta en la Ecuación (59).

$$S_{cap} = \frac{E_{d,neta}}{G_T * \eta} \quad (59)$$

2.3.3. Inversor

Adapta la corriente generada por los paneles, que es directa a corriente alterna con los parámetros del sistema de red de distribución de baja tensión de manera que pueda ser aprovechada por los electrodomésticos y motores (Galdiano Hernandez, 2011).

2.3.3.1.Inversor On-Grid

Los inversores de conexión a red tienen la función de transformar la corriente continua de su sistema de energía solar en corriente alterna y convierten el voltaje en el mismo que el de la red. Esto le permite conectar el sistema a la red,

lo que le permite convertirse en una minicentral eléctrica y suministrar su electricidad a las compañías eléctricas (Boxwell, 2017).

Dentro de sus características técnicas en los inversores utilizados para la conexión a la red esta que: dispondrán de un control de tensión de red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la de la red eléctrica, y dispositivos de protección. Los inversores deberán cumplir con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante) (Pareja, 2010).

Los inversores tendrán incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como microondas, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Un inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna. Podrá ser externo al inversor.

Los datos más característicos de un inversor real utilizado para la conexión a red son:

- El rango de tensión de continua que acepta, como recomendación se escoge lo más que se pueda para que la transformación de potencia requiera menor corriente.
- Tensión máxima y mínima de generación.
- Potencia nominal de salida y su valor máximo, que determinará la potencia de la instalación.
- Rendimiento o eficiencia, se expresa en tanto por ciento e indica la relación entre la potencia de entrada y potencia de salida.
- El rango de temperatura, y las dimensiones del equipo.

2.3.3.1.1. Conexión a la red con inyección de manera directa

Como se indica en (Carlos Tobajas, 2014) estas conexiones radican en la inyección de energía eléctrica de manera directa a la red de suministro eléctrico, para su respectiva distribución y comercialización, su esquema de bloques se muestra en la Figura 2.14.

Figura 2.14.

Instalación solar fotovoltaica conectada a la red



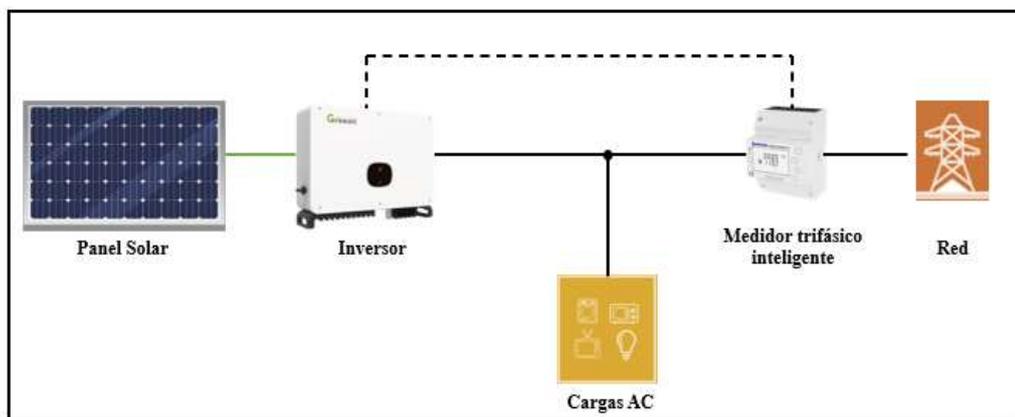
Nota. Adaptado de Tobajas Vázquez, M. Carlos. *Energía solar fotovoltaica*. 1ª ed. Lorquí, Murcia: Cano Pina, 2018.

2.3.3.1.2. Conexión a la red con inyección cero

Para este tipo de instalaciones se incorpora un sistema que evite la inyección de energía en la red. Para controlar la potencia del inversor fotovoltaico y conseguir inyección cero, se incorporan medidores de energía que envían los datos al gestor energético central. El gestor energético, en caso de detectar un excedente de producción de energía, actúa sobre la potencia del inversor para adaptarla al consumo (Mascarós Mateo, 2016).

Figura 2.15.

Diagrama de instalación fotovoltaica con conexión inyección cero.



Nota. Adaptación propia

2.3.3.2. Principio de funcionamiento

En equipos actuales se está utilizando para el control dispositivos programables, como microcontroladores o DSP (procesador digital de la señal), que realizan las medidas de las condiciones de entrada y salida, para realizar el control del puente inversor (Pareja, 2010).

Con dicho control se pretende buscar siempre el punto máximo de potencia que se verá modificado en función del nivel de irradiación y temperatura.

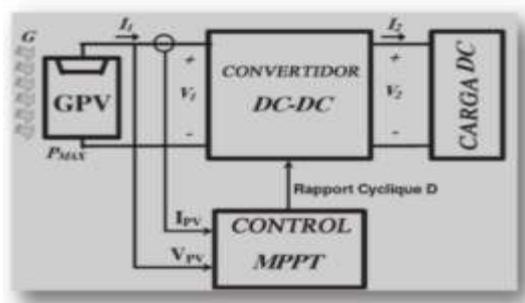
Desde el campo de módulos fotovoltaicos se puede conseguir que se trabaje en el punto de máximo de potencia mediante el uso de convertidores continua a

continua (DC/DC) que después se conectarán al circuito inversor para obtener la tensión que será inyectada a la red (Pareja, 2010).

Cuando se habla del punto máximo de potencia se utilizan las siglas MPPT (de las siglas en ingles Maximum Power Point Tracking), que se corresponde con los valores de tensión máxima (V_m) y corriente máxima (I_m), con lo cual un circuito de control realiza las medidas de corriente y tensión (V_{pv} y I_{pv}), para obtener una señal de control (Rapport Cyclique D) que controla el convertidor (Convertidor DC/DC) para adaptar la potencia de salida (I_2 y V_2) que será aplicada a la carga (Carga DC) como se observa en la Figura 2.16.

Figura 2.16.

Diagrama del punto máximo de potencia



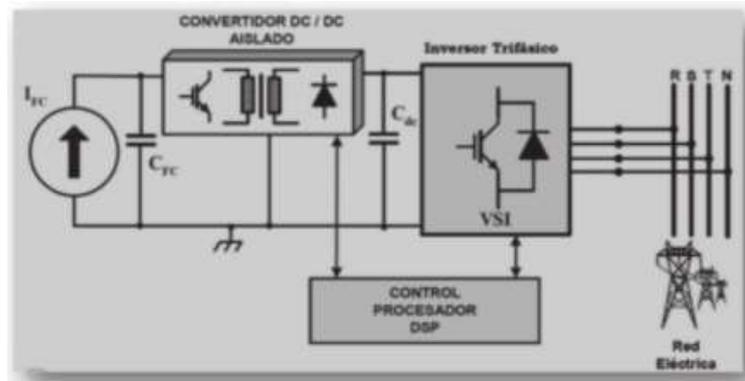
Nota. Tomado de Pareja Aparicio, Miguel. *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Barcelona: Marcombo Ediciones Técnicas, 2010.

En el caso de un inversor, la salida del convertidor irá aplicada a la entrada del bloque inversor para convertir la tensión continua a alterna, se hace uso de un aislamiento mediante transformadores de baja frecuencia (se utilizan a la salida del inversor 60 Hz) o de alta frecuencia si se utiliza en el convertidor (DC-DC), para que no exista una conexión eléctrica directa entre la red y el campo de módulos fotovoltaicos esto se puede apreciar en la Figura 2.17 donde se muestra el diagrama de bloques del funcionamiento del inversor controlado por DSP y la instalación de

módulos fotovoltaicos como representados como una fuente de corriente (Pareja, 2010).

Figura 2.17.

Bloques de un inversor



Nota. Tomado de Pareja Aparicio, Miguel. *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Barcelona: Marcombo Ediciones Técnicas, 2010.

2.3.3.3. Interconexión de inversores

En una instalación conectada a la red, se puede realizar la instalación con un solo inversor o varios inversores. En el caso de utilizar un solo inversor (denominado inversor centralizado), se conectan todos los módulos fotovoltaicos en serie y paralelo a la entrada del inversor. Dicho inversor tiene que ser de potencia igual al de toda la instalación del campo de módulos fotovoltaicos (Pareja, 2010).

En el caso de realizar una descentralización, en donde se distribuye un inversor por una serie de diferentes ramas de módulos fotovoltaicos. Después se interconectan en paralelo para la inyección a la red eléctrica (Pareja, 2010).

2.3.4. Elementos de protección

Los elementos de protección son de gran importancia para proteger la instalación generadora, o la red de distribución, o la instalación de consumo, o la del técnico o usuario, por lo que se debe incluir:

- **Interruptor general manual:** Es un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- **Interruptor automático diferencial:** Tiene el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- **Interruptor automático de la interconexión:** Sirve para la desconexión o conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- **Protección para la interconexión:** de máxima y mínima frecuencia, además de máxima y mínima tensión.

2.4. Estimación de demanda de electricidad

La estimación de la demanda de electricidad es un paso fundamental en el diseño y dimensionamiento de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica conectado a la red eléctrica. La demanda eléctrica se puede estimar mediante la realización de un análisis de carga eléctrica, el cual consiste en la identificación y medición de los diferentes equipos y sistemas eléctricos presentes en la instalación y el cálculo de su consumo energético en función del tiempo (Cárdenas Ovalle, 2020).

Para la estimación de la demanda de electricidad hay que tener los siguientes componentes en cuenta:

- **Carga Instalada:** La carga instalada es la cantidad total de potencia eléctrica que se requiere para alimentar todos los equipos eléctricos y

electrónicos en el edificio. Es importante tener en cuenta que esta cantidad varía según el uso y la ocupación del edificio, y se debe actualizar periódicamente (Yebra Moron, 2009).

- **Factor de Demanda:** El factor de demanda se refiere a la relación entre la demanda máxima de energía eléctrica en un determinado período de tiempo y la carga eléctrica instalada. El factor de demanda se expresa generalmente como un porcentaje y se utiliza para determinar la capacidad necesaria de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para satisfacer la demanda máxima de energía eléctrica en un determinado período de tiempo. En otras palabras, el factor de demanda es una medida de la eficiencia con la que se utiliza la carga eléctrica instalada en un sistema de energía eléctrica (Martínez et al., 2023).
- **Factores de Coincidencia:** El factor de coincidencia se refiere a la medida en que la demanda de energía eléctrica del consumidor coincide con la disponibilidad de energía generada por el sistema de generación. En el caso de un sistema fotovoltaico conectado a la red, la cantidad de energía eléctrica que se genera depende de la cantidad de luz solar disponible en un momento determinado (Giler-Sarmiento & Sandoya-Sánchez, 2022).
- **Factor de Potencia:** El factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa (medida en vatios) y la potencia aparente (medida en voltamperios). Cuando un sistema fotovoltaico produce energía, la energía eléctrica generada es una combinación de potencia activa y reactiva. La potencia activa es la energía eléctrica que se utiliza para realizar trabajo útil, como encender las luces o hacer funcionar los equipos electrónicos, mientras que la potencia reactiva es la energía eléctrica que se utiliza para

mantener los campos eléctricos y magnéticos en los componentes del sistema (Borges Vasconcellos et al., 2012).

2.5. Producción de electricidad

2.5.1. Cálculo del punto máximo de potencia

Para determinar el comportamiento de las células fotovoltaicas bajo condiciones diferentes al estándar, es necesario realizar una traslación de los valores de temperatura e irradiancia. La aproximación propuesta por J.M. Ruiz permite calcular la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia, normalizando los valores de tensión con la tensión en circuito abierto y los valores de corriente con la corriente de cortocircuito, según se describe en las Ecuaciones (60) y (61).

$$v = \frac{V}{V_{oc}} \quad (60)$$

$$i = \frac{I}{I_{sc}} \quad (61)$$

Por lo que, en el punto de máxima potencia se obtienen mediante las Ecuaciones (62), (63) y (64).

$$v_{mpp} = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \quad (62)$$

$$i_{mpp} = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad (63)$$

$$p_{mpp} = FF \quad (64)$$

Mediante la normalización, se establecen los valores de tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito en $v_{oc} = 1$ e $i_{sc} = 1$, respectivamente. A continuación, se utilizan las Ecuaciones (65) y (66) para calcular la resistencia en serie y el factor de forma normalizados.

$$r_s = \frac{R_s}{\left(\frac{V_{oc}}{I_{sc}}\right)} \quad (65)$$

$$ff = v_{mpp}i_{mpp} = FF \quad (66)$$

El uso de la Ecuación (67) permite incorporar la tensión térmica en las ecuaciones normalizadas.

$$k_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \quad (67)$$

El método propone la identificación aproximada del punto de máxima potencia a través de los cálculos previos realizados mediante las Ecuaciones (68), (69), (70) y (71).

$$i_{mpp} = 1 - \frac{D_M}{k_{oc}} \quad (68)$$

$$v_{mpp} = 1 - \frac{\ln\left(\frac{k_{oc}}{D_M}\right)}{k_{oc}} - r_s * i_{mpp} \quad (69)$$

En donde:

$$D_M = D_{M0} + 2r_s D_{M0}^2 \quad (70)$$

$$D_{M0} = \frac{k_{oc} - 1}{k_{oc} - \ln k_{oc}} \quad (71)$$

Es esencial tener los valores de I_{sc} y V_{oc} en las condiciones de temperatura y radiación deseadas. Además, es fundamental conocer el valor de la resistencia en serie. Este valor puede ser calculado utilizando la Ecuación (72), basado en la información proporcionada por el fabricante sobre las corrientes y tensiones de la célula.

$$R_s^* = \frac{\left(V_{oc}^* - V_m^* + m * V_t \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}^*}{I_{sc}^*}\right)\right)}{I_{mpp}^*} \quad (72)$$

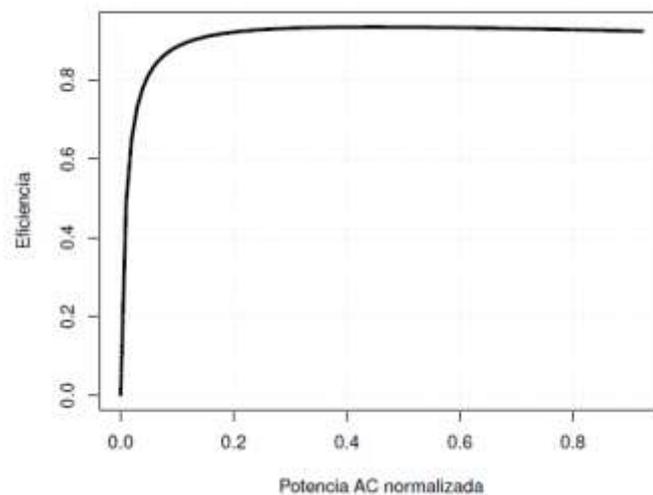
2.5.2. Cálculo de la potencia entregada por el inversor

Para calcular la potencia entregada por el inversor, P_{ac} , se utiliza la eficiencia del inversor, η_{inv} , en base a la potencia suministrada por el generador fotovoltaico, P_{dc} . Esta relación se puede modelar mediante la Ecuación (73) basada en tres coeficientes y la normalización de la potencia de salida, donde p_o es igual a P_{ac}/P_{inv} y k_o^0 , k_o^1 y k_o^2 son parámetros no dimensionales que definen el comportamiento eléctrico del inversor. La información sobre la curva o los coeficientes se puede obtener del fabricante o a través de pruebas en el laboratorio o en el campo. Sin embargo, la eficiencia del inversor depende de la tensión de entrada, por lo que es importante tener en cuenta al elegir el número de módulos en serie del generador.

$$\eta_{inv} = \frac{p_o}{p_o + k_o^0 + k_o^1 p_o + k_o^2 p_o^2} \quad (73)$$

Figura 2.18.

Curva de eficiencia de un inversor



Nota. Curva de eficiencia de un inversor calculada con tres coeficientes genéricos ($k_o^0 = 0,01$, $k_o^1 = 0,025$, $k_o^2 = 0,05$). Adaptado de Perpiñan.

2.5.3. Rendimiento energético de la instalación o performance ratio

El rendimiento energético o PR refleja la eficiencia de una instalación fotovoltaica en condiciones reales de trabajo, teniendo en cuenta diferentes pérdidas. Algunos de estos tipos de pérdidas incluyen:

- Pérdidas por dispersión en los módulos fotovoltaicos debido a las tolerancias de producción y diferencias en las intensidades y tensiones nominales entre los módulos (pérdidas mismatch).
- Pérdidas por polvo y suciedad en los módulos, las cuales pueden ser reducidas con un buen mantenimiento.
- Pérdidas angulares y espectrales debido a la incidencia oblicua de la irradiancia en el generador y la no-normalización del espectro de la luz solar.
- Pérdidas por temperatura en las células de los módulos debido a temperaturas muy superiores a las condiciones estándar de medida (STC). Para su estimación se puede hacer uso de la Ecuación (56).
- Pérdidas en el cableado debido a la circulación de corriente por los conductores.
- Pérdidas de orientación e inclinación se consideran tres casos: general, superposición e integración arquitectónica como se muestra en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7.*Límites de pérdidas por orientación e inclinación*

Caso	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15%
Superposición	20 %	15 %	30%
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50%

Nota. Adaptado de Fotovoltaica, Energía Solar. «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red». *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*, 2011.

Para calcular la inclinación óptima de una superficie fija en un lugar específico, se utiliza Ecuación (74) que se basa en el análisis estadístico de la radiación solar anual en superficies con diversas inclinaciones en ubicaciones con distintas latitudes. Este cálculo es fundamental para maximizar la producción de energía solar en una instalación fija (Santamaría & Castejón, 2010).

$$\beta = 3.7 + 0.69|\phi| \quad (74)$$

Mientras que para calcular las pérdidas por orientación e inclinación con respecto a los valores óptimos se utiliza las Ecuaciones (75) y (76).

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}(\%) &= 100[1.2(10)(\beta - \phi + 10)^2 + 3.5(10^{-5})(\alpha^2)] \\ &\text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \end{aligned} \quad (75)$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas}(\%) &= 100[1.2(10)(\beta - \phi + 10)^2] \\ &\text{para } \beta \leq 15^\circ \end{aligned} \quad (76)$$

Donde:

α =Orientación o acimut del generador fotovoltaico (-90° corresponde al Este y 90° al Oeste)

β =Ángulo de inclinación (0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical)

ϕ = Latitud del lugar ($^{\circ}$)

2.5.4. Energía producida

Se utiliza la secuencia de valores de irradiancia efectiva y temperatura ambiente para calcular el funcionamiento de diferentes componentes de un sistema fotovoltaico, como el generador, el inversor, el cableado y el transformador (si existe). Estas estimaciones diarias de potencia pueden ser integradas a lo largo del tiempo para obtener la energía producida diaria, mensual o anual. Se necesitan herramientas software para llevar a cabo este cálculo en detalle, pero la energía producida anual puede ser aproximadamente estimada usando Ecuación (77) (Perpiñán, 2020).

$$E_{ac} = P_g^* \cdot \frac{G_{ef,a}}{G_{stc}} \cdot PR \cdot (1 - FS) \quad (77)$$

La potencia nominal P_g^* es el resultado de multiplicar la potencia nominal de cada módulo por el número de módulos en el generador, y supone que todos los módulos son iguales y tienen la misma potencia especificada en su ficha técnica (Perpiñán, 2020).

La eficiencia del sistema PR, que se conoce como performance ratio, incluye pérdidas debidas a la dispersión de parámetros y tolerancia de potencia (Perpiñán, 2020).

El factor de sombra FS se refiere a la proporción entre el área del generador que está afectada por sombras y la superficie total. Un factor de sombra de cero significa que no hay sombras y un factor de sombra de uno indica que el generador está completamente sombreado (Perpiñán, 2020).

La productividad del sistema, Y_f , es el cociente entre energía producida y la potencia nominal del generador fotovoltaico, se utiliza para evaluar la cantidad de energía eléctrica que se produce en relación con la capacidad nominal del sistema.

Este indicador es importante porque permite determinar si el sistema está funcionando adecuadamente y proporciona una idea de la eficiencia del sistema, también se lo utiliza para comparar diferentes sistemas fotovoltaicos y evaluar su rentabilidad, dado que es un factor clave en la toma de decisiones sobre la inversión en sistemas fotovoltaicos y su mantenimiento (Perpiñán, 2020).

$$Y_f = \frac{E_{ac}}{P_g} \left[\frac{kWh}{kWp} \right] \quad (78)$$

2.6. Legislación y Normativa Vigente

2.6.1. ARCERNNR-013/2021

2.6.1.1. Consumidores con tarifa residencial y general sin demanda

Este apartado corresponde al artículo 18.1 de la regulación (ARCERNNR - 013/21, 2021) el cual indica lo siguiente:

- Para un consumidor que tenga asignada una tarifa sin demanda de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:
- La Distribuidora mediante el sistema de medición respectivo, determinará el balance de energía neto mensualmente, entre la energía consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA y calculará la energía neta $ENET_i$:

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (79)$$

Dónde:

$ENET_i$: Energía neta en el periodo mensual de consumo i (kWh).

$ERED_i$: Energía consumida desde la red de distribución en el periodo mensual de consumo i (kWh).

$EINY_i$: Energía inyectada por la SGDA en el periodo mensual de consumo i (kWh).

- a) Si $ENET_i \leq 0$, la Distribuidora facturará al consumidor por concepto de energía consumida, con valor cero; $EF = 0$, además:

$$CEM_i = |ENET_i| \quad (80)$$

Donde:

CEM_i : Crédito de Energía a favor del consumidor obtenido en el mes i (kWh)

- b) Si $ENET_i > 0$, en este caso el $CEM_i = 0$, por no haber un saldo a favor del consumidor en el mes i .
- La Distribuidora verificará si el consumidor dispone de un saldo total acumulado de energía a su favor en el mes anterior $SEA(i - 1)$; si es así, se debitará parte o la totalidad del $SEA(i - 1)$, para cubrir el $|ENET_i|$ del mes i .

Donde:

SEA_{i-1} : Saldo total acumulado de energía disponible del consumidor en el mes anterior ($i-1$) (kWh).

EF_i : Energía Facturable correspondiente al mes i .

- Si con el SEA_{i-1} disponible se logra cubrir la totalidad del $|ENET_i|$, en el mes de consumo i , la energía facturable en el mes i será cero; $EF = 0$, caso contrario se le facturará el saldo de energía restante aplicando la tarifa correspondiente del Pliego Tarifario del SPEE.
- Se actualizará el SEA_i mensualmente sobre la base de los créditos generados y valores devengados para cubrir el $|ENET_i|$, para considerarlo en el cálculo de la energía facturable del mes siguiente.

- A partir del inicio de la operación de la SGDA, cada 24 meses el SEA se reseteará a cero, sin que la Distribuidora tenga derecho otorgar una compensación económica por dicha energía.
- El consumidor que cuente con una SGDA cancelará mensualmente el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario vigente.
- La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: $ERED_i$, $EINY_i$, $ENET_i$, CEM_i y SEA_i , correspondientes a los doce periodos de consumo anteriores, tomando como referencia el ANEXO 4 de esta Regulación.

2.6.1.2. Consumidores con tarifa general con demanda

Este apartado corresponde al artículo 18.2 de la regulación ARCERNNR-013/2021 el cual indica lo siguiente:

- Para un consumidor que tenga asignada una tarifa con demanda de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:
- El cálculo de la energía facturable mensual se realizará en conformidad a lo establecido en el artículo 18.1 de la presente Regulación.
- Además, independiente del valor mensual por energía que le sea facturado al consumidor, la Distribuidora le facturará mensualmente el cargo por demanda y el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario del SPEE vigente.
- A partir del inicio de operación del SGDA, la demanda facturable mensual corresponderá a la demanda máxima registrada en el mes de consumo por el respectivo medidor de demanda y corresponderá a aquella que fue requerida por el consumidor de la red de distribución.

2.6.1.3. SGDA ubicado en un inmueble distinto al inmueble o predio del consumidor

Para los casos en los que el SGDA esté ubicado en un lugar distinto del inmueble del consumidor, la Distribuidora instalará un medidor energía en el punto de conexión del SGDA que permita registrar la energía inyectada a la red de distribución (EINY o EEINY) y por otra parte instalará un medidor de energía para registrar el consumo de energía recibido de la Distribuidora (ERED o EERED), en el punto de entrega al consumidor. Con estas mediciones se aplicará lo descrito en el artículo 18 de esta Regulación, según el caso.

Para estos casos, la Distribuidora será la encargada de la adquisición, calibración inicial e instalación de los equipos de medición requeridos: 1) En el punto de conexión de la SGDA; y, 2) En el punto de entrega al consumidor. El consumidor propietario del SGDA deberá pagar a la Distribuidora la diferencia del costo entre los equipos de medición requeridos y el que la Distribuidora instalaría a un usuario de la misma categoría sin un SGDA.

El valor indicado en el párrafo anterior, será cancelado en la primera planilla de consumo, emitida por la Distribuidora. En el caso de que se dé de baja el suministro, el medidor pasará a ser propiedad de la Distribuidora.

2.6.1.4. Requisitos operativos

Para la puesta en servicio del SGDA, operación normal, respuesta a condiciones anormales de operación, requisitos para la calidad de producto, condiciones de operación en isla, monitoreo y control, se podrá tomar como referencia la norma IEEE Std. 1547 en lo que sea aplicable.

2.6.1.4.1. IEEE Std. 1547

La norma IEEE Std. 1547 tiene por nombre “Estándar IEEE para la interconexión e interoperabilidad de recursos de energía distribuida con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociados” la cual establece los criterios y requisitos para la interconexión de los recursos energéticos distribuidos con los sistemas de energía eléctrica (EPS) y las interfaces asociadas. Las especificaciones y requisitos técnicos establecidos son universalmente necesarios para la interconexión e interoperabilidad de los recursos energéticos distribuidos (DER) y serán suficientes para la mayoría de las instalaciones. Los requisitos de rendimiento especificados se aplican en el momento de la interconexión y mientras el DER permanezca en servicio («IEEE Std 1547», 2018).

2.6.2. Pliego tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica

El Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) considera dos categorías de tarifas, que depende de las características del punto de entrega, se establecen tres niveles de voltaje: bajo, medio y alto (ARCERNNR - 009/22, 2022).

2.6.2.1. Categoría Residencial

Corresponde al SPEE destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores; es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada (ARCERNNR - 009/22, 2022).

2.6.2.2. Categoría General

Corresponde al SPEE que es destinado por el consumidor a actividades diferentes al uso doméstico (categoría residencial), básicamente comprende el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privados (ARCERNNR - 009/22, 2022).

Se consideran dentro de esta categoría, entre otros, los siguientes:

- a) Locales y establecimientos comerciales públicos o privados.
- b) Locales y establecimientos industriales públicos o privados, destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- c) Instalaciones de bombeo de agua (incluye oficinas administrativas y guardianía).
- d) Entidades de asistencia social.
- e) Entidades de beneficio público:
 - Guarderías, escuelas, colegios, universidades e instituciones similares del Estado.
- f) Entidades Oficiales (instituciones del sector público o del estado).
- g) Escenarios Deportivos
- h) Culto Religioso
- i) Servicio Comunitario (Servicio General
- j) Abonado Especial
- k) Los demás que no estén considerados en la Categoría Residencial.

2.6.3. Tarifa General en Bajo Voltaje

Se aplican a los consumidores de la categoría general en el nivel de bajo voltaje.

2.6.3.1. Tarifa sin demanda

Se aplica a los consumidores de la categoría general, en bajo voltaje, cuya potencia contratada o demanda facturable sea de hasta los 10 kW (ARCERNNR - 009/22, 2022)..

2.6.3.2. Tarifa con demanda

Se aplica a los consumidores de la categoría general, en bajo voltaje, cuya potencia contratada (resultante del estudio o proyecto eléctrico aprobado por la distribuidora); o cuya demanda facturable, sea superior a 10 kW; y, que disponen de un registrador de demanda máxima (ARCERNNR - 009/22, 2022)..

El consumidor debe pagar:

- a) Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- b) Un cargo por potencia en USD/kW-mes, por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago, independiente del consumo de energía.
- c) Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida.

En el caso de los consumidores de asistencia social, beneficio público y culto religioso, se aplica la misma estructura tarifa indicada anteriormente (ARCERNNR - 009/22, 2022).

2.6.4. Demanda Facturable

La demanda facturable es la resultante de la comparación con la demanda máxima registrada en el equipo de medición y la potencia contratada (ARCERNNR - 009/22, 2022).

2.6.4.1. Medidor que registre Demanda Máxima

La demanda facturable mensual (DF) corresponde a la máxima demanda (DM) registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los últimos doce meses incluyendo el mes de facturación DM_{max12} (ARCERNNR - 009/22, 2022) .

$$DF = \begin{cases} 60\% \times DM_{max}, & \text{si } DM < 60\% \times DM_{max12} \\ DM, & \text{si } DM \geq 60\% \times DM_{max12} \end{cases}$$

Es responsabilidad de la distribuidora monitorear al consumidor para mantener la condición de la tarifa con demanda: para lo cual procederá conforme la Regulación Nro. ARCONEL 001/20 (ARCERNNR - 009/22, 2022).

2.7. Factibilidad

La factibilidad se considera una proyección a futuro, ya que se enfoca en la creación de un plan estratégico con objetivos y propósitos específicos para llevar a cabo con éxito la idea de negocio. Este plan incluye una evaluación detallada de los recursos necesarios, los costos asociados y el potencial retorno de inversión. En resumen, la factibilidad es una herramienta útil para la toma de decisiones en la planificación de proyectos y la evaluación de su viabilidad. (Alonzo Delgado, 2022)

2.7.1. Factibilidad técnica

La evaluación de factibilidad técnica se enfoca en determinar las condiciones técnicas de un proyecto o producto, a fin de identificar los medios técnicos que se requieren. Este proceso implica la evaluación de los recursos de hardware y software disponibles para la planificación y ejecución del proyecto. En efecto, la factibilidad técnica es fundamental para determinar si un proyecto es viable desde el punto de vista técnico y para garantizar su éxito en la implementación (Arango Vélez et al., 2016)

2.7.1.1. Dimensionamiento de arreglo solar fotovoltaico

Se puede calcular la potencia de los módulos solares teniendo en cuenta varios factores, como la ubicación, el ángulo de inclinación y la estructura de montaje. Luego, es importante seleccionar cuidadosamente la configuración de los módulos en serie y paralelo según la hoja de datos del inversor, para determinar el número mínimo y máximo de cadenas en paralelo y el número de módulos en cada

cadena. Este proceso se describe en detalle en las siguientes secciones (Abou & Hossain, 2022).

2.7.1.1.1. Mínimo Número de Módulos por cadena

Para suministrar al inversor voltaje suficiente que garantice los requisitos mínimos de voltaje de los elementos electrónicos de potencia en el inversor, se deben tener en cuenta todo tipo de pérdidas, como la temperatura, la caída de voltaje y la degradación. Por lo tanto, el número mínimo de módulos por cadena se calcula en función del V_{mpp} de los módulos elegidos, la temperatura máxima de operación esperada y un factor de degradación de seguridad. El factor de degradación de seguridad se utiliza para simular la posible degradación del módulo dentro de la vida útil del inversor. Por lo tanto, el número mínimo de módulos por cadena se calcula utilizando Ecuación (81) (Abou & Hossain, 2022).

$$V_{string_{min}} \geq 112\% V_{INV_{min}} \quad (81)$$

Donde:

$V_{string_{min}}$ = Voltaje mínimo de cadena de módulos

$V_{INV_{min}}$ = Voltaje mínimo de entrada del inversor

Aquí, se agrega un 12% para superar la posible degradación de voltaje dentro de la vida útil del inversor. El número mínimo de módulos en cada cadena se puede calcular a partir de la Ecuación (82) (Abou & Hossain, 2022).

$$N_{min_{mod}} = 112\% \frac{V_{INV_{min}}}{V_{mpp_{mod}}} \quad (82)$$

El valor del denominador de la Ecuación (82) puede ser determinado mediante la Ecuación (83) (Abou & Hossain, 2022).

$$V_{mpp_{mod}} = V_{mpp_{STC}} [(V_{TC}(T_{rise} + T_{max} - 25)) + 100\%] \quad (83)$$

Donde:

$V_{mpp_{STC}}$: es el voltaje en el punto de máxima potencia medido en las condiciones de prueba estándar (V).

V_{TC} : es el coeficiente de temperatura del voltaje (%/°C).

T_{rise} : es el aumento de temperatura desde el sistema de montaje (°C), que se toma de la Tabla 2.8. T_{max} es la temperatura máxima esperada (°C).

Tabla 2.8.

Aumento de temperatura basado en la estructura de montaje

Estructura de montaje	Aumento de temperatura por encima del entorno, °C
Tejado inclinado	32
Tejado plano	36
Montaje en poste	29
Montaje en suelo	30

Nota. Adaptado de Abou, Yaman, y Eklas Hossain. *Photovoltaic Systems: Fundamentals and Applications*. Cham: Springer International Publishing, 2022. (<https://doi.org/10.1007/978-3-030-89780-2>).

2.7.1.1.2. Máximo Número de Módulos por cadena

En contraste con el caso anterior, una atmósfera fría provoca un aumento de voltaje en la cadena, que no debe superar el voltaje de entrada máximo del inversor. Por lo tanto, se desea la temperatura más baja posible para evitar cualquier falla de sobretensión que pueda causar una interrupción en el inversor. Por lo general, este caso ocurre durante las primeras horas de la mañana en días soleados y fríos. El número máximo de módulos por cadena se calcula mediante la Ecuación (84) (Abou & Hossain, 2022).

$$V_{string_{max}} \leq V_{INV_{max}} \quad (84)$$

El número máximo de módulos en cada cadena puede ser calculado mediante la Ecuación (85) (Abou & Hossain, 2022).

$$N_{\max_{\text{mod}}} = \frac{V_{\text{INV}_{\max}}}{V_{\text{oc}_{\text{mod}}}} \quad (85)$$

El valor del denominador de la Ecuación (85) puede ser determinada usando la Ecuación (86).

$$V_{\text{oc}_{\text{mod}}} = V_{\text{oc}_{\text{STC}}} [(V_{\text{TC}}(T_{\text{min}} - 25)) + 100\%] \quad (86)$$

Donde:

$V_{\text{oc}_{\text{STC}}}$: es el voltaje de circuito abierto en las condiciones de prueba estándar (V)

V_{TC} : es el coeficiente de temperatura del voltaje (%/°C).

T_{min} : es la temperatura mínima esperada (°C).

2.7.1.1.3. Número de cadenas en paralelo

Después de determinar el número máximo y mínimo de módulos por cadena, se puede calcular un número de cadenas en paralelo mediante la Ecuación (87) verificando el rango nominal de la corriente continua de entrada que siempre suministra el fabricante del inversor (Abou & Hossain, 2022).

$$N_{\text{string}} = \frac{I_{\text{INV}_{\text{in}}}}{I_{\text{mpp}_{\text{mod}}}} \quad (87)$$

2.7.1.2. Selección de Inversor y relación DC/AC

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información importante sobre el dimensionado y la instalación. Es fundamental tenerlas en cuenta a la hora de dimensionar. El sistema y el concepto de conexión determinan el número, el nivel de tensión y la clase de potencia de los inversores (Sonnenenergie, 2013).

El número y la potencia nominal de los inversores vienen determinados por la potencia total de la instalación fotovoltaica y el concepto de sistema elegido (Sonnenenergie, 2013).

El campo solar y el inversor o inversores deben ajustarse mutuamente de forma óptima a sus valores de salida. La potencia nominal de los inversores puede ser de $\pm 20\%$ de la potencia de salida del campo fotovoltaico (bajo STC), dependiendo de la tecnología del inversor y del módulo y de las condiciones locales, como la insolación regional y la orientación de los módulos (Sonnenenergie, 2013).

La relación entre la potencia nominal del generador fotovoltaico (W_p) y la potencia nominal de CA del inversor se conoce como factor de dimensionamiento del inversor y se determina por medio de la Ecuación (88) (Sonnenenergie, 2013).

$$SR_{AC} = \frac{P_{PV}}{P_{INV_{AC}}} \quad (88)$$

El factor de dimensionamiento describe la utilización de la capacidad del inversor. Siendo un factor de dimensionamiento típico el valor 1 dentro del rango de $0.83 < SR_{AC} < 1.25$ (Sonnenenergie, 2013).

2.7.2. Factibilidad económica

2.7.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

Es una técnica utilizada para determinar el valor actual de los pagos y cobros generados por un proyecto de inversión específico. Básicamente, se trata de sumar todos los flujos de dinero que se esperan en el futuro y actualizarlos al valor presente como se muestra en la Ecuación (89) (Martín Valmayor, 2019).

$$VAN = -I_0 + \frac{F_1}{1 + K} + \frac{F_2}{(1 + K)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + K)^n} \quad (89)$$

Siendo:

I_0 : Desembolso inicial de la inversión.

F_i : Flujo neto de caja (diferencia entre entradas y salidas monetarias con igual vencimiento) generado por la inversión en el periodo i ($i=1, \dots, n$).

K : Tasa de descuento seleccionada por la empresa para el descuento de los flujos.

n: Duración estimada de la inversión o proyecto.

- Si el flujo de caja es negativo implica que hay una salida neta de capital en el periodo.
- Si es positivo refleja una entrada neta de capital.
- Si el $VAN > 0$, el valor actualizado de las entradas y salidas monetarias futuras del proyecto de inversión, a la tasa de coste elegida, proporciona un beneficio económico.
- Si $VAN = 0$, el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente para la empresa.
- Si el $VAN < 0$, el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que teóricamente debería ser rechazado (Martín Valmayor, 2019).

2.7.2.2. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Es el valor de la tasa de descuento "r" que hace que la suma actualizada de los flujos de caja netos sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de interés que hace que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero como se presenta en la Ecuación (90) (Martín Valmayor, 2019).

$$TIR = r \Leftrightarrow VAN(r) = -I_0 + \frac{F_1}{1+r} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (90)$$

- Si $TIR > K$, el proyecto de inversión será aceptado.
- Si $TIR = K$, es una situación similar a la que se produce cuando el VAN es igual a cero.
- Si $TIR < K$, el proyecto debe rechazarse.

2.7.2.3. Payback

Es un método utilizado para evaluar inversiones y es definido como el período de tiempo necesario para recuperar el capital inicial invertido en un proyecto. Su enfoque es estático y se utiliza para evaluar la viabilidad de una

inversión, ya que permite determinar cuánto tiempo tardará una inversión en generar suficientes flujos de efectivo para recuperar el capital invertido (Traverso Casado, 2022).

2.7.2.4. Payback Simple

Este método nos dice la cantidad de periodos que deben transcurrir para que el flujo efectivo acumulado iguale a la inversión inicial.

Si los flujos de caja son iguales durante todo el periodo de tiempo requerido, el Payback se lo calcula mediante la Ecuación (91).

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{F} \quad (91)$$

Donde:

- I_0 : Se trata de la inversión inicial de nuestro proyecto, es decir, el coste que hemos desembolsado para la instalación de nuestro aerogenerador.
- F : Representa a los flujos de caja que, en nuestro caso, es el ahorro anual que hemos obtenido de nuestro estudio (Traverso Casado, 2022).

2.7.2.5. Payback Descontado

El "payback descontado" es un método adicional para evaluar la liquidez de una inversión. Este criterio es similar al "payback" o tiempo de recuperación de la inversión, pero tiene en cuenta la actualización de los flujos de caja futuros mediante el descuento de estos valores. Por lo tanto, este método considera la ocurrencia temporal de los flujos de caja, pero no tiene en cuenta los flujos posteriores que ocurren después del momento del pago. Para calcular el "payback descontado", simplemente se deben descontar los flujos de caja y determinar el momento en el que el valor neto de la inversión se vuelve positivo (Martín Valmayor, 2019).

Los flujos de caja no son iguales durante todo el periodo de tiempo requerido, debemos de obtener el Payback de la siguiente fórmula:

$$\text{Payback} = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (92)$$

Donde:

- a : Representa el número de periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial.
- I_0 : Inversión inicial de nuestro proyecto.
- b : Suma de los flujos hasta el final del periodo “a”.
- F_t : Representa el valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión (Traverso Casado, 2022).

2.7.2.6. Índice de Rentabilidad

El índice de rentabilidad o ratio beneficio/costo se obtiene dividiendo el valor actualizado de los flujos netos de caja de la inversión por el desembolso inicial de la misma como se muestra en la Ecuación (93) (Martín Valmayor, 2019).

$$B/C = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+K)^i}}{I_0} \quad (93)$$

Donde solo son aceptables las inversiones con un índice de rentabilidad B/C superior a la unidad.

CAPÍTULO 3. DISEÑO METODOLOGICO

3.1. Tipo de investigación

Para este proyecto el tipo de investigación es: documental, de campo, exploratoria y evaluativa.

3.1.1. Investigación documental

En esta investigación documental, se utilizaron diversas fuentes como libros, artículos, sitios web, bases de datos, documentos, planos y mapas para proporcionar sustento teórico y respaldo a la investigación en relación con los fundamentos de la energía solar fotovoltaica, los equipos implicados en la generación de energía eléctrica, los conceptos para la estimación de la demanda, los cálculos para la producción de energía eléctrica, la legislación y normativa vigente, y el dimensionamiento del sistema para evaluar su factibilidad técnica y económica.

3.1.2. Investigación de campo

Es una investigación de campo porque es necesario el levantamiento de la información existente de los equipos eléctricos más importantes que funcionan dentro del periodo de la duración del día solar, la descarga de datos del piranómetro local del centro de cómputo donde se almacena la información y la examinación del área de estudio y sus alrededores para tomar en cuenta las posibles pérdidas debido a sombras ocasionadas por edificios vecinos u otros obstáculos.

3.1.3. Investigación exploratoria

Este proyecto de investigación es exploratorio analizó la información disponible de bases de datos internacionales del recurso solar proveniente del NREL y la NASA, así como la local obtenida de instrumentos de mediciones dentro de la zona de estudio locales mediante Matlab, realizando el respectivo preprocesamiento, mediante el permiso de la UTEQ, bajo la supervisión del

PhD. Jorge Murillo docente de la institución, además se consultó a expertos como el PhD. Juan Peralta en el área de energía fotovoltaica y programación en Matlab avanzada y en el aspecto económico del costo de energía eléctrica al MSc. Gustavo Mazzini, ambos docentes de la maestría de la UCSG, de manera que ayudaron a aclarar dudas con respecto a ciertos componentes del problema que no eran afines al investigador.

3.1.4. Investigación evaluativa

En esta investigación evaluativa, se compararon los datos de irradiancia global horizontal y temperatura de la estación solar instalada en la terraza de la FCI, registrados desde febrero de 2019 hasta enero de 2020, con los datos del NREL y la NASA que contienen registros históricos de mayor amplitud de la irradiancia solar cercana al proyecto. Se seleccionaron aquellos datos que presentaron mayor correlación y menor error. Posteriormente se empleó la irradiancia y la temperatura del histórico elegido en la metodología propuesta por Perpiñan (2020). Esto permitió determinar la irradiación mensual y anual del emplazamiento, así como realizar una simulación con los datos de un sistema con un arreglo específico de módulos e inversores comerciales conveniente según las dimensiones de la cubierta, para calcular la energía producida anualmente. Para realizar los cálculos, el proceso iterativo y la simulación, se utilizó un conjunto de funciones y scripts en Matlab.

Finalmente se validó con PVSyst 7.2 que es un software comercial, obteniéndose resultados muy cercanos a los obtenidos con la metodología empleada.

3.2. Metodología

Para la evaluación del potencial solar se planteó lo siguiente metodología según los objetivos planteados en este proyecto:

- 1) Se extrajeron los datos de la estación solar ubicada en la terraza de la FCI y se realizó el tratamiento a los datos, para establecer las variables meteorológicas y estimar la irradiancia global efectiva en el plano del generador mensual y anual.
- 2) Se comparó con las bases de datos de la NREL y NASA y se eligió aquella base de datos más cercana y correlacionada a los resultados del piranómetro.
- 3) Se estimó la energía y demanda de electricidad del edificio de la FCI mediante el levantamiento de cargas y los horarios de clase de la UTEQ.
- 4) Se estimó la irradiación solar global en el plano del generador es decir al ángulo de la cubierta del edificio de la FCI.
- 5) Se dimensiono el conjunto de módulos y se escogió un inversor según las necesidades energéticas y requerimientos técnicos de calidad, para el funcionamiento conectado a la red.
- 6) Se realizó el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico y los respectivos planos.
- 7) Se realizó un pequeño análisis económico del presupuesto de los costos de la mano de obra, materiales, equipos, así como costos de mantenimientos, realizará el análisis costo/beneficio y del TIR y el VAN.

3.2.1. Enfoque

Este trabajo posee un enfoque cuantitativo-cualitativo debido a que se realizó el respectivo tratamiento de los datos recolectados para tomar decisiones con respecto a los datos faltantes y outliers.

Se emplearon cálculos y métodos estadísticos para obtener la demanda energética y los valores promedios, máximos y mínimos mensuales de la irradiancia global horizontal, así como la estimación de la irradiación que llega a los módulos

fotovoltaicos y su producción de electricidad simulada según las especificaciones técnicas de un módulo e inversor comercial. Finalmente se determinaron los factores técnicos e indicadores económicos que permitieron conocer la factibilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico en el emplazamiento de estudio.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

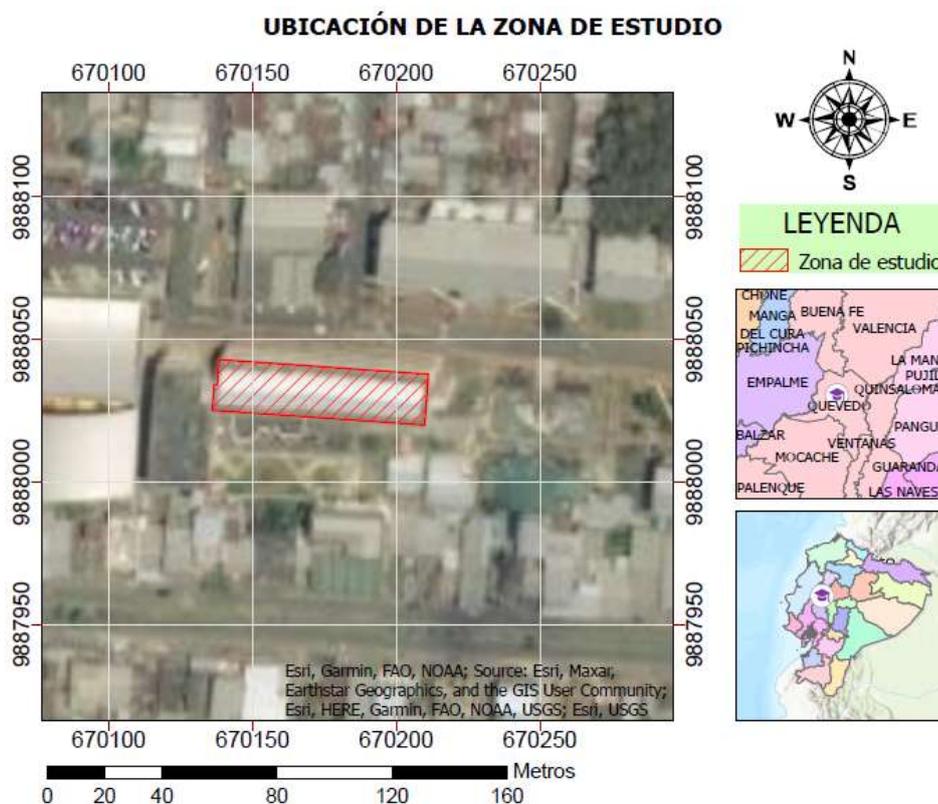
4.1. Variables meteorológicas y de emplazamiento.

4.1.1. Ubicación

El desarrollo de este proyecto se ubica en la provincia de Los Ríos, en el cantón Quevedo, en la Av. Carlos Julio Arosemena dentro de las instalaciones de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo (UTEQ), en la terraza del edificio de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería (FCI) con un área aproximada de 1314.21 m², este se localiza en las siguientes coordenadas geográficas con latitud de 1° 0'45.41"S y longitud de 79°28'14.24"O como se muestra en la Figura 4.1.

Figura 4.1.

Mapa de ubicación de la FCI



Nota. Adaptación propia

Para los cálculos de los sistemas fotovoltaicos es necesario conocer las coordenadas en el sistema geográfico usando su representación en grados decimales para la latitud y longitud como se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1.

Coordenadas Geográficas

Latitud	Longitud	Altitud(m)
-1.0127	-79.4706	47

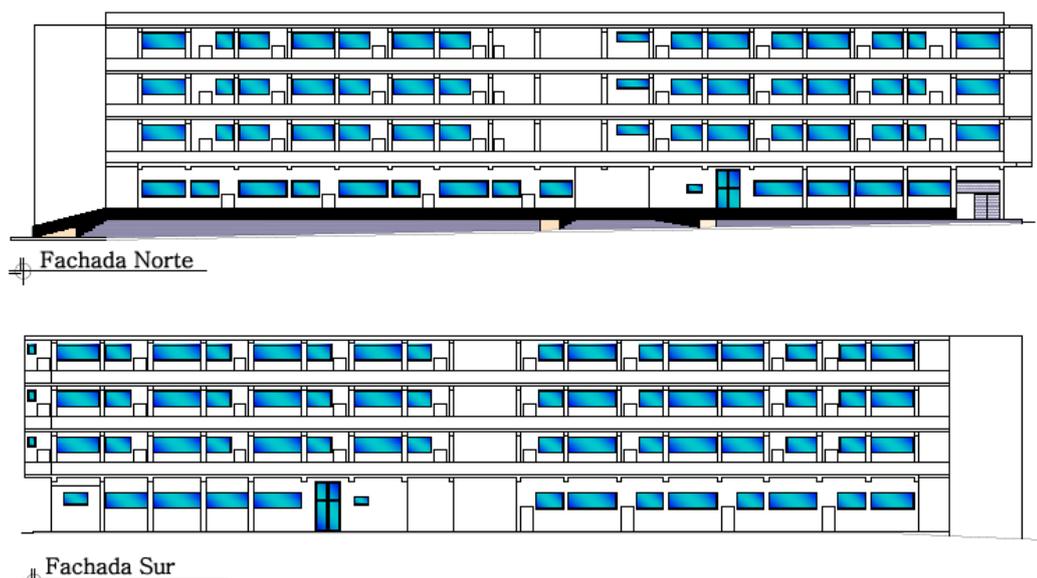
Nota. Adaptación propia

4.1.2. Arquitectura del edificio

El edificio de la FCI cuenta con una planta baja y tres plantas altas, siendo la altura total del mismo de 15.8 m.

Figura 4.2.

Fachada Norte y Sur de la FCI



Fuente: (Kipp & Zonen, s. f.-a)

4.1.2.1. Cubierta

La cubierta de la FCI es panel tipo sándwich de acero galvanizado galvalume con tapajuntas y prepintado blanco en la parte inferior, con poliestireno expandido de 4 cm de espesor.

Los elementos que componen su estructura son:

- Tubo Metálico cuadrado de 100*100*3 mm
- Correa Metálico 100*30*3 mm
- Viga Metálica de 150*250*4 mm (X-Y)
- Placa Metálica de 350*350*20 mm (X-Y)
- Columna de Ha de 350*350*3550

4.1.3. Información meteorológica del lugar

Para realizar una evaluación del potencial energético solar fotovoltaico es necesario contar con bases de datos de irradiancia solar para realizar un análisis del comportamiento y obtener las horas solares pico e irradiación del lugar de estudio, por lo que se obtuvo información de sitios web que proveen de estos datos, así también se tomó en cuenta la información local obtenida del piranómetro ubicado en el edificio de la FCI, adquirida y presentada según la muestra del Apéndice C.

4.1.3.1. Estación solar local

La UTEQ cuenta con un piranómetro ubicado en las coordenadas UTM WGS84 (X: 670142,8; Y:9888046,1), así como con su propio sistema de adquisición de información, donde la información proporcionada por la universidad corresponde a febrero del año 2019 hasta enero del año 2020, los datos fueron registrados en periodos de 1 segundo, y las variables medidas son la irradiancia global horizontal, irradiancia difusa y temperatura, pero por problemas con el anillo de sombra, no se tomó en cuenta la irradiancia difusa, esta información fue descargada y proporcionada en una serie de archivos *.csv.

La estación fue construida e instalada en la FCI para determinar los niveles de irradiancia solar reales en la zona, con el objetivo de tener una base de datos para realizar diversos proyectos vinculados con el aprovechamiento de la energía solar

fotovoltaica dada las condiciones de nubosidad atípicas predominantes, además de brindar una referencia para determinar los niveles reales de eficiencia en este tipo de soluciones. Las mediciones se realizan con equipos de una elevada calidad y confiabilidad garantizando la calidad y el rigor científico de los datos obtenidos, donde los elementos de la estación solar se encuentran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2.

Elementos de estación solar Kipp Zonen

Equipos de la estación	Descripción
2 Piranómetros SMP10-V 	Es un piranómetro estándar secundario clase A.
1 Espira de Sombra CM121B 	La espira de sombra CM 121B/C puede ser utilizada con los piranómetros, piranómetros inteligentes, y radiómetros UV Kipp & Zonen para proteger el instrumento contra la radiación directa.
1 Convertidor de protocolo USB-RS485 converter 	El Conversor USB a RS485 integra un chip conversor USB a serial TTL (CH340) y un chip conversor serial TTL a RS485 (MAX485).

Nota. Adaptado de (Kipp & Zonen, s. f.-b)

4.2. Análisis de la radiación solar

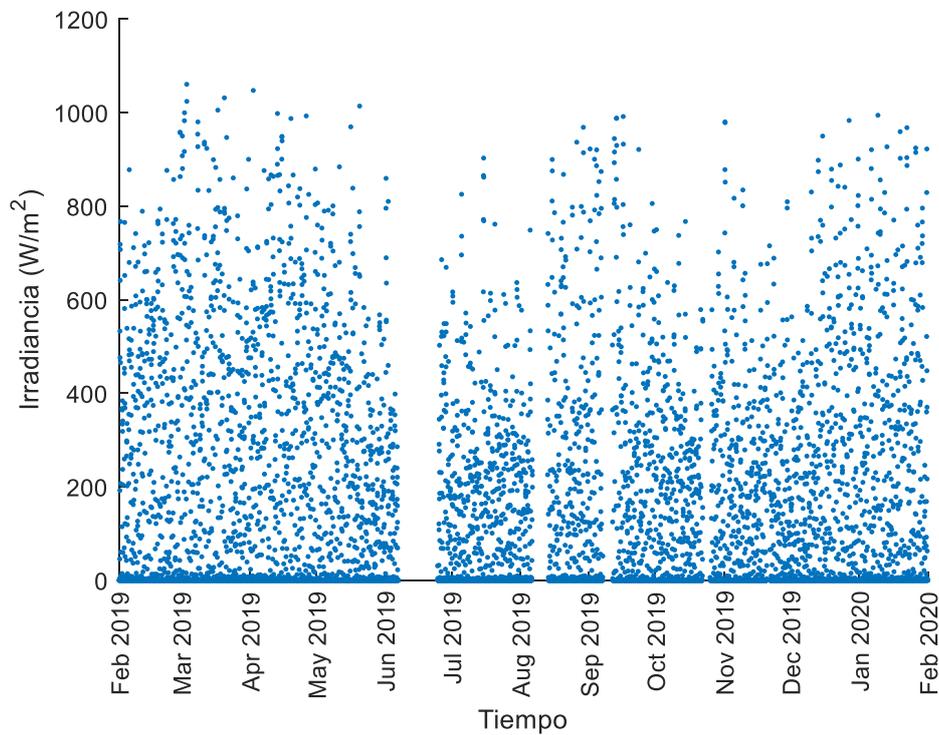
4.2.1. Datos locales

Mediante un análisis exploratorio de los datos registrados por la estación solar local, se observa en la Figura 4.3 la ausencia de datos durante los meses de junio, agosto, septiembre, octubre y noviembre. Esto se debe principalmente a eventos como cortes del suministro de energía debido a fallos en la red eléctrica

pública, donde el UPS no funcionó correctamente, y el sistema no tomó registro de los datos hasta la revisión de los equipos. Después de esto, se volvió a poner en operación el ordenador junto con el software de adquisición de datos.

Figura 4.3.

Análisis exploratorio



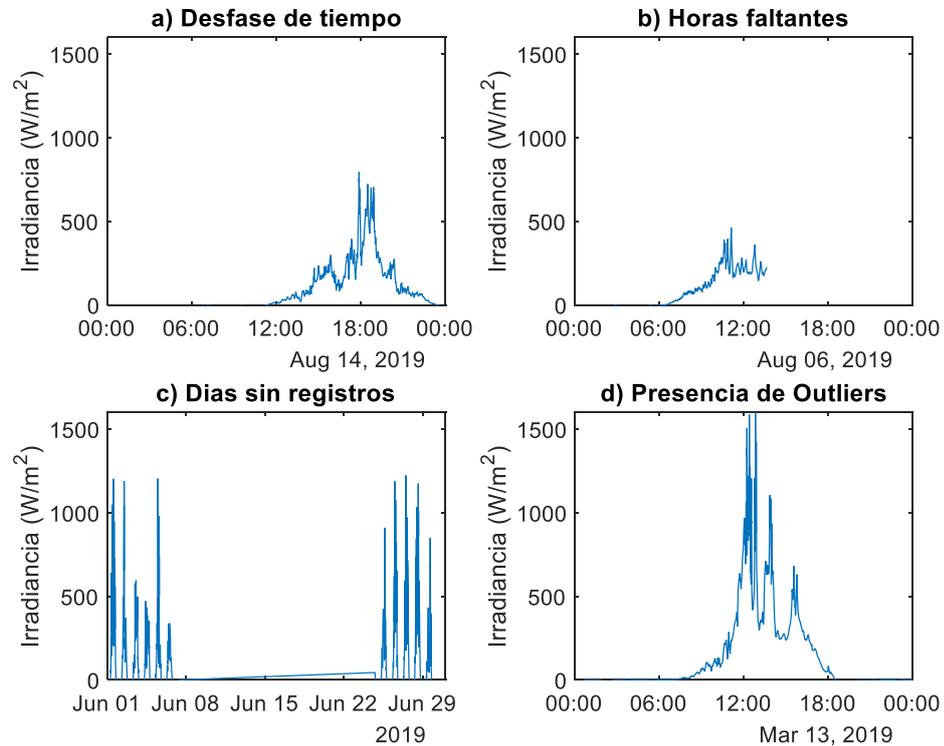
Nota. Datos tomados a intervalos de 1 segundo de la irradiancia solar de la FCI.

Adaptación propia.

Para poder realizar un análisis preciso de los datos, se llevó a cabo su correspondiente tratamiento debido a la existencia de lagunas en los mismos, la presencia de valores atípicos (outliers), días sin registro y desfases temporales, tal como se observa en la Figura 4.4.

Figura 4.4.

Problemas de los datos registrados por piranómetro en el periodo febrero 2019 y enero 2020.

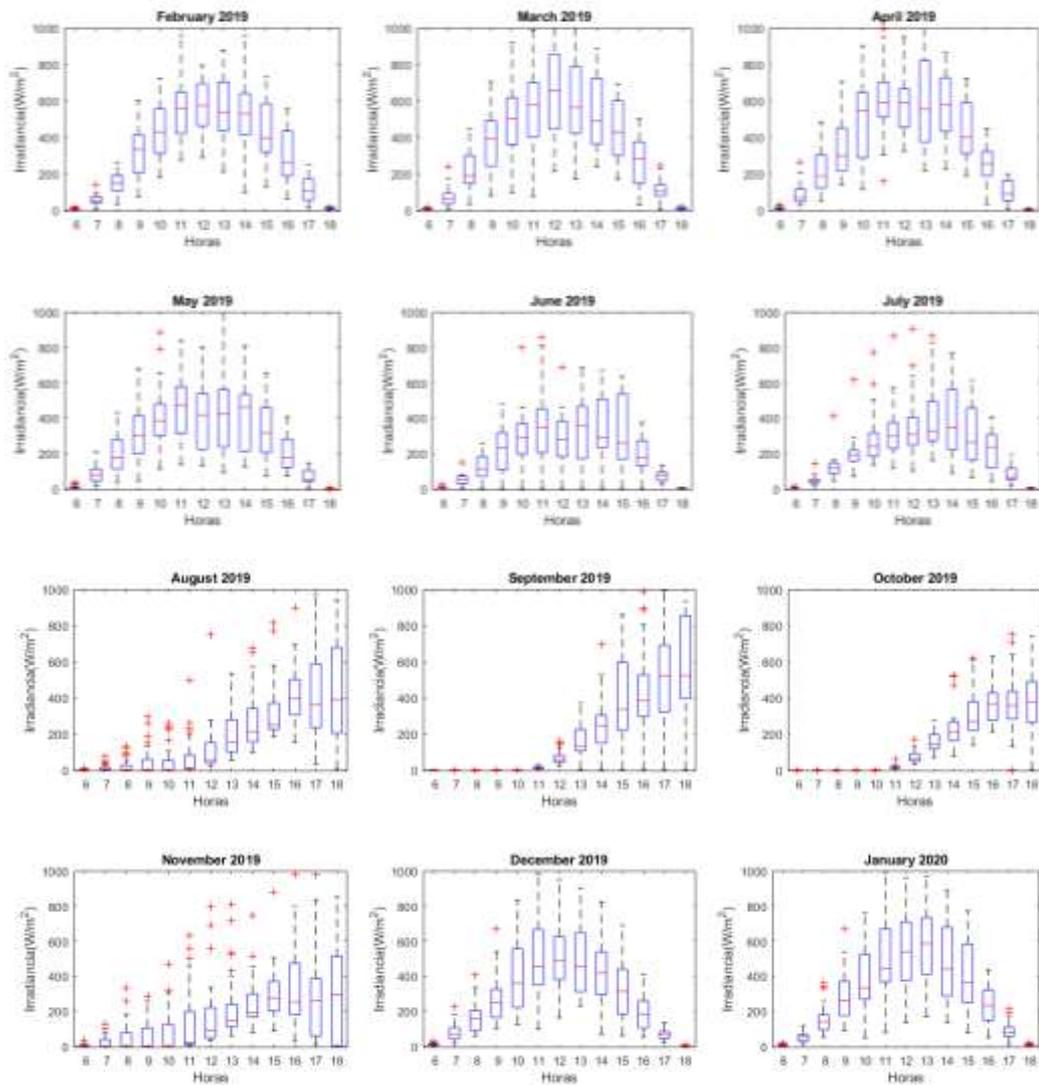


Nota. En a) Se detectó un comportamiento anormal de la irradiancia con respecto al horario normal encontrándose los datos atrasados 5 horas, b) Se detectó un registro diario incompleto, c) Se detectó la no existencia de datos en periodos algunos días, d) Se detectó la presencia de valores superiores a la constante solar 1367 kW/m² así como inferiores a 0. Adaptación propia.

Mediante los diagramas de caja elaborados a partir de los promedios horarios de la serie sin procesar, se pueden observar irregularidades como datos atípicos. Además, durante los meses de agosto hasta noviembre se observa un patrón horario de irradiancia inadmisibles, mostrando un rango de valores altos de irradiancia para las 16:00 PM, 17:00 PM y 18:00 PM tal como se muestra en las Figura 4.5.

Figura 4.5.

Diagrama de cajas de cada mes de los datos del piranómetro sin procesar.



Nota. Adaptación propia

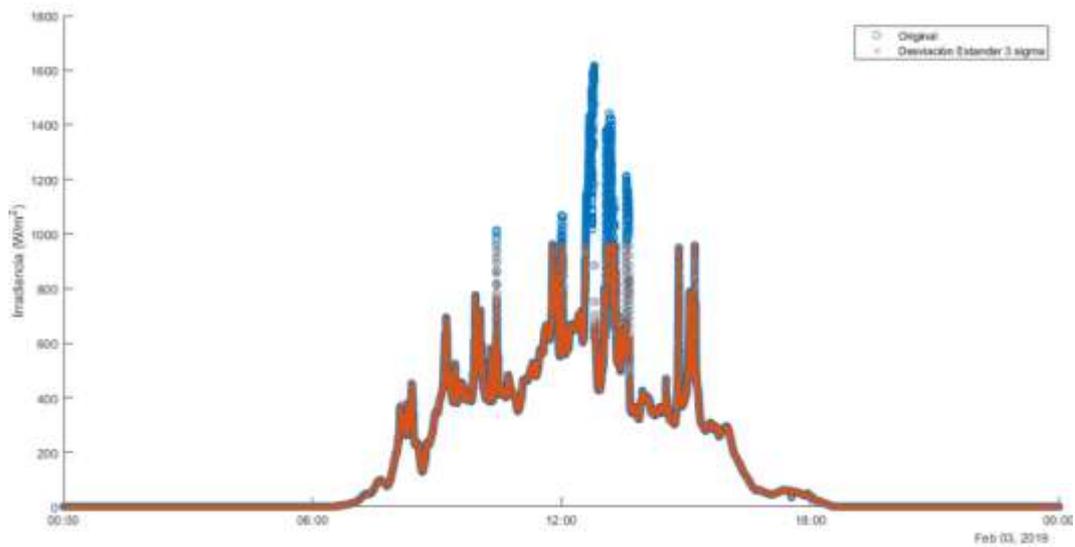
Una vez detectados los principales problemas se desarrolló un script en Matlab, véase el apéndice G, cuyo propósito es el tratamiento de los datos. A través de la detección y corrección de los desfases de tiempo, usando condiciones adecuadas para la serie de tiempo a través de los promedios horarios de irradiancia los cuales deben ser equivalentes a 0 kW/m² a las 5:00 AM y 19:00 PM, se detectó un desfase común de 5 horas en atraso. Además, aquellas lecturas en donde no se detectaron valores, permitieron detectar los días en donde hubo horas incompletas

los cuales se ignoraron para poder tener una mejor estimación de la irradiación y horas sol de cada mes, así como su promedio anual.

Para los valores atípicos se utilizó la técnica de detección de outliers basada en una ventana deslizante como se muestra en la Figura 4.6.

Figura 4.6.

Diagrama de dispersión de irradiancia del 3 de febrero del 2019



Nota. Adaptación propia. Se muestra la curva de irradiancia original de color azul y de color naranja la curva con los datos omitidos que superaron la media más 3 veces la desviación estándar, ignorándose de esta manera los picos con valores anormales.

Esta técnica permite calcular los límites de los outliers de forma dinámica. En lugar de utilizar valores fijos, como la media y la desviación estándar, se utiliza una ventana de tamaño "n" para calcular la media y la desviación estándar. En este caso, la ventana corresponde a los datos secundales de un día. Se estableció únicamente el límite superior para detectar los outliers, mediante la media más tres veces la desviación estándar. Se comparó cada punto en la serie de tiempo con este límite, y aquellos que se encontraron fuera se consideraron como outliers, siendo el

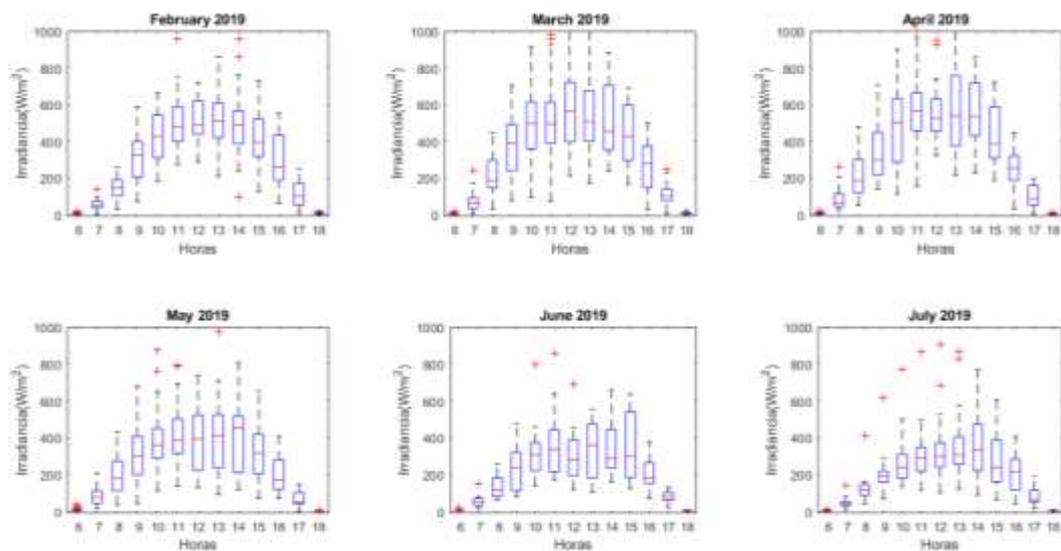
intervalo de confianza de la serie del 99.85%. Luego, se deslizó la ventana a través de la serie de tiempo, actualizando la media y la desviación estándar, y detectando nuevos outliers. Además, se agregó una condición para ignorar aquellos valores de irradiancia que superen el valor de la constante solar, correspondiente a 1367 W/m^2 .

Durante las horas sin sol, se registraron valores de -1 que fueron reemplazados por un valor de 0, dado que la irradiancia era nula en esos horarios.

Luego del tratamiento de los datos se procedió nuevamente a realizar la conversión de los datos de intervalos de 1 segundo a medias horarias, obteniendo así valores más precisos y acordes con el comportamiento diario de la irradiancia solar.

Figura 4.7.

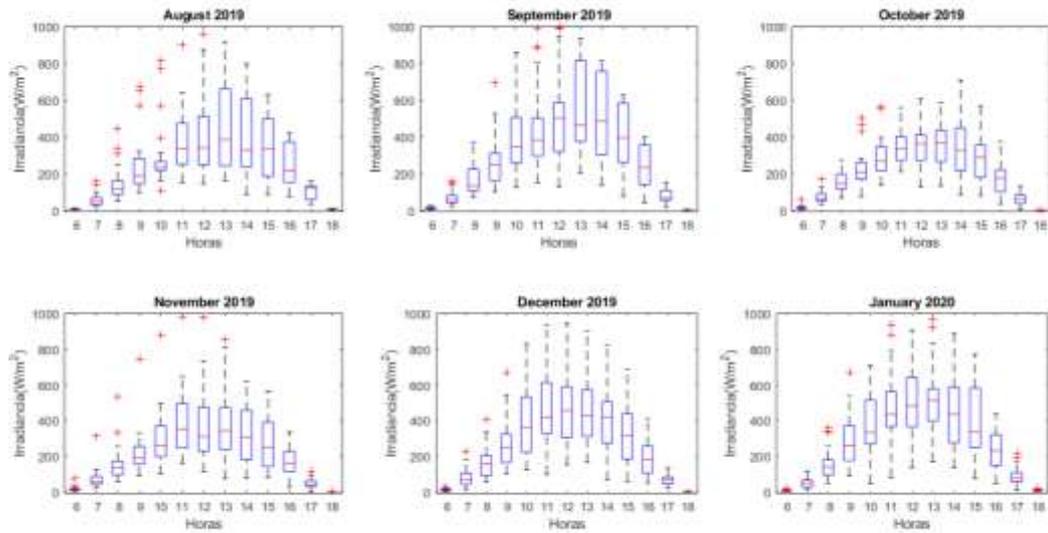
Diagrama de cajas de los datos tratados desde Febrero 2019 hasta Julio 2020



Nota. Adaptación propia

Figura 4.8.

Diagrama de cajas de los datos tratados desde Agosto 2019 hasta Enero 2020

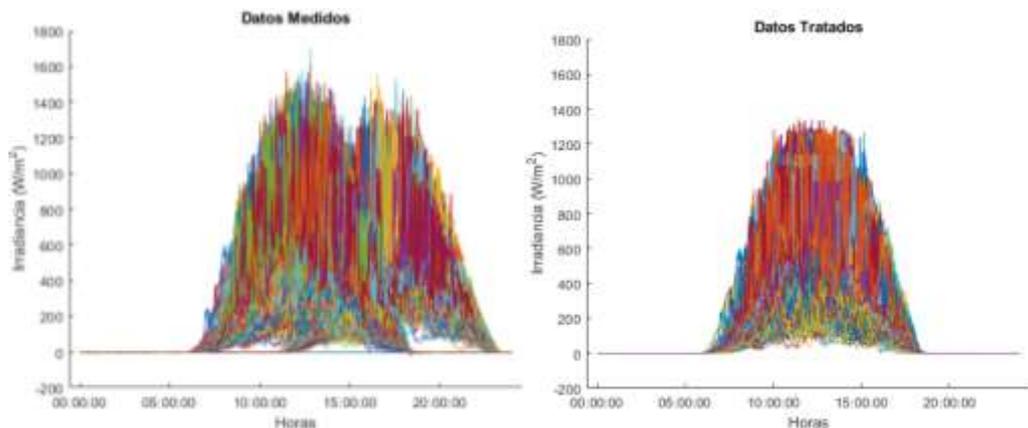


Nota. Adaptación propia

Mediante los perfiles diarios de los datos medidos y los datos tratados de la Figura 4.9 se observa una notable mejoría en el comportamiento de las curvas de irradiancia, siendo ahora más confiable calcular los promedios horarios.

Figura 4.9.

Perfiles horarios de los datos medidos y tratados



Nota. Adaptación propia

Se calculó el promedio, el máximo y mínimo horario de la irradiancia anual como se detalla en la Tabla 4.3, apreciándose que las horas de mayor irradiancia

acontecen entre las 11:00 PM y 14:00 PM, mientras que de manera moderada a las 9:00 AM, 10:00 AM, 15:00 PM y 16:00 PM y por último los menores niveles a las 6:00 AM, 7:00 AM, 8:00 PM y 17:00 PM, 18:00 PM como se muestra en la Tabla 4.3 y en la Figura 4.10.

Tabla 4.3.

Irradiancia solar global horaria obtenida del piranómetro

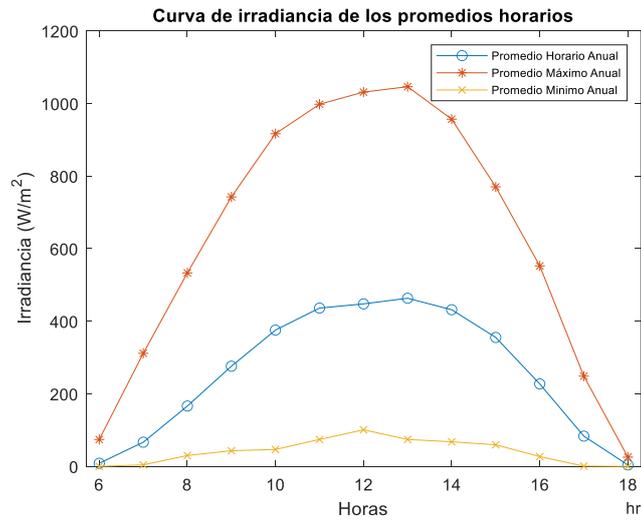
Hora	Promedio (kW/m ²)	Máxima (kW/m ²)	Mínima (kW/m ²)
6:00	8.67	74.28	0.00
7:00	66.70	311.65	4.22
8:00	166.35	533.26	30.04
9:00	276.11	742.62	43.19
10:00	375.56	916.66	46.77
11:00	436.26	997.95	74.21
12:00	447.86	1031.39	100.94
13:00	463.40	1046.31	74.26
14:00	431.72	956.73	67.81
15:00	355.39	770.14	59.61
16:00	227.22	552.54	27.04
17:00	83.44	248.79	0.93
18:00	4.12	25.71	0.00

Nota. Irradiancia horaria promediada de acuerdo con la hora de cada día del año

registrado a partir de los datos de la estación solar de la FCI. Adaptación propia

Figura 4.10.

Irradiancia promedio horaria periodo Feb 2019 – Ene 2020 (piranómetro)

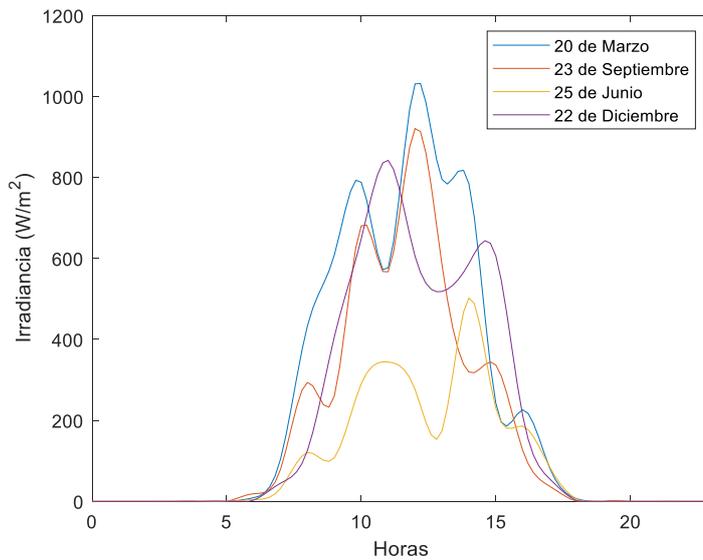


Nota. Irradiancia horaria promediada de un día en la FCI. Adaptación propia

Por otro lado, en los perfiles horarios con interpolación de cada 5 minutos durante los equinoccios y solsticios del año 2019 que se presentan en la Figura 4.11, se comprueba la captación de mayor irradiancia solar durante los equinoccios en comparación a la dada en los solsticios, siendo el solsticio de invierno de junio el que presenta menor irradiancia solar.

Figura 4.11.

Curva de irradiancia solar para los solsticios y equinoccios



Nota. Curva de irradiación solar en los solsticios de invierno - verano y equinoccios. Se tomó el 25 de junio en lugar del 21 de junio que corresponde al solsticio, dado que no se registraron datos en ese día y es el día más cercano con datos disponibles de las 24 horas. Adaptación propia

A través del cálculo de las medias mensuales de la irradiación diaria y la media anual del período de febrero 2019 a enero 2020, como se muestra en la Tabla 4.4, se observa que el mes de marzo resulta ser aquel con la mayor irradiación solar, seguido de abril. Por otro lado, junio es el mes con la menor irradiación solar. Anualmente, se obtiene una irradiación global horizontal de $1205.77 \frac{kWh}{m^2}$ y $3.30 kWh/m^2/día$ o horas sol por día.

Tabla 4.4.

Promedios de la irradiación solar global horizontal diaria mensual obtenida del piranómetro

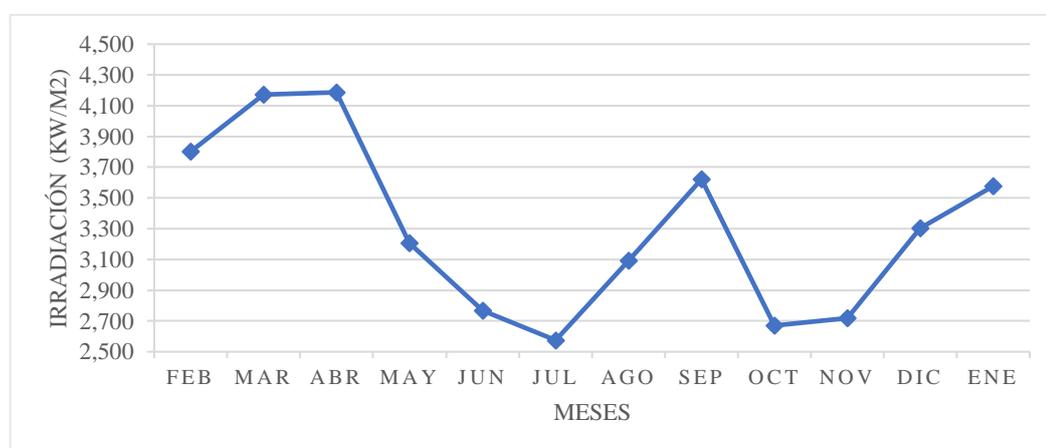
Meses	Irradiación solar $\left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}}\right)$
Febrero	3.800
Marzo	4.172
Abril	4.187
Mayo	3.206
Junio	2.768
Julio	2.575
Agosto	3.092
Septiembre	3.622
Octubre	2.672
Noviembre	2.718
Diciembre	3.304
Enero	3.576
Promedio	3.303

Nota. Medias mensuales de la irradiación diaria del periodo febrero 2019- enero

2020. Adaptación propia

Figura 4.12.

Irradiación solar global horizontal diaria promedio mensual (febrero 2019-enero 2020)



Nota. Medias mensuales de la irradiación diaria del Periodo febrero 2019- enero

2020. Adaptación propia

En cuanto a la temperatura, se registró un promedio de 26.55 °C durante el periodo de 12 meses. En la Tabla 4.5 y Figura 4.13 se muestra que la temperatura mínima alcanzada fue de 18.92 °C, mientras que la temperatura máxima registrada fue de 40.16 °C durante el mismo periodo de tiempo.

Tabla 4.5.

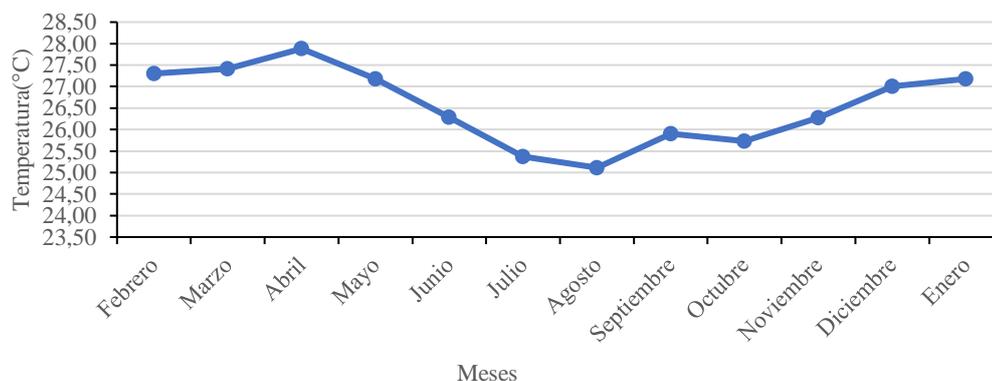
Promedios de la irradiación solar global horizontal diaria mensual obtenida del piranómetro.

Año	Mes	Promedio	Mínimo	Máxima
2019	Febrero	27.30	21.93	40.16
2019	Marzo	27.42	21.78	38.64
2019	Abril	27.88	21.54	38.14
2019	Mayo	27.18	22.16	38.21
2019	Junio	26.28	21.79	36.28
2019	Julio	25.37	20.10	37.86
2019	Agosto	25.11	19.70	36.11
2019	Septiembre	25.90	18.92	38.37
2019	Octubre	25.73	21.40	34.95
2019	Noviembre	26.28	21.08	38.68
2019	Diciembre	27.01	21.21	38.63
2020	Enero	27.18	21.80	39.73
Promedio anual		26.55	21.12	37.98
Mínimo anual		25.11	18.92	34.95
Máximo anual		27.88	22.16	40.16

Nota. Adaptación propia

Figura 4.13.

Temperatura promedio mensual periodo Feb 2019 – Ene 2020



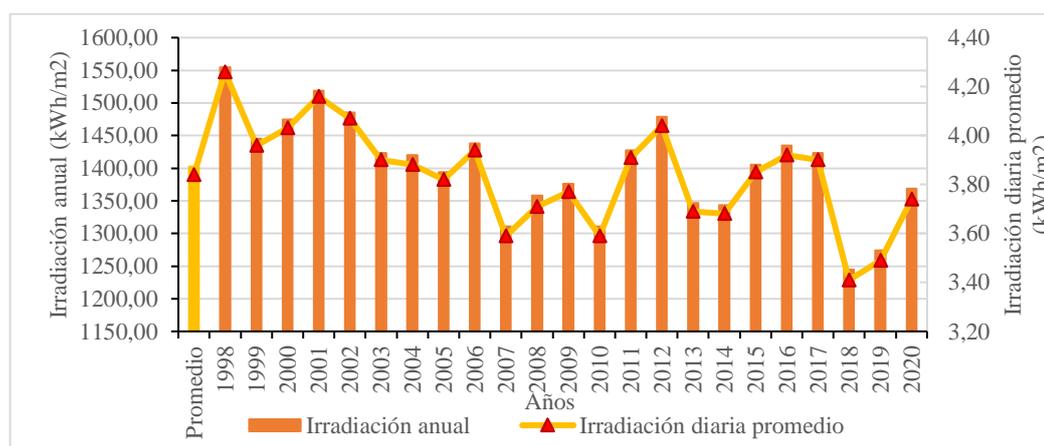
Nota. Adaptación propia

4.2.2. Datos del NREL

A partir de los datos anuales de irradiación global horizontal obtenidos del NREL, que se observan en la Figura 4.14, se obtiene un promedio anual de irradiación global horizontal de $1402.54 \frac{kWh}{m^2}$ y $3.84 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$ o horas sol por día, con un coeficiente de variación del 5.36%, lo que indica una baja variabilidad de la irradiación a través de los años.

Figura 4.14.

Irradiación solar global horizontal anual periodo 1998-2020 según el NREL



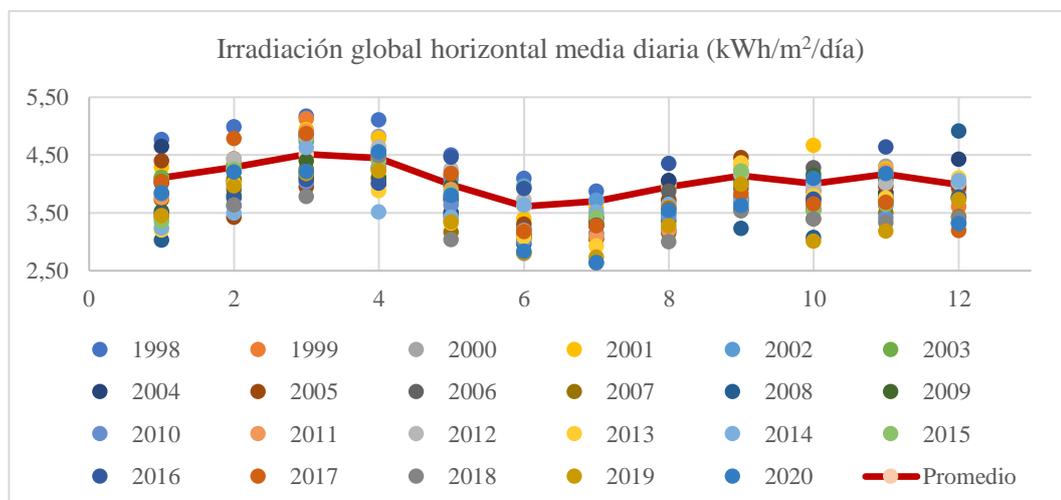
Nota. Adaptación propia

Al analizar la gráfica interanual, se encontró que el mes con mayor irradiación horizontal media diaria corresponde a marzo, con un promedio de $4.52 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$. Por otro lado, el mes con menor irradiación es julio, con un promedio de $3.25 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$, seguido de junio con $3.30 \frac{kWh}{m^2 \text{ día}}$, durante el periodo de 23 años recolectados por el NREL, como se muestra en la Figura 4.15, generada a partir de la Tabla 4.6.

Figura 4.15.

Irradiación solar global horizontal media diaria interanual periodo 1998-2020

según el NREL



Nota. Adaptación propia

Tabla 4.6.

Irradiación global horizontal del NREL

Año Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
1998	4.77	4.99	5.18	5.11	4.50	4.09	3.87	3.48	3.69	3.88	3.63	3.97	4.26
1999	4.10	4.44	5.13	4.43	4.14	3.06	3.15	3.71	4.03	3.55	4.13	3.61	3.96
2000	4.08	4.24	4.78	4.83	3.38	3.21	3.44	3.99	4.03	4.19	4.31	3.89	4.03
2001	4.29	4.36	4.95	4.79	3.49	3.40	3.59	4.00	4.33	4.67	4.26	3.82	4.16
2002	4.04	4.21	4.82	4.46	4.09	3.97	3.72	4.05	4.22	3.70	3.78	3.77	4.07
2003	4.11	4.34	4.73	4.60	3.71	3.11	3.28	3.56	4.00	3.76	3.86	3.76	3.90
2004	4.65	4.03	4.12	4.27	3.51	3.08	3.05	4.06	3.76	3.74	3.84	4.42	3.88
2005	4.40	3.42	3.95	4.00	3.77	3.30	3.40	3.73	4.46	3.55	3.96	3.94	3.82
2006	4.02	3.90	4.88	4.47	3.74	3.22	3.40	3.88	3.93	4.29	3.77	3.75	3.94
2007	3.73	4.09	4.26	4.08	3.17	3.14	3.05	3.15	4.11	3.40	3.50	3.43	3.59
2008	3.03	4.26	4.82	4.54	3.46	2.97	3.28	3.20	3.24	3.08	3.72	4.92	3.71
2009	3.53	3.80	4.40	4.12	3.97	3.10	3.32	3.36	4.09	4.16	4.08	3.33	3.77
2010	3.43	3.62	4.03	4.30	3.64	3.03	3.14	3.43	3.73	4.01	3.41	3.33	3.59
2011	3.77	4.27	4.91	4.26	3.90	3.20	3.10	3.21	4.17	3.89	4.22	4.03	3.91
2012	3.41	4.43	4.81	4.64	4.25	3.73	3.47	3.57	4.17	3.95	4.01	4.03	4.04
2013	3.20	4.01	4.19	3.88	3.33	3.08	2.93	3.59	4.36	3.79	3.75	4.11	3.69
2014	3.24	3.50	4.63	3.52	3.43	3.64	3.52	3.65	3.73	3.60	3.67	4.06	3.68
2015	3.36	4.26	4.22	4.40	3.84	3.94	3.43	3.60	4.23	3.54	3.64	3.77	3.85
2016	3.48	3.75	4.08	4.01	4.46	3.93	3.29	4.35	3.56	3.74	4.64	3.78	3.92
2017	4.05	4.79	4.87	4.49	4.18	3.17	3.28	3.59	3.83	3.66	3.69	3.20	3.90
2018	3.83	3.63	3.78	4.49	3.04	2.80	2.64	3.00	3.53	3.39	3.33	3.42	3.41
2019	3.45	3.97	4.18	4.22	3.35	2.81	2.74	3.28	4.00	3.01	3.19	3.73	3.49
2020	3.85	4.21	4.22	4.56	3.80	2.84	2.65	3.55	3.63	4.10	4.18	3.32	3.74
Prom.	3.82	4.11	4.52	4.37	3.74	3.30	3.25	3.61	3.95	3.77	3.85	3.80	3.84

Nota. Adaptación propia

En cuanto a la temperatura, se registra un promedio de 23.78 °C, con un máximo histórico de 34.36 °C y una mínima histórica de 16 °C, tal como se muestra en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7.

Temperatura del NREL

Mes	Mínimo (°C)	Promedio (°C)	Máximo (°C)
Ene	18.00	23.54	34.25
Feb	19.00	23.29	34.00
Mar	19.00	23.32	32.75
Abr	19.00	23.53	33.75
May	18.00	23.53	33.75
Jun	17.00	23.38	34.50
Jul	16.00	23.66	35.00
Ago	16.00	24.34	35.75
Sep	17.00	24.57	35.45
Oct	16.00	24.24	35.00
Nov	17.00	23.99	34.75
Dic	17.00	23.93	33.35
Mínimo	<u>16.00</u>	23.29	32.75
Promedio	17.42	<u>23.78</u>	<u>34.36</u>
Máximo	19.00	24.57	35.75

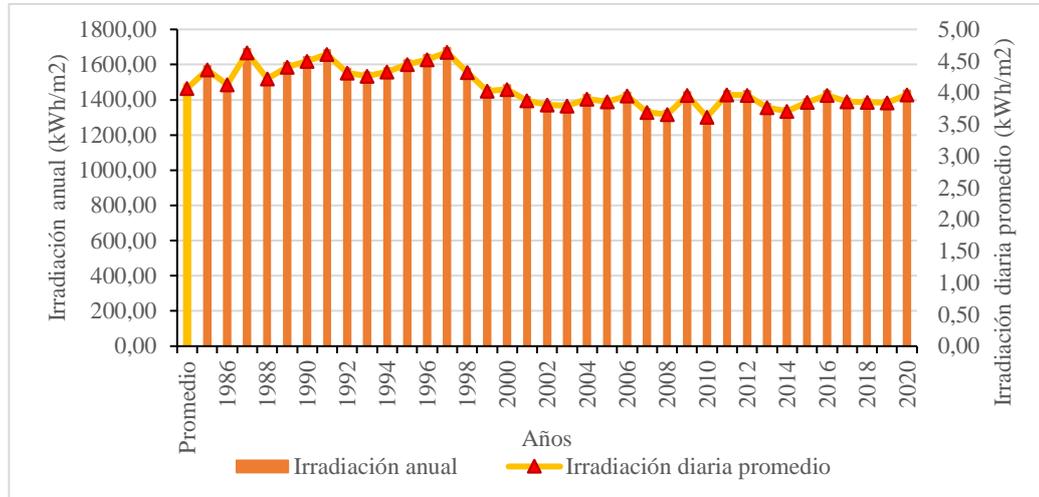
Nota. Adaptación propia

4.2.3. Datos NASA POWER

Mediante los datos anuales de irradiación global horizontal de la Figura 4.16 obtenidos de la NASA se obtiene un promedio de irradiación global horizontal anual de $1487.68 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ y 4.07 horas sol por día, el coeficiente de variación corresponde al 7.19% lo cual indica que la variabilidad de la irradiación a través de los años es baja como se muestra en la Figura 4.17 generada a partir de la Tabla 4.8.

Figura 4.16.

Irradiación solar global horizontal anual periodo 1998-2020 según la NASA



Nota. Adaptación propia

Al analizar la gráfica interanual, se encontró que el mes con mayor irradiación horizontal media diaria corresponde a marzo, con un promedio de 4.51

$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}}$. Por otro lado, el mes con menor irradiación es junio, con un promedio de

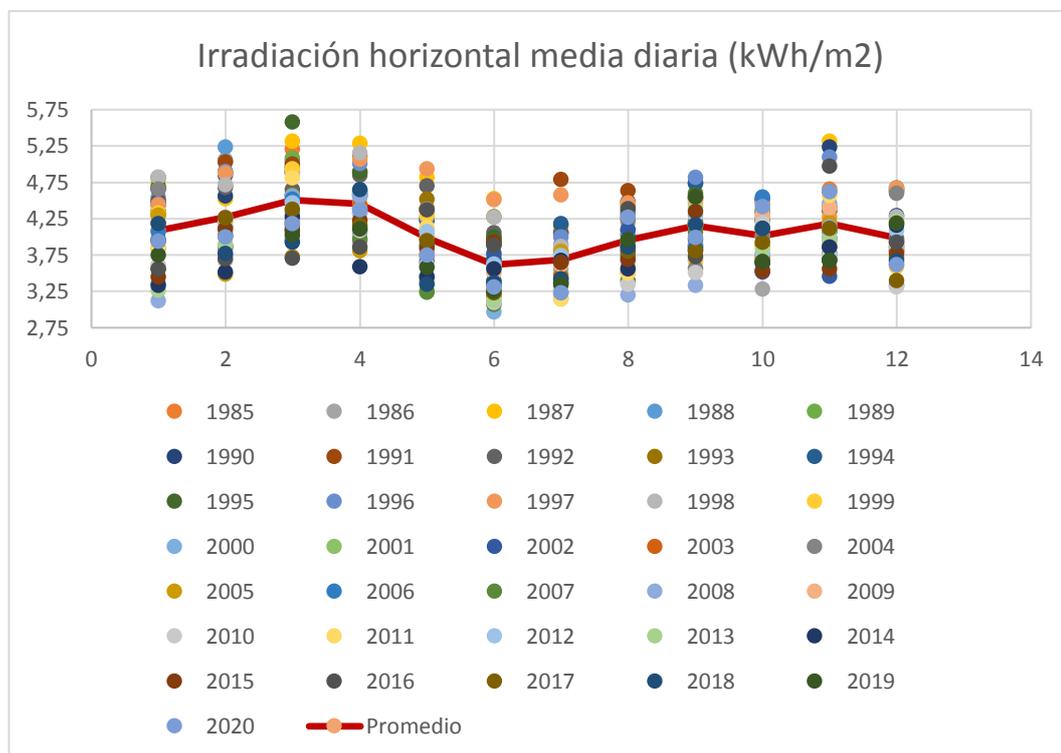
3.62 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}}$, seguido de julio con 3.68 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}}$, durante el periodo de 36 años

recolectados por la NASA, como se muestra en la Figura 4.17, generada a partir de

Tabla 4.8.

Figura 4.17.

Irradiación solar global horizontal media diaria en interanual periodo 1998-2020 según la NASA



Nota. Adaptación propia

Tabla 4.8.

Irradiación global horizontal del NASA POWER

Año Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
1985	4.20	5.04	5.21	4.57	4.36	4.00	3.81	3.85	4.54	4.34	4.66	3.89	4.36
1986	4.33	5.06	4.58	4.55	3.82	3.74	3.90	4.20	4.20	3.28	3.74	4.19	4.13
1987	4.75	4.53	5.32	5.29	4.82	4.53	3.73	4.24	4.46	4.36	5.32	4.21	4.63
1988	4.54	5.24	5.05	4.63	4.39	3.97	3.66	3.82	3.89	3.54	4.12	3.87	4.22
1989	4.44	4.71	5.08	4.60	4.24	3.67	3.76	4.35	4.61	4.24	4.62	4.62	4.41
1990	4.66	4.56	4.95	4.39	4.23	3.90	4.06	4.48	4.74	4.52	5.24	4.29	4.50
1991	4.50	5.03	5.00	5.11	4.39	3.95	4.79	4.64	4.53	4.35	4.42	4.64	4.61
1992	4.82	4.68	4.65	4.85	4.70	4.06	4.06	4.25	3.96	3.75	3.98	3.97	4.31
1993	4.35	4.22	4.58	4.89	4.52	4.28	4.16	4.43	3.85	3.89	4.11	3.82	4.26
1994	4.46	4.85	4.89	4.58	4.07	3.69	4.18	4.03	4.74	4.50	4.07	3.94	4.33
1995	4.69	4.89	5.58	4.89	4.24	4.00	3.38	3.90	4.58	4.22	4.36	4.67	4.45
1996	4.45	4.90	4.89	5.01	4.26	3.33	4.00	4.33	4.82	4.49	5.10	4.65	4.52
1997	4.44	4.88	4.89	5.07	4.94	4.51	4.58	4.47	4.54	4.47	4.28	4.67	4.64
1998	4.82	4.72	4.86	5.16	4.38	4.27	3.87	3.72	3.68	4.15	3.91	4.28	4.32
1999	4.33	4.22	4.94	4.63	4.30	3.21	3.77	4.09	3.67	3.66	3.98	3.59	4.03
2000	4.29	4.26	4.56	4.63	3.70	2.97	3.55	4.07	3.88	4.27	4.46	3.93	4.05
2001	3.84	4.04	4.21	4.14	3.26	3.40	3.49	3.87	4.22	4.36	4.08	3.63	3.88
2002	3.96	3.87	4.08	4.07	3.65	3.77	3.71	4.10	4.19	3.52	3.46	3.33	3.81
2003	3.57	3.88	4.19	4.43	3.75	3.19	3.46	3.51	4.17	3.70	3.86	3.80	3.79
2004	4.66	3.84	3.96	3.95	3.41	3.30	3.24	4.30	3.57	4.00	3.98	4.60	3.90
2005	4.30	3.49	3.73	3.81	3.98	3.58	3.80	3.89	4.17	3.66	4.20	3.73	3.86

Año Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual
2006	4.07	3.75	4.52	4.33	3.89	3.39	3.65	3.75	3.86	4.55	3.77	3.85	3.95
2007	3.57	4.14	4.15	3.98	3.24	3.07	3.64	3.40	4.07	3.64	3.69	3.70	3.69
2008	3.12	4.05	4.34	4.56	3.46	3.25	3.15	3.20	3.33	3.55	4.14	3.81	3.66
2009	3.61	3.75	4.22	4.37	4.07	3.51	3.62	3.62	4.50	4.29	4.40	3.62	3.96
2010	3.60	3.67	3.94	4.09	3.62	3.10	3.32	3.35	3.51	4.19	3.76	3.31	3.62
2011	3.87	4.09	4.81	4.32	4.13	3.28	3.14	3.50	4.17	3.92	4.57	3.90	3.97
2012	3.37	4.14	4.47	4.32	4.07	3.63	3.74	3.67	4.30	3.77	3.98	4.09	3.96
2013	3.27	3.89	3.98	4.11	3.38	3.13	3.23	3.85	4.40	3.83	3.95	4.21	3.77
2014	3.33	3.52	4.28	3.59	3.45	3.56	3.68	3.56	3.82	3.64	3.86	4.16	3.71
2015	3.45	4.11	4.10	4.23	3.85	3.93	3.65	3.69	4.35	3.53	3.56	3.77	3.85
2016	3.56	3.70	3.71	3.86	4.37	3.88	3.36	4.39	3.73	4.12	4.97	3.93	3.96
2017	3.94	4.26	4.38	4.16	3.95	3.23	3.42	3.80	3.81	3.93	4.12	3.40	3.86
2018	4.18	3.77	3.93	4.65	3.35	3.37	3.42	3.86	4.17	4.12	3.68	3.67	3.85
2019	3.75	4.01	4.03	4.11	3.58	3.25	3.35	3.96	4.55	3.66	3.68	4.19	3.84
2020	3.94	4.00	4.18	4.37	3.75	3.31	3.23	4.27	3.99	4.42	4.62	3.62	3.97
Prom.	4.08	4.27	4.51	4.45	3.99	3.62	3.68	3.96	4.15	4.01	4.19	3.99	4.07

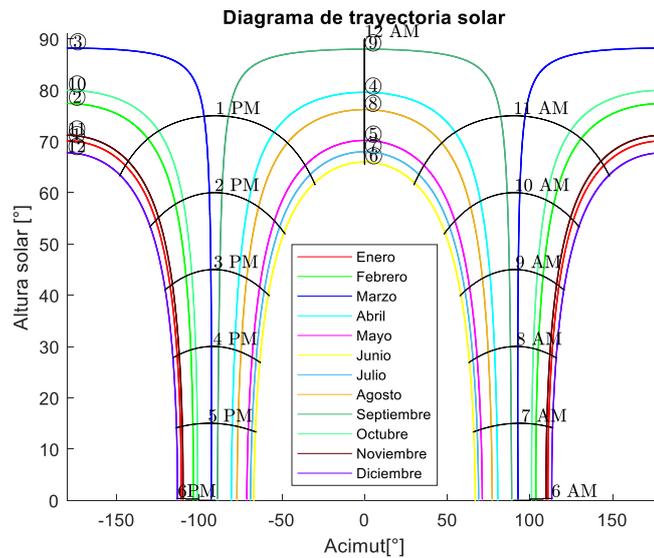
Nota. Adaptación propia

4.2.4. Trayectoria Solar

En la Figura 4.18 se muestra el diagrama de la trayectoria solar en la latitud de estudio, que se encuentra ligeramente en el hemisferio sur. Se puede observar que el sol alcanza su mayor elevación durante los meses de septiembre y marzo, mientras que la menor elevación se presenta en los meses de junio y diciembre. Esto está relacionado con la cantidad de irradiación, ya que, a mayor elevación solar, mayor radiación se produce. Estos resultados validan los datos locales y las bases de datos internacionales encontradas.

Figura 4.18.

Diagrama de trayectoria solar



Nota. El ángulo de acimut 0° corresponde al norte, mientras que 90° corresponde al este y -90° al oeste, por otra parte -180 y 180 concierne al sur. Adaptación propia.

4.2.5. Elección de la irradiación anual promedio y horas solar pico.

Para realizar la elección adecuada, es importante comparar los datos locales con los datos provenientes de bases de datos satelitales y geográficas. Por lo tanto, se procede a realizar una comparación de los datos interanuales del intervalo de tiempo de la Tabla 4.9.

Tabla 4.9.*Irradiación global horizontal de las distintas bases de datos*

Año	Mes	Local	NREL	NASA
2019	Febrero	4.00	3.97	4.01
	Marzo	4.34	4.18	4.03
	Abril	4.33	4.22	4.11
	Mayo	3.36	3.35	3.58
	Junio	2.46	2.81	3.25
	Julio	2.69	2.74	3.35
	Agosto	3.16	3.28	3.96
	Septiembre	3.51	4.00	4.55
	Octubre	2.65	3.01	3.66
	Noviembre	2.80	3.19	3.68
	Diciembre	3.43	3.73	4.19
	2020	Enero	3.74	3.85

Nota. Adaptación propia

A través de las métricas de evaluación de la Tabla 4.10 se determina que los datos del NREL son más cercanos y correlacionados a los datos tomados por el piranómetro de la UTEQ. Además, ambos conjuntos de datos, tanto del NREL como de la NASA, sobreestiman la medición local en mayor parte durante el período de verano, lo cual se evidencia en la Figura 4.19.

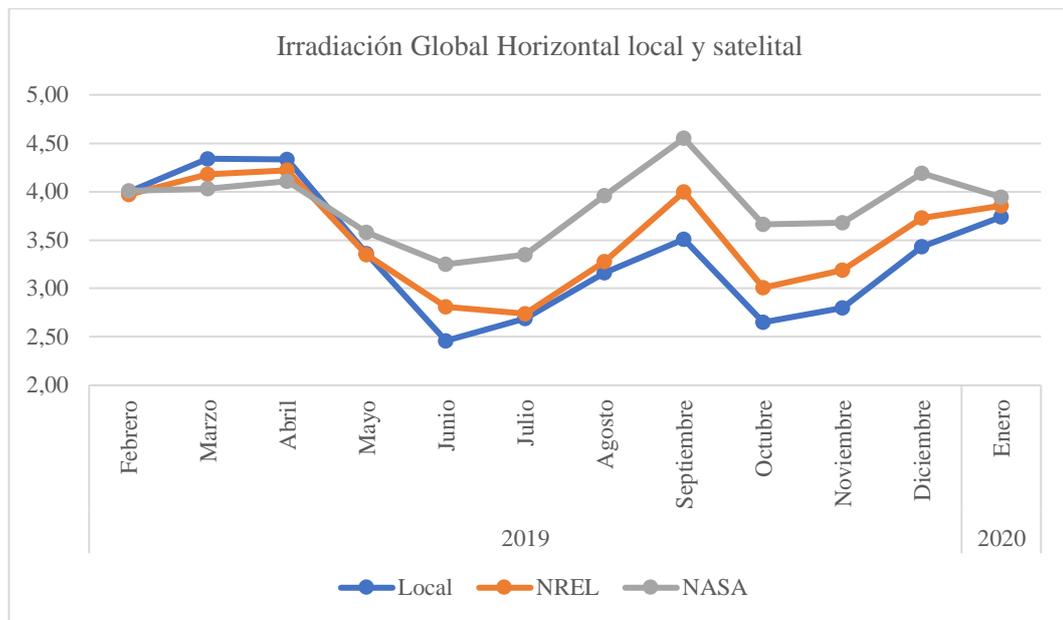
Tabla 4.10.*Métricas de evaluación del error y relación entre los datos*

Datos	<i>MSE</i>	<i>RMSE</i>	<i>MAD</i>	<i>MAPE</i>	Coeficiente correlación
NREL	0.07	0.26	0.21	6.70%	0.95
NASA	0.45	0.67	0.58	18.97%	0.68

Nota. Adaptación propia

Figura 4.19.

Irradiación Global Horizontal local y satelital

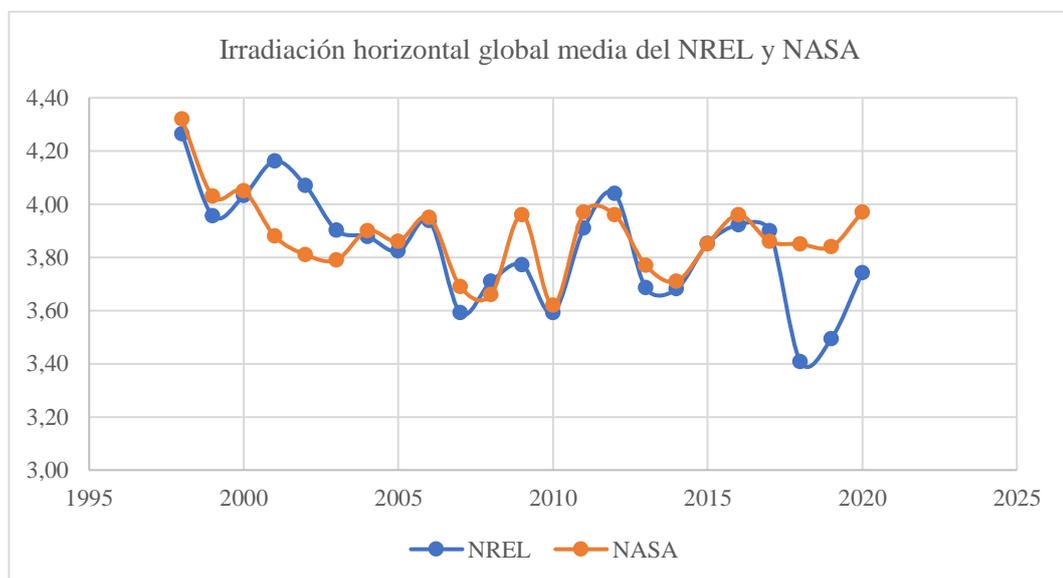


Nota. Adaptación propia

Luego se procede a comparar la correlación entre las bases satelitales para el mismo periodo anual de tiempo, encontrando una correlación moderada como se muestra en la Tabla 4.11 y Figura 4.20.

Figura 4.20.

Irradiación Global Horizontal media entre el NREL y NASA



Nota. Adaptación propia

Tabla 4.11.

Métricas de evaluación del error y relación entre los datos NASA - NREL

Datos	MSE	RMSE	MAD	MAPE	Coefficiente correlación
NREL	0.03	0.16	0.11	3.00%	0.65

Nota. Adaptación propia

Tomando en cuenta todos estos parámetros, se decidió seleccionar los datos del NREL como base para los cálculos posteriores debido a su fuerte correlación con los valores medidos localmente. Esto indica que los valores del NREL son los más cercanos a los registrados por la estación solar local en la zona de estudio, y se tuvo en cuenta la temperatura de dicha base de datos.

4.3. Estimación de la demanda energética

Se realizó una evaluación exhaustiva de las cargas eléctricas principales en el edificio de la FCI, combinando inspección en sitio con información recopilada de los documentos suministrados por la UTEQ y de los registros disponibles en la plataforma de compras públicas SERCOP. La información detallada sobre esta evaluación se encuentra en el Apéndice D.

El edificio de la FCI cuenta con una estructura que incluye:

- Planta baja: que incluye aulas, laboratorios, un auditorio, y un cuarto de control y comando.
- Primera, segunda y tercera planta alta: cada una con aulas, baños para hombres y mujeres, y un cuarto de control y comando.
- Terraza: donde se encuentran la cubierta y los equipos condensadores de las unidades de aire acondicionado de la tercera planta alta.

Después del levantamiento de las cargas eléctricas principales de cada piso, se estimó la energía diaria en un escenario donde las luminarias, los equipos de aire acondicionado y los proyectores están en uso durante la mayor parte del horario

laboral de 7:30 AM a 5:30 PM. Se consideró un tiempo moderado para otros dispositivos electrónicos, como computadoras, laptops y celulares, y un tiempo de uso bajo para artefactos como secadoras de baño. Para calcular la energía mensual y anual, se utilizó el año 2022 como referencia, con 260 días de clases laborables, descontando 9 días de feriado y 70 días de vacaciones, lo que resulta en 181 días de funcionamiento completo al año, con un uso del edificio del 49.59% de los días de un año completo.

Los resultados resumidos de la energía diaria, mensual y anual se pueden encontrar en la Tabla 4.12. Cabe destacar que no se incluyeron las luminarias exteriores debido a la eliminación del horario de clases nocturno que anteriormente se extendía hasta las 10:00 PM.

Tabla 4.12.

Consumo de energía estimado de la FCI

Descripción	Energía diaria demandada (kWh)	Energía mensual demandada (kWh)	Energía anual demandada (kWh)
Planta Baja	471.25	7107.98	85295.71
Primer Planta Alta	678.58	10235.26	122823.16
Segunda Planta Alta	697.99	10527.94	126335.28
Tercera Planta Alta	752.85	11355.47	136265.67
Total	2600.66	39226.65	470719.82

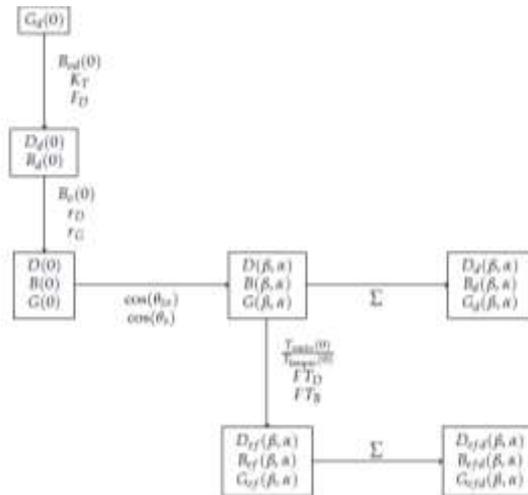
Nota. Adaptación propia

4.4. Estimación de irradiación global solar en el plano inclinado

En esta sección, se llevó a cabo la estimación de la irradiación global solar en el plano inclinado mediante el procedimiento de cálculo propuesto por Perpiñan (2020). La ejecución del procedimiento se realizó utilizando los datos de irradiación solar diaria promedio del mes de enero obtenidos del NREL y luego se repitió para los meses restantes del año.

Figura 4.21.

Procedimiento de cálculo de irradiación solar efectiva en el plano inclinado



Nota. Adaptación propia

En primer lugar, se aplica la Ecuación (2) para calcular el factor de corrección debido a la excentricidad de la elipse.

$$\epsilon_0 = 1 + 0.003 \cos\left(\frac{2\pi D_n}{365}\right)$$

$$\epsilon_0 = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi(17)}{365}\right)$$

$$\epsilon_0 = 1.0316$$

Después de calcular el factor de corrección por la excentricidad, el siguiente paso es calcular la declinación solar mediante la aplicación de la Ecuación (2). Para ello, se utilizan los días promedios D_n que se presentan en la Tabla 2.2. Estos días son aquellos en los que la declinación coincide con el promedio mensual.

$$\delta = 23.45 \sin\left(2\pi \frac{D_n + 284}{365}\right)$$

$$\delta = 23.45 \sin\left(2\pi \frac{17 + 284}{365}\right)$$

$$\delta = -20.9170^\circ = -0.3651 \text{ rad}$$

En seguida, se utiliza la Ecuación (10) para calcular el ángulo de salida del sol al amanecer sobre el plano horizontal, teniendo en cuenta la latitud del lugar, que es $\phi = -1.0126^\circ = -0.0177 \text{ rad}$.

$$w_s = -\arccos(-\tan(\delta) \tan(\phi))$$

$$w_s = -\arccos(-\tan(-20.9170^\circ) \tan(-1.0126^\circ))$$

$$w_s = -90.3871 = -1.5776 \text{ rad}$$

Luego, se utiliza la latitud $\phi = -1.0126^\circ$, la declinación $\delta = -20.9170^\circ = -0.3651 \text{ rad}$ y la constante solar $B_0 = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ para calcular la irradiación global diaria extraterrestre en el plano horizontal a través de la Ecuación (14).

$$B_{\text{od,m}}(0) = -\frac{T}{\pi} B_0 \epsilon_0 (w_s \sin \phi \sin \delta + \cos \delta \cos \phi \sin w_s)$$

$$B_{\text{od,m}}(0) = -\frac{24}{\pi} (1367)(1.0316)(-1.578 * \sin(-0.0177) \sin(-0.3651) + \cos(-0.3651) \cos(-0.0177) \sin(-1.5776))$$

$$B_{\text{od,m}}(0) = 10168.55 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$

Además, la Ecuación (29) permite calcular el índice de claridad mensual utilizando el promedio mensual de la irradiación global diaria en el plano horizontal para el mes de enero, que se encuentra en la Tabla 4.6, calificándose su valor cualitativamente para este caso como un día parcialmente nublado según la Tabla 2.4.

$$K_{\text{Tm}} = \frac{G_{\text{d,m}}(0)}{B_{\text{od,m}}(0)}$$

$$K_{\text{Tm}} = \frac{3817.4 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{10168.55 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}$$

$$K_{\text{Tm}} = 0.3754$$

Según la Ecuación (31) se obtiene la Fracción difusa mensual a través de la correlación existente con el índice de claridad.

$$F_{Dm} = 1 - 1.13 K_{Tm}$$

$$F_{Dm} = 1 - 1.13(0.3754)$$

$$F_{Dm} = 0.5758$$

A partir la fracción difusa previamente calculada se utiliza la Ecuación (30) y se despeja la variable para los promedios mensuales de la irradiación difusa diaria en el plano horizontal $D_{d,m}(0)$.

$$F_{Dm} = \frac{D_{d,m}(0)}{G_{d,m}(0)}$$

$$D_{d,m}(0) = G_{d,m}(0)F_{Dm}$$

$$D_{d,m}(0) = 3817.4 \frac{Wh}{m^2} (0.5758)$$

$$D_{d,m}(0) = 2198 \frac{Wh}{m^2}$$

Luego se calcula la media mensual de la irradiación directa en el plano horizontal $B_{d,m}(0)$ a partir de la diferencia entre la media mensual de la irradiación diaria global $G_{d,m}(0)$ proveniente del mes de enero encontrado en la Tabla 4.6 y difusa en el plano horizontal $D_{d,m}(0)$.

$$B_{d,m}(0) = G_{d,m}(0) - D_{d,m}(0)$$

$$B_{d,m}(0) = 3817.40 \frac{Wh}{m^2} - 2198 \frac{Wh}{m^2}$$

$$B_{d,m}(0) = 1619.40 \frac{Wh}{m^2}$$

Luego se procede a calcular el ángulo solar horario para cada hora del día (24 horas) mediante la Ecuación (3), para mostrar el procedimiento de cálculo se presenta la iteración de las 12:00 PM como hora oficial, tomando en cuenta las

respectivas correcciones, teniendo en cuenta la longitud $\lambda_L = -79.47062^\circ$, convirtiendo la hora GMT a grados aplicando la Ecuación (6), usando la ecuación del tiempo mostrada en la Ecuación (6) y Ecuación (7).

$$\lambda_H = 15 \frac{^\circ}{hora} (\text{GMT})$$

$$\lambda_H = 15 \frac{^\circ}{horas} (-5 \text{ horas})$$

$$\lambda_H = -75^\circ$$

$$\Delta\lambda = \lambda_L - \lambda_H$$

$$\Delta\lambda = -79.47062^\circ - (-75^\circ)$$

$$\Delta\lambda = -4.4706^\circ$$

$$M = \frac{2\pi}{365.24} d_n$$

$$M = \frac{2\pi}{365.24} (17)$$

$$M = 0.2924$$

$$EoT = 229.18(-0.0334 \sin(M) + 0.04184 \sin(2M + 3.5884))$$

$$EoT = 229.18(-0.0334 \sin(0.2924) + 0.04184 \sin(2(0.2924) + 3.5884))$$

$$EoT = -10.4349 \text{ min}$$

$$\omega = 15 \frac{^\circ}{hour} (T_o - A_o - 12 \text{ hour}) + \Delta\lambda + \frac{EoT}{4} \frac{^\circ}{min}$$

$$\omega = 15 \frac{^\circ}{horas} (12 \text{ horas} - 0 - 12 \text{ horas}) + (-4.4706^\circ) + \frac{-10.4349 \text{ min}}{4} \frac{^\circ}{min}$$

$$\omega = -7.0796^\circ = -0.1236 \text{ rad}$$

Se obtienen el ángulo cenital a partir de la ecuación (9).

$$\cos\theta_{zs} = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\phi) + \sin(\delta) \sin(\phi)$$

$$\cos\theta_{zs} = \cos(-20.9170^\circ) \cos(-7.0796^\circ) \cos(-1.0126^\circ)$$

$$+ \sin(-20.92^\circ) \sin(-1.0126^\circ)$$

$$\cos\theta_{zs} = 0.9331$$

Usando el ángulo cenital obtenido en el paso anterior se calcula la irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera para la latitud de la zona determinada de estudio.

$$B_0(0) = B_0 \epsilon_0 \cos\theta_{zs}$$

$$B_0(0) = 1367(1.0316)(0.94026)$$

$$B_0(0) = 1315.91 \frac{W}{m^2}$$

El siguiente paso es calcular el factor r_D que depende del ángulo solar y el ángulo de salida del sol igualando la Ecuación (20) con la (22).

$$r_D = \frac{B_o(0)}{B_{od}(0)}$$

$$r_D = \frac{1315.91 \frac{W}{m^2}}{10168.55 \frac{Wh}{m^2}}$$

$$r_D = 0.12941$$

Luego se calcula el factor r_G mediante las Ecuaciones (24), (25) y (26).

$$a = 0.409 - 0.5016 \sin\left(\omega_s + \frac{\pi}{3}\right)$$

$$a = 0.409 - 0.5016 \sin\left(-1.5776 + \frac{\pi}{3}\right)$$

$$a = 0.6627$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin\left(\omega_s + \frac{\pi}{3}\right)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin\left(-1.5776 + \frac{\pi}{3}\right)$$

$$b = 0.4198$$

$$r_G = 0.1304(0.6627 + 0.4198 \cos(0.1236))$$

$$r_G = 0.1397$$

Una vez calculados los factores se procede a calcular la irradiancia difusa, global y directa estimada en el plano horizontal para la hora elegida a partir de las Ecuaciones.

$$D(0) = r_D D_d(0)$$

$$D(0) = 0.12941(2198)$$

$$D(0) = 284.44 \frac{W}{m^2}$$

$$G(0) = r_G G_d(0)$$

$$G(0) = 0.1411(3817.42)$$

$$G(0) = 533.1815 \frac{W}{m^2}$$

$$B(0) = G(0) - D(0) = 248.7391 \frac{W}{m^2}$$

A continuación, se obtiene el coseno del ángulo de incidencia donde $\beta = 8.54^\circ = 0.1491$ rad y $\alpha = 184^\circ = 3.2114$ rad:

$$\cos(\theta_s) = \text{signo}(\phi) [\sin(\beta) \cos(\alpha) \cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\phi)$$

$$- \sin(\beta) \cos(\alpha) \cos(\phi) \sin(\delta)] + \sin(\beta) \sin(\alpha) \cos(\delta) \sin(\omega)$$

$$+ \cos(\beta) \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\phi) + \cos(\beta) \sin(\delta) \sin(\phi)$$

$$\cos(\theta_s)$$

$$= \text{signo}(-0.0177 [\sin(0.1491) \cos(3.2114) \cos(-0.3651) \cos(-0.1236) \sin(-0.0177)$$

$$- \sin(0.1491) \cos(3.2114) \cos(-0.0177) \sin(-0.3651)]$$

$$+ \sin(0.1491) \sin(3.2114) \cos(-0.3651) \sin(-0.1236)$$

$$+ \cos(0.1491) \cos(-0.3651) \cos(-0.1236) \cos(-0.0177)$$

$$+ \cos(0.1491) \sin(-0.3651) \sin(-0.0177))$$

$$\cos(\theta_s) = 0.9744$$

Con este conjunto de valores de las componentes de irradiancia en el plano horizontal y ángulos tanto de incidencia como cenital obtenidos en el apartado

anterior podemos estimar las componentes de irradiancia en el plano inclinado o del generador.

Se empieza por calcular la irradiancia directa mediante criterios geométricos que toman en cuenta el coseno del ángulo de incidencia y el ángulo cenital.

$$B(\beta, \alpha) = B(0) \left(\frac{\text{máx}(0, \cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} \right)$$

$$B(\beta, \alpha) = B(0) \left(\frac{\text{máx}(0, 0.9744)}{0.9331} \right)$$

$$B(\beta, \alpha) = 248.7391 \left(\frac{0.9744404}{0.933142} \right)$$

$$B(\beta, \alpha) = 259.7476 \frac{W}{m^2}$$

Se estima el índice de anisotropía k_1 mediante los valores obtenidos de la irradiancia directa y la irradiancia extra-atmosférica, ambas en el plano horizontal.

$$k_1 = \frac{B(0)}{B_0(0)}$$

$$k_1 = \frac{248.7391 \frac{W}{m^2}}{1315.91 \frac{W}{m^2}}$$

$$k_1 = 0.1890244$$

La irradiancia solar directa en el plano del generador se calcula teniendo en consideración el índice de anisotropía k_1 , la sumatoria de la radiación procedente de la región circunsolar mediante la Ecuación (38) y el resto de la esfera celeste por medio de la Ecuación (39).

$$D^l(\beta, \alpha) = D(0)(1 - k_1) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right)$$

$$D^l(\beta, \alpha) = 284.4425 \frac{W}{m^2} (1 - 0.1890244) \left(\frac{1 + \cos(0.1491)}{2} \right)$$

$$D^I(\beta, \alpha) = 229.3971 \frac{W}{m^2}$$

$$D^C(\beta, \alpha) = D(0)k_1 \frac{\text{máx}(0, \cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})}$$

$$D^C(\beta, \alpha) = 284.4425 \frac{W}{m^2} (0.1890244) \left(\frac{\text{máx}(0, 0.9744)}{0.9331} \right)$$

$$D^C(\beta, \alpha) = 284.4425 \frac{W}{m^2} (0.1890244) \left(\frac{0.9744404}{0.933142} \right)$$

$$D^C(\beta, \alpha) = 56.1461 \frac{W}{m^2}$$

$$D(\beta, \alpha) = D^I(\beta, \alpha) + D^C(\beta, \alpha)$$

$$D(\beta, \alpha) = 229.3971 \frac{W}{m^2} + 56.1461 \frac{W}{m^2}$$

$$D(\beta, \alpha) = 285.5432 \frac{W}{m^2}$$

Luego se calcula la irradiancia de albedo a través de la Ecuación (41) considerando un coeficiente de reflexión $\rho = 0.2$ cuyo valor es aceptable para un terreno normal al no tener información disponible.

$$R(\beta, \alpha) = \rho G(0) \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

$$R(\beta, \alpha) = 0.2 \left(533.1815 \frac{W}{m^2} \right) \left(\frac{1 - \cos(0.149051)}{2} \right)$$

$$R(\beta, \alpha) = 0.5912 \frac{W}{m^2}$$

A partir de estos valores se puede calcular la irradiancia global en el plano del generador mediante la Ecuación (42) .

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha)$$

$$G(\beta, \alpha) = 259.7476 + 285.5432 + 0.5912$$

$$G(\beta, \alpha) = 545.8820 \frac{W}{m^2}$$

Para obtener la irradiancia efectiva en el plano del generador se procede a considerar un factor de pérdidas angulares debido al ángulo de incidencia y la suciedad.

Se calcula el factor de pérdidas angulares para la irradiancia directa mediante la Ecuación (33), este factor depende del ángulo de incidencia y del coeficiente de pérdidas angulares a_r para un grado de suciedad medio.

$$FT_B(\theta_s) = \frac{\exp\left(-\frac{\cos(\theta_s)}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}$$

$$FT_B(\theta_s) = \frac{\exp\left(-\frac{0.8711505}{0.21}\right) - \exp\left(-\frac{1}{0.21}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{0.21}\right)}$$

$$FT_B(\theta_s) = 0.0011161$$

Una vez determinado el factor anterior se procede a calcular la irradiancia efectiva mediante la Ecuación (43).

$$B_{ef}(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} \right] (1 - FT_B(\theta_s))$$

$$B_{ef}(\beta, \alpha) = 259.7476(0.97)(1 - 0.0011161)$$

$$B_{ef}(\beta, \alpha) = 251.6741 \frac{W}{m^2}$$

Luego se calculan las componentes difusas isotrópica $FT_D(\beta)$ y de albedo $FT_R(\beta)$ mediante las Ecuaciones (34) y (35).

$$FT_D(\beta) \cong \exp \left[-\frac{1}{a_r} \left(c_1 \left(\sin \beta + \frac{\pi - \beta - \sin \beta}{1 + \cos \beta} \right) + c_2 \left(\sin \beta + \frac{\pi - \beta - \sin \beta}{1 + \cos \beta} \right)^2 \right) \right]$$

$$FT_D(\beta)$$

$$\cong \exp \left[-\frac{1}{0.21} \left(\frac{3}{4\pi} \left(\sin(0.1491) + \frac{\pi - (0.1491) - \sin(0.1491)}{1 + \cos(0.1491)} \right) + (-0.049) \left(\sin(0.1491) + \frac{\pi - (0.1491) - \sin(0.1491)}{1 + \cos(0.1491)} \right)^2 \right) \right]$$

$$FT_D(\beta) \cong 0.073629$$

$$FT_R(\beta) \cong \exp \left[-\frac{1}{a_r} \left(c_1 \left(\sin \beta + \frac{\beta - \sin \beta}{1 - \cos \beta} \right) + c_2 \left(\sin \beta + \frac{\beta - \sin \beta}{1 - \cos \beta} \right)^2 \right) \right]$$

$$FT_R(\beta)$$

$$\cong \exp \left[-\frac{1}{0.21} \left(\frac{3}{4\pi} \left(\sin(0.1491) + \frac{(0.1491) - \sin(0.1491)}{1 - \cos(0.1491)} \right) + c_2 \left(\sin(0.1491) + \frac{(0.1491) - \sin(0.1491)}{1 - \cos(0.1491)} \right)^2 \right) \right]$$

$$FT_R(\beta) \cong 0.676084$$

A partir de esto se puede calcular la irradiancia efectiva para las distintas componentes (difusa y albedo) mediante las Ecuaciones (45) y (46) y para la componente difusa circunsolar se emplea el factor de pérdidas angulares de la irradiancia efectiva como se muestra en la Ecuación (47).

$$D_{ef}^I(\beta, \alpha) = D^I(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio(0)}}{T_{limpio(0)}} \right] (1 - FT_D(\beta))$$

$$D_{ef}^I(\beta, \alpha) = 229.3971(0.97)(1 - 0.073629)$$

$$D_{ef}^I(\beta, \alpha) = 206.1316 \frac{W}{m^2}$$

$$D_{ef}^C(\beta, \alpha) = D^C(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio(0)}}{T_{limpio(0)}} \right] (1 - FT_B(\theta_s))$$

$$D_{ef}^C(\beta, \alpha) = 56.1461(0.97)(1 - 0.0073038)$$

$$D_{ef}^C(\beta, \alpha) = 54.4009 \frac{W}{m^2}$$

$$D_{ef}(\beta, \alpha) = D_{ef}^I(\beta, \alpha) + D_{ef}^C(\beta, \alpha)$$

$$D_{ef}(\beta, \alpha) = 206.1316 \frac{W}{m^2} + 54.4009 \frac{W}{m^2}$$

$$D_{ef}(\beta, \alpha) = 260.5325 \frac{W}{m^2}$$

$$R_{ef}(\beta, \alpha) = R(\beta, \alpha) \left[\frac{T_{sucio(0)}}{T_{limpio(0)}} \right] (1 - FT_R(\beta))$$

$$R_{ef}(\beta, \alpha) = (0.5912)(0.97)(1 - 0.676084)$$

$$R_{ef}(\beta, \alpha) = 0.1858 \frac{W}{m^2}$$

Para finalizar calculando la irradiancia global efectiva por medio de la suma de las componentes de irradiancia directa, difusa y albedo efectivas.

$$G_{ef}(\beta, \alpha) = B_{ef}(\beta, \alpha) + D_{ef}(\beta, \alpha) + R_{ef}(\beta, \alpha)$$

$$G_{ef}(\beta, \alpha) = 251.6741 \frac{W}{m^2} + 260.5325 \frac{W}{m^2} + 0.1858 \frac{W}{m^2}$$

$$G_{ef}(\beta, \alpha) = 512.3924 \frac{W}{m^2}$$

Este proceso se realiza para cada hora, en la Tabla 4.13 se muestra los resultados de las iteraciones para el mes de enero.

Tabla 4.13.

Valores horarios de la irradiancia en el plano del generador para el mes de enero.

Mes	Gef (W/m ²)	Def (W/m ²)	Bef (W/m ²)	Ref (W/m ²)
7:00	45.61	36.70	8.89	0.02
8:00	149.87	101.72	48.10	0.06
9:00	268.44	160.83	107.51	0.10
10:00	380.22	209.20	170.88	0.14
11:00	466.42	243.24	223.01	0.17
12:00	512.39	260.53	251.67	0.19
13:00	510.18	259.88	250.12	0.19
14:00	460.19	241.34	218.69	0.17
15:00	371.14	206.25	164.75	0.14
16:00	258.14	157.12	100.92	0.10
17:00	140.31	97.62	42.64	0.05
18:00	39.06	32.72	6.32	0.02
Suma	3601.97	2007.14	1593.51	1.32

Nota. Adaptación propia.

De la Tabla 4.13, se puede obtener la irradiación global diaria efectiva promedio en el plano del generador para el mes de enero. Esto se logra sumando la irradiancia de cada hora del día promedio del mes y multiplicándola por el intervalo de tiempo correspondiente a una hora. El resultado es de $3.602 \frac{kWh}{m^2 día}$. Este proceso se repitió para el resto de los meses del año promedio, y los resultados se muestran en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14.

Promedios irradiación solar efectiva en el plano del generador para cada mes del año promedio con orientación 4° e inclinación 8.54°.

Mes	Gef (kWh/m ² /día)	Def (kWh/m ² /día)	Bef (kWh/m ² /día)
Enero	3.60	2.01	1.59
Febrero	3.83	2.08	1.75
Marzo	4.13	2.11	2.02
Abril	3.88	2.01	1.86
Mayo	3.25	1.85	1.39
Junio	2.84	1.74	1.09
Julio	2.82	1.75	1.06
Agosto	3.18	1.90	1.29
Septiembre	3.57	2.02	1.55
Octubre	3.47	2.01	1.46
Noviembre	3.62	2.00	1.62
Diciembre	3.60	1.98	1.62
Promedio	3.48	1.95	1.53

Nota. Adaptado propia.

Se consigue el promedio anual, obteniendo una irradiación global en el plano inclinado $3.48 \frac{kW}{m^2 día}$, mientras que una irradiancia mínima de $2.82 \frac{kW}{m^2 día}$ en julio y un máximo de $4.13 \frac{kW}{m^2 día}$ en marzo, todo esto es considerando la orientación 4°N.

Así mismo se realizó para la orientación 184°N, obteniéndose la Tabla 4.15 con los resultados.

Tabla 4.15.

Promedios irradiación solar efectiva en el plano del generador para cada mes del año promedio con orientación 184° e inclinación 8.54°.

Mes	Gef (kWh/m ² /día)	Def (kWh/m ² /día)	Bef (kWh/m ² /día)
Enero	3.31	1.96	1.36
Febrero	3.63	2.04	1.58
Marzo	4.09	2.10	1.99
Abril	4.06	2.05	2.02
Mayo	3.53	1.91	1.63
Junio	3.12	1.79	1.33
Julio	3.06	1.80	1.26
Agosto	3.36	1.93	1.43
Septiembre	3.59	2.02	1.57
Octubre	3.34	1.98	1.35
Noviembre	3.34	1.95	1.39
Diciembre	3.27	1.92	1.35
Promedio	3.48	1.95	1.52

Nota. Adaptación propia.

Obteniendo una irradiación global anual promedio en el plano inclinado de $3.48 \frac{kWh}{m^2 día}$, mientras que una irradiancia mínima de $3.06 \frac{kWh}{m^2 día}$ en julio y un máximo de $4.09 \frac{kWh}{m^2 día}$ en marzo, todo esto es considerando la orientación 184°N.

Estos resultados fueron validados mediante la simulación de un sistema fotovoltaico en PVSyst 7.2, utilizando los datos de irradiancia global horizontal para ambas orientaciones. Los resultados se muestran en la Tabla 4.16, mientras que las métricas de error se presentan en la Tabla 4.17. Las métricas de error obtenidas fueron mínimas y se encontró una fuerte correlación entre ambos resultados, con un valor de 0.949. Para mayor detalle acerca de la simulación realizada en PVSyst 7.2, el informe completo se encuentra en el Apéndice E.

Tabla 4.16.

Resultados de las medias mensuales de irradiación diaria efectiva mediante la metodología empleada y PVsyst 7.2.

Meses	Orientación 4°N		Orientación 184°N	
	Matlab (kWh/m ² /día)	PVsyst 7.2 (kWh/m ² /día)	Matlab (kWh/m ² /día)	PVsyst 7.2 (kWh/m ² /día)
Enero	3.31	3.41	3.72	3.41
Febrero	3.63	3.39	3.55	3.39
Marzo	4.09	4.24	4.25	4.24
Abril	4.06	4.07	3.88	4.07
Mayo	3.53	3.65	3.35	3.65
Junio	3.12	3.13	2.83	3.13
Julio	3.06	3.14	2.91	3.14
Agosto	3.36	3.47	3.27	3.47
Septiembre	3.59	3.61	3.56	3.61
Octubre	3.34	3.48	3.58	3.48
Noviembre	3.34	3.36	3.62	3.36
Diciembre	3.27	3.39	3.72	3.39
Promedio	3.48	3.53	3.72	3.53

Nota. Adaptación propia.

Tabla 4.17.

Métricas de evaluación error de la metodología empleada y PVsyst 7.2.

Métrica	Orientación 4°N	Orientación 184°N
	Valor	Valor
<i>MSE</i>	0.013	0.013
<i>RMSE</i>	0.114	0.115
<i>MAD</i>	0.092	0.087
<i>MAPE</i>	0.027	0.025
Coefficiente de correlación	0.949	0.960

Nota. Adaptación propia.

4.5. Factibilidad técnica-económica de un sistema fotovoltaico

4.5.1. Técnico

4.5.1.1. Orientación e inclinación del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se encontrará situado en el sector norte de la ciudad de Quevedo en la cubierta de la FCI de la UTEQ en la Parroquia urbana “24 de mayo”.

Según (Peña Ortiz & Pinos Vergara, 2014), el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos debe ser mayor a 5° para permitir la limpieza y evitar la acumulación de factores ambientales como polvo, lluvia y ceniza. De lo contrario, la eficiencia de la captación de la radiación solar se vería reducida, incluso en una zona ecuatorial. En este estudio, se determinó en campo que la inclinación de los módulos sería de 8.54° al integrarse a la cubierta mediante un conjunto de estructuras coplanares. Con esta inclinación, se cumple satisfactoriamente con el criterio mencionado, lo que permitirá un mejor funcionamiento del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil.

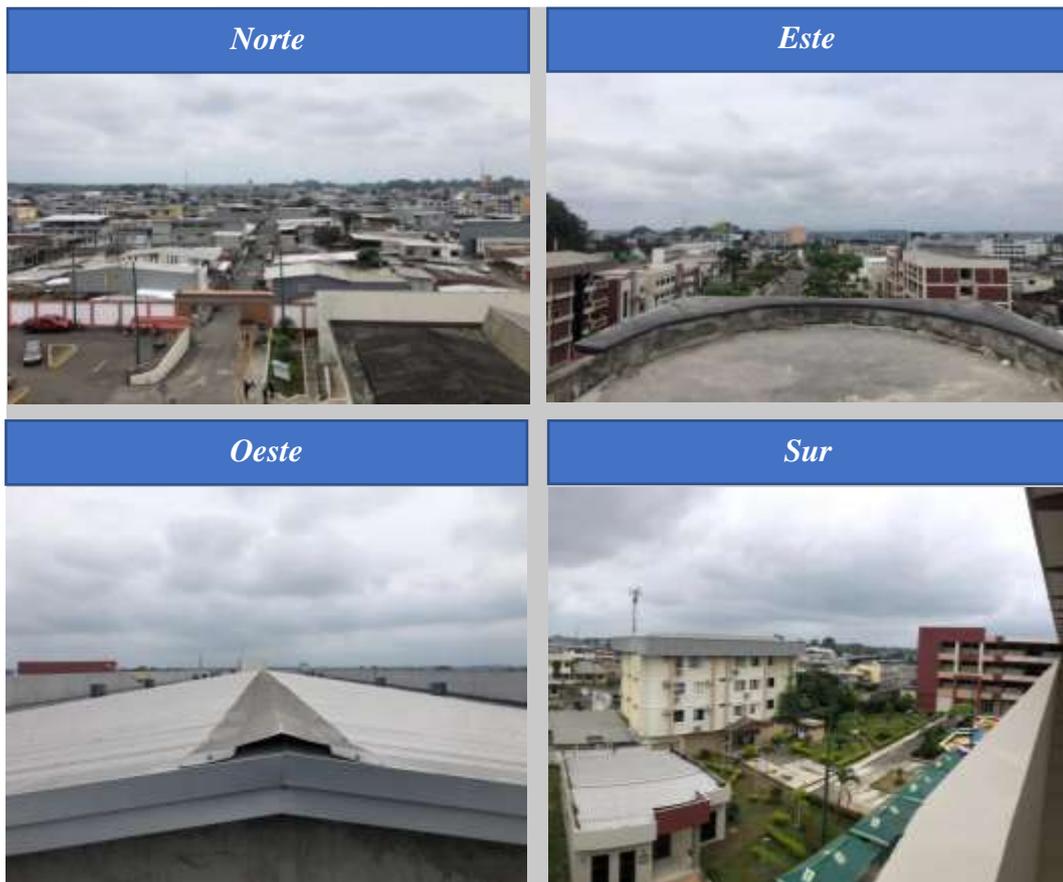
La orientación óptima para los paneles fotovoltaicos sería 0° (N) al estar en el hemisferio sur, pero al existir una ligera desviación del edificio con respecto al norte, la orientación será de 4° (N) y 184° (N), al ser una cubierta a dos aguas.

4.5.1.2. Análisis de sombra

La presencia de objetos que bloquean los rayos del sol en la superficie del módulo reduce significativamente su eficiencia. En el presente caso, no hay árboles ni edificios que obstruyan los rayos del sol en la zona de evaluación; el único inconveniente es la sombra que proyecta el ingreso a la terraza y en menor cantidad aquella producida por los muros localizados al oeste del edificio como se observa en la Figura 4.22.

Figura 4.22.

Vista Norte, Sur, Este y Oeste del edificio

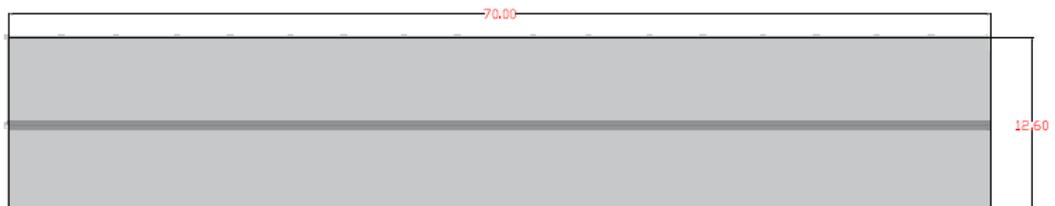


Nota. Adaptación propia.

El área que comprende de la cubierta es de 70.00 m x 12.60 m es decir 882 m² como se muestra en la Figura 4.23.

Figura 4.23.

Área de la cubierta de la FCI

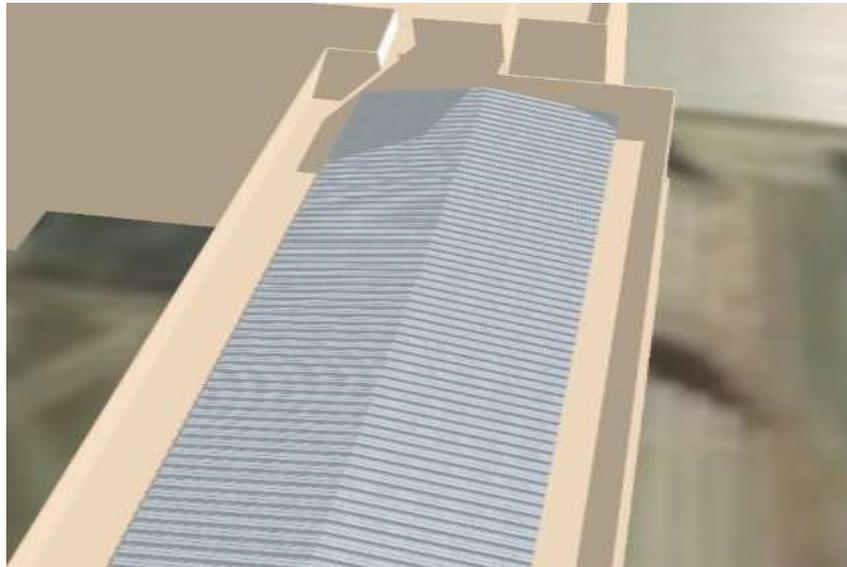


Nota. Adaptación propia.

Mediante un análisis de sombra en Sketchup se simularon las sombras en el peor día del año que corresponde al 21 de junio, a las 5:00 PM debido a que en ese momento se considera muy baja la altura solar como se muestra en la Figura 4.24.

Figura 4.24.

Proyección de sombras mediante Sketchup del peor día del año (21 de junio)

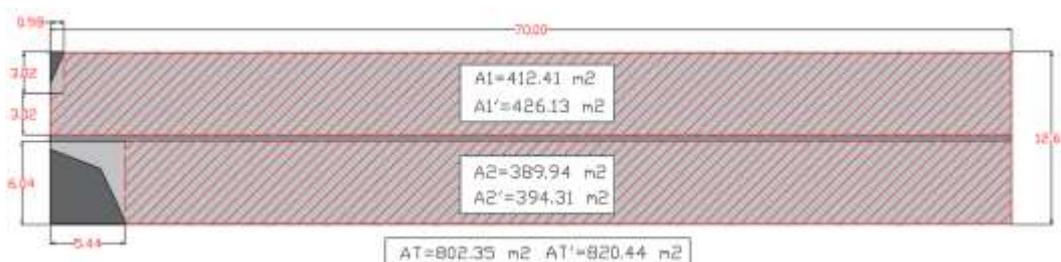


Nota. Adaptación propia

Luego de esto, se exportó la imagen de la sombra de Sketchup e implantó en el plano con las dimensiones de la cubierta, delimitándose el área para la colocación de los módulos fotovoltaicos evitando las sombras generadas por los obstáculos, de manera que el área proyectada estimada de trabajo para cada lado de la cubierta es $A_1 = 412.41 \text{ m}^2$ y $A_2 = 389.94 \text{ m}^2$ siendo el área total de trabajo proyectada horizontalmente de $A_T = 802.35 \text{ m}^2$, mientras que las áreas debido a la inclinación de la cubierta viene ser mayor en un factor de $\frac{1}{\cos(\beta)}$ resultando ser $A_1' = 426.13 \text{ m}^2$, $A_2' = 394.31 \text{ m}^2$ y $A_T' = 820.44 \text{ m}^2$.

Figura 4.25.

Área de trabajo para la colocación de los módulos fotovoltaicos.



Nota. Adaptación propia

4.5.1.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

4.5.1.3.1. Potencia del generador

Para el dimensionamiento del área se tomó como referencia los datos técnicos del panel fotovoltaico “TRINA SOLAR TSM-DE19 VERTEX” de 545 Wp presentados en la Tabla 4.18, cuyo datasheet se encuentra con mayor detalle en el Apéndice H1 y H2.

Tabla 4.18.

Datasheet Panel Fotovoltaico FV TRINA SOLAR TSM-DE19 VERTEX 545WP

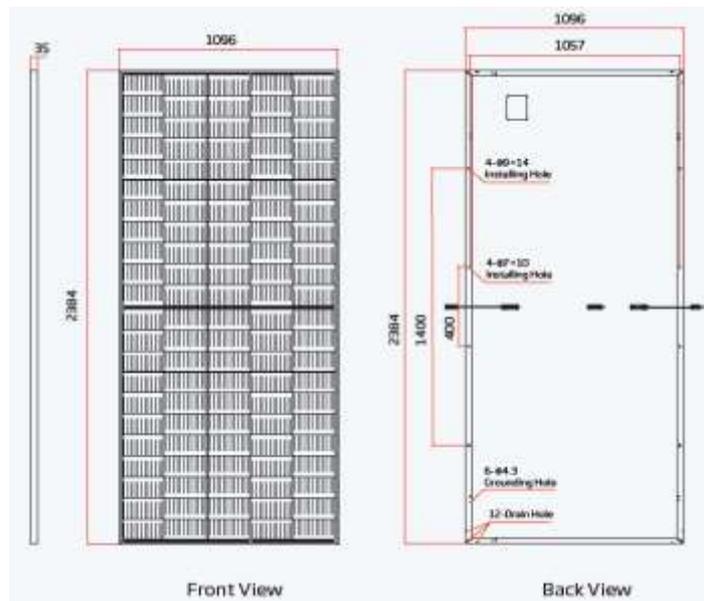
Parámetro	Valor
Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	545
Power Tolerance-PMAX (W)	0~+5
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	31.4
Maximum Power Current-IMPP (A)	17.37
Open Circuit Voltage-VOC (V)	37.7
Short Circuit Current-ISC (A)	18.47
Module Efficiency η_m (%)	20.9
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C(±2°C)
Voltage temperature coefficient, (%/°C)	-0.25%/°C
Current temperature coefficient, (%/°C)	0.04%/°C
Power temperature coefficient, (%/°C)	-0.34%/°C
Dimensions (mm)	2384 x 1096 x 35 mm

Nota. Adaptación propia

El módulo fotovoltaico seleccionado cuenta con una potencia nominal de $P_{STC} = 545 \text{ W}$ y un área $A = (L)(b) = (2.384)(1.096) = 2.61 \text{ m}^2$ como se muestra en la Figura 4.26.

Figura 4.26.

Dimensiones de Panel Fotovoltaico FV TRINA SOLAR TSM-DE19 VERTEX 545WP



Nota. Adaptación propia

Mediante la Ecuación (58) se calculó la eficiencia del módulo fotovoltaico a partir del área calculada, la potencia del módulo y la irradiancia a condiciones estándar de prueba.

$$\eta = \frac{P_{STC}}{(G_{stc})(A)} = \frac{545 \text{ W}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 2.61 \text{ m}^2} = 20.88\%$$

Debido al comportamiento térmico de la célula solar se realiza el cálculo de su temperatura mediante la Ecuación (56) para determinar el porcentaje de pérdidas por temperatura a través de la Ecuación (57).

$$T_c = T_a + G_{ef} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right)$$

$$T_c = 26.56^\circ\text{C} + 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \left(\frac{43^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right)$$

$$T_c = 55.31^\circ\text{C}$$

$$P_{CT_{amb}} = (T_c - T_{stc})C_t$$

$$P_{CT_{amb}} = (55.31^\circ - 25^\circ) \left(-0.34 \frac{\%}{^\circ\text{C}} \right)$$

$$P_{CT_{amb}} = -10.31\%$$

Una vez calculado el porcentaje de pérdidas por temperatura se estimó la demanda de energía teórica a satisfacer considerando las pérdidas presentadas en la Tabla 4.19 en base a las especificaciones del módulo fotovoltaico seleccionado y otros parámetros importantes.

Tabla 4.19.

Cálculo de demanda neta de la FCI

Descripción	Porcentaje	Energía
Demanda teórica de energía estimada $\frac{\text{Wh}}{\text{d}}$	-	2600.66 kWh
Pérdidas por cableado AC	1,5%	39.01 kWh
Pérdidas por cableado DC	1.5%	39.01 kWh
Pérdidas por el inversor	1.8%	52.01 kWh
Pérdidas mismatch o acoplamientos	2%	52.01 kWh
Pérdidas por disponibilidad del sistema.	0.5%	13.00 kWh
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	-1.25%	-32.51 kWh
Pérdidas por polvo o suciedad	0,3%	7.80 kWh
Pérdidas por temperatura	10.31%	268.13 kWh
Demanda de energía neta $\left[\frac{\text{Wh}}{\text{d}} \right]$		3039.12 kWh

Nota. Adaptación propia

Luego de esto se estimó el área de captación necesaria para satisfacer la demanda planteada, haciendo uso de la Ecuación (59) .

$$S_{cap} = \frac{E_{d,neto}}{G_T * \eta} = \frac{3039.12 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}}{\frac{3.48 \text{ kWh}}{\text{m}^2\text{d}} * 0.2088} = 4182.52 \text{ m}^2$$

Dado que en el sitio de implantación solo se tiene 820.44 m² de área de trabajo sin sombras se establece que la demanda a cubrir será de forma parcial.

Puesto que los paneles serán ubicados en la cubierta del edificio, no es necesario el cálculo del espaciamiento, debido a que no se generan sombras entre los paneles, al estar soportados por estructuras coplanares.

Se eligió una orientación vertical y se determinó el límite mínimo número de filas y columnas de módulos según el área de trabajo de la cubierta como se muestra en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20.

Número máximo de paneles según dimensiones de la cubierta

Descripción	Ancho de cubierta	Largo de cubierta
Lado Norte (m)	6.04	70
Lado Sur (m)	6.04	64.54
Retranqueo (m)	1.25	3
Panel (m)	2.384	1.096
Lado Norte - Retranqueo (m)	4.79	67
Lado Sur - Retranqueo (m)	4.79	61.54
Número de módulos Norte	2	61
Número de módulos Sur	2	56

Nota. Adaptación propia

Se optó por el arreglo del mínimo número de filas y columnas de los módulos para ambos lados Norte y Sur resultado un arreglo de 2 filas y 56 columnas para ambos lados de la cubierta para tener un número homogéneo en ambas caras de la cubierta, siendo el área total ocupada por los 224 módulos de 585.28 m². Ocupándose un 71.34 % del área de trabajo y un 66.35% de área total de la cubierta.

Una vez obtenida la cantidad de módulos se procede a determinar la potencia generada siendo el producto del número total de módulos y la potencia individual de un módulo resultando ser la potencia del generador $P_g = 122.08 \text{ kW}$.

4.5.1.3.2. Selección de inversor

Se calcula el rango de potencia inferior o superior que podría tener el inversor mediante la Ecuación (88).

$$P_{INVAC} = \frac{P_{PV}}{SR_{AC}}$$
$$P_{INVAC_{min}} = \frac{122.08 \text{ kW}}{0.83} = 147.08 \text{ kW}$$
$$P_{INVAC_{max}} = \frac{122.08 \text{ kW}}{1.25} = 97.66 \text{ kW}$$

Es decir, el inversor a elegir se encontrará en el rango de:

$$97.66 \text{ kW} < P_{INVAC_{max}} < 147.08 \text{ kW}$$

El inversor seleccionado corresponde al inversor *Growatt MAC 25KTL3-XL* de una potencia de 25 kW, se colocarán 4 en paralelo sumando una potencia de 100 kW a un voltaje de 127/220, que es el correspondiente al edificio. Las características técnicas se encuentran resumidas en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21.*Datasheet del inversor Growatt MAC 25KTL3-XL*

Parámetro	Valor
DC side	
Maximum PV array power (W)	37500 W
Maximum DC voltage (V)	1100 V
Start voltage (V)	250 V
Nominal voltage (V)	360 V
MPPT voltage range (V)	200 V- 1000 V
Maximum input current per MPPT (A)	52 A/52 A/52 A
Maximum short circuit current per MPPT (A)	55 A/55 A/55 A
Number of MPPT/string per MPPT	3/ 4+4+4
AC side	
Rated AC output power (W)	25000 W
Maximum AC apparent power (VA)	27800 VA
AC Nominal Voltage (V)	127/220 V
AC grid Frequency (HZ)	50/60 Hz
Nominal output current (A)	65.6 A
Maximum output current (A)	73.0 A
Power factor	0.8 leading and lagging
THD	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE
Maximum efficiency	98.8%

Nota. Adaptación propia**4.5.1.3.3. Mínimo número de módulos por cadena**

Para calcular el mínimo número de módulos que se deben conectar en serie por cadena, es necesario primero determinar la tensión de entrada mínima requerida para el inversor. Para ello, se utiliza la Ecuación (74) y se considera el voltaje de entrada mínimo del inversor, el cual se especifica en la Tabla 4.18 y tiene un valor de 250 V.

$$V_{string_{min}} \geq 112\% V_{INV_{min}}$$

$$V_{string_{min}} \geq 112\%(250V)$$

$$V_{string_{min}} \geq 280 V$$

En segunda instancia se determina el voltaje a la temperatura ambiente promedio más alta históricamente siendo de 34.36 °C considerando la temperatura de incremento por estar en el techo, $T_{rise} = 32$ según la Tabla 2.8 mediante la Ecuación (79) .

$$V_{mpp_{mod}} = V_{mpp_{STC}} [(V_{TC}(T_{rise} + T_{max} - 25)) + 100\%]$$

$$V_{mpp_{mod}} = 31.4 V \left[\left(-0.25 \frac{\%}{^{\circ}C} (32^{\circ}C + 34.26^{\circ}C - 25^{\circ}C) \right) + 100\% \right]$$

$$V_{mpp_{mod}} = 28.16 V$$

Finalmente se determina el número mínimo de módulos por cadena que corresponde a 10 módulos por cadena de módulos en serie.

$$N_{min_{mod}} = \frac{112\% V_{INV_{min}}}{V_{mpp_{mod}}}$$

$$N_{min_{mod}} = \frac{112\% (250 V)}{28.16 V}$$

$$N_{min_{mod}} = 9.94 \approx 10$$

4.5.1.3.4. Máximo número de módulos por rama

Se determina la tensión de entrada máxima de cadena mediante la Ecuación (84) a partir del voltaje de entrada máximo del inversor que se encuentra en la Tabla 4.21 como 1100 V.

$$V_{string_{max}} \leq V_{INV_{max}}$$

$$V_{string_{max}} \leq 1100 V$$

En segunda instancia se determina el voltaje de circuito abierto a la temperatura más baja registrada históricamente donde $T_{min} = 16^{\circ}C$ según la Tabla 4.7.

$$V_{oc_{mod}} = V_{oc_{STC}} [(V_{TC}(T_{min} - 25)) + 100\%]$$

$$V_{oc_{mod}} = 37.7 \text{ V} \left[\left(-0.24 \frac{\%}{C} (16 - 25) \right) + 100\% \right]$$

$$V_{oc_{mod}} = 38.51 \text{ V}$$

Luego se determina el número máximo de módulos por cadena, resultando ser el número de máximo de módulos por cadena igual a 28.

$$N_{max_{mod}} = \frac{V_{INV_{max}}}{V_{oc_{mod}}}$$

$$N_{max_{mod}} = \frac{1100 \text{ V}}{38.51 \text{ V}}$$

$$N_{max_{mod}} = 28.56 \approx 28$$

4.5.1.3.5. Máximo número ramas en paralelo

Para determinar el número de cadenas en paralelo puede calcularse comprobando el rango nominal de la corriente continua de entrada que suministra el fabricante del inversor, mediante la Ecuación (87) obteniéndose una cantidad de 2 cadenas en paralelo.

$$N_{string} = \frac{I_{INV_{in}}}{I_{mpp_{mod}}}$$

$$N_{string} = \frac{52 \text{ A}}{17.37 \text{ A}}$$

$$N_{string} = 2.99 \cong 2$$

4.5.1.3.6. Protección de sobre corriente y disyuntores

Para proteger las cadenas de cualquier cortocircuito y proporcionar el interruptor de desconexión adecuado que facilite el posible proceso de mantenimiento, deben instalarse fusibles y disyuntores (CB) antes del punto de conexión de la entrada del inversor y la cadena. Cada uno de los elementos mencionados debe contener el 156% de la corriente de cortocircuito de la cadena, que tiene un valor de 18.47 A.

$$I_{\text{cableDC}} = 1.56 I_{\text{sc}}$$

$$I_{\text{cableDC}} = 1.56(18.47 \text{ A})$$

$$I_{\text{cableDC}} = 28.81 \text{ A}$$

Por lo tanto, el dispositivo de protección de sobre corriente y la clasificación estándar de CB es de 30 A, que es el tamaño elegido.

Para el lado de CA, el inversor tiene una protección de CA integrada. Por lo tanto, se debe hacer el dimensionamiento del sistema de un interruptor trifásico en el lado de salida del inversor. Este interruptor debe manejar hasta el 125% de la corriente de salida máxima que puede suministrar el inversor, que se indica en la hoja de datos como 73 A. El valor mínimo aceptado para el CB mínimo aceptado es:

$$I_{\text{cableAC}} = 1.25(I_{\text{invACmax}})$$

$$I_{\text{cableAC}} = 1.25(73 \text{ A})$$

$$I_{\text{cableAC}} = 91.25 \text{ A}$$

En este caso, se acepta 100 A en función de la disponibilidad en el mercado.

4.5.1.3.7. Dimensionamiento del cable

El cable debe estar dimensionado para dos lugares: del módulo fotovoltaico al inversor y del inversor al cuadro de distribución. Para cada cableado, hay que tener en cuenta la ampacidad máxima y la caída de tensión permitida. Para el dimensionamiento de los cables, se utilizará exclusivamente el NEC 2020 Handbook.

4.5.1.3.7.1.PV Módulo a inversor

Cada ramal tiene una corriente de cortocircuito de 18.47 A, y la ampacidad del cable debe mantener el 156% de la corriente de cortocircuito de la cadena. Por lo tanto, la corriente que debe soportar el cable debe ser de 28.81 A. Por lo tanto,

según la tabla 310.16 de NEC 2020, a 90 °C que se encuentra en el Apéndice I, un cable de cobre THHW de tamaño AWG #12 sería suficiente ya que maneja hasta 30 A.

Sin embargo, la temperatura ambiente puede alcanzar los 31-35 °C. Por lo tanto, este cable puede manejar $0,96 \times 30 \text{ A} = 28.8 \text{ A}$ de corriente, según la Tabla 310.15(B)(1) de NEC 2020. Por lo tanto, se debe aumentar el tamaño del cable para lo cual se elige un cable de cobre THHW de tamaño AWG #10 que puede manejar $0.96 \times 40 \text{ A} = 38.4 \text{ A}$ y al ir 4 cables por Conduit se aplica un factor de 0.8 es decir $38.4 \times 0.8 = 30.72 \text{ A}$ resultando ser adecuado este conductor para este caso.

También se debe tener en cuenta la caída de tensión, donde el voltaje nominal de cada cadena es de $28 \times V_{mpp} = 28 \times 31.4 \text{ V} = 879.2 \text{ V}$. La caída de tensión en el cable que tiene la longitud máxima de 100 m no debe superar el $2\% \times 879.2 \approx 17.58 \text{ V}$. Como la distancia es de 100 metros, el cableado bidireccional implicará un cable de $100 \times 2 = 200$ metros = 0.16km. Para el cable AWG #10, la resistencia del cable es de 1.24 ohm/km, según la tabla 8 del Capítulo 9 de NEC 2020. Por lo tanto, la caída de tensión dentro del tamaño del cable AWG #10 será:

$$V_{\text{drop}} = I * R_c * L$$

$$V_{\text{drop}} = (1.25 * 17.37 \text{ A}) * 1.24 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} * 0.2 \text{ km}$$

$$V_{\text{drop}} = I_{mpp} * R_c * L = 5.38 \text{ V}$$

El valor de la caída de tensión calculada de 5.38 V es inferior a la caída de tensión permitida de 17.58 V. Por lo tanto, el tamaño del cable AWG #10 de cobre puede considerarse correcto.

4.5.1.3.8. Inversor a Panel de distribución panel AC

Dado que $I_{\text{max}} = 73 \text{ A}$, el cable del lado de salida del inversor debe tener una ampacidad mínima de $(73 \times 1.25 = 91.25 \text{ A})$. El efecto de la temperatura no se

ha tenido en cuenta, ya que el inversor se instalará en un lugar relativamente donde la temperatura no superará los 30 °C. Así, según la tabla 310.16 de NEC 2020, a una temperatura de 90 °C, el cable de cobre AWG #4 que soporta hasta 95 A es suficiente.

Se supone que la caída de tensión del inversor no debe superar el 1.5% entre la salida del inversor y los contadores y el panel de distribución, que tiene una distancia de 6 m. Como la tensión del inversor es de 220 VAC, el límite es de $220 \times 0.015 = 3.3V$. Para el cable AWG #4, la resistencia del cable es de 1.01 ohm/km, según la tabla 9 del Capítulo 9 de NEC 2020. Por lo tanto, la caída de tensión se puede calcular como:

$$V_{drop} = 91.25 A * 1.01 \frac{ohm}{km} * 0.006 * 2 = 1.11 V$$

Como es inferior a 3.3 V, el tamaño del cable AWG #4 es correcto para este caso.

4.5.1.3.9. Puesta a tierra

El valor nominal del dispositivo de protección de sobreintensidad elegido en este diseño es de 30 A.

Según la tabla 250.122 de NEC 2020, el tamaño mínimo del conductor de puesta a tierra del equipo (EGC) es un cable de cobre AWG #10 basado en el dispositivo de protección de sobrecorriente elegido.

4.5.1.4. Producción de electricidad

Para la producción de la energía se realizó un script en Matlab con sus respectivas funciones que se encuentra en el Apéndice G, basado en el paquete estadístico desarrollado por Perpiñán Lamigueiro (2012) en el software “R”, de manera que se simuló el sistema solar fotovoltaico considerando la latitud, longitud, la inclinación, la orientación, la irradiación global efectiva y la temperatura mensual

del NREL, los porcentajes de pérdidas del sistema, este proceso se repitió por cada inversor, luego se sumaron las energías producidas por cada subsistema, obteniendo los resultados de la Tabla 4.22.

Tabla 4.22.

Producción de Electricidad de un sistema fotovoltaico en la FCI.

Mes	Energía producida a la salida del conjunto global de los módulos fotovoltaicos (E_{DC}) [kWh/día]	Energía producida a la salida del inversor (E_{AC}) [kWh/día]	Días	Energía producida a la salida del inversor (E_{AC}) [kWh]	Productividad del sistema [kWh/kWp]
Enero	395.39	359.51	31	11144.81	2.94
Febrero	424.82	386.55	28	10823.40	3.16
Marzo	464.47	422.85	31	13108.35	3.46
Abril	448.98	408.64	30	12259.20	3.34
Mayo	387.01	352.17	31	10917.27	2.88
Junio	343.81	311.86	30	9355.80	2.55
Julio	339.25	307.66	31	9537.46	2.52
Agosto	373.71	339.5	31	10524.50	2.78
Septiembre	404.7	368.93	30	11067.90	3.02
Octubre	387.67	353.29	31	10951.99	2.89
Noviembre	395.68	360.65	30	10819.50	2.95
Diciembre	392.02	356.39	31	11048.09	2.92
Total			365	131558.27	2.95

Nota. Adaptación propia

Siendo la energía anual producida por un sistema de 100 kWp en la cubierta de la FCI de 131.56 MWh con una productividad anual del sistema de 2.95 kWh/kWp al año. Siendo cubierta un 27.94% de la demanda de electricidad estimada por el sistema fotovoltaico planteado.

4.5.1.5. Disminución de emisiones CO₂

Para el cálculo de la reducción de emisiones de CO₂ se hace uso del último factor de emisiones para energía solar proporcionada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) quién es el ente técnico responsable de la actualización anual del cálculo del factor de emisión (Lenin Haro Estrella, 2021).

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = EF_{grid,CM} * E_a \quad (94)$$

Donde:

$EF_{grid,CM}$: Factor de emisión de CO₂ (proyectos solares = 0.2818 ton CO₂/MWh)

E_a : Energía anual producida (kWh/año).

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = 0.2818 \frac{tCO_2}{MWh} * 131.558 MWh$$

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = 37.07 tCO_2/\text{año}$$

4.5.2. Económico

4.5.2.1. Ahorro por concepto de energía y demanda facturada

La UTEQ al ser una entidad pública posee una tarifa de Beneficio Público por la cual debe pagar un cargo por consumo de energía de 0.065 \$/kWh y de demanda valorado en 3 \$/kW. Al ser necesaria la demanda del edificio de la FCI también se la estimó aplicando los respectivos factores de demanda y coincidencia para cada una de las cargas eléctricas del escenario planteado, estos detalles se encuentran en el Apéndice J, los resultados se resumen en la Tabla 4.23 junto a la energía estimada en el apartado 4.3.

Tabla 4.23.

Demanda y Energía estimada para el Edificio de la FCI

Descripción	Demanda (kW)	Energía diaria (kWh)	Días/mes	Total kWh/mes
Planta baja	33.00	471.25	15.08	7,107.98
Primer piso	45.02	678.58	15.08	10,235.26
Segundo piso	46.88	697.99	15.08	10,527.94
Tercer piso	50.05	752.85	15.08	11,355.47
Total	174.95	2600.66	15.08	39,226.65

Nota. Adaptación propia

Para poder estimar el costo del servicio eléctrico para la FCI, se calcularon porcentajes referenciados al consumo máximo mensual del año 2022 como se presenta en Tabla 4.24.

Tabla 4.24.*Demanda y Energía consumida según planillas del año 2022 de la UTEQ*

Mes de consumo	Energía UTEQ (kWh)	Demanda UTEQ (kW)	Referenciado al consumo máximo
Enero	70,560	280	59.15%
Febrero	64,400	297	53.99%
Marzo	86,240	381	72.30%
Abril	71,120	308	59.62%
Mayo	85,108	409	71.35%
Junio	82,320	414	69.01%
Julio	82,320	370	69.01%
Agosto	95,760	459	80.28%
Septiembre	81,200	414	68.08%
Octubre	62,160	276	52.11%
Noviembre	95,200	538	79.81%
Diciembre	119,280	566	100.00%

Nota. Adaptación propia

Estos porcentajes se los aplicaron al valor redondeado del consumo de energía estimado para la FCI de 39227 kWh/mes partiendo de la premisa que el mes de mayor consumo corresponde al mes de diciembre, siendo la referencia para el cálculo del resto de meses y permitiendo estimar el costo de la energía como se presentar en la Tabla 4.25.

Tabla 4.25.*Costos de Energía consumida para la FCI*

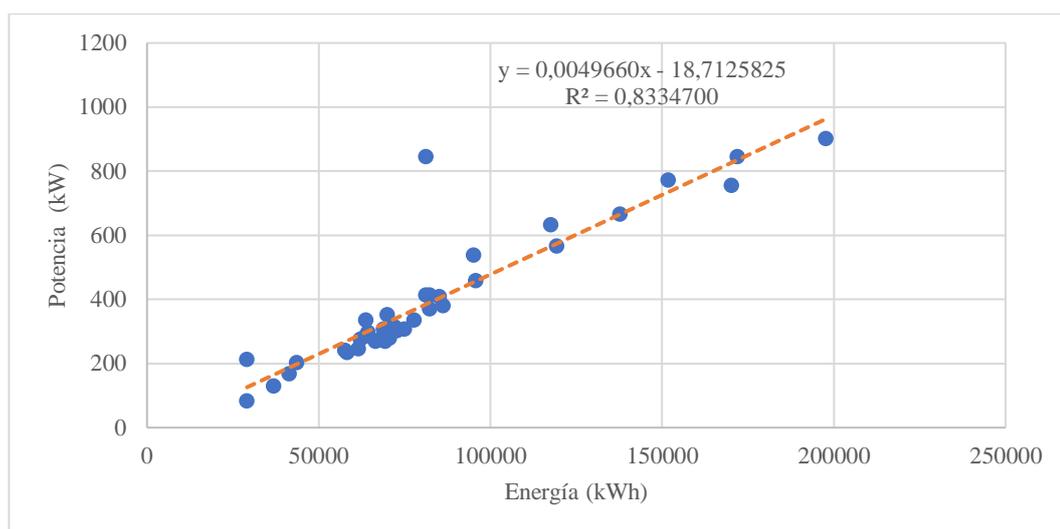
Mes de consumo	Referenciado al consumo máximo de la UTEQ	Energía EDIFICIO (kWh)	Costo de la Energía
Enero	59.15%	23,204	\$1,508.29
Febrero	53.99%	21,179	\$1,376.62
Marzo	72.30%	28,361	\$1,843.47
Abril	59.62%	23,389	\$1,520.26
Mayo	71.35%	27,989	\$1,819.26
Junio	69.01%	27,072	\$1,759.67
Julio	69.01%	27,072	\$1,759.67
Agosto	80.28%	31,492	\$2,046.97
Septiembre	68.08%	26,704	\$1,735.73
Octubre	52.11%	20,442	\$1,328.73
Noviembre	79.81%	31,308	\$2,035.00
Diciembre	100.00%	39,227	\$2,549.73
TOTAL			\$21,283.42

Nota. Adaptación propia

Se encontró un modelo de regresión lineal para estimar la demanda a partir de los consumos de energía, a partir del histórico tabulado de las planillas de energía de septiembre 2019 hasta diciembre del 2022 que se encuentra en el Apéndice M, de manera que se puedan estimar los costos por el cargo de demanda, siendo la correlación de Pearson de 0.91 y el coeficiente de determinación R2 de 0.83.

Figura 4.27.

Proyección de la demanda en kWh.



Siendo los estadísticos junto con el coeficiente de la energía y su intercepto los resumidos en la Tabla 4.26.

Tabla 4.26.

Coefficiente de la energía e intercepto

Intercepto	Variable Energía	Coefficiente de correlación múltiple	Coefficiente de determinación R ²	R ² ajustado
-19.36777456	0.004949242	0.91225463	0.8322085	0.82754763

Nota. Adaptación propia

Para evaluar el ahorro económico se simuló una planilla de energía análoga a los valores del año 2022 de la UTEQ, siendo el parámetro de energía del mes con mayor consumo de energía aquel que sirve base para calcular los porcentajes de

energía para el resto de los meses, luego se tomó la energía estimada para el edificio de la FCI y demanda y se realizó una correlación entre estas variables encontrando un alto grado de correlación entre las variables y un buen ajuste del modelo a los datos.

Tabla 4.27.

Repartición de la energía, demanda estimada y sus costos.

Mes de consumo	Energía edificio (kWh)	Demanda edificio (kW)	Costo de la energía	Costo de la demanda	Total energía + demanda
Enero	23,204	95	\$1,508.292	\$286.44	\$1,794.73
Febrero	21,179	85	\$1,376.616	\$256.35	\$1,632.97
Marzo	28,361	121	\$1,843.468	\$363.00	\$2,206.47
Abril	23,389	96	\$1,520.263	\$289.17	\$1,809.43
Mayo	27,989	119	\$1,819.264	\$357.45	\$2,176.71
Junio	27,072	115	\$1,759.674	\$343.86	\$2,103.53
Julio	27,072	115	\$1,759.674	\$343.86	\$2,103.53
Agosto	31,492	136	\$2,046.968	\$409.47	\$2,456.44
Septiembre	26,704	113	\$1,735.733	\$338.37	\$2,074.10
Octubre	20,442	82	\$1,328.734	\$245.40	\$1,574.13
Noviembre	31,308	136	\$2,034.998	\$406.74	\$2,441.74
Diciembre	39,227	175	\$2,549.732	\$524.31	\$3,074.04
TOTAL			\$21,283.418	\$4,164.42	\$25,447.84

Nota. Adaptación propia

4.5.2.2. Presupuesto del proyecto

A continuación, se detallan en la Tabla 4.28 los costos de los equipos, materiales, recursos humanos, diseño entre otros aspectos para la ejecución del proyecto.

Tabla 4.28.*Presupuesto del proyecto*

Descripción	Unidad	Cantidad	Días	Costo unitario	P.total
EQUIPOS Y MATERIALES					\$ 72,840.20
Equipos					\$ 69,343.02
Módulo FV TRINA SOLAR TSM-DE19 VERTEX 545WP	u	224		\$ 207.00	\$ 46,368.00
Inversor Trifásico Growatt MAC 25 KTL3-X1	u	4		\$ 3,467.10	\$ 13,868.41
Soporte coplanares ESDEC CLICKFIT EVO	u	224		\$ 28.00	\$ 6,272.00
Medidor bi-direccional trifásico	u	1		\$ 280.00	\$ 280.00
Estructura de soporte de inversores y tablero	u	1		\$ 500.00	\$ 500.00
Fusibles DC de 30A	u	16		\$ 15.00	\$ 240.00
Tablero eléctrico de interconexión	u	1		\$ 500.00	\$ 500.00
Protección de sobre tensiones (SPD) DC 1000V 2P	u	8		\$ 7.00	\$ 56.00
Breaker Caja Moldeada 3VM1340 SIEMENS TRIFASICO 400 A	u	1		\$ 320.00	\$ 320.00
Breaker Caja Moldeada 3VM1112 SIEMENS TRIFÁSICO 100 A	u	4		\$ 78.94	\$ 315.76
Alicate MC4	u	2		\$ 115.00	\$ 230.00
Interruptor diferencial AC de 400 A	u	1		\$ 392.85	\$ 392.85
Materiales					\$ 3,497.18
Cable Solar DC #10 AWG	m	1024		\$ 1.30	\$ 1,331.20
Cable de cobre THHN #10 AWG para puesta a tierra	m	415.8		\$ 0.89	\$ 370.06
Cable THHN #4 AWG	m	18		\$ 3.19	\$ 57.42
Cable THHN #500 MCM	m	6		\$ 9.75	\$ 58.50
Conectores MC4	u	48		\$ 3.50	\$ 168.00
Varilla Copperweld	u	1		\$ 12.00	\$ 12.00
Materiales para obras civiles y ductos	u	1		\$ 500.00	\$ 500.00
Traslado de materiales y equipos a obra	u	1		\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
WEEB Tierra Lay-in-Lugs 6.7 w/1/4"	u	224		\$ 6.50	\$ 1,456.00

Descripción	Unidad	Cantidad	Días	Costo unitario	P.total
INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN					\$ 22,376.00
Supervisión de Ingeniería:					\$ 6,160.00
Ingeniero supervisor		2	30	\$ 50.00	\$ 3,000.00
Seguros		2	1	\$ 30.00	\$ 60.00
Estadía Alimentación		2	30	\$ 30.00	\$ 1,800.00
Traslado		1	30	\$ 10.00	\$ 300.00
Puesta en marcha		1	1	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
Supervisión :					\$ 3,775.00
Ingeniero supervisor		1	30	\$ 80.00	\$ 2,400.00
Seguros		1	1	\$ 25.00	\$ 25.00
Estadía y Alimentación		1	30	\$ 30.00	\$ 900.00
Traslado		1	30	\$ 15.00	\$ 450.00
Instalación:					\$ 12,441.00
Técnico especialista		2	30	\$ 55.00	\$ 3,300.00
Técnico ayudantes		4	30	\$ 30.00	\$ 3,600.00
Camioneta 4x4		1	30	\$ 30.00	\$ 900.00
Estadía y alimentación		6	30	\$ 25.00	\$ 4,500.00
Combustible		1	1	\$ 141.00	\$ 141.00
DISEÑO E INGENIERIA					\$ 2,000.00
Diseño e ingeniería de detalle		1	1	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00
Tramites y permisos		1	1	\$ 800.00	\$ 800.00
					\$ 97,216.20

Nota. Adaptación propia

4.5.2.3. Costos de mantenimiento

Para el cálculo de los costos de mantenimiento que se muestra en la Tabla 4.29 se consideraron los siguientes valores: Inflación 2.29%, un porcentaje de daño anual en relación al año anterior (desde el segundo año en adelante) de 1.50% y un porcentaje de daño para el primer año de 1.00%.

Tabla 4.29.*Costos de mantenimiento*

Periodo	Año	Limpieza de paneles	Reparaciones menores	Costo total de mantenimiento
0	-	-	-	-
1	2024	\$ 125.00	\$ 345.00	\$ 470.00
2	2025	\$ 127.86	\$ 352.90	\$ 480.76
3	2026	\$ 130.79	\$ 360.98	\$ 491.77
4	2027	\$ 133.79	\$ 369.25	\$ 503.03
5	2028	\$ 136.85	\$ 377.70	\$ 514.55
6	2029	\$ 139.98	\$ 386.35	\$ 526.34
7	2030	\$ 143.19	\$ 395.20	\$ 538.39
8	2031	\$ 146.47	\$ 404.25	\$ 550.72
9	2032	\$ 149.82	\$ 413.51	\$ 563.33
10	2033	\$ 153.25	\$ 422.98	\$ 576.23
11	2034	\$ 156.76	\$ 432.66	\$ 589.43
12	2035	\$ 160.35	\$ 442.57	\$ 602.92
13	2036	\$ 164.02	\$ 452.71	\$ 616.73
14	2037	\$ 167.78	\$ 463.07	\$ 630.85
15	2038	\$ 171.62	\$ 473.68	\$ 645.30
16	2039	\$ 175.55	\$ 484.53	\$ 660.08
17	2040	\$ 179.57	\$ 495.62	\$ 675.19
18	2041	\$ 183.69	\$ 506.97	\$ 690.66
19	2042	\$ 187.89	\$ 518.58	\$ 706.47
20	2043	\$ 192.19	\$ 530.46	\$ 722.65
TOTAL				\$ 11,755.42

4.5.2.4. Escenarios

Se plantearon tres escenarios con una tasa de descuento anual de 12% para un plazo de 20 años, donde el costo del servicio eléctrico, así como ahorro mensual y anual se encuentra en el apéndice N. A continuación, se presentan los análisis de los tres escenarios para el proyecto de investigación.

4.5.2.4.1. Escenario 1

En este escenario se consideró el costo del kWh subsidiado a la institución por la empresa eléctrica, el cual es de 0,065 USD/kWh y sus resultados se encuentran en la Tabla 4.30.

Tabla 4.30.*Evaluación financiera con un costo de 0.065 \$/kWh*

Periodo	Beneficios	Costo de mantenimiento	Inversiones	Flujo neto	Valor actual	Valor actual acumulado	Pendiente a recuperar
0	-	-	\$97,216.20	\$(97,216.20)	\$(97,216.20)		\$(97,216.20)
1	\$9,710.12	\$470.00	-	\$9,240.12	\$8,250.10	\$(88,966.10)	\$(87,976.09)
2	\$9,574.07	\$480.76	-	\$9,093.30	\$7,249.12	\$(81,716.98)	\$(78,882.79)
3	\$9,517.94	\$491.77	-	\$9,026.17	\$6,424.65	\$(75,292.33)	\$(69,856.62)
4	\$9,480.19	\$503.03	-	\$8,977.16	\$5,705.14	\$(69,587.18)	\$(60,879.46)
5	\$9,399.95	\$514.55	-	\$8,885.40	\$5,041.81	\$(64,545.37)	\$(51,994.07)
6	\$9,340.89	\$526.34	-	\$8,814.55	\$4,465.73	\$(60,079.65)	\$(43,179.51)
7	\$9,278.83	\$538.39	-	\$8,740.44	\$3,953.73	\$(56,125.91)	\$(34,439.07)
8	\$9,252.56	\$550.72	-	\$8,701.84	\$3,514.53	\$(52,611.39)	\$(25,737.23)
9	\$9,166.71	\$563.33	-	\$8,603.38	\$3,102.46	\$(49,508.92)	\$(17,133.85)
10	\$9,110.91	\$576.23	-	\$8,534.68	\$2,747.94	\$(46,760.98)	\$(8,599.18)
11	\$9,048.72	\$589.43	-	\$8,459.29	\$2,431.84	\$(44,329.14)	\$(139.88)
12	\$9,024.80	\$602.92	-	\$8,421.88	\$2,161.69	\$(42,167.45)	\$8,281.99
13	\$8,933.67	\$616.73	-	\$8,316.93	\$1,906.03	\$(40,261.43)	\$16,598.93
14	\$8,877.61	\$630.85	-	\$8,246.75	\$1,687.45	\$(38,573.98)	\$24,845.68
15	\$8,821.68	\$645.30	-	\$8,176.37	\$1,493.79	\$(37,080.18)	\$33,022.05
16	\$8,785.24	\$660.08	-	\$8,125.16	\$1,325.39	\$(35,754.80)	\$41,147.21
17	\$8,700.56	\$675.19	-	\$8,025.36	\$1,168.85	\$(34,585.95)	\$49,172.57
18	\$8,650.56	\$690.66	-	\$7,959.90	\$1,035.10	\$(33,550.84)	\$57,132.47
19	\$8,588.57	\$706.47	-	\$7,882.09	\$915.16	\$(32,635.68)	\$65,014.57
20	\$8,557.61	\$722.65	-	\$7,834.95	\$812.22	\$(31,823.46)	\$72,849.52
VAN		-\$ 31,823.46					12.00%
TIR		6.25%					0.69

Nota. Adaptación propia

Con este primer escenario se obtuvo un VAN negativo equivalente a -\$31,823.46 y un TIR de 6,25% siendo menor al COK. Por ende, en este escenario el proyecto no es rentable. Además, de acuerdo con el resultado del B/C, por cada dólar invertido en la instalación fotovoltaica, la Universidad Técnica Estatal de Quevedo perdería 0,31 USD.

4.5.2.4.2. Escenario 2

Para este escenario se ha considerado el valor sin subsidio de la tarifa eléctrica, asumiendo que tendrá el mayor valor del pliego tarifario que en este caso

corresponde a la tarifa residencial que es de 0,6812 USD/kWh y sus resultados se presentan en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31.

Evaluación financiera con un costo de 0.6812 \$/kWh

Periodo	Beneficios	Costo de mantenimiento	Inversiones	Flujo neto	Valor actual	Valor actual acumulado	Pendiente a recuperar
0	-		\$97,216.20	-\$97,216.20	-\$97,216.20		\$(97,216.20)
1	\$88,808.73	\$470.00		\$88,338.73	\$78,873.86	\$(18,342.34)	\$(8,877.48)
2	\$87,603.00	\$480.76		\$87,122.24	\$69,453.31	\$51,110.97	\$78,244.76
3	\$87,109.13	\$491.77		\$86,617.36	\$61,652.53	\$112,763.50	\$164,862.12
4	\$86,870.71	\$503.03		\$86,367.68	\$54,888.22	\$167,651.72	\$251,229.79
5	\$86,124.12	\$514.55		\$85,609.56	\$48,577.16	\$216,228.88	\$336,839.36
6	\$85,630.93	\$526.34		\$85,104.59	\$43,116.63	\$259,345.52	\$421,943.95
7	\$85,137.74	\$538.39		\$84,599.35	\$38,268.45	\$297,613.96	\$506,543.30
8	\$84,893.87	\$550.72		\$84,343.15	\$34,064.78	\$331,678.75	\$590,886.45
9	\$84,151.36	\$563.33		\$83,588.03	\$30,142.68	\$361,821.43	\$674,474.48
10	\$83,660.90	\$576.23		\$83,084.67	\$26,751.04	\$388,572.47	\$757,559.14
11	\$83,166.35	\$589.43		\$82,576.92	\$23,738.89	\$412,311.36	\$840,136.06
12	\$82,915.66	\$602.92		\$82,312.74	\$21,127.63	\$433,438.99	\$922,448.80
13	\$82,180.65	\$616.73		\$81,563.92	\$18,692.34	\$452,131.33	\$1,004,012.72
14	\$81,687.46	\$630.85		\$81,056.61	\$16,585.79	\$468,717.12	\$1,085,069.32
15	\$81,195.63	\$645.30		\$80,550.33	\$14,716.24	\$483,433.37	\$1,165,619.66
16	\$80,939.50	\$660.08		\$80,279.42	\$13,095.31	\$496,528.68	\$1,245,899.08
17	\$80,209.26	\$675.19		\$79,534.06	\$11,583.69	\$508,112.37	\$1,325,433.14
18	\$79,716.75	\$690.66		\$79,026.09	\$10,276.52	\$518,388.89	\$1,404,459.24
19	\$79,224.24	\$706.47		\$78,517.77	\$9,116.45	\$527,505.33	\$1,482,977.01
20	\$78,962.66	\$722.65		\$78,240.01	\$8,110.89	\$535,616.22	\$1,561,217.02
VAN		\$535,616.22	TASA SOCIAL DE DESCUENTO		12.00%		
TIR		89.92%	B/C		6.29		

Nota. Adaptación propia

Con este segundo escenario se obtuvo un VAN positivo equivalente a \$535,616.22 y un TIR de 89,92% siendo menor al COK. Por ende, en este escenario el proyecto es rentable. Además, de acuerdo con el resultado del B/C, por cada dólar invertido en la instalación fotovoltaica, la Universidad Técnica Estatal de Quevedo estaría ganando 5,29 USD.

Con respecto al periodo de recuperación de la inversión, esta se estaría recuperando en 1 año, 2 mes y 2 días.

4.5.2.4.3. Escenario 3

En este caso se plantea encontrar el costo del kWh para que la universidad gane solo la tasa de descuento y recupere los gastos del proyecto, esto se obtiene haciendo que el VAN sea igual a cero, mediante el uso de la Ecuación (89), obteniéndose la Ecuación (95), para el cálculo se considera la inversión e interés anual del 12% en un periodo de 20 años.

$$\begin{aligned}
 \text{VAN} &= -I_0 + \frac{F_1}{1+K} + \frac{F_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+K)^n} \\
 0 &= -I_0 + \frac{F_1}{1+K} + \frac{F_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+K)^n} \\
 0 &= -I_0 + \frac{(c)(E_1) - G_1}{1+K} + \frac{(c)(E_2) - G_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{(c)(E_n) - G_n}{(1+K)^n} \\
 -\frac{(c)(E_1)}{1+K} + \frac{(c)(E_2)}{(1+K)^2} + \dots + \frac{(c)(E_n)}{(1+K)^n} &= -I_0 - \left(\frac{G_1}{1+K} + \frac{G_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{G_n}{(1+K)^n} \right) \\
 c &= \frac{I_0 + \left(\frac{G_1}{1+K} + \frac{G_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{G_n}{(1+K)^n} \right)}{\frac{E_1}{1+K} + \frac{E_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{E_n}{(1+K)^n}} \quad (95)
 \end{aligned}$$

Siendo:

I_0 : Desembolso inicial de la inversión.

F_i : Flujo neto de caja (diferencia entre entradas y salidas monetarias con igual vencimiento) generado por la inversión en el periodo i ($i=1, \dots, n$).

K : Tasa de descuento seleccionada por la empresa para el descuento de los flujos.

E_n : Energía en el año n .

c : Costo de Energía donde se recuperan los gastos del proyecto (\$/kWh)

G_n : Gasto del año n

En la Tabla 4.32 se presentan los resultados del cálculo de costo de energía en donde se recuperan los gastos de energía del proyecto.

Tabla 4.32.*Costo de energía donde se recuperan los gastos del proyecto*

Periodo n	Energía (W)	Gasto anual G	$\frac{1}{(1+i)^n}$	$\frac{E}{(1+i)^n}$	$\frac{G}{(1+i)^n}$
1	130371	470.00	0.8929	116402.68	419.64
2	128601	480.76	0.7972	102519.93	383.26
3	127876	491.77	0.7118	91019.61	350.03
4	127526	503.03	0.6355	81045.08	319.69
5	126430	514.55	0.5674	71739.78	291.97
6	125706	526.34	0.5066	63686.57	266.66
7	124982	538.39	0.4523	56535.51	243.54
8	124624	550.72	0.4039	50333.54	222.43
9	123534	563.33	0.3606	44547.60	203.14
10	122814	576.23	0.3220	39542.82	185.53
11	122088	589.43	0.2875	35097.38	169.45
12	121720	602.92	0.2567	31242.49	154.76
13	120641	616.73	0.2292	27647.80	141.34
14	119917	630.85	0.2046	24537.39	129.09
15	119195	645.30	0.1827	21776.48	117.89
16	118819	660.08	0.1631	19381.95	107.67
17	117747	675.19	0.1456	17149.18	98.34
18	117024	690.66	0.1300	15217.75	89.81
19	116301	706.47	0.1161	13503.33	82.03
20	115917	722.65	0.1037	12016.74	74.91
Suma				934943.64	4051.18
Costo (\$/kWh)				0.10831389	

Nota. Adaptación propia

Una vez obtenido el costo de \$0.10831389 en donde el VAN es equivalente a cero, se realizó la evaluación financiera que se encuentra en la Tabla 4.33.

Tabla 4.33.*Evaluación financiera con un costo de 0.10831389 \$/kWh*

Periodo	Beneficios	Costo de mantenimiento	Inversiones	Flujo neto	Valor actual	Valor actual acumulado	Pendiente a recuperar
0	\$-		\$97,216.20	-\$97,216.20	\$(97,216.20)		\$(97,216.20)
1	\$14,120.99	\$470.00		\$13,650.99	\$12,188.38	\$(85,027.82)	\$(83,565.21)
2	\$13,929.27	\$480.76		\$13,448.51	\$10,721.07	\$(74,306.75)	\$(70,116.70)
3	\$13,850.75	\$491.77		\$13,358.97	\$9,508.65	\$(64,798.09)	\$(56,757.73)
4	\$13,812.84	\$503.03		\$13,309.80	\$8,458.62	\$(56,339.47)	\$(43,447.92)
5	\$13,694.13	\$514.55		\$13,179.57	\$7,478.44	\$(48,861.03)	\$(30,268.35)
6	\$13,615.71	\$526.34		\$13,089.37	\$6,631.48	\$(42,229.55)	\$(17,178.98)
7	\$13,537.29	\$538.39		\$12,998.90	\$5,880.04	\$(36,349.51)	\$(4,180.09)
8	\$13,498.51	\$550.72		\$12,947.79	\$5,229.40	\$(31,120.11)	\$8,767.71
9	\$13,380.45	\$563.33		\$12,817.12	\$4,621.98	\$(26,498.13)	\$21,584.82
10	\$13,302.46	\$576.23		\$12,726.23	\$4,097.51	\$(22,400.62)	\$34,311.06
11	\$13,223.83	\$589.43		\$12,634.40	\$3,632.09	\$(18,768.54)	\$46,945.46
12	\$13,183.97	\$602.92		\$12,581.04	\$3,229.24	\$(15,539.30)	\$59,526.50
13	\$13,067.10	\$616.73		\$12,450.37	\$2,853.30	\$(12,685.99)	\$71,976.86
14	\$12,988.68	\$630.85		\$12,357.82	\$2,528.66	\$(10,157.34)	\$84,334.69
15	\$12,910.47	\$645.30		\$12,265.17	\$2,240.80	\$(7,916.54)	\$96,599.86
16	\$12,869.75	\$660.08		\$12,209.67	\$1,991.66	\$(5,924.88)	\$108,809.53
17	\$12,753.64	\$675.19		\$12,078.44	\$1,759.16	\$(4,165.72)	\$120,887.97
18	\$12,675.33	\$690.66		\$11,984.67	\$1,558.48	\$(2,607.24)	\$132,872.64
19	\$12,597.01	\$706.47		\$11,890.54	\$1,380.57	\$(1,226.67)	\$144,763.18
20	\$12,555.42	\$722.65		\$11,832.77	\$1,226.67	\$0.00	\$156,595.95
VAN		\$0.00					12.00%
TIR		12.00%					1.00
				TASA SOCIAL DE DESCUENTO			
				B/C			

Nota. Adaptación propia

Con este tercer escenario se identifica que se requiere un costo de 0.10831389 \$/kWh para que el VAN del proyecto sea cero y que el TIR sea igual al COK. Por lo tanto, el proyecto solo gana el interés propuesto del 12%. De acuerdo a este resultado, la relación beneficio/costo, por cada dólar invertido en la instalación fotovoltaica, el plantel educativo no obtiene una ganancia superior a la tasa de descuento.

4.5.2.5. Análisis de costos

Con los resultados obtenidos de los tres escenarios que se muestran en la Tabla 4.34 se ha determinado que con el costo de \$0.065 kWh no es factible económicamente la implementación del sistema fotovoltaico, ya que no le estaría generando ahorro a la institución; para que esto sea posible el proyecto tendría que ser para un período superior de 20 años o que su costo en kWh sea superior.

Tabla 4.34.*Análisis de los escenarios (costos)*

Indicador	Escenario 1 0,065 \$/kWh	Escenario 2 0.6812 \$/kWh	Escenario 3 0.10831 \$/kWh
VAN	-\$ 31,823.46	\$535,616.22	\$0.00
TIR	6.25%	89.92%	12.00%
B/C	0.69	6.29	1.00
Payback	11 años, 5 meses y 6 días	1 año, 3 mes y 5 días	7 años, 7 meses y 28 días

Nota. Adaptación propia

Esto en efecto se demuestra al analizar el tercer escenario donde el proyecto tiene un TIR igual a la tasa de descuento (12%) con un costo de \$0.10831 kWh; es decir que siempre y cuando el costo en kWh sea superior al valor mencionado anteriormente el proyecto estaría generando ahorro para la entidad.

Tal como se presenta en el escenario dos, al considerar el valor más alto del pliego tarifario que es de \$0.6812 kWh, se obtiene un VAN positivo \$535,616.22, un TIR de 89.92% y un B/C de 6.29 considerándose factible al proyecto.

CONCLUSIONES

- La irradiancia solar y la temperatura son los principales factores meteorológicos que influyen en la generación de electricidad, y se ven afectados por la ubicación geográfica, la estación del año, la hora del día y las condiciones climáticas locales. Por lo tanto, es importante realizar un análisis detallado de la ubicación del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta las condiciones climáticas y de emplazamiento, para garantizar la eficiencia y rentabilidad del sistema.
- Mediante el análisis de las series temporales de irradiancia global horizontal locales e internacionales, se determinó que los datos del NREL son los más confiables para la evaluación de la zona de estudio. En primera instancia, debido a los bajos niveles de error de los estimadores tales como el *MSE* con 0.07 y el *RMSE* con 0.26, a diferencia de las métricas de la NASA donde se obtuvieron niveles de error altos correspondientes a 0.45 y 0.67. Además, tiene un coeficiente de correlación del 95% según su gran histórico correspondiente al periodo 1998-2020, resultando ser la irradiación global horizontal anual promedio de 1402.54 kWh/m² y 3.84 horas sol por día.
- Se estimó que la demanda de electricidad diaria, mensual y anual del edificio de la FCI es de 2600.66, 39226.65 y 470719.82 kWh en base al levantamiento de información en campo, las cargas eléctricas y sus horas de uso durante un día de acuerdo con el calendario académico-laboral que es de 7:30 AM a 17:30 PM.
- La irradiación solar global estimada en el plano inclinado con una orientación 4°N y 184°N mediante procedimiento de cálculo propuesto es de 3.48 kWh/m²/día es decir 1270.2 kWh/m² para ambos lados de la cubierta de la FCI,

siendo julio el peor mes y marzo el mejor mes, además estos resultados se validaron con PVSyst 7.2, siendo las métricas de error mínimas y demostrándose una fuerte correlación con un valor de 0.949.

- La implementación de un SFV con conexión a la red en la FCI de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo es técnicamente factible con un diseño con 224 módulos fotovoltaicos alcanzando una potencia de generación en corriente continua de 122.08 kWp con 4 inversores de 25 kW conectados en paralelo, estimándose una producción de electricidad al año de 131.56 MWh que permite cubrir un 27.94% de la demanda de electricidad estimada para el edificio. Además, el sistema fotovoltaico tiene un impacto ambiental significativo, ya que se estima una reducción de 37.07 tCO₂/año, lo que contribuye de manera importante al cuidado del medio ambiente. Desde el punto de vista financiero se analizaron tres escenarios donde se determinó que el proyecto es económicamente factible siempre y cuando el costo por kWh sea mayor a \$0.10831. El escenario más optimista se determinó considerando el costo de la tarifa residencial correspondiente al pliego tarifario 2022 que es de 0,6812 USD/kWh, donde se obtuvo un TIR de 89,92%, un VAN de \$535,616.22 USD, cuya relación beneficio costo (B/C) es de 6,29 siendo que por cada dólar invertido se tendrá una ganancia de \$5,29 USD, además de que el capital invertido sería recuperado en un período de 1 año, 3 mes y 5 días.

RECOMENDACIONES

- Para analizar las variables meteorológicas en la zona de estudio se puede utilizar una estación solar local o recopilar datos de estaciones cercanas. A su vez, se puede considerar el uso de bases de datos de fuentes confiables como el NREL, NASA o PVGIS que proporcionan información meteorológica útil para el análisis de proyectos solares.
- Realizar un análisis exploratorio de los datos sin procesar para estimar la irradiación solar anual de manera precisa permitiendo detectar cualquier anomalía, facilitando la toma de decisiones para corregir o eliminar los errores en los datos.
- Colocar un medidor de energía o un analizador de redes que permita registrar la energía y demanda consumida por el edificio durante un período de 1 a 2 años para identificar los horarios de mayor y menor consumo ya que dicha información es de gran relevancia para estudios posteriores.
- Para la estimación de la energía en el plano inclinado se puede utilizar métodos o algoritmos de diversos autores a partir de fuentes de datos de irradiación diaria e intradiaria. También emplear programas o paquetes informáticos gratuitos como “solaR” para R o comerciales como PVSyst, Homer Pro y RETScreen Expert que aumentan la confiabilidad de la estimación.
- Resulta beneficioso que el gobierno ofrezca incentivos económicos o que la institución busque apoyo financiero externo interesado en el cambio climático mediante proyectos relacionados con energías renovables para evitar que los sistemas fotovoltaicos resulten muy costosos y carezcan de validez para una inversión. De lo contrario, se dificulta la viabilidad económica de los proyectos de energía solar y se limita su expansión.

BIBLIOGRAFÍA

- Abou, Y., & Hossain, E. (2022). *Photovoltaic Systems: Fundamentals and Applications*. Springer International Publishing.
<https://doi.org/10.1007/978-3-030-89780-2>
- Aktas, A., & Kirçiçek, Y. (2021). *Solar Hybrid Systems: Design and Application*. Academic Press.
- Aktaş, A., & Kirçiçek, Y. (2021). *Solar hybrid systems: Design and application [Sistemas solares híbridos: diseño y aplicación]*. Academic Press.
- Alonzo Delgado, L. M. (2022). *Formulación y evaluación de factibilidad para un proyecto de captación de agua pluvial en la Facultad de Ingeniería, USAC*. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Apeh, O. O., Overen, O. K., & Meyer, E. L. (2021). Monthly, seasonal and yearly assessments of global solar radiation, clearness index and diffuse fractions in Alice, South Africa [Evaluaciones mensuales, estacionales y anuales de la radiación solar global, el índice de claridad y las fracciones difusas en Alice, Sudáfrica]. *Sustainability*, 13(4), 2135.
<https://doi.org/10.3390/su13042135>
- Arango Vélez, C. E., Martínez Monterrosa, J. J., & Arias García, P. A. (2016). *Estudio de Factibilidad para la Creación de una Empresa de Asesorías y Consultoría Enfocada en Buenas Prácticas de Manufactura (BPM) para Micro y Pequeñas Empresas Productoras de Alimentos y Bebidas en Medellín y el Valle de Aburrá*. Posgrado.
- Resolución Nro. Arcernnr-013/2021: Marco Normativo De La Generación Distribuida Para Autoabastecimiento De Consumidores Regulados De Energía Eléctrica, 39 (2021).

- https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf
- Resolución NRO. ARCERNNR- 009/22: Pliego tarifario del servicio publica, 39 (2022). https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Pliego-Tarifario-Servicio-Publico-de-Energia-Electrica_-Ano-2022.pdf
- Bayod Rujula, A. A. (2009). *Energias renovables: Sistemas fotovoltaicos*. Prensas de la Universidad de Zaragoza. <https://elibro.net/es/lc/ucsg/titulos/41940>
- Borges Vasconcellos, D., Pérez Abril, I., & León Martínez, V. (2012). Modelación de los efectos de la compensación de potencia reactiva en sistemas de suministro eléctrico. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 20(2), 160-169.
- Boxwell, M. (2017). *The Solar Electricity Handbook-2017 Edition: A simple, practical guide to solar energy—designing and installing solar photovoltaic systems*. Greenstream Publishing.
- Cárdenas Ovalle, R. A. (2020). Demanda de electricidad residencial: Una perspectiva de regresión cuantílica. *Ensayos. Revista de economía*, 39(1), 87-114.
- Carlos Tobajas, M. (2014). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Cano Pina. <https://elibro.net/es/lc/unir/titulos/43053>
- CENACE. (2021). *Informe anual CENACE* (p. 96). <http://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/07/INFORME-ANUAL-CENACE-2021-PARTE-1.pdf>

- Chwieduk, D. (2014a). *Solar energy in buildings: Thermal balance for efficient heating and cooling*. Elsevier.
- Chwieduk, D. (2014b). *Solar energy in buildings: Thermal balance for efficient heating and cooling [Energía solar en los edificios: balance térmico para una calefacción y refrigeración eficientes]* (First edition). Elsevier, AP.
- Clavijo Galvis, F. S., & Pinto Pérez, C. A. (2021). Implementación de métodos de predicción de radiación solar para una zona particular de la geografía colombiana. *Universidad Distrital Francisco José de Caldas Facultad de Ingeniería*.
- Corea, F. V. G. (2014). *Predicción espacio-temporal de la irradiancia solar global a corto plazo en España mediante geoestadística y redes neuronales artificiales*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Galdiano Hernández, M. (2011). *Aprovechamiento de energías renovables*. Editorial ICB.
- Galdiano Hernandez, M. (2011). *Aprovechamiento de energías renovables*. Editorial ICB. <https://elibro.net/es/lc/ucsg/titulos/59559>
- Gargaud, M., Amils, R., Quintanilla, J. C., Cleaves, H. J., Irvine, W. M., Pinti, D. L., & Viso, M. (Eds.). (2011). *Encyclopedia of Astrobiology*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-11274-4>
- Giler-Sarmiento, J. A., & Sandoya-Sánchez, F. F. (2022). Análisis sobre un modelo matemático aplicado al reparto óptimo de carga eléctrica. *REVISTA CIENTÍFICA MULTIDISCIPLINARIA ARBITRADA YACHASUN-ISSN: 2697-3456*, 6(11 Ed. esp), 34-70.
- Haberlin, H. (2012). *Photovoltaics: System design and practice*. John Wiley & Sons Ltd.

- IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. (2018). *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, 1-138. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- Jutglar Banyeres, L. (2012). *Generación de energía solar fotovoltaica* (Primera edición). Marcombo.
- Khatib, T., & Elmenreich, W. (2016). *Modeling of photovoltaic systems using Matlab: Simplified green codes*. John Wiley & Sons.
- Kipp & Zonen. (s. f.-a). *CHP 1 pirheliómetro—Kipp & Zonen*. Recuperado 22 de noviembre de 2021, de <https://www.kippzonen.es/Product/224/CHP1-Pirheliometro>
- Kipp & Zonen. (s. f.-b). *CMP10 secondary standard pyranometer, CMP10 Piranómetro—Kipp & Zonen*. Recuperado 22 de noviembre de 2021, de <https://www.kippzonen.es/Product/279/CMP10-Piranometro>
- Lenin Haro Estrella. (2021). *FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR – INFORME 2021* (p. 19). CENACE. <http://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/12/Informe-Factor-de-CO2-2021.pdf>
- Luque, A., & Hegedus, S. (Eds.). (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering* (2nd ed). Wiley.
- Marcillo, J. L. M., & Fuentes, F. F. C. (2016). Determinación de áreas óptimas para instalaciones de energía solar y eólica en Quevedo, provincia de Los Ríos, aplicando sistemas de información geográfica. *RIAT: Revista Interamericana de Medioambiente y Turismo*, 12(2), 129-138. <https://riat.utralca.cl/index.php/test/article/download/351/439>

- Marino, M. D., Arango, A., Lotero, L., & Jiménez, M. (2021). Modelos de series temporales para pronóstico de la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras en Colombia. *Revista EIA*, 18(35), 77-99.
- Martín Valmayor, M. Á. (2019). *Formulación y evaluación de proyectos* (Segunda edición). Universidad Francisco de Vitoria.
- Martínez, M. P., Gálvez, I. B. N., & Guardarama, J. R. (2023). Estudio para la actualización del coeficiente de demanda para instalaciones hoteleras. *Pedagogía Profesional*.
- Mascarós Mateo, V. (2016). *Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas* (1ª ed). Paraninfo.
- Mertens, K. (2018a). *Photovoltaics: Fundamentals, Technology, and Practice* (2nd ed). John Wiley & Sons, Incorporated.
- Mertens, K. (2018b). *Photovoltaics: Fundamentals, technology, and practice*. John Wiley & Sons.
- Mertens, K. (2018c). *Photovoltaics: Fundamentals, technology, and practice*. John Wiley & Sons.
- Mosquera Palacios, O. F. (2017). *Evaluación del potencial solar fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en la unidad educativa Juan Abel Echeverría de la ciudad de Latacunga, provincia de Cotopaxi. Propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico autosustentable*. Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC).
- NASA. (s. f.). *NASA POWER*. Prediction Of Worldwide Energy Resources. <https://power.larc.nasa.gov/>
- NREL. (s. f.). *National Solar Radiation Database*. NSRDB. <https://nsrdb.nrel.gov/>

- Ordoñez, F., & Vaca, D. (2020). *Mapa solar del Ecuador 2019*.
https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf
- Pareja, M. (2010). Radiación solar y su aprovechamiento energético. *Marcombo SA, Barcelona España*.
- Pavlovic, T. (Ed.). (2020). *The Sun and Photovoltaic Technologies*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-22403-5>
- Peña Ortiz, P. A., & Pinos Vergara, F. S. (2014). *Parametrización de los sistemas eléctricos fotovoltaicos basados en las condiciones climáticas de la ciudad de Cuenca, aplicados en la Universidad Politécnica Salesiana*.
- Perpiñán Lamigueiro, O. (2012). SolaR: solar radiation and photovoltaic systems with R. *Journal of Statistical Software*, 50(9), 1-32.
- Perpiñán, O. (2020). *Energía solar fotovoltaica*.
<https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
- Pesantez Erazo, A. A. (2017). *Evaluación del potencial energético solar en la zona de la ciudadela la paz en el cantón Riobamba de la provincia de Chimborazo para el año 2016. Propuesta de diseño de un sistema de generación de energía solar fotovoltaico conectado a la red*. Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC).
- Rafferty, G. (2021). *Forecasting Time Series Data with Facebook Prophet: Build, improve, and optimize time series forecasting models using the advanced forecasting tool*. Packt Publishing Ltd.
- Ray, P. K., Subudhi, B., Putrus, G., Marzband, M., & Ali, Z. (2022). Forecasting of global solar insolation using ensemble Kalman filter based clearness index model [Previsión de la insolación solar global mediante un modelo

de índice de claridad basado en el filtro de Kalman]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems (JPES)*, 8(4).

<https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.06230>

Romero Rodríguez, J. M. (2020). *Modelo para predicción de potencia de paneles fotovoltaicos utilizando técnicas de clasificación no supervisada y redes neuronales artificiales*.

Santamaría, G., & Castejón, A. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*.

Editorial Editex. <https://books.google.com/sv/books?id=ayq8AwAAQBAJ>

Solar Energy Technologies Office. (s. f.). *Solar Radiation Basics*. Energy.Gov.

Recuperado 13 de octubre de 2022, de

<https://www.energy.gov/eere/solar/solar-radiation-basics>

Sonnenenergie, D. G. für. (2013). *Planning and installing photovoltaic systems: A guide for installers, architects and engineers*. Routledge.

Tobajas Vazquez, C. (2018). *Energía solar fotovoltaica*. Cano Pina.

<https://elibro.net/es/lc/ucsg/titulos/45047>

Traverso Casado, M. del P. (2022). *Estudio de viabilidad económica de autoconsumo eólico en una vivienda*.

Velasco, J. G. (2012). *Energías renovables*. Reverte.

Vergara-Barrios, P. P., Rey-López, J. M., Osma-Pinto, G. A., & Ordóñez-Plata,

G. (2014). Evaluación del potencial solar y eólico del campus centra de la

Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga,

Colombia. *Revista UIS ingenierias*, 13(2), 49-57.

White, S. (2018). *Solar Photovoltaic Basics: A Study Guide for the NABCEP Associate Exam*. Routledge.

Yebra Moron, J. A. (2009). *Sistemas electricos de distribucion*. Editorial Reverte.

<https://elibro.net/es/lc/ucsg/titulos/183530>

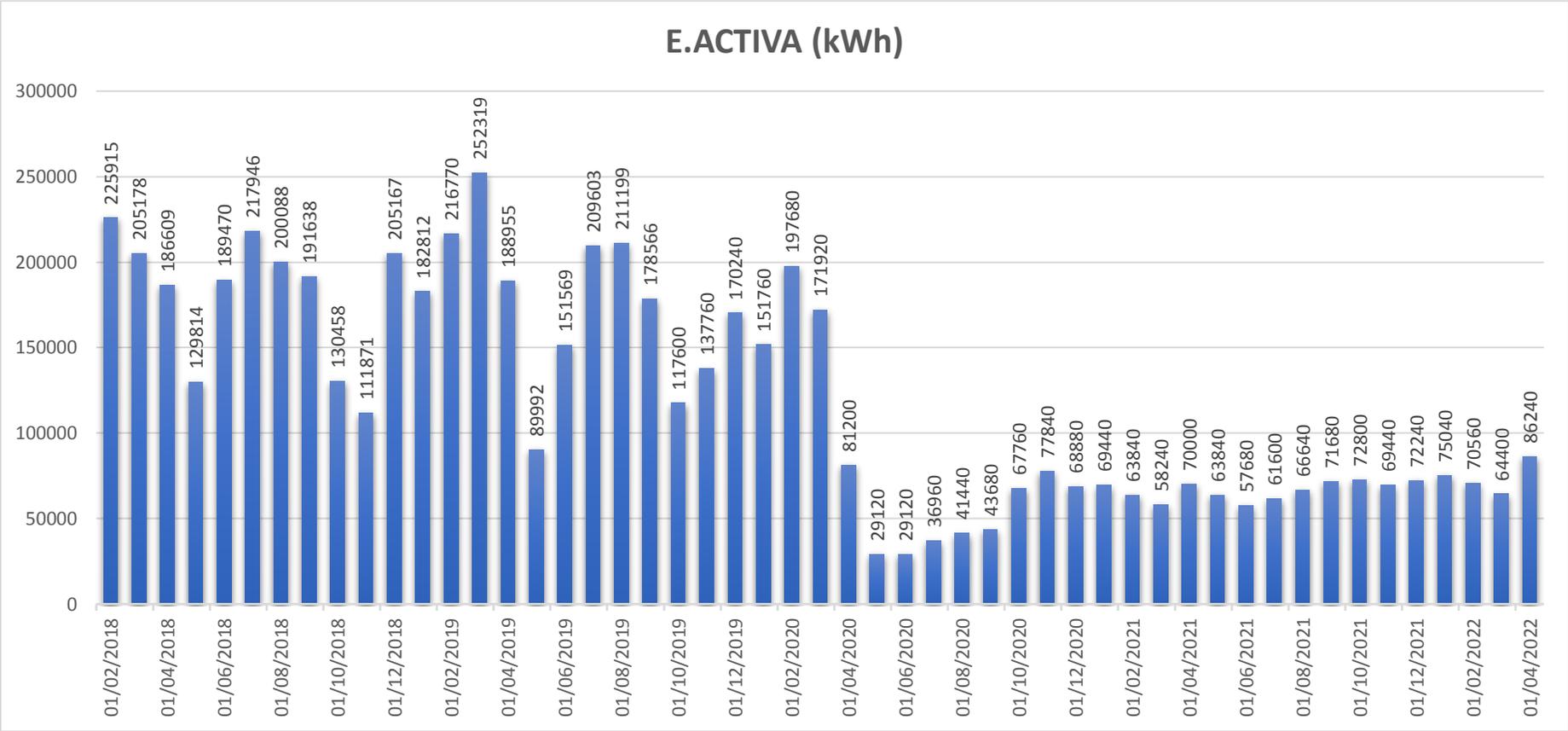
APÉNDICES

APÉNDICE A.

Consumo Eléctrico en kWh del campus Central de la UTEQ

APÉNDICE A

Consumo Mensual en KWh de la UTEQ desde febrero del año 2018 hasta marzo del año 2022

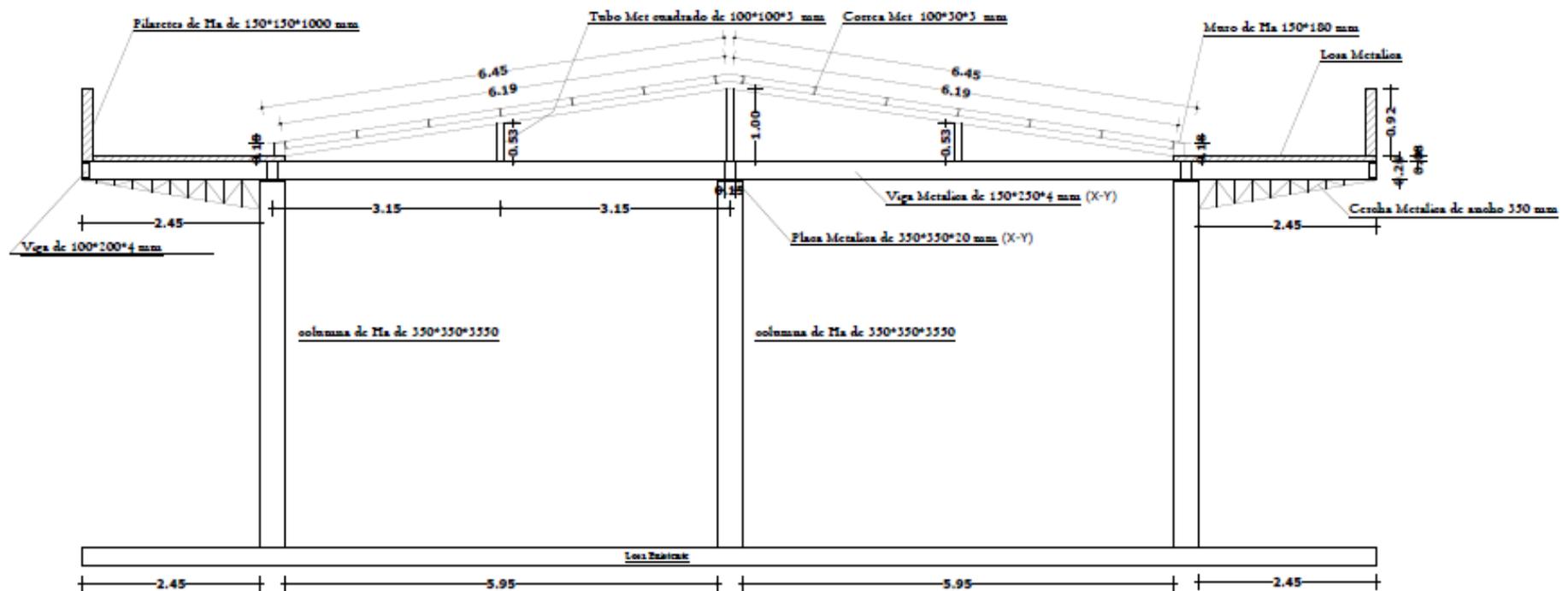


APÉNDICE B.

Planos de la cubierta del edificio

APÉNDICE B1

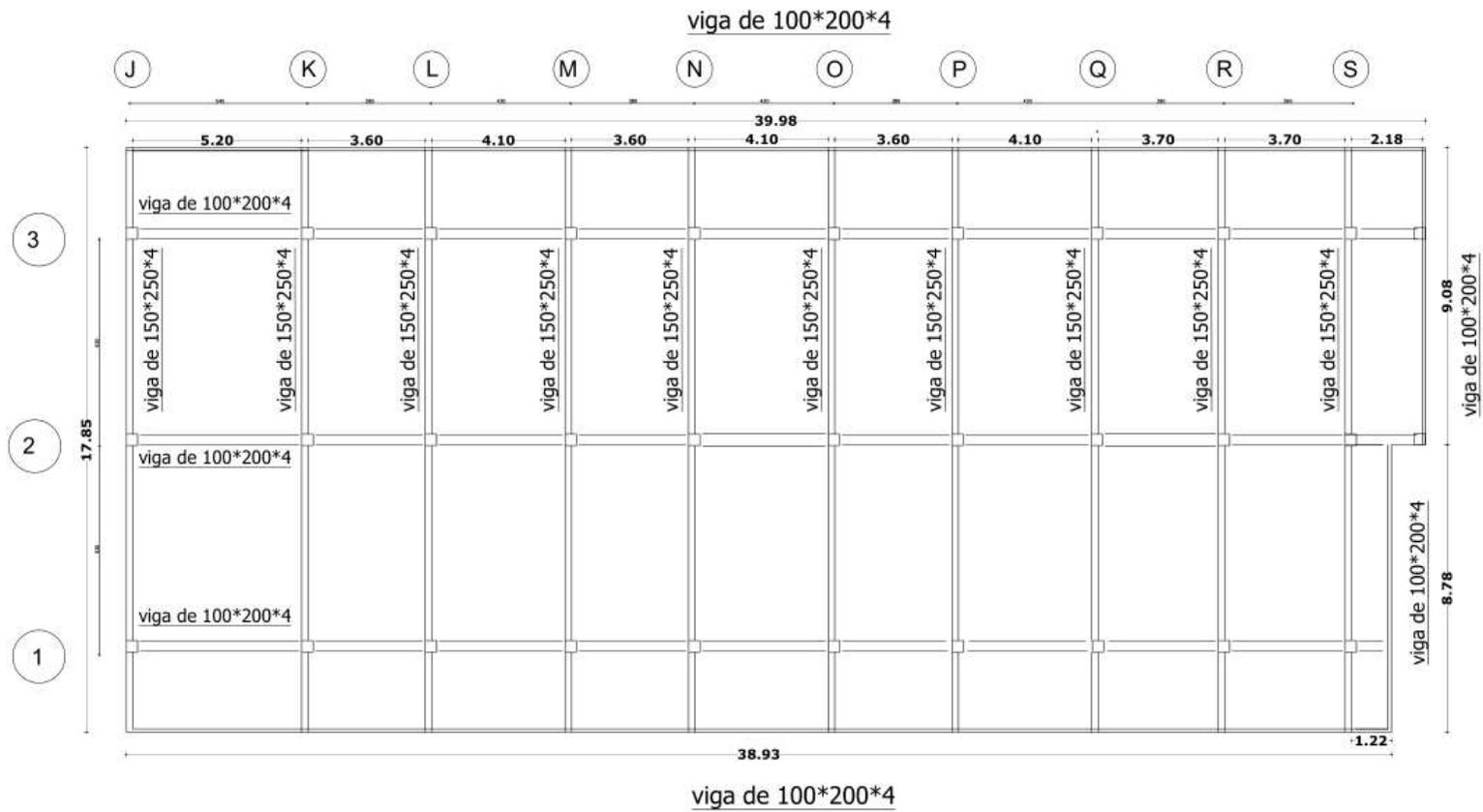
Detalle de cubierta tipo Galvalume e 0.4



Detalle de Cubierta Tipo Galvalumen e 0.4

APÉNDICE B3

Detalle de cubierta tipo Galvalume e 0.4 Bloque #2



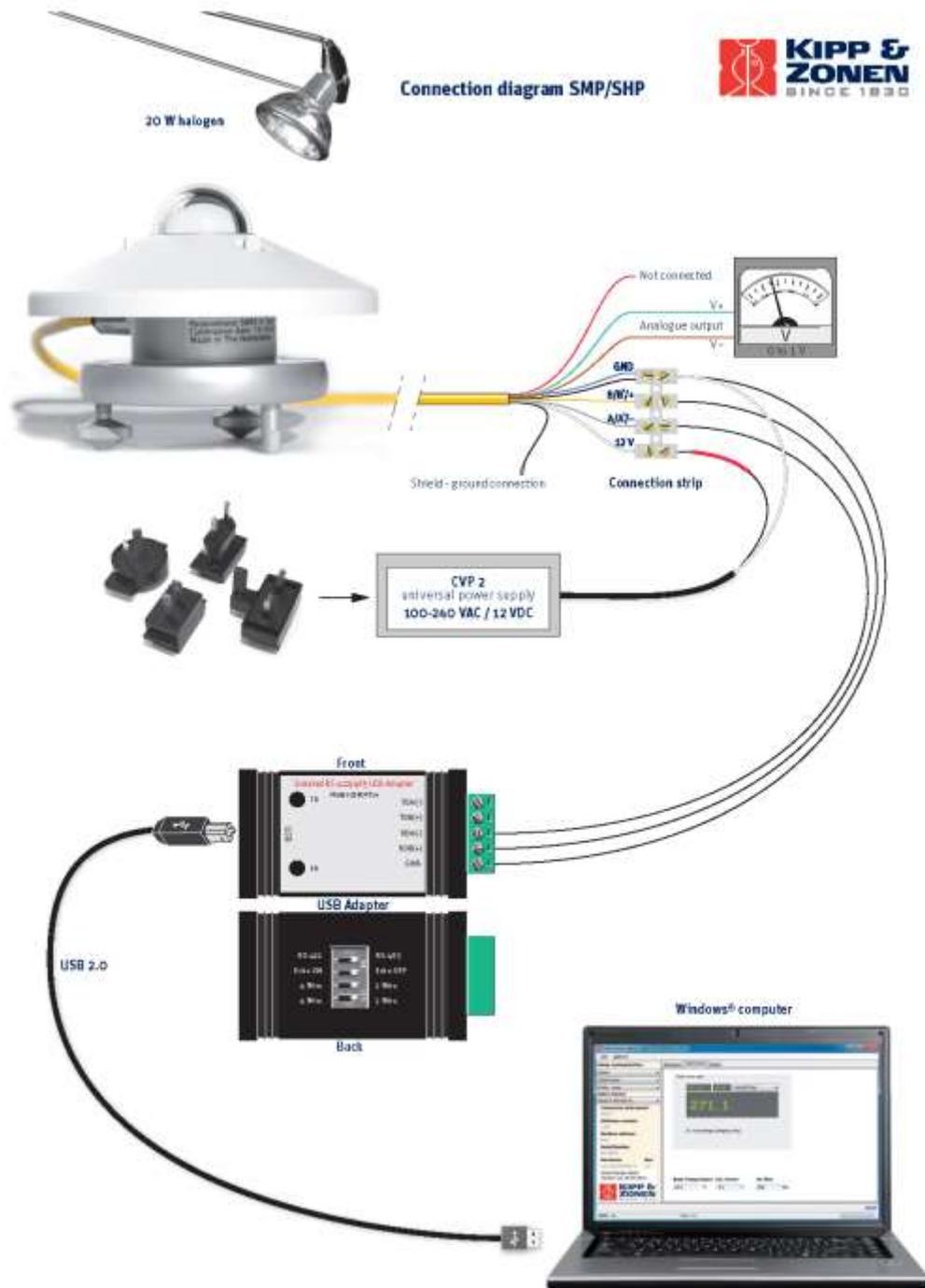
ACERO ESTRUCTURAL A36 EN VIGAS BLOQUE # 2

APÉNDICE C.

Adquisición de Datos de irradiancia y temperatura

APÉNDICE C1

Diagrama de conexión de piranómetro SMP/SHP



APÉNDICE C2

Muestra de datos obtenidos del Datalogger

Channels	#	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.2	Ch.2	Ch.2	Ch.2
Date	Time	#Samples	Status	Radiation	Temperature	#Samples	Status	Radiation	Temperature
			Flags	I (W/m2)	T (K)		Flags	I (W/m2)	T (K)
2019-02-01	12:00:01	1		895	306.55	1		547	306.65
2019-02-01	12:00:02	1		903	306.55	1		548	306.65
2019-02-01	12:00:03	1		901	306.55	1		550	306.65
2019-02-01	12:00:04	1		872	306.55	1		546	306.65
2019-02-01	12:00:05	1		847	306.55	1		541	306.65
2019-02-01	12:00:06	1		833	306.55	1		539	306.65
2019-02-01	12:00:07	1		841	306.55	1		540	306.65
2019-02-01	12:00:08	1		873	306.55	1		545	306.65
2019-02-01	12:00:09	1		916	306.55	1		553	306.65
2019-02-01	12:00:10	1		944	306.55	1		560	306.65
2019-02-01	12:00:11	1		948	306.55	1		563	306.65
2019-02-01	12:00:12	1		932	306.65	1		561	306.65
2019-02-01	12:00:13	1		913	306.55	1		558	306.65
2019-02-01	12:00:14	1		888	306.65	1		555	306.65
2019-02-01	12:00:15	1		848	306.65	1		548	306.65
2019-02-01	12:00:16	1		789	306.65	1		538	306.65
2019-02-01	12:00:17	1		745	306.65	1		529	306.65
2019-02-01	12:00:18	1		718	306.55	1		523	306.65
2019-02-01	12:00:19	1		693	306.65	1		519	306.65
2019-02-01	12:00:20	1		672	306.65	1		515	306.65
2019-02-01	12:00:21	1		650	306.65	1		511	306.75
2019-02-01	12:00:22	1		630	306.65	1		506	306.75
2019-02-01	12:00:23	1		626	306.65	1		504	306.75
2019-02-01	12:00:24	1		625	306.65	1		504	306.75
2019-02-01	12:00:25	1		615	306.55	1		502	306.75
2019-02-01	12:00:26	1		593	306.65	1		497	306.75
2019-02-01	12:00:27	1		571	306.65	1		491	306.75
2019-02-01	12:00:28	1		556	306.65	1		486	306.75
2019-02-01	12:00:29	1		545	306.65	1		481	306.75
2019-02-01	12:00:30	1		534	306.65	1		477	306.75
2019-02-01	12:00:31	1		526	306.55	1		474	306.75
2019-02-01	12:00:32	1		520	306.65	1		470	306.75
2019-02-01	12:00:33	1		515	306.65	1		467	306.75
2019-02-01	12:00:34	1		511	306.55	1		464	306.75
2019-02-01	12:00:35	1		507	306.55	1		461	306.75
2019-02-01	12:00:36	1		504	306.65	1		459	306.75
2019-02-01	12:00:37	1		501	306.55	1		456	306.75

Channels	#	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.1	Ch.2	Ch.2	Ch.2	Ch.2
Date	Time	#Samples	Status	Radiation	Temperature	#Samples	Status	Radiation	Temperature
			Flags	I (W/m2)	T (K)		Flags	I (W/m2)	T (K)
2019-02-01	12:00:38	1		498	306.65	1		454	306.75
2019-02-01	12:00:39	1		496	306.55	1		452	306.75
2019-02-01	12:00:40	1		493	306.55	1		449	306.75
2019-02-01	12:00:41	1		491	306.55	1		447	306.75
2019-02-01	12:00:42	1		489	306.55	1		446	306.75
2019-02-01	12:00:43	1		488	306.55	1		444	306.75
2019-02-01	12:00:44	1		486	306.55	1		443	306.75
2019-02-01	12:00:45	1		485	306.55	1		441	306.75
2019-02-01	12:00:46	1		483	306.55	1		440	306.75
2019-02-01	12:00:47	1		482	306.55	1		439	306.75
2019-02-01	12:00:48	1		481	306.55	1		437	306.75
2019-02-01	12:00:49	1		480	306.55	1		436	306.75
2019-02-01	12:00:50	1		478	306.55	1		435	306.75
2019-02-01	12:00:51	1		477	306.65	1		434	306.75
2019-02-01	12:00:52	1		476	306.55	1		433	306.75
2019-02-01	12:00:53	1		475	306.55	1		432	306.75
2019-02-01	12:00:54	1		474	306.55	1		431	306.75
2019-02-01	12:00:55	1		473	306.55	1		430	306.75
2019-02-01	12:00:56	1		472	306.65	1		430	306.75
2019-02-01	12:00:57	1		471	306.65	1		429	306.75
2019-02-01	12:00:58	1		470	306.55	1		428	306.75
2019-02-01	12:00:59	1		468	306.55	1		427	306.75

APÉNDICE D.

Levantamiento de consumos eléctricos del edificio del estudio

APÉNDICE D1

Levantamiento de información de cargas eléctricas en la planta baja.

PLANTA BAJA					
SECCIONES DEL EDIFICIO/ CARGAS ELÉCTRICAS	Voltaje (V)	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso día	Wh día
AULA 001					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	2091	1	10	20910
AULA 002					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
AULA 003					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
AULA 004					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	2091	1	10	20910
AULA 005					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800

LABORATORIO DE ELECTRICIDAD Y ELECTRÓNICA					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
COMPUTADORAS	110	90	28	4	10080
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
LABORATORIO DE TERMOLOGÍA					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
LABORATORIO DE MECÁNICA					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
COORDINACIÓN DE ING. AGRO-INDUSTRIAL					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
COORDINACIÓN DE ING. MECANICA					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800
BAR					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	10	33800

CUARTO DE VIGILANCIA					
LUCES LED	110	96	2	10	1920
OJO DE BUEY	110	13	1	5	65
COMPUTADORA	110	90	7	5	3150
AIRE ACONDICIONADO	220	2100	1	10	21000
AUDITORIO CAP 200 PERSONAS					
AMPLIFICADOR 700 W	110	700	2	2	2800
AMPLIFICADOR 150 W	110	150	2	2	600
AIRE ACONDICIONADO	220	3505	1	10	35050

APÉNDICE D2

Levantamiento de información de cargas eléctricas en el primer piso.

PRIMER PISO					
SECCIONES DEL EDIFICIO/ CARGAS ELÉCTRICAS	Voltaje (V)	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso día	Wh día
AULA 101					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	10	21800
AULA 102					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	10	21800
AULA 103					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 104					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 105					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380

AULA 106					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 107					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	10	21800
AULA 108					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	10	21800
AULA 109					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 110					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 111					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100

AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 112					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 113					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 114					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 115					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
AULA 116					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	10	36380
CUARTO DE VIGILANCIA					
LUCES LED	110	96	2	10	1920
OJO DE BUEY	110	13	1	5	65
COMPUTADORA	110	90	7	5	3150

AIRE ACONDICIONADO	220	2100	1	10	21000
BAÑO HOMBRE					
SECADORA DE MANOS	110	1500	1	1	1500
LUCES LED	110	96	2	2	384
BAÑO MUJER					
SECADORA DE MANOS	110	1500	1	1	1500
LUCES LED	110	96	2	2	384

APÉNDICE D3

Levantamiento de información de cargas eléctricas en el segundo piso

Segundo PISO					
SECCIONES DEL EDIFICIO/ CARGAS ELÉCTRICAS	Voltaje (V)	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso día	Wh día
AULA 201					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 202					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 203					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 204					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 205					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770

AULA 206					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 207					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 208					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 209					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 210					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 211					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770

AULA 212					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 213					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 214					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 215					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
AULA 216					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	10	32770
CUARTO DE VIGILANCIA					
LUCES LED	110	96	2	10	1920
OJO DE BUEY	110	13	1	5	65
COMPUTADORA	110	90	7	5	3150
AIRE ACONDICIONADO	220	2100	2	10	42000
BAÑO HOMBRE					
SECADORA DE MANOS	110	1500	1	1	1500

LUCES LED	110	96	2	2	384
BAÑO MUJER					
SECADORA DE MANOS	110	1500	1	1	1500
LUCES LED	110	96	2	2	384

APÉNDICE D4

Levantamiento de información de cargas eléctricas en el tercer piso.

Tercer PISO					
SECCIONES DEL EDIFICIO/ CARGAS ELÉCTRICAS	Voltaje (V)	Potencia (W)	Cantidad	Tiempo de uso día	Wh día
AULA 301					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 302					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 303					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 304					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 305					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600

AULA 306					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 307					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 308					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 309					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 310					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 311					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600

AULA 312					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 313					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 314					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 315					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
AULA 316					
LUCES LED	110	96	6	10	5760
PROYECTOR	110	283	1	8	2264
LAPTOPS	110	90	7	5	3150
CARGADOR DE CELULAR	110	5	5	4	100
AIRE ACONDICIONADO	220	3960	1	10	39600
CUARTO DE VIGILANCIA					
LUCES LED	110	96	2	10	1920
OJO DE BUEY	110	13	1	5	65
COMPUTADORA	110	90	7	5	3150
AIRE ACONDICIONADO	220	2100	2	10	42000
BAÑO HOMBRE					
SECADORA DE MANOS	110	1500	1	1	1500

LUCES LED	110	96	2	2	384
BAÑO MUJER					
SECADORA DE MANOS	110	1500	1	1	1500
LUCES LED	110	96	2	2	384

APÉNDICE C5

Acceso a información complementaria del SERCOP usada para el levantamiento de las cargas.

CÓDIGO DEL PROCESO	TIPO DEL PROCESO	LINK
COTO-UTEQ-04-2012	TERMINACIÓN DE LA PLANTA BAJA DEL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA	https://bit.ly/3VhGYGH
COTO-UTEQ-01-2013	CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA ALTA DEL EDIFICIO DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA ESTATAL DE QUEVEDO	https://bit.ly/41IDGyy

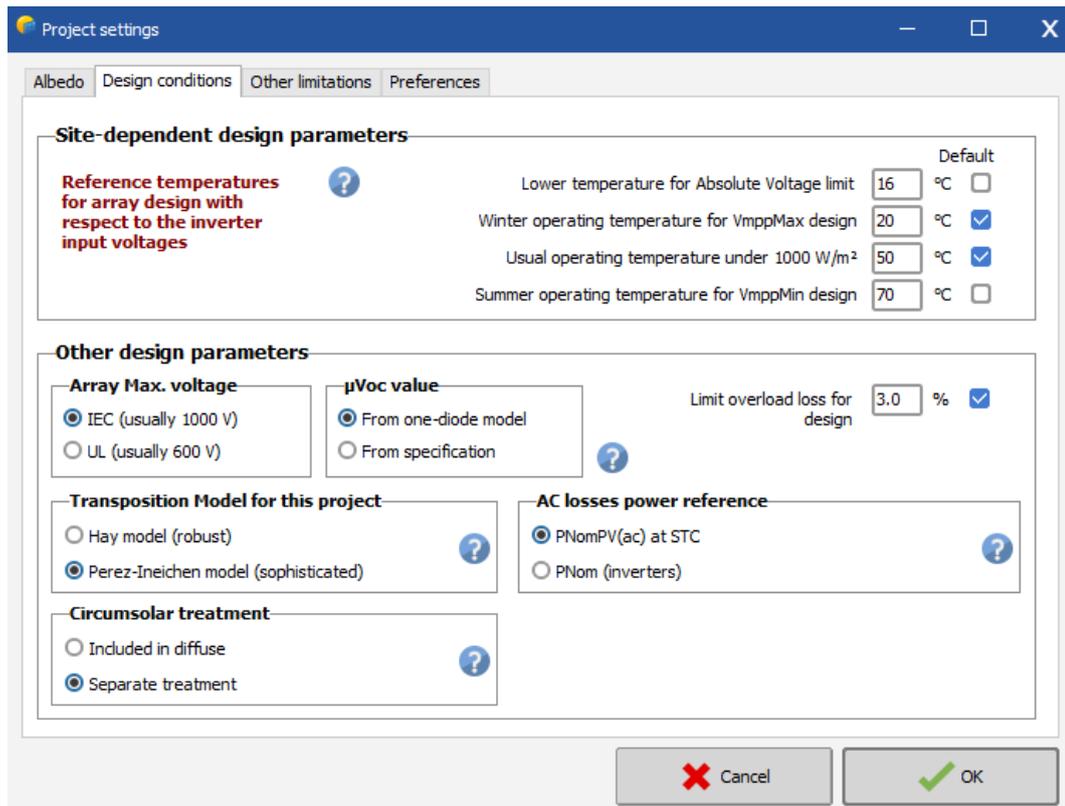
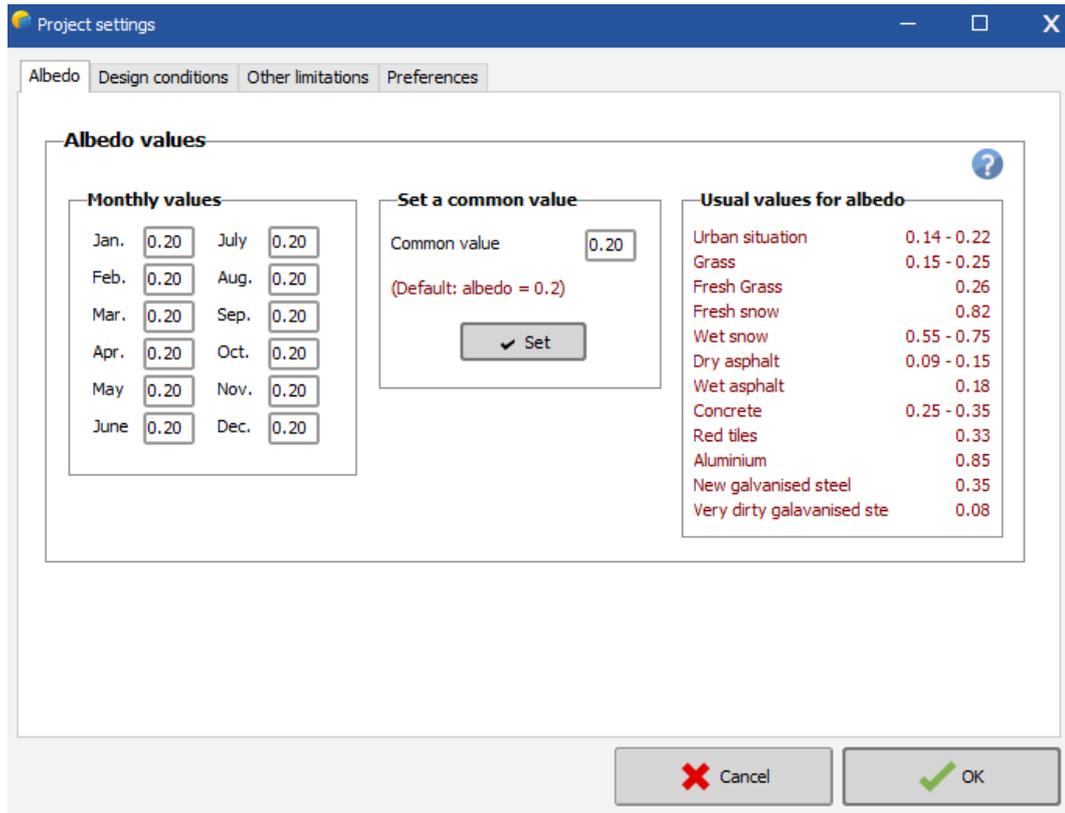
CÓDIGO DEL PROCESO	TIPO DEL PROCESO	LINK
COTO-UTEQ-01-2016	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA PLANTA ALTA DEL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍAS	https://bit.ly/3naIKg4
COTO-UTEQ-02-2018	CONSTRUCCIÓN DE LA TERCERA PLANTA ALTA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA ESTATAL DE QUEVEDO	https://bit.ly/3nndFsd

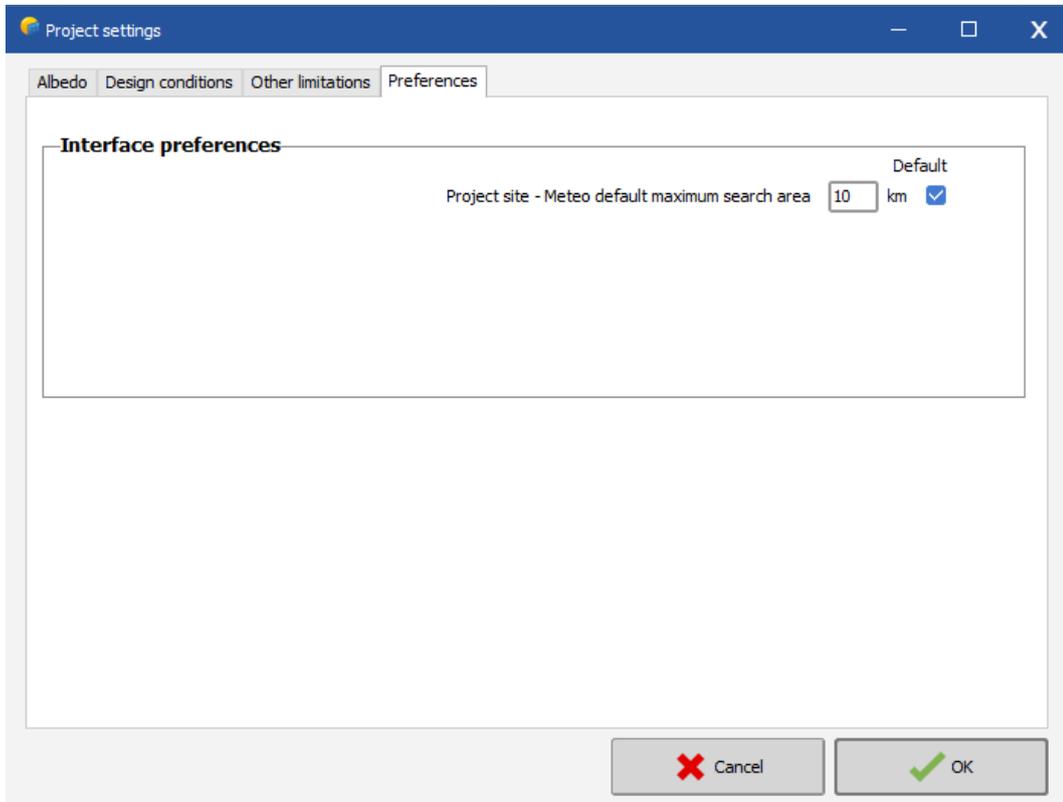
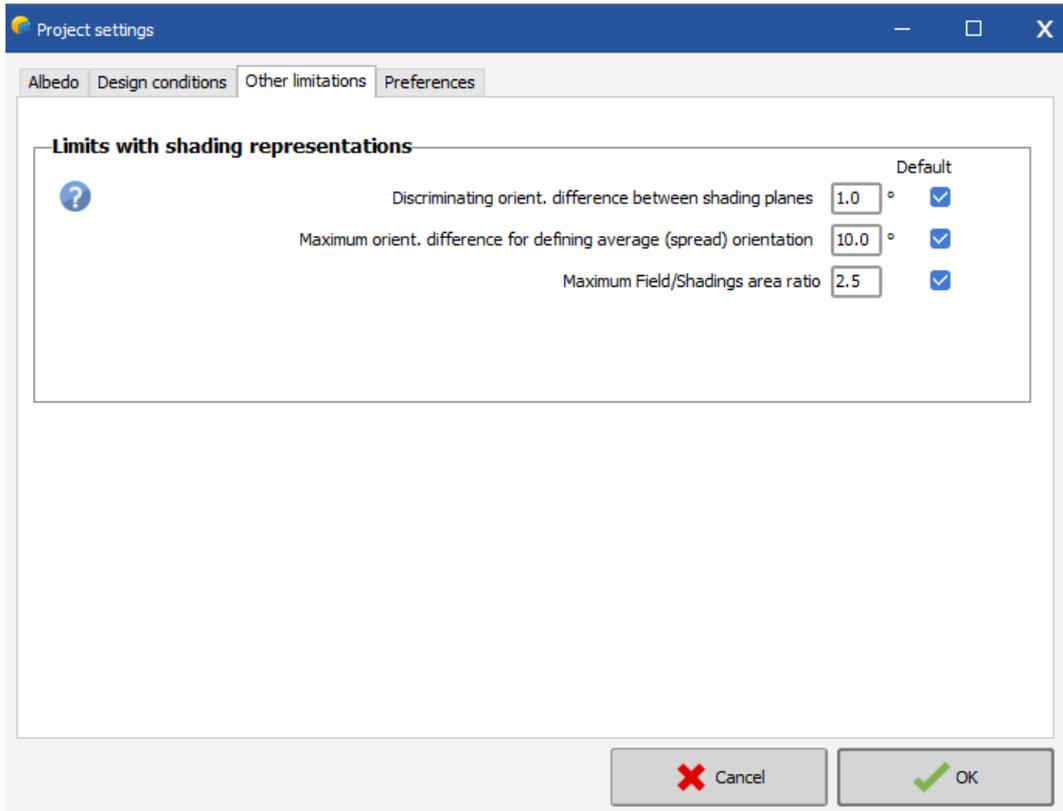
APÉNDICE E.

Simulación en PVSyst de Sistema Fotovoltaico en FCI

APÉNDICE E1

Configuración general del proyecto





APÉNDICE E2

Informe PVsyst 7.2 sistema de 50 kW de 2 inversores de 25 kW orientación 4°N



Versión 7.2.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para UTEQ-FCI-Campus Central

Orientación 4°N

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 61.0 kWp

QUEVEDO - Ecuador

Ing. Cristopher Salazar
Quevedo
Ecuador
cris_est@hotmail.es



PVsyst V7.2.8

VCB, Fecha de simulación:
28/04/23 17:54
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4°N

Cristopher Salazar

Resumen del proyecto

Sitio geográfico QUEVEDO Ecuador	Situación Latitud -1.01 °S Longitud -79.47 °W Altitud 74 m Zona horaria UTC-5	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo QUEVEDO NREL - Simético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 9 / -4 °	Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga limitada (red)
Información del sistema		
Conjunto FV	Inversores	
Núm. de módulos 112 unidades	Núm. de unidades 2 unidades	
Pnom total 61.0 kWp	Pnom total 50.0 kWca	
	Proporción Pnom 1.221	

Resumen de resultados

Energía producida 69.52 MWh/año	Producción específica 1.139 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 81.80 %
---------------------------------	---	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Balace de emisiones de CO ₂	8



PVsyst V7.2.8

VCB, Fecha de simulación:
28/04/23 17:54
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientacion 4°N

Cristopher Salazar

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo	0.5 %
	1.8 días,
	3 periodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inverter	220 Vca tri
Frac. de pérdida	1.50 % en STC

Inversor: MAC 25KTL3-XL

Sección cables (2 Inv.)	Cobre 2 x 3 x 25 mm ²
Longitud media de los cables	32 m



PVsyst V7.2.8

VCS, Fecha de simulación:
28/04/23 17:54
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4°N

Cristopher Salazar

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

69.52 MWh/año

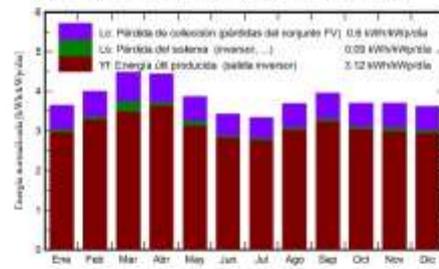
Producción específica

1139 kWh/kWp/año

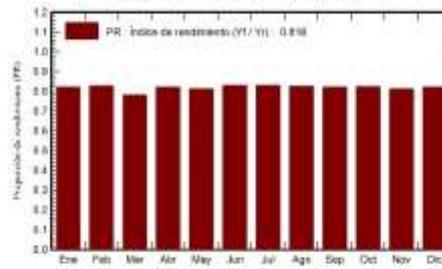
Proporción de rendimiento (PR)

81.80 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	proporción
Enero	118.4	71.44	23.54	112.7	106.9	5.776	0.822
Febrero	115.1	70.11	23.29	111.7	106.2	5.763	0.828
Marzo	140.1	84.27	23.32	138.9	132.7	7.124	0.781
Abril	131.1	78.71	23.50	133.3	127.5	6.838	0.822
Mayo	115.9	73.97	23.53	119.8	114.4	6.171	0.813
Junio	99.0	65.70	23.38	102.8	97.9	5.311	0.828
Julio	100.8	74.37	23.66	103.4	98.4	5.356	0.831
Agosto	111.9	74.70	24.34	114.0	106.7	5.858	0.824
Septiembre	118.9	78.40	24.57	116.4	112.9	6.069	0.820
Octubre	116.9	80.80	24.24	114.6	109.1	5.862	0.823
Noviembre	115.5	74.97	23.99	110.8	105.3	5.678	0.811
Diciembre	117.8	76.17	23.93	111.9	106.2	5.740	0.822
Año	1401.0	910.62	23.78	1392.5	1326.1	71.557	0.818

Leyendas

GlobHor: Irradiación horizontal global
 DiffHor: Irradiación difusa horizontal
 T_Amb: Temperatura ambiente
 GlobInc: Global incidente plano receptor
 GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreador

EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
 PR: Proporción de rendimiento



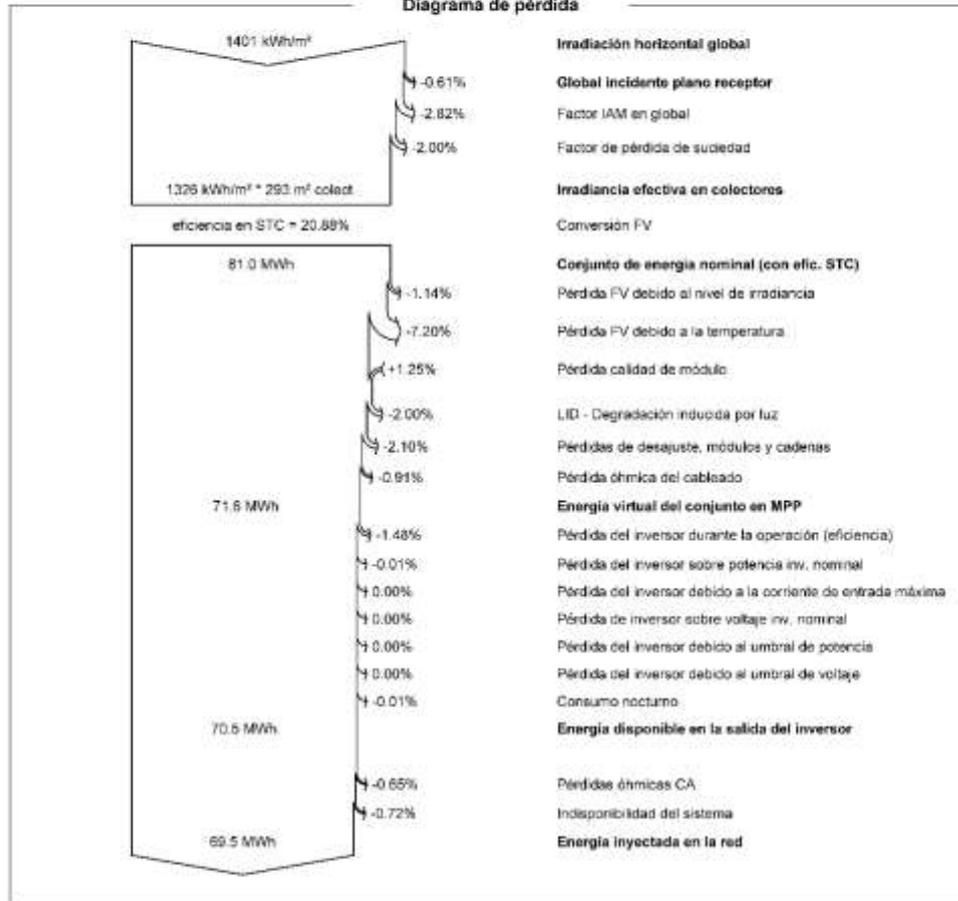
PVsyst V7.2.8
 VCB, Fecha de simulación:
 28/04/23 17:54
 con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
 MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
 UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4°N

Cristopher Salazar

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.2.8
VCB, Fecha de simulación:
28/04/23 17:54
con v7.2.8

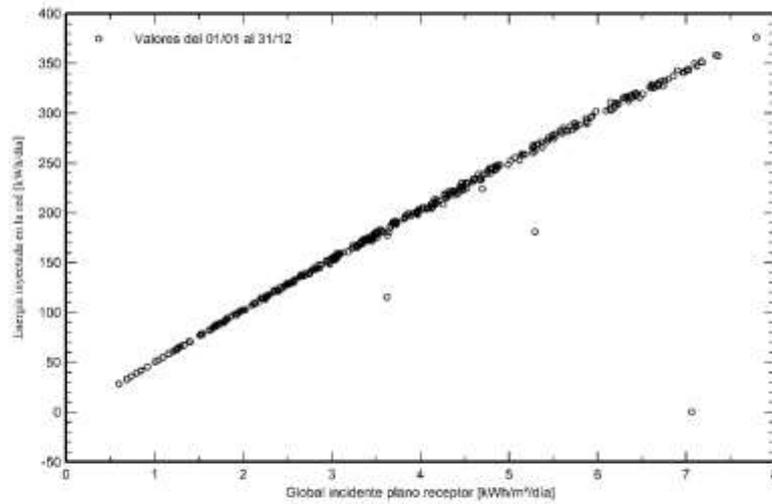
Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4°N

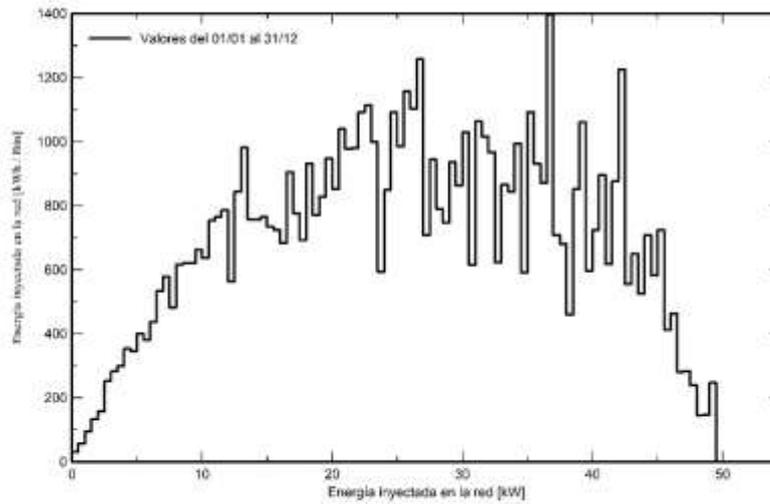
Cristopher Salazar

Gráficos especiales

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.8

VCB, Fecha de simulación:
28/04/23 17:54
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4°N

Cristopher Salazar

Balace de emisiones de CO₂

Total: 141.0 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 214.70 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 390.7 tCO₂

Sistema de producción: 69.52 MWh/año

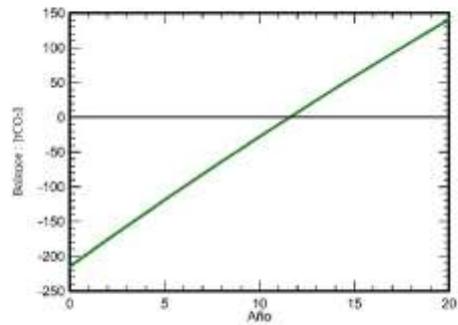
Emisiones del ciclo de vida de la red: 281 gCO₂/kWh

Fuente: Valor personalizado suministrado por el usuario

Toda la vida: 20 años

Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	122 kWp	209089
Soportes	2.13 kgCO ₂ /kg	2240 kg	4766
Inversores	211 kgCO ₂ /unidades	4.00 unidades	843

APÉNDICE E3

Informe PVsyst 7.2 sistema de 50 kW de 2 inversores de 25 kW orientación 184°N



Versión 7.2.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para UTEQ-FCI-Campus Central

Orientacion 184°N

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 61.0 kWp

QUEVEDO - Ecuador

Ing. Christopher Salazar
Quevedo
Ecuador
crs_es@hotmail.es



PVsyst V7.2.8
 VCG, Fecha de simulación:
 28/04/23 15:00
 con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
 MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para
 UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 184°N

Cristopher Salazar

Resumen del proyecto

Sitio geográfico QUEVEDO Ecuador	Situación		Configuración del proyecto
	Latitud	-1.01 °S	Albedo
Datos meteorológicos QUEVEDO NREL - Sintético	Longitud	-79.47 °W	
	Altitud	74 m	
	Zona horaria	UTC-5	

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras		
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 9 / 176 °	Sombreados cercanos Sin sombreados	Necesidades del usuario Carga limitada (req)	
Información del sistema		Inversores	
Conjunto FV		Núm. de unidades	2 unidades
Núm. de módulos	112 unidades	Prom total	50.0 kWca
Prom total	61.0 kWp	Proporción Prom	1.221

Resumen de resultados

Energía producida	58.54 MWh/año	Producción específica	1125 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	80.95 %
-------------------	---------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Balace de emisiones de CO ₂	8



PVsyst V7.2.8

VCG, Fecha de simulación:
28/04/23 15:00
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 184°N

Cristopher Salazar

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo	0.5 %
	1.8 días
	3 periodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inverter	220 Vca tri
Frac. de pérdida	1.50 % en STC

Inversor: MAC 25KTL3-XL

Sección cables (2 inv.)	Cobre 2 x 3 x 25 mm ²
Longitud media de los cables	32 m



PVsyst V7.2.8
 VCG, Fecha de simulación:
 28/04/23 15:00
 con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
 MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para
 UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 184°N

Cristopher Salazar

Resultados principales

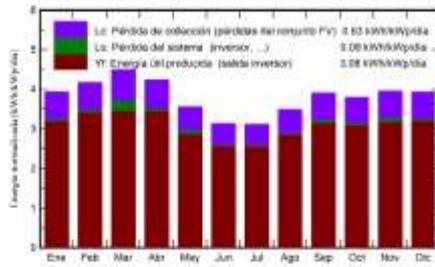
Producción del sistema

Energía producida **68.64 MWh/año**

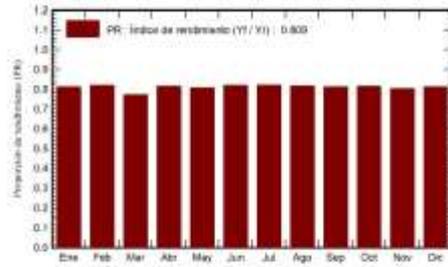
Producción específica
 Proporción de rendimiento (PR)

1125 kWh/kW/año
80.95 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh
Enero	118.4	71.44	23.54	122.1	115.3	6.191
Febrero	115.1	79.11	23.29	119.7	110.2	5.961
Marzo	140.1	84.27	23.32	139.3	131.6	7.075
Abril	131.1	76.71	23.50	127.4	120.2	6.477
Mayo	115.9	73.97	23.53	110.5	103.7	5.632
Junio	99.0	65.70	23.38	93.7	87.7	4.785
Julio	100.8	74.37	23.66	96.3	90.1	4.930
Agosto	111.9	74.70	24.34	108.0	101.5	5.496
Septiembre	118.5	78.40	24.57	116.9	110.3	5.927
Octubre	116.9	80.80	24.24	117.8	111.0	5.973
Noviembre	115.5	74.97	23.99	118.7	112.2	6.019
Diciembre	117.8	76.17	23.93	122.0	115.3	6.192
Año	1401.0	810.62	23.78	1389.2	1309.1	70.657

Leyendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto



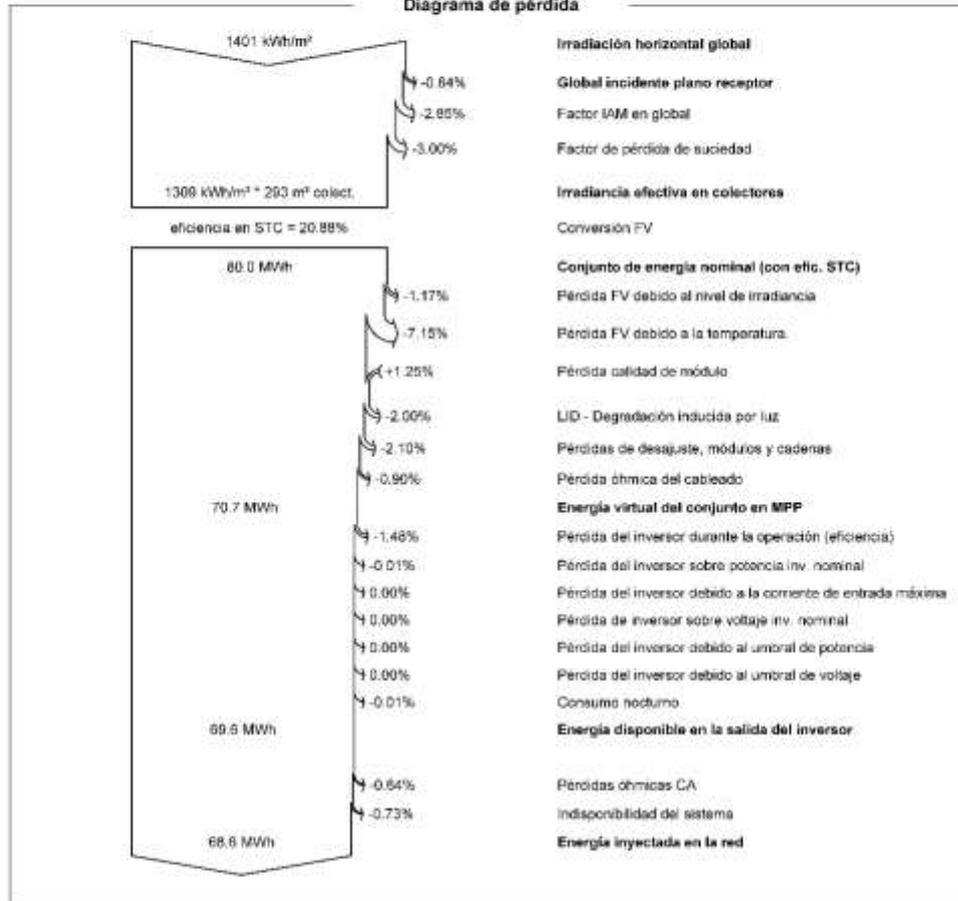
PVsyst V7.2.8
 VCG, Fecha de simulación:
 25/04/23 15:00
 con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
 MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para
 UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 184°N

Cristopher Salazar

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.2.8
VCG, Fecha de simulación:
28/04/23 15:00
con v7.2.8

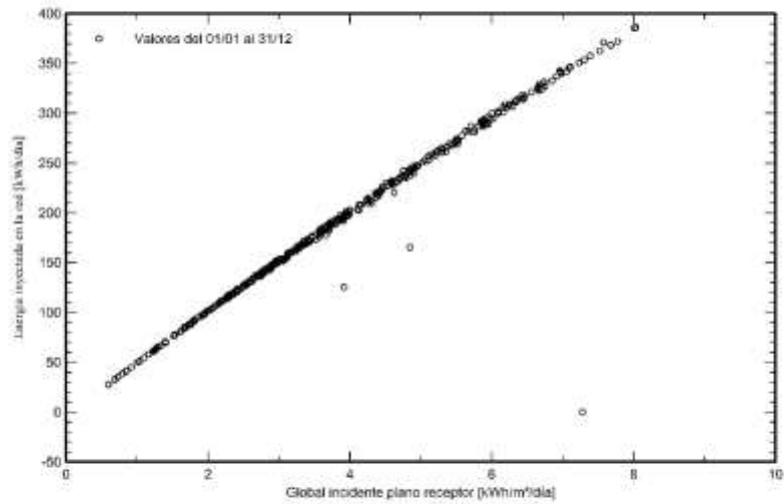
Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 184°N

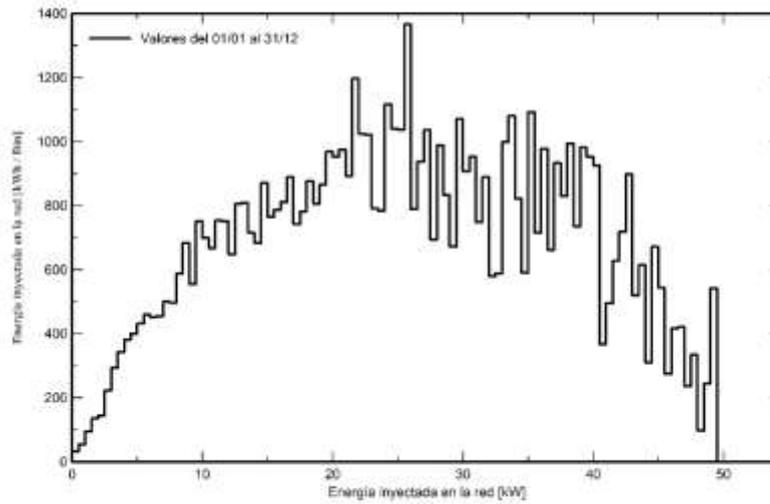
Cristopher Salazar

Gráficos especiales

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.8

VCG, Fecha de simulación:
28/04/23 15:00
con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 50 KW con 2 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientacion 184°N

Cristopher Salazar

Balance de emisiones de CO₂

Total: 136.5 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 214.70 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 366.8 tCO₂

Sistema de producción: 68.64 MWh/año

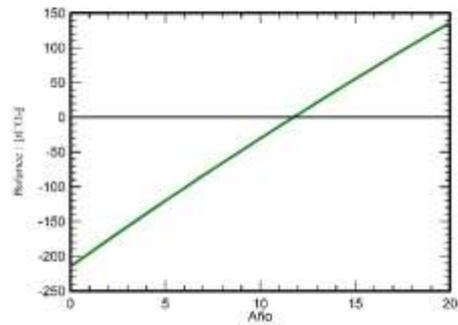
Emisiones del ciclo de vida de la red: 281 gCO₂/kWh

Fuente: Valor personalizado suministrado por el usuario

Toda la vida: 20 años

Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	122 kWp	209089
Soportes	2.13 kgCO ₂ /kg	2240 kg	4766
Inversores	211 kgCO ₂ /unidades	4.00 unidades	843

APÉNDICE E4

Informe PVsyst 7.2 sistema de 100 kW de 4 inversores de 25 kW orientación 4°N

Y 184°N



Versión 7.2.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para UTEQ-FCI-Campus Central

Orientación 4° y 184°N

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 122 kWp

QUEVEDO - Ecuador

Ing. Cristopher Salazar
Quevedo
Ecuador
cris_es@hotmail.es



PVsyst V7.2.8

VCS. Fecha de simulación:
25/04/23 15:09
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

Cristopher Salazar

Resumen del proyecto

Sitio geográfico QUEVEDO Ecuador	Situación		Configuración del proyecto
	Latitud	-1.01 °S	Albedo
Datos meteor QUEVEDO NREL - Sintético	Longitud	-79.47 °W	
	Altitud	74 m	
	Zona horaria	UTC-5	

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras		
Orientación campo FV Plano(s) tipo 2 orientaciones Inclín./azimuts 9 / -4 ° 8 / 176 °	Sombreados cercanos Sin sombreados		Necesidades del usuario Carga limitada (red)
Información del sistema		Inversores	
Conjunto FV		Núm. de unidades	4 unidades
Num. de módulos	224 unidades	Pnom total	100 kWca
Pnom total	122 kWp	Límite de potencia de red	100 kWca
		Proporción de red lím. Pnom	1.221

Resumen de resultados

Energía producida	137.5 MWh/año	Producción específica	1126 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	80.98 %
-------------------	---------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema	3
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Balace de emisiones de CO ₂	8



PVsyst V7.2.8

VCS. Fecha de simulación:
25/04/23 15:09
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

Cristopher Salazar

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Orientación	Sin escena 3D definida	Transposición: Perez
Plano fijo: 2 orientaciones		Difuso: Perez, Meteorom
Inclín/Azimut: 9 / -4 °		Circunolar: separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Horizonte libre	Sin sombreados	Carga limitada (red)
Limitación de potencia de red		
Potencia activa: 100 kWca		
Proporción Prom: 1.221		

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Tina Solar	Fabricante	Growatt New Energy
Modelo	TSM-DE19-545	Modelo	MAC 25KTL3-XL
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	545 Wp	Unidad Nom. Potencia	25.0 kWca
Número de módulos FV	224 unidades	Número de inversores	4 unidades
Nominal (STC)	122 kWp	Potencia total	100 kWca
Conjunto #1 - Subconjunto #1			
Orientación	#1		
Inclinación/Azimut	9/-4 °	Número de inversores	2 unidades
Número de módulos FV	112 unidades	Potencia total	50.0 kWca
Nominal (STC)	61.0 kWp		
Módulos	4 Cadenas x 28 En serie	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Prom (CC/CA)	1.22
Pmpp	55.6 kWp		
U mpp	793 V		
I mpp	70 A		
Conjunto #2 - Subconjunto #2			
Orientación	#2		
Inclinación/Azimut	9/176 °	Número de inversores	2 unidades
Número de módulos FV	112 unidades	Potencia total	50.0 kWca
Nominal (STC)	61.0 kWp		
Módulos	4 Cadenas x 28 En serie	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Prom (CC/CA)	1.22
Pmpp	55.6 kWp		
U mpp	793 V		
I mpp	70 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	122 kWp	Potencia total	100 kWca
Total	224 módulos	Núm. de inversores	4 unidades
Área del módulo	585 m²	Proporción Prom	1.22
Área celular	543 m²		



PVsyst V7.2.8

VCS. Fecha de simulación:
25/04/23 15:09
con v7.2.8

Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

Cristopher Salazar

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC				
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	187 mΩ			
		Uc (conel)	20.0 W/m²K	Res. de cableado global	93 mΩ			
		Uv (viento)	0.0 W/m²K/m/s	Frac. de pérdida	1.5 % en STC			
Pérdida diodos serie		LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo				
Caída de voltaje	0.7 V	Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	-1.3 %			
Frac. de pérdida	0.1 % en STC							
Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas						
Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %					
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM) Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.250								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.982	0.882	0.816	0.681	0.440	0.000

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema	
Frac. de tiempo	0.5 %
	1.8 días
	3 periodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección	
Voltaje inversor	220 Vca tri
Frac. de pérdida	1.50 % en STC
Inversor: MAC 25KTL3-XL	
Sección cables (4 inv.)	Cobre 4 x 3 x 25 mm²
Longitud media de los cables	32 m



PVsyst V7.2.8
 VCS. Fecha de simulación:
 28/04/23 15:09
 con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
 MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
 UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

Cristopher Salazar

Resultados principales

Producción del sistema
 Energía producida **137.5 MWh/año**
 Producción específica **1126 kWh/kWp/año**
 Proporción de rendimiento (PR) **80.98 %**



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	proporción
Enero	118.4	71.44	23.54	117.4	110.6	11.81	11.66	0.813
Febrero	115.1	70.11	23.29	114.2	107.7	11.67	11.43	0.819
Marzo	140.1	84.27	23.32	139.1	131.5	14.13	13.13	0.773
Abril	131.1	78.71	23.50	130.4	123.2	13.25	12.96	0.814
Mayo	115.9	73.07	23.53	115.1	108.5	11.74	11.33	0.806
Junio	99.0	65.70	23.38	98.2	92.3	10.05	9.83	0.820
Julio	100.8	74.37	23.86	99.8	93.7	10.23	10.03	0.822
Agosto	111.9	74.70	24.34	111.0	104.6	11.30	11.06	0.816
Septiembre	118.5	78.40	24.57	117.7	111.0	11.83	11.67	0.812
Octubre	116.9	80.80	24.24	116.1	109.5	11.80	11.54	0.815
Noviembre	115.5	74.07	23.99	114.8	108.2	11.84	11.25	0.803
Diciembre	117.8	76.17	23.93	117.0	110.2	11.88	11.62	0.814
Año	1401.0	910.62	23.78	1390.8	1310.9	141.53	137.50	0.810

Leyendas

- GlobHor: Irradiación horizontal global
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- T_Amb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
- EArray: Energía efectiva a la salida del conjunto
- E_Grid: Energía inyectada en la red
- PR: Proporción de rendimiento



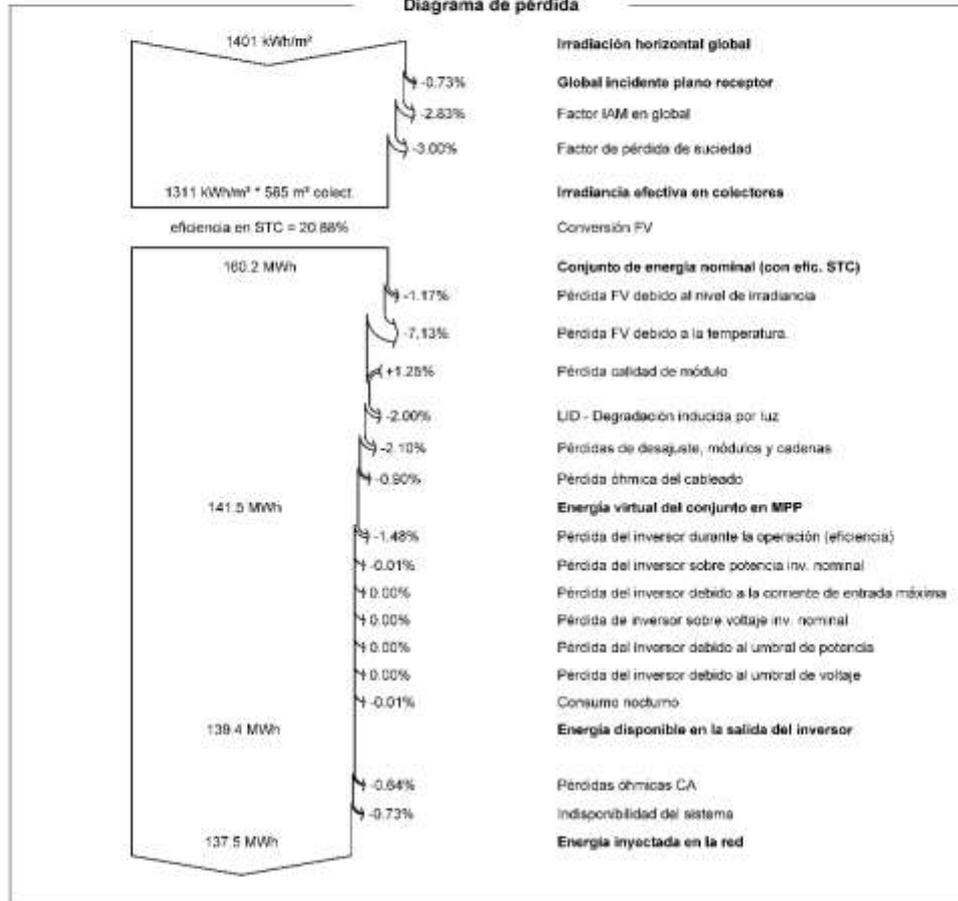
PVsyst V7.2.8
 VCS. Fecha de simulación:
 25/04/23 15:09
 con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
 MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
 UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

Cristopher Salazar

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.2.8
VCS. Fecha de simulación:
25/04/23 15:09
con v7.2.8

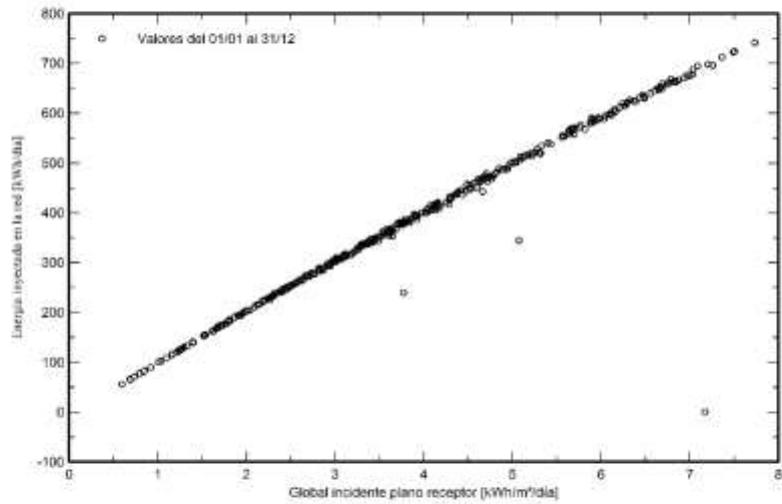
Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG

Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

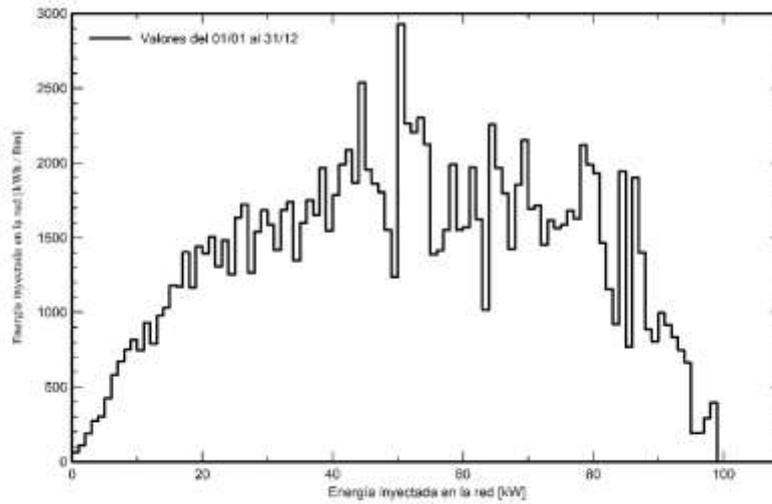
Cristopher Salazar

Gráficos especiales

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.8

VCS. Fecha de simulación:
25/04/23 15:09
con v7.2.8

**Proyecto: TRABAJO DE TITULACIÓN DE FIN DE
MASTER CRISTOPHER SALAZAR UCSG**

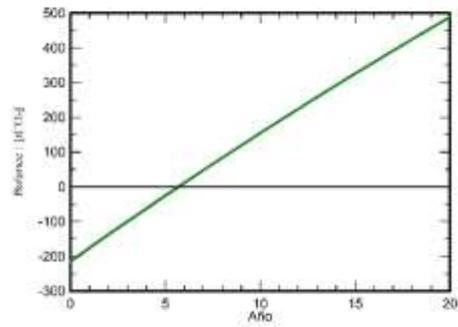
Variante: Sistema de 100 KW con 4 inversores de 25KW para
UTEQ-FCI-Campus Central Orientación 4° y 184°N

Cristopher Salazar

Balance de emisiones de CO₂

Total:	488.9 tCO ₂
Emisiones generadas	
Total:	214.70 tCO ₂
Fuente:	Cálculo detallado de la siguiente tabla:
Emisiones reemplazadas	
Total:	772.8 tCO ₂
Sistema de producción:	137.50 MWh/año
Emisiones del ciclo de vida de la red:	281 gCO ₂ /kWh
Fuente:	Factor personalizado suministrado por el usuario
Toda la vida:	20 años
Degradación anual:	1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

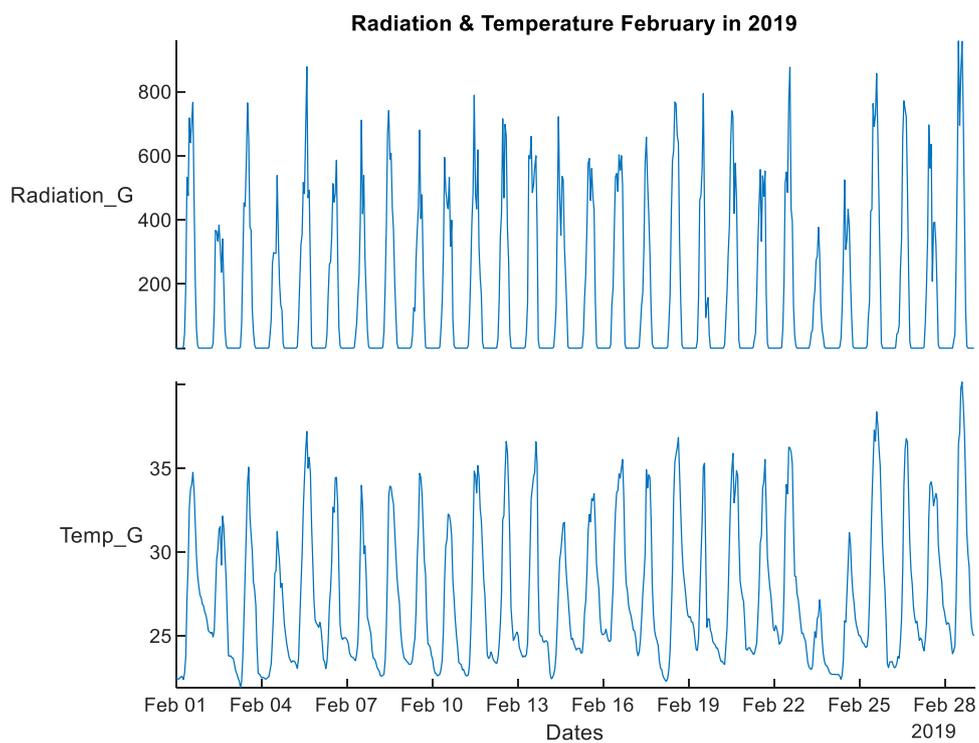
Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	122 kWp	209089
Soportes	2.13 kgCO ₂ /kg	2240 kg	4786
Inversores	211 kgCO ₂ /unidades	4.00 unidades	843

APÉNDICE F.

Medias horarias de Irradiancia y temperatura de los datos locales
obtenidos del piranómetro.

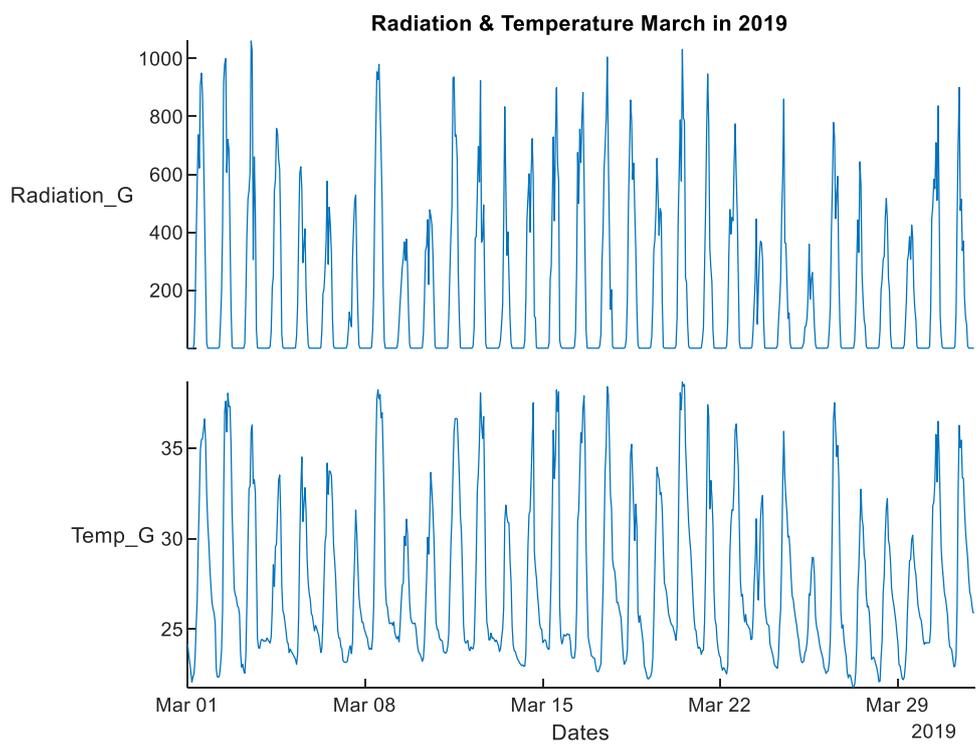
APÉNDICE F1

Irradiancia global y temperatura del mes de febrero del año 2019



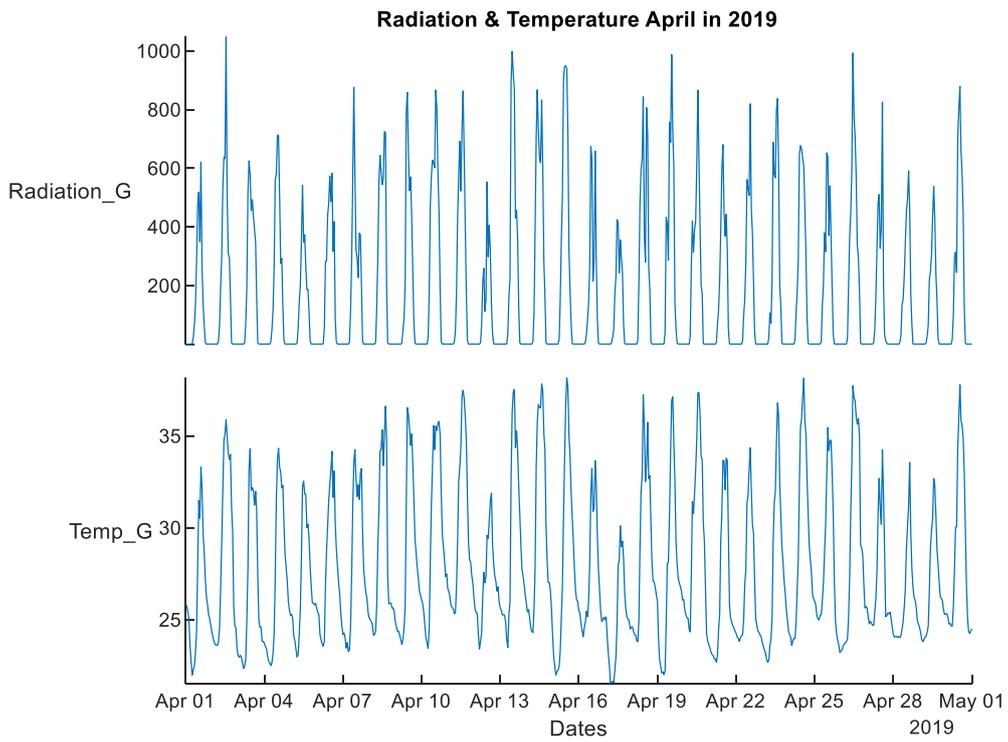
APÉNDICE F2

Irradiancia global y temperatura del mes de marzo del año 2019



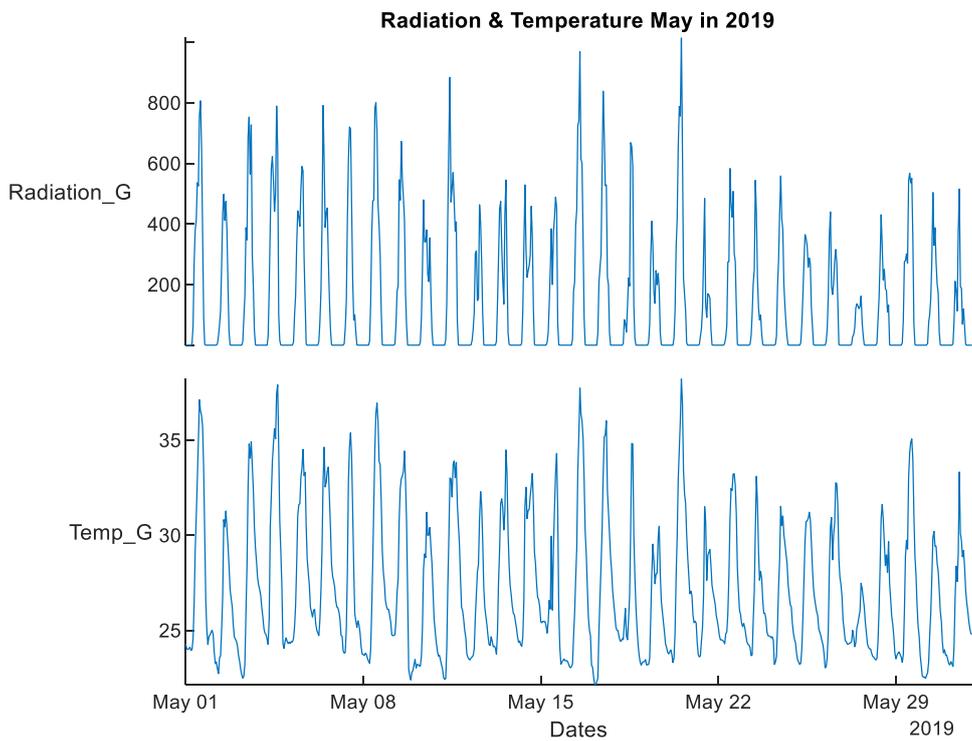
APÉNDICE F3

Irradiancia global y temperatura del mes de abril del año 2019

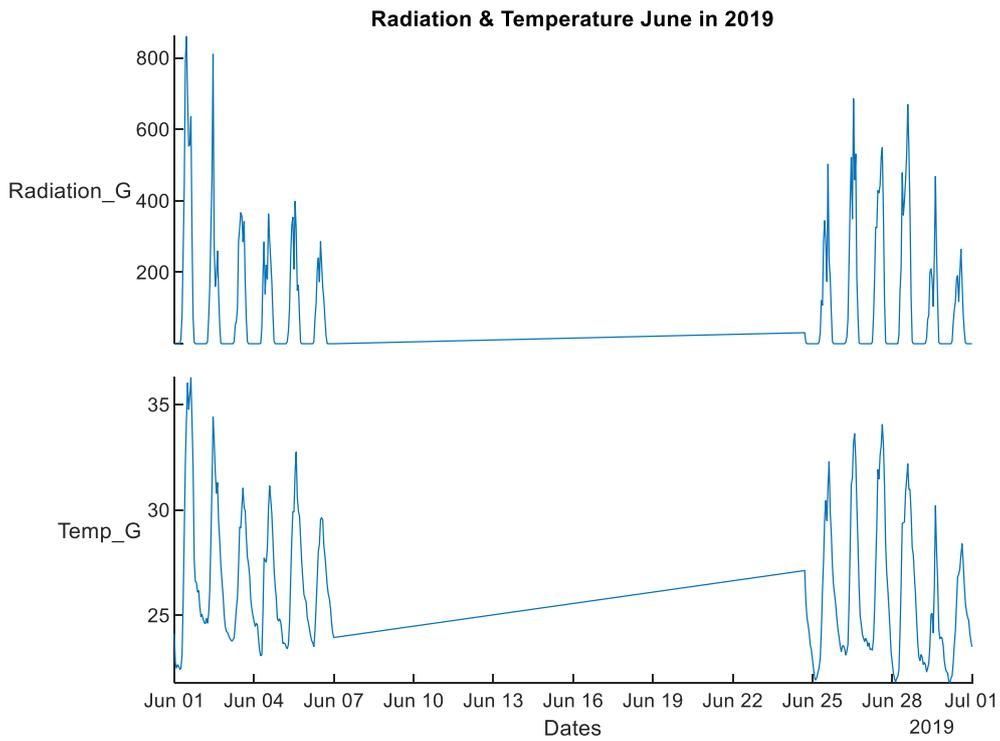


APÉNDICE F4

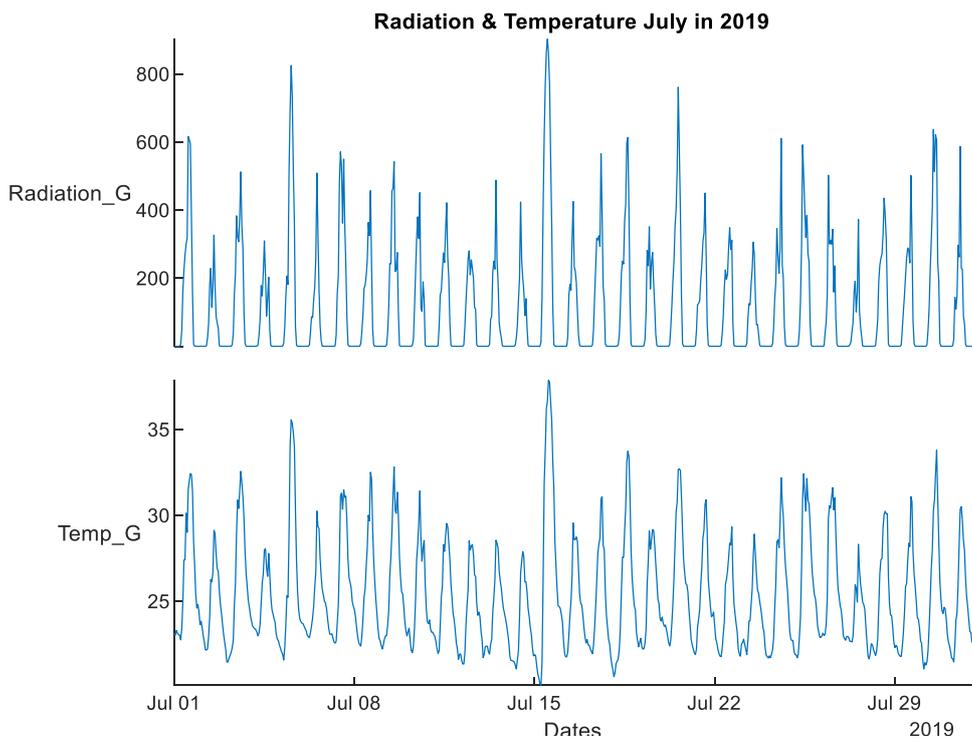
Irradiancia global y temperatura del mes de mayo del año 2019



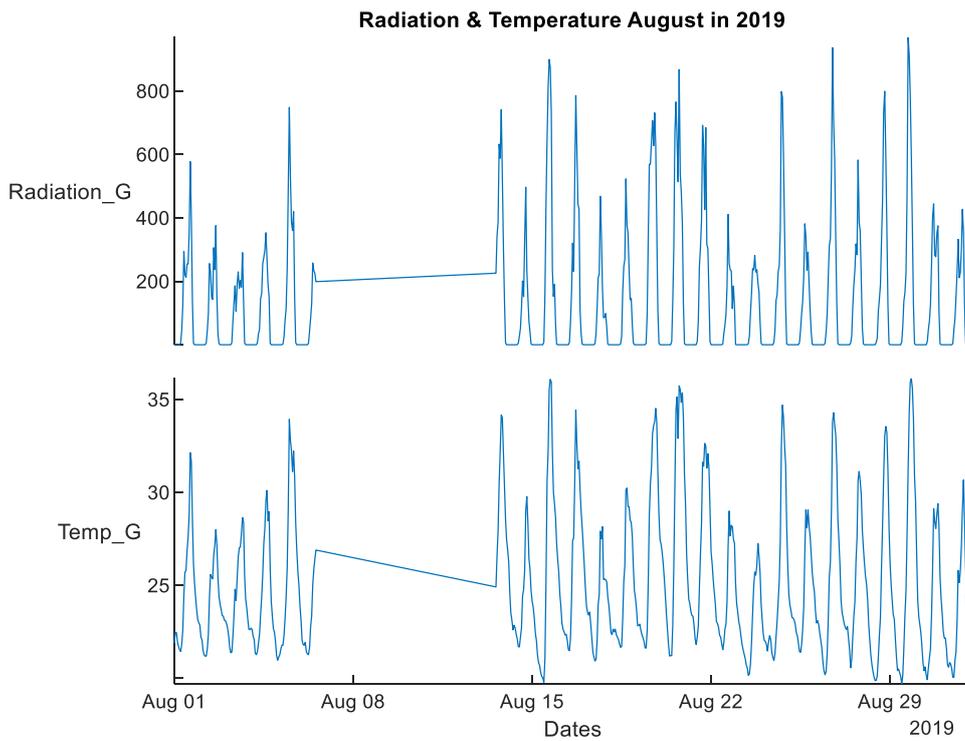
APÉNDICE F-5- Irradiancia global y temperatura del mes de junio del año 2019



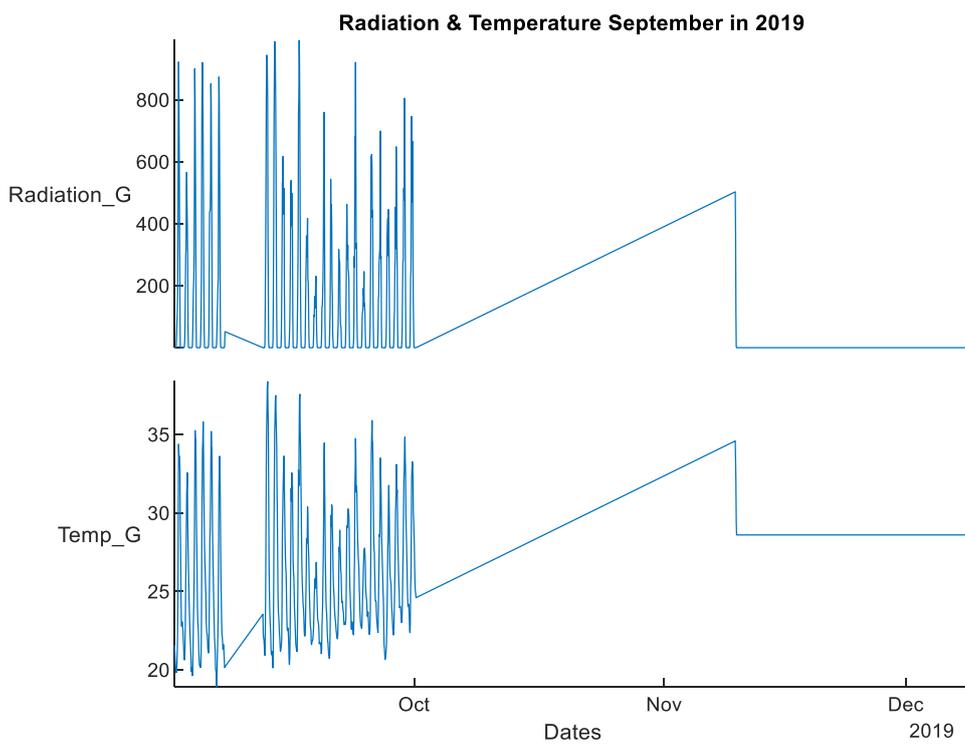
APÉNDICE F-6- Irradiancia global y temperatura del mes de julio del año 2019



APÉNDICE F-7- Irradiancia global y temperatura del mes de agosto del año 2019

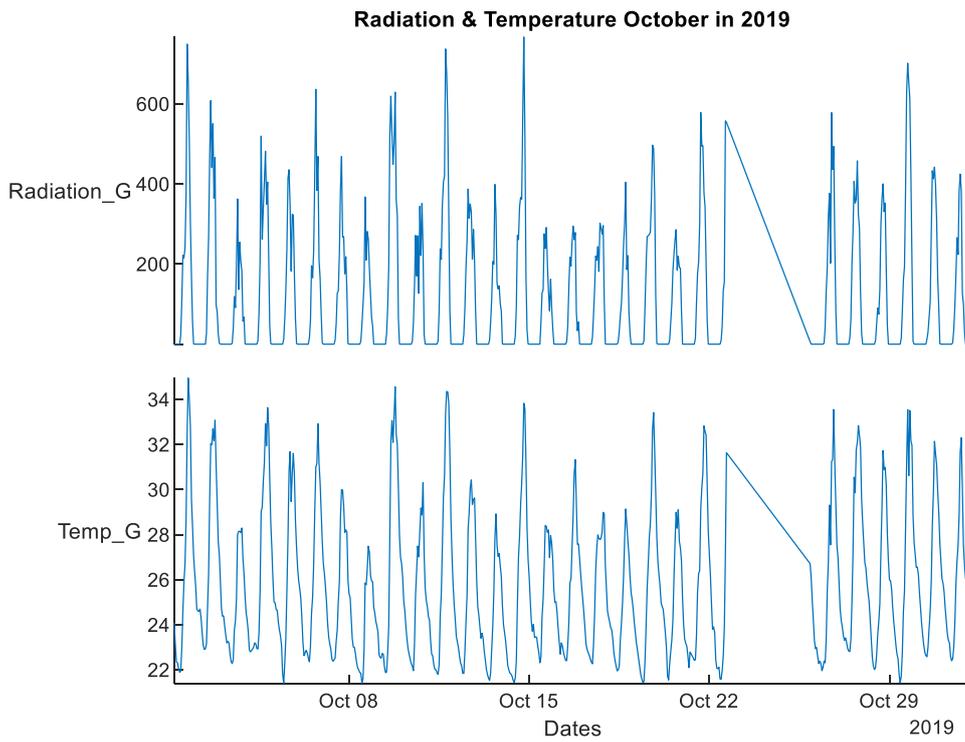


APÉNDICE F-8- Irradiancia global y temperatura del mes de septiembre del año 2019



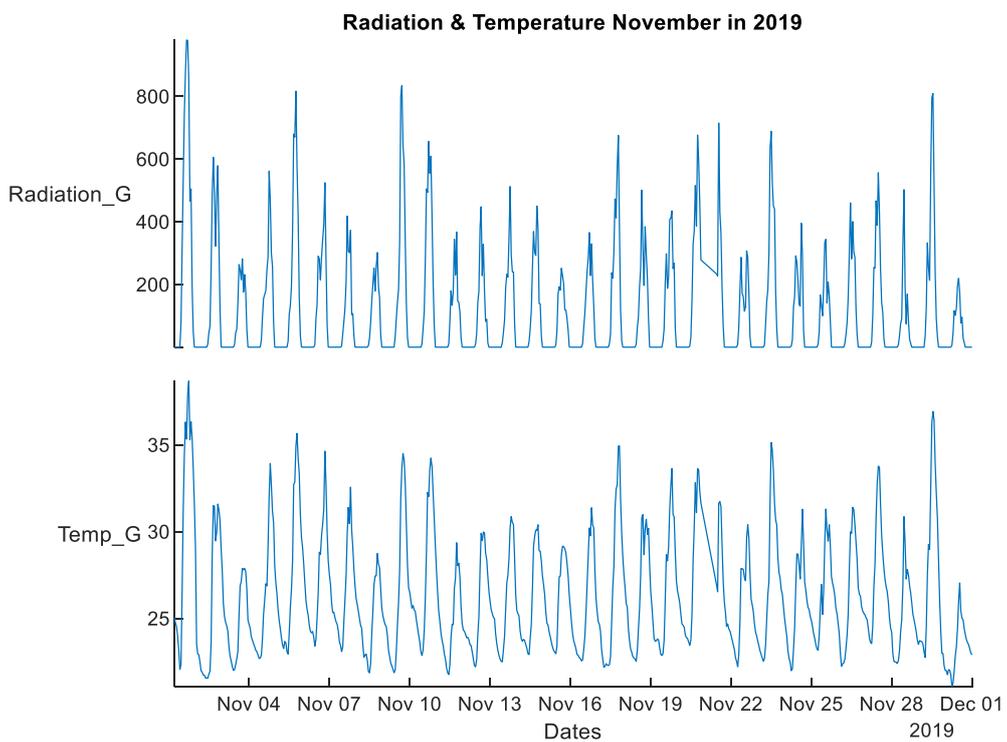
APÉNDICE F9

Irradiancia global y temperatura del mes de octubre del año 2019



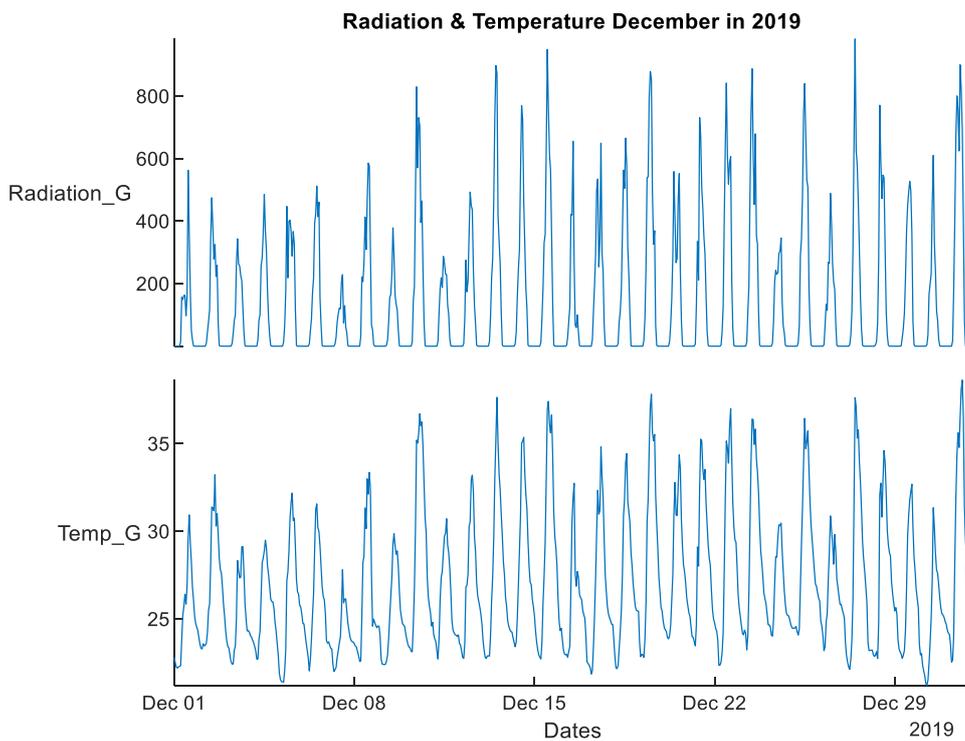
APÉNDICE F10

Irradiancia global y temperatura del mes de noviembre del año 2019



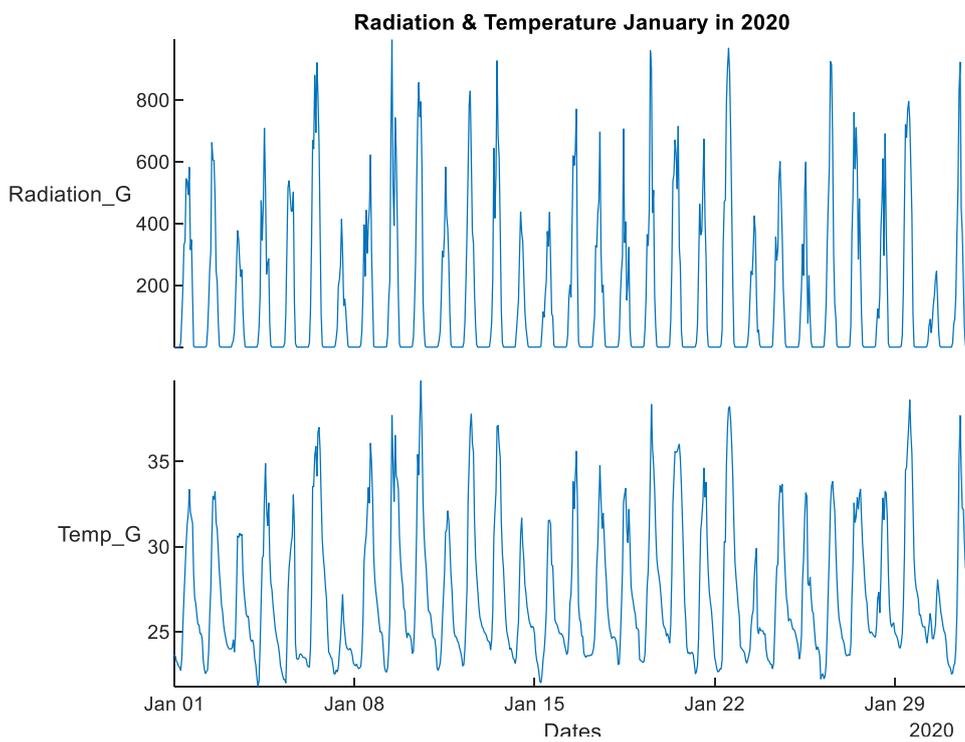
APÉNDICE F11

Irradiancia global y temperatura del mes de diciembre del año 2019



APÉNDICE F12

Irradiancia global y temperatura del mes de enero del año 2020



APÉNDICE G.

Códigos de scripts y funciones desarrolladas en MATLAB para el análisis de las series temporales de la irradiación, estimación de la irradiación global efectiva en el plano inclinado y producción de electricidad

APÉNDICE G1

Script para el tratamiento de los datos del piranómetro

```
%% Tratamiento de datos de Irradiancia
%=====
%% Cargar los datos
tic
clear;%Limpiar variables
%Se escribe la dirección donde se encuentran las carpetas de cada
%mes
%Escoger dirección
FolderMonths=uigetdir;
%Se accede a la ubicación en el Current Folder de Matlab y
%almacenan las direcciones de las carpetas.
cd (FolderMonths) % Abre la ubicación donde se encuentran las
% carpetas de irradiancia cada mes
direcciones=dir; % Obtiene las direcciones
direcciones=direcciones(3:end); % Se eliminan las direcciones
% "dot" correspondiente a la
% primera y segunda fila.
% Inicialización de variables
Tmes_year=cell(1,12); % Creación de celda con 12
% columnas para cada mes del año,
% intervalo de tiempo 1 año.
Tmes_year_diario=cell(1,12); % Creación de celda con 12
% columnas para cada mes del año,
% intervalo de tiempo 1 día.
Tmes_year_sec=cell(1,12); % Creación de celda con 12
% columnas para cada mes del año,
% intervalo de tiempo
% 1 seg.
dayseffective=[];
% Bucle for que recorre cada una de las carpetas correspondiente
% a los datos de los meses que han sido ingresados.
for i=1:(size(direcciones,1))
    %Concatena nombre de carpeta que contiene todos los meses y
    %el nombre del mes según el orden alfabético de las carpetas.
    NamesMonthsFiles=strcat(FolderMonths,'/',...
getfield(direcciones,{i},'name'));
    cd(NamesMonthsFiles) %Ingresa a la carpeta del mes
    NamesDaylyFiles=dir; %Obtiene los nombres de los archivos
    %csv diarios.
    NamesDaylyFiles=NamesDaylyFiles(3:end);%Se eliminan filas sin
    %nombres
    Tmes=[]; % Se crea una vector vacío para irradiancia
    % mensual promedio
    Tmesdiario=[];% Se crea una vector vacío para irradiancia
    % diaria promedio
    Tsec=[]; % Se crea una vector vacío para irradiancia de
    % cada segundo
    fprintf('Meses contados: %d\n',i) % Contador de los meses
    % Mediante una preexaminación de los datos se observo
    % desfases en ciertos meses por lo que se agrego un vector de
    % corrección del tiempo.
    Mes_Dia_desfase={[],[],[],[],[],[],13:31,1:30,1:31,1:20,...
    [],[]};
    for k=1:(size(NamesDaylyFiles,1))
    fprintf('Día: %d\n',k) % Contador de los días
    myFiles=getfield(NamesDaylyFiles,{k},'name'); %Almacena
```

```

%el nombre del archivo csv
%Pasas los datos de csv a matlab
DirDailyFiles=strcat(NamesDaylyFiles(1).folder,'\',...
myFiles);
opts = delimitedTextImportOptions("NumVariables", 1);
opts.DataLines = [1, 1];
separator = readmatrix(DirDailyFiles, opts);
if string(separator{1})=="sep="
%Localiza una tabla en un archivo y devuelve sus
%opciones de importación
    opts = detectImportOptions(myFiles,...
        'NumHeaderLines',3);
else
    opts = detectImportOptions(myFiles,...
        'NumHeaderLines',2);
end
%Selecciona las variables Date,Time,Radiacion Global y
%Temperatura
opts.SelectedVariableNames={'Var2','Var3','I_W_m2',...
'T_K_'};
%Lee la tabla con las opciones de importación del archivo
%csv.
ds=readtable(myFiles,opts,'ReadVariableNames',false);
%Crea una estructura de Fechas con el tiempo incluido en
%una sola columna
ds.Dates=ds.Var1+ds.Var2;
%Agrega el formato del tiempo.
ds.Dates.Format='dd-MM-uuuu HH:mm:ss';
%Elimina las columnas separadas de Fecha y Tiempo.
ds(:,1:2)=[];
% Convierte la tabla en una tabla de tiempo
tt=table2timetable(ds);
% Condición de corrección de desfase de tiempo
if sum(Mes_Dia_desfase{i}==day(ds.Dates(1)))
tt.Dates=tt.Dates-hours(5);
end
% Elimina las entradas que faltan de una matriz o tabla
goodValuesTT = rmmissing(tt);
%Ordena las filas de la tabla en orden ascendente según
%sus tiempos de fila. Los tiempos de fila de un horario
%etiquetan las filas a lo largo de la primera dimensión
%del horario.
sortedTT = sortrows(goodValuesTT);
%Elimina las filas duplicadas de sortedTT. La función
%unique devuelve las filas únicas y las ordena por sus
%tiempos de fila.
uniqueRowsTT = unique(sortedTT);
%Vector de tiempos de fila únicos
uniqueTimes = unique(uniqueRowsTT.Dates);
%Selecciona la primera fila de cada conjunto de filas
%que tengan tiempos duplicados.
TTT= retime(uniqueRowsTT,uniqueTimes,'firstvalue');
% Cambia los nombres de las variables de las columnas.
TTT.Properties.VariableNames={'Radiation_G','Temp_G'};
% Los valores de radiación negativos pasan a ser 0.
TTT.Radiation_G(TTT.Radiation_G<0)=0;
% Se convierte de Kelvin a Celsius.
TTT.Temp_G=TTT.Temp_G-273.15;
% En caso de que falte algún tiempo en segundo, se toma
% rellena el dato faltante mediante el algoritmo pchip.
TTsegundo = retime(TTT,'secondly','pchip');

```

```

% Promedios horarios
TThorario = retime(TTsegundo, 'hourly', 'mean');
% Promedios diarios
TTdiario = retime(TTsegundo, 'daily', 'mean');
% Agrega 24 horas de un día, hasta completar el bucle.
Tsec=[Tsec;TTsegundo];
% Agrega 24 horas de un día, hasta completar el bucle.
Tmes=[Tmes;TThorario];
% Agrega 24 horas de un día, hasta completar el bucle.
Tmesdiario=[Tmesdiario;TTdiario];
if k==size(NamesDaylyFiles,1)
dayseffective=[dayseffective k];
end
end
Tmes_year_sec{i}=Tsec;
goodValuesTT = rmmissing(Tmes);
sortedTT = sortrows(goodValuesTT);
uniqueRowsTT = unique(sortedTT);
uniqueTimes = unique(uniqueRowsTT.Dates);
Tmes_year{i}= retime(uniqueRowsTT,uniqueTimes, 'firstvalue');
idx=sum([Tmes_year{i}.Dates.Hour==[0,1,2,3,4,5,19,20,21,...
22,23]]');
Tmes_year{i}.Radiation_G(find(idx))=0;
goodValuesTT2 = rmmissing(Tmesdiario);
sortedTT2 = sortrows(goodValuesTT2);
uniqueRowsTT2 = unique(sortedTT2);
uniqueTimes2 = unique(uniqueRowsTT2.Dates);
Tmes_year_diario{i}= retime(uniqueRowsTT2,uniqueTimes2,...
'lastvalue');
end
%direccionbase='E:/010. MAESTRIA UCSG/000. MI TESIS/DOCUMENTOS
TESIS/DATOS PROCESADOS/';
%cd (direccionbase)
cd ..; cd ..;
hourlyplot(Tmes_year)
hourlyaveragesxlsx(Tmes_year)
daysarray=[28 31 30 31 14 31 25 27 29 30 31 31];
mediamensual=monthlyaverage(Tmes_year,daysarray);
horasolmensual=mediamensual/1000;

function hourlyplot(VTmes_year)
for i=1:length(VTmes_year)
figure(i);
stackedplot(VTmes_year{i});
k=month(VTmes_year{i}.Dates(1), 'name');
title(sprintf('Radiation & Temperature %s in
%d',k{1},VTmes_year{i}.Dates.Year(1)))
end

function hourlyaveragesxlsx(VTmes_year)
for i=1:length(VTmes_year)
writetimetable(VTmes_year{i}, 'hourlyaverages.xlsx', 'Sheet', i)
end

function [Mes_R,Mes_T]=monthlyaverage(VTmes_year,varargin)
for i=1:length(VTmes_year)
if nargin>1
Mes_R(i)=sum(VTmes_year{i}.Radiation_G)/varargin{1}(i);
Mes_T(i)=mean(VTmes_year{i}.Temp_G);
else
Mes_R(i)=sum(VTmes_year{i}.Radiation_G)/...

```

```
eomday(VTmes_year{i}.Dates.Year(1),...
VTmes_year{i}.Dates.Month(1));
    Mes_T(i)=mean(VTmes_year{i}.Temp_G);
end
end
```

APÉNDICE G2

Script de la trayectoria solar junto a sus funciones

```
%% Trayectoria solar
%=====
%Limpieza del entorno
clf %limpiar figuras
close all %cierra ventanas de figuras
clear %limpiar variables
clc %limpiar pantalla
%% Datos iniciales
Daysmean=[17 45 74 105 135 161 199 ... %Días promedios de cada mes
          230 261 292 322 347];
lat=-1.0126; %latitud
%% Funciones
%Donde:
%ALSM: Altitud solar de cada uno de los días promedio de los 12
meses
%AzSM: Azimuth solar de cada uno de los días promedio de los 12
meses
[ALSM,AzSM]=AlturavsAzimuth(Daysmean,lat);%Azimut y Elevacion
solar
h1=curves_months(AzSM,ALSM);%Grafica de día promedio de cada mes
[ALSMw,AzSMw]=hourangle_azimuth_altura(lat);
h=curves_months_w(ALSMw,AzSMw);%Grafica de día promedio de cada
mes ángulo
%% Leyenda
legend({'Enero','Febrero','Marzo','Abril','Mayo','Junio',,...
'Julio','Agosto','Septiembre','Octubre','Noviembre','Diciembre'},...
'FontSize',8,'Location','south')
hold off

%% Funcion AlturavsAzimuth
%=====
function [ALSM,AzSM]=AlturavsAzimuth(Daysmean,lat)
ALSM=cell(1,12);
AzSM=cell(1,12);
intervalo=0.0001;
for i=1:12
    delta=23.45*sin(2*pi*(Daysmean(i)+284)/365);%declinación solar
    wsr=-acosd(-tand(delta)*tand((lat))); %ángulo al amanecer
    wss=-wsr; %ángulo a la puesta del sol
    w=wsr:intervalo:wss; %Valores desde Salida y Puesta
    ALS=zeros(1,length(w)); %Almacenamiento de Altura cada
instante
    AzS=zeros(1,length(w)); %Almacenamiento de Azimuth cada
instante
    for k=1:length(w)
        cos_thetazs=cosd(delta)*cosd(w(k))*...
        cosd(lat)+sind(delta)*sind(lat);
        thetazs=acosd(cos_thetazs); %Ángulo cenital
        sin_theta_zs=sind(thetazs);
        ALS(k)=acosd(round(sin_theta_zs,5)); %Altura solar en
instante k
        cos_AzS=sign(lat)*(cosd(delta))*...
        cosd(w(k))*sind(lat)-cosd(lat)*...
        sind(delta)/sin_theta_zs;
        AzS(k)=sign(w(k))*... %Azimuth solar en instante k
        acosd(round(cos_AzS,5));
    end
end
```

```

    end
    ALSM{i}=ALS;%Altura solar en todo el intervalo designado para
cada mes
    AzSM{i}=AzS;%Azimuth solar en todo el intervalo designado para
cada mes
end
end

%% Funcion curves_months => sirve para generar las curvas
mensuales según el Azimuth y la altitud.
%=====
function h=curves_months (AzSM,ALSM)
hold on;
h = zeros(5,1);
sizeALSM=length(ALSM);
maxALSM=zeros(1,sizeALSM);
idxALSM=zeros(1,sizeALSM);
valAzSM=zeros(1,sizeALSM);
colorss=[1 0 0;0 1 0;0 0 1;0 1 1;1 0 1;1 1 0;0.3010 0.7450 0.9330;
...
0.9290 0.6940 0.1250;0.3 0.7 0.5;0.3 1 0.6;0.4 0 0;0.4 0 1];
for i=1:sizeALSM
    h(i) = plot(-1,-1, 'Color',colorss(i,:));
end
for i = 1:sizeALSM

h=plot(AzSM{i},ALSM{i},'.','Color',colorss(i,),'MarkerSize',2);
    [maxALSM(i),idxALSM(i)]=max(ALSM{i});
    valAzSM(i)=AzSM{i}(idxALSM(i));
    text(valAzSM(i),...
maxALSM(i)+1,...
sprintf(...
'$\\raisebox{.5pt}{\\textcircled{\\raisebox{-.9pt}
{%d}}}$',i),...
'Interpreter','latex');
end
title('Diagrama de trayectoria solar')
xlabel('Acimut[°]')
ylabel('Altura solar [°]')
xlim([-180,180])
ylim([0,91])
end

%% Función hourangle=> Grafica del angulo horario
%=====
function [ALSMw,AzSMw]=hourangle_azimuth_altura(lat)
ww=1;
intf=-6*15:15:0*15;
ints=1*15:15:6*15;
l=length([intf ints]);
ALSMw=cell(1,l);
AzSMw=cell(1,l);
ALS=zeros(1,365);
AzS=zeros(1,365);
for w=[intf ints]
    for dayy=1:365
        delta=23.45*sin(2*pi*(dayy+284)/365); %Declinación solar
        cos_thetazs=cosd(delta)*cosd(w)*cosd(lat)+...
sind(delta)*sind(lat);
        thetazs=acosd(cos_thetazs); %Ángulo cenital
        thetazs(thetazs>90)=nan;
    end
end

```

```

    thetazs(thetazs<0)=nan;
    sin_theta_zs=sind(thetazs);
    ALS(dayy)=acosd(round(sin_theta_zs,5));      %Altura solar
    cos_AzS=sign(lat)*(cosd(delta)*cosd(w)*sind(lat)-...
    cosd(lat)*sind(delta))/sin_theta_zs;
    AzS(dayy)=sign(w)*acosd(round(cos_AzS,5)); %Azimuth solar
    end
    ALSMw{ww}=ALS;%Altura solar en todo el intervalo designado
para cada mes
    AzSMw{ww}=AzS;%Azimuth solar en todo el intervalo designado
para cada mes
    ww=ww+1;
end
end
%% Funcion para generar curvas del Angulo horario mensual
%=====
function h=curves_months_w(ALSMw,AzSMw)
hold on;
hour_AM_PM=["6PM","5 PM","4 PM","3 PM","2 PM","1 PM","12 AM","11
AM",...
"10 AM","9 AM","8 AM","7 AM","6 AM"];
sizeALSM=length(ALSM);
maxALSM=zeros(1,sizeALSM);
idxALSM=zeros(1,sizeALSM);
valAzSMw=zeros(1,sizeALSM);
for i = 1:length(ALSMw)
    h=plot(AzSMw{i},ALSMw{i},'k');
    [maxALSM(i),idxALSM(i)]=max(ALSMw{i});
    valAzSMw(i)=AzSMw{i}(idxALSM(i));

text(valAzSMw(i),maxALSM(i)+1,sprintf('\$\\raisebox{.5pt}{%s}\$',...
hour_AM_PM(i)), 'Interpreter', 'latex');
end

```

APÉNDICE G3

Scripts y funciones para estimar la irradiación solar efectiva en el plano

inclinado y la producción de electricidad al año.

```
%% 1. Parámetros iniciales eléctricos
%=====
%% Módulo
module.Vocn=37.7;%Voltaje en circuito abierto [V]
module.Iscn=18.47;%Corriente de cortocircuito [A]
module.Vmn=31.4;%Voltaje a máxima potencia [V]
module.Imn=17.37;%Corriente a máxima potencia [A]
module.Ncp=2;%Número de células en paralelo
module.Ncs=55;%Número de celulas en serie
module.Nmp=2;%Número de modulos en paralelo
module.Nms=28;%Número de modulos en serie
module.TONC=43;%Temperatura de operación nominal
                %de la célula [°C]
module.CoeffVT=-0.25e-2;%Coeficiente de temperatura
                %de Voc y Vmp %/°C

%% Inversor
inverter.Ki=[0.01,0.025,0.05];% Parámetros adimensionales que
                %definen el comportamiento eléctrico
                %de un inversor típico.
inverter.Pinv=25000;% Potencia del Inversor [W]
inverter.Vmin=200;% Voltaje de mínimo [V] entrada DC
inverter.Vmax=2000;% Voltaje máximo [V] entrada DC
inverter.Gumb=15;% Irradiancia mínima para que el inversor
                % se ponga en marcha (W/m²)

%% Generador
generator.Nms = 28; %Número de modulos en serie
generator.Nmp = 2; %Número de modulos en paralelo
generator.Pg = (module.Vmn * generator.Nms) *...
                (module.Imn * generator.Nmp);% Potencia del generador
Nms = generator.Nms; %Número de modulos en serie
Nmp = generator.Nmp; %Número de modulos en paralelo

%% Eficiencia
effSys.ModDisp = 2;%Pérdidas por dispersión de los parámetros del
                %módulo (%).
effSys.ModQual = -1.25;%Tolerancia de potencia de los módulos
                %respecto a sus características nominales
                %(%).
effSys.OhmDC = 1.5;%Pérdidas Joule debidas al cableado DC (%).
effSys.OhmAC = 1.5;%Pérdidas Joule debidas al cableado AC (%).
effSys.MPP = 1.8; %Pérdidas por error medio del algoritmo MPP
                %del inversor.
effSys.TrafoMT = 0;%Pérdidas por conversión BT/MT realizada por
                %el transformador.
effSys.Disp = 0.5; %Pérdidas por disponibilidad del sistema.

%% 2. Parámetros geográficos, meteorológicos, geométricos para la
% simulación y ejecución de función principal.
%=====
%% Datos geográficos
lon=-79.47062;%Longitud
lat=-1.0126;%Latitud
%% Datos eléctricos
Parameters      %Carga de parametro iniciales
```

```

sample="hour";%Muestreo del tiempo
%% Parametros para cálculos y simulación.
BTd=[];% Creación de un arreglo vacío para la Base horaria diaria
BTi=[];% Creación de un arreglo vacío para la Base temporal
    % intradiaria.
EoT=true;% Ecuación del tiempo si es true se utiliza.
keep_night=true;%Si es true la noche es incluida en las series
    %de tiempo
method="cooper";%Método de cálculo de la geometría del sol
modeRad="prom";%Describe el tipo de datos fuente de la
    %irradiación global y la temperatura ambiente.
modeTrk="fixed";%Cuando modeTrk = 'fixed' la superficie es fija
    %(los ángulos de inclinación y azimut son
    %constantes).
sunGeometry="cooper";%Método de cálculo de la geometría del sol
betaLim=90;%Valor máximo del ángulo de inclinación de una
    %superficie de seguimiento. Su valor por defecto es 90
iS=3;%Grado de suciedad. Su valor debe estar incluido en el
    %conjunto (1,2,3,4). iS = 1 corresponde a una superficie
    %limpia mientras que iS = 4 es la selección para una
    %superficie sucia.
alb=0.2;%Coeficiente de reflexión del albedo.
horizBright=false;%corrección del brillo del horizonte propuesta
    %por Reind et al. utilizada.
HCPV=false;%si es true los componentes difuso y albedo de
    %la irradiancia efectiva se ponen a cero. HCPV es el
    %acrónimo de sistema fotovoltaico de alta
    %concentración.
modeShd="";%Define el tipo de cálculo de la sombra.
estructura=[];%Cuando modeTrk = 'fixed' o modeTrk = 'horiz' sólo
    %se necesita un componente llamado L, que es la
    %altura (metros) del seguidor.
distances=[];%Cuando modeTrk = 'fixed' incluye un componente
    %llamado D para la distancia entre superficies
    %fijas. Puede incluirse un componente adicional
    %denominado H con la altura relativa entre
    %superficies.
tz= "America/Guayaquil";%
%% Parámetros meteorológicos
%Media mensual de Irradiación global diaria horizontal
G0dm=[3.8174    4.1093  4.5192  4.3685  3.7446  3.2959  3.2501...
    3.6071    3.9481  3.7663  3.8517  3.7993]*1000;
%Media mensual de la temperatura ambiente
Ta=[23.54 23.29 23.32 23.53 23.53 23.38 23.66 24.34 24.57...
    24.24 23.99 23.93];
dataRad=[G0dm' Ta'];
sungeometry="cooper";%Método de cálculo de la geometría del sol
corr="Page";%correlación entre la fracción de irradiación difusa
    %y el índice de claridad a utilizar.
f="Page";%Una función que define una correlación entre la
    %fracción de irradiación difusa y el índice de claridad.
    %Sólo es necesaria cuando corr = 'user'.
%% Ejecución de función principal
% corr_alfa:Corrección debido a que la fórmula empleada es
    % para el hemisferio norte. Siendo 0° orientación
    % Sur, 90° Oeste, 180°o -180°Norte, y -90° Este.
% alfa: Ángulo acimutal de la superficie (grados).
    % Se mide desde el norte (alpha = 0), y es negativo
    % hacia el oeste y positivo hacia el este. Sólo
    %es necesario cuando modeTrk = 'fixed'.
    % Ángulo acimutal de la superficie (grados) con

```

```

        % corrección. Se mide desde el sur (alfa = 0),
        %y es negativo hacia el este y positivo hacia el oeste.
        %Sólo es necesario cuando modeTrk = 'fixed'.
%% Cubierta Lado norte
beta=8.54; %Ángulo de inclinación de la superficie (grados).
% Primer inversor de 25kW, orientación 4°N, inclinación 8.54°
corr_alfa=180;
alpha=4;
alfa=corr_alfa+alpha;
prodGRID=prodGCPV(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
    keep_night,sunGeometry,corr, f,betaLim,...
    beta, alfa,iS, alb, horizBright, HCPV,...
    module,generator,inverter,effSys,modeShd,...
    estructura, distances,tz,lon);
% Segundo inversor de 25kW, orientación 4°N, inclinación 8.54°
prodGRID2=prodGCPV(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
    keep_night,sunGeometry,corr, f,betaLim,...
    beta,alfa,iS, alb, horizBright, HCPV,...
    module,generator,inverter,effSys,modeShd,...
    estructura, distances,tz,lon);
%% Cubierta Lado sur
beta=8.54;
corr_alfa=180;
alpha=180;
alfa=corr_alfa+alpha;
% Tercer inversor de 25kW, orientación 184°N, inclinación 8.54°
prodGRID3=prodGCPV(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
    keep_night,sunGeometry,corr, f,betaLim,...
    beta,alfa,iS, alb, horizBright, HCPV,...
    module,generator,inverter,effSys,modeShd,...
    estructura, distances,tz,lon);
% Cuarto inversor de 25kW, orientación 184°N, inclinación 8.54°
prodGRID4=prodGCPV(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
    keep_night,sunGeometry,corr, f,betaLim,...
    beta,alfa,iS, alb, horizBright, HCPV,...
    module,generator,inverter,effSys,modeShd,...
    estructura, distances,tz,lon);
%% Resultados para la producción de cada inversor.
%Se presenta: Eac,Edc,Yf
%Eac:Energía AC mensual generada por el sistema fotovoltaico.
%Edc:Energía DC generada a las salida de los arreglos
%fotovoltaicos.
%Yf:Productividad del sistema.
prodDm=prodGRID.prodDm.Variables; % Primer subsistema
prodDm2=prodGRID2.prodDm.Variables;% Segundo subsistema
prodDm3=prodGRID3.prodDm.Variables;% Tercer subsistema
prodDm4=prodGRID4.prodDm.Variables;% Cuarto subsistema
%% Resultado del sistema en su totalidad
prodDmT=prodDm+prodDm2+prodDm3+prodDm4;
DayOfMonth=[31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31];
%Potencia generada del sistema completo
Pg=prodGRID.generator.Pg+prodGRID2.generator.Pg+...
    prodGRID3.generator.Pg+prodGRID4.generator.Pg;
%Energía generada del sistema completo por cada mes
prodDmT=timetable(prodGRID.prodDm.Time,prodDmT(:,1),...
    prodDmT(:,2),prodDmT(:,3),'VariableNames',...
    ["Eac","Edc","Yf"]);
prodDmT.Yf=prodDmT.Eac/(Pg/1000); %Actualización de Yf
%Producción de electricidad anual
prody=prodDmT.Variables;
prody=[sum(prody(:,1:2).*DayOfMonth'),mean(prody(:,3))];

```

```

%% 3. Funcion prodGCPV => Rendimiento de un sistema fotovoltaico
%conectado a la red.
%=====
function pGCPV=prodGCPV(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
    keep_night,sunGeometry,corr,f,betaLim,beta,alfa,iS,...
    alb,horizBright,HCPV,module,generator,inverter,effSys,...
    modeShd,estructura,distances,tz,lon)
if ~(exist('module')&&exist('generator')&&exist('inverter')...
    &&exist('effSys')&&exist('estructura')&&...
    exist('distances'))
    error('Error: Ingrese todos los datos')
else
    if ((modeShd=="bt") && (modeTrk~="horiz"))
        modeShd(find(modeShd=="bt"))="area";
        warning('el backtracking sólo está implementado para
modeTrk=horiz')
    end
    if (modeRad~="prev")%No utilizamos un cálculo previo
        radEf=calcGef(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
            keep_night,sunGeometry,corr,f,betaLim,beta,alfa,...
            iS,alb,horizBright,HCPV,modeShd,estructura,...
            distances,tz,lon);
    else%Utilizamos un cálculo previo de calcG0, calcGef o
        %prodSFCR stopifnot(class(dataRad) %in% c('G0', 'Gef',
        %'ProdGCPV'))
        radEf=calcGef(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
            keep_night,sunGeometry,corr,f,betaLim,beta,alfa,...
            iS,alb,horizBright,HCPV,modeShd,struct,distances,...
            tz,lon);
    end
end
%Producción
prodI=fProd(radEf,module,generator,inverter,effSys);
module=prodI.module;
generator=prodI.generator;
inverter=prodI.inverter;
effSys=prodI.effSys;
%Cálculo de valores diarios, mensuales y anuales
DayOfMonth=[31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31];%Dias c/d mes
Pg=generator.Pg;%Wp
if (modeRad=="prom")
    prodDm=timetable(radEf.GefI.Time,prodI.prodI.Pac,...
        prodI.prodI.Pdc,'VariableNames',{'Eac' 'Edc'});
    prodDm.Variables=prodDm.Variables/1000;
    prodDm=retime(prodDm,'monthly','sum');
    %kWh
    prodDm.Yf=prodDm.Eac/(Pg/1000);
    prodD=prodDm;
    prodD.Variables=prodDm.Variables*1000;%Wh
    prodD.Yf=prodD.Yf/1000;
    prody=sum(prodDm.Variables.*DayOfMonth');
else
    prodD=[prodI.Pac,Pdc];%Wh
    prodD.Yf=prodD.Eac/Pg;
    prodDm=prodD/1000;
    prody=prodD/1000;
    prodDm.Yf=prodDm.Yf*1000;
    prody.Yf=prody.Yf*1000;
end
pGCPV = struct('radEf',radEf,'prodD',prodD,'prodDm',prodDm,...

```

```

        'prody',prody, 'prodI',prodI, 'module',module, 'generator',...
        generator, 'inverter', inverter, 'effSys', effSys);
end

%% 4. Funcion calcGef => Irradiación e irradiancia en el
%%plano del generador.
%=====
function Gef=calcGef(lat,modeTrk,modeRad,dataRad,sample,...
    keep_night,sunGeometry,corr,f,betaLim,beta,alfa,iS,alb,...
    horizBright,HCPV,modeShd,structure,distances,tz,lon)
    if (modeRad~="prev")                %No utilizamos un cálculo prev
        radHoriz = calcG0(lat, modeRad,dataRad,sample,keep_night,....
            sunGeometry,corr,f,tz,lon);
    else                                %Utilizamos un cálculo prev de calcG0
        radHoriz = dataRad(:,1);
    end
    %Paso a inclinada y radiación efectiva
    BT=(modeShd == "bt");
    angGen = fTheta(radHoriz, beta, alfa, modeTrk, betaLim, BT,...
        structure, distances);
    inclin = fInclin(radHoriz, angGen, iS, alb, horizBright, HCPV);
    %Valores diarios, mensuales y anuales
    DayOfMonth=[31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31];%Dias c/d mes
    if (modeRad=="prom")
        Gefdm=inclin;
        Gefdm.Variables=inclin.Variables/1000;
        Gefdm=retime(Gefdm, 'monthly', 'sum');
        vars=["Di", "Dc", "R", "FTb", "FTd", "FTr", "Dief", "Dcef", "Ref"];
        Gefdm = removevars(Gefdm,vars);
        GefD=Gefdm;
        GefD.Variables=GefD.Variables*1000;%Wh
        Gefy=Gefdm;
        Gefy.Variables = Gefdm.Variables.*DayOfMonth';
        Gefy=retime(Gefy, 'yearly', 'sum');
    else
        GefD=[inclin.Bo,inclin.Bn,inclin.G,inclin.D,inclin.B,...
            inclin.Gef,inclin.Def,inclin.Bef];
        Gefdm=GefD/1000;
        Gefy = sum([GefD.G0d GefD.D0d GefD.B0d].*DayOfMonth');
    end
    %Resultado antes de sombras
    Gef=struct('radHoriz',radHoriz, 'Theta',angGen, 'GefD',...
        GefD, 'Gefdm', Gefdm, 'Gefy', Gefy, 'GefI', inclin, 'iS',...
        iS, 'alb', alb, 'modeTrk', modeTrk, 'modeShd', modeShd,...
        'angGen', [alfa,beta,betaLim], 'structure', structure,...
        'distances',distances);
    %Cálculo de sombras
    if modeShd == ""||modeShd=="bt"%tampoco si hay backtracking
    else
        Gef = calcShd(result0, modeTrk, modeShd, structure,...
            distances);
    end

%%5. Irradiación e irradiancia en el plano horizontal
%=====
function G0=calcG0(lat,modeRad,dataRad,sample,keep_night,...
    sungeometry,corr,f,tz,lon)
    if ~exist('lat','var')||isempty(lat)
        error('No existe la variable o esta vacia')
    else
        if lat>90||lat==90

```

```

        error('Valor fuera de rango de latitudes, coloque un valor
entre -90 y 90')
    end
end
if ~find(modeRad=="prom","aguiar","bd","bdI")
    error("Elija un de los métodos ,prom,aguiar,bd o bdI")
end
%Datos de Radiación
if ~exist('corr','var')||isempty(corr)
    switch(modeRad)
        case "bd"
            corr="CPR";
        case "aguiar"
            corr="CPR";
        case "prom"
            corr="Page";
        case "bdI"
            corr="BRL";
    end
end
bd=fBTd("prom",tz);
G0dm=dataRad(:,1);
Ta=dataRad(:,2);
BD=timetable(bd',G0dm,Ta);
%Angulos solares y componentes de irradiancia
if (modeRad=="bdI")
    sol = calcSol(lat,BD.Time',keep.night,SunGeometry,tz,lon);
    compI = fCompI(sol, BD, corr, f);
    compD = compI(['G0', 'D0', 'B0']);
    %by=[truncDay, FUN==P2E, sol.sample]; %Wh
    %names_compD_ = ["G0d", "D0d", "B0d"];
    compD.Fd = compD.D0d/compD.G0d;
    compD.Ktd = compD.G0d/as.zooD(sol).Bo0d;
else %modeRad!="bdI"
    sol = calcSol(lat,[],sample,BD.Time',[],keep_night,...
    sungeometry,tz,lon);
    compD = fCompD(sol, BD, corr, f);
    compI = fCompI(sol, compD);
end
%Temperatura
%Compruebo si tengo información de temperatura a partir de la
%cual generar una secuencia de datos. Para eso, debo estar
%leyendo de www.mapa.es o de una base de datos que contenga dos
%variables con información sobre valores diarios máximos y
% mínimos de temperatura ind.rep = indexRep(sol) %para repetir
%valores diarios de Ta, si es necesario.
indSol = sol.SolI.Time;
switch modeRad
    case "bd"
        if (all(c("TempMax","TempMin") == names(BD@data)))
            fTemp(sol, BD)
        else
            if ("Ta" == names_BD.data)
                zoo(BD.data.Ta(ind.rep), indSol)
            else
                warning("No temperature information available!")
            end
        end
    case "bdI"
        if ("Ta" == (BD.data))
            Ta=BD.data.Ta;

```

```

        else
            warning('No temperature information available!')
        end
    case "prom"
        Tad=[];
        for i=1:length(compD.G0d)
            Tad = [Tad; repmat(dataRad(i,2),24,1)];
        end
        Tad=timetable(sol.SolI.Time,Tad);
    end
end
%Medias mensuales y anuales
DayOfMonth=[31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31]; %OJO
G0dm = timetable(sol.SolD.Time,compD.G0d/1000,compD.D0d/1000,...
    compD.B0d/1000,'VariableNames',['G0d',"D0d","B0d']); %kWh
G0y = sum([G0dm.G0d G0dm.D0d G0dm.B0d].*DayOfMonth');
%Resultado
G0 = struct('BD',BD,... %G0 contains "Meteo"...
    'sol',sol,... %G0 contains 'Sol'...
    'G0D',compD,... %resultado de fCompD...
    'G0dm',G0dm,... %aggregate, medias mensuales...
    'G0y',G0y,... %aggregate, valores anuales...
    'G0I',compI,... %resultado de fCompI...
    'Ta',Ta,...
    'Tad',Tad... %temperatura ambiente...
);
end

```

```

%% 6. Ángulo de incidencia de la irradiación solar sobre una
%superficie inclinada.
%=====
function Theta=fTheta(sol, beta, alfa, modeTrk, betaLim,BT,...
    struct,dist)
betaLim=deg2rad(betaLim);
lat=deg2rad(sol.sol.lat);
if sign(lat)==0 %Cuando lat=0, sign(lat)=0.
    %Lo cambio a sign(lat)=1.
    signLat=1;
else
    signLat=sign(lat);
end
solI=sol.sol.SolI;
AlS=solI.Als;
AzS=solI.AzS;
decl=solI.decl;
w=solI.w;
aman=solI.aman;
switch modeTrk
    case "two"
        Beta2x=pi/2-AlS;
        Beta=Beta2x+(betaLim-Beta2x)*(Beta2x>betaLim);
    case "fixed"
        Beta = repmat(deg2rad(beta), length(w),1);
    case "horiz"
        BetaHoriz0=atan(abs(sin(AzS)/tan(AlS)));
        if (BT)
            lew=dist.Lew/struct.L;
            Longitud=lew.*cos(BetaHoriz0);
            Cond=(Longitud>=1);
            Longitud(Cond)=1;%Cuando Cond==TRUE Longitud=1
            %y por tanto asin(Longitud)=pi/2,

```

```

                                %de forma que BetaHoriz=BetaHoriz0
Beta=BetaHoriz0+asin(Longitud)-pi/2;
                                %=ifelse(Cond,
                                %BetaHoriz0,#No hay sombra
                                %BetaHoriz0+asin(Longitud)-pi/2)
else
    BetaHoriz=BetaHoriz0;
    if BetaHoriz>betaLim
        Beta=betaLim;
    else
        Beta=BetaHoriz;
    end
end
end
Beta(~aman)=nan;
switch modeTrk
    case "two"
        Alfa = AzS;
    case "fixed"
        Alfa = repmat(deg2rad(alfa), length(w),1);
    case "horiz"
        Alfa=pi/2*sign(AzS);
end
Alfa(~aman)=nan;
switch modeTrk
    case "two"
        t1=sin(decl).*sin(lat).*cos(Beta);
        t2=cos(decl).*cos(w).*cos(lat).*cos(Beta);
        t3=cos(decl).*abs(sin(w)).*sin(Beta);
        cosTheta=t1+t2+t3;
    case "fixed"
        t1=sin(decl).*sin(lat).*cos(Beta);
        t2=-signLat.*sin(decl).*cos(lat).*sin(Beta).*cos(Alfa);
        t3=cos(decl).*cos(w).*cos(lat).*cos(Beta);
        t4=signLat.*cos(decl).*cos(w).*...
            sin(lat).*sin(Beta).*cos(Alfa);
        t5=cos(decl).*sin(w).*sin(Alfa).*sin(Beta);
        cosTheta=t1+t2+t3+t4+t5;
    case "horiz"
        t1=sin(decl).*sin(lat).*cos(Beta);
        t2=-signLat.*sin(decl).*cos(lat).*sin(Beta).*cos(Alfa);
        t3=cos(decl).*cos(w).*cos(lat).*cos(Beta);
        t4=signLat.*cos(decl).*cos(w).*sin(lat).*...
            sin(Beta).*cos(Alfa);
        t5=cos(decl).*sin(w).*sin(Alfa).*sin(Beta);
        cosTheta=t1+t2+t3+t4+t5;
end
cosTheta(~aman)=nan;
cosTheta=cosTheta.*(cosTheta>0); %cuando cosTheta<0, Theta es
                                %mayor de 90°, y por tanto el
                                %Sol está detras del panel.
Theta=timetable(solI.Time,Beta,Alfa,cosTheta,'VariableNames',...
    ["Beta","Alfa","cosTheta"]);
end

%% 7.Irradiancia solar sobre una superficie inclinada.
%=====
function inclin=fInclin(compI,angGen,iS,alb,horizBright,HCPV)
%angGen es el resultado de fTheta
%Preparo argumentos
%Irradiancia solar sobre una superficie inclinada

```

```

ang = angGen;
Beta = ang.Beta;
Alfa = ang.Alfa;
cosTheta = ang.cosTheta;
comp = compI.sol.SolI;
aman = comp.aman;
B0 = compI.G0I.B0;
Bo0 = comp.Bo0;
D0 = compI.G0I.D0;
G0 = compI.G0I.G0;
cosThzS = comp.cosThzS;
cosThzS(~aman)=nan;
%Método N.Martin para suciedad e incidencia no perpendicular
Suc = [1, 0.17, -0.069;0.98,.2,-0.054;0.97,0.21,-0.049;0.92,...
0.27,-0.023];
FTb = (exp(-cosTheta./Suc(iS,2)) - exp(-1./Suc(iS,2)))./...
(1 - exp(-1./Suc(iS,2)));
FTd = exp(-1./Suc(iS,2) .* (4./(3*pi) .* (sin(Beta) +...
(pi - Beta - sin(Beta))./(1 + cos(Beta))) +...
Suc(iS,3) .* (sin(Beta) +...
(pi - Beta - sin(Beta))./(1 + cos(Beta))).^2));
FTr = exp(-1./Suc(iS,2) .* (4./(3.*pi) .* (sin(Beta) +...
(Beta - sin(Beta))./(1 - cos(Beta))) +...
Suc(iS,3) .* (sin(Beta) +...
(Beta - sin(Beta))./(1 - cos(Beta))).^2));
%Método Hay and Davies para tratamiento difusa
B = B0.*cosTheta./cosThzS.*(cosThzS>0.007);
%El factor cosThzS>0.007 hace falta para eliminar resultados
%erroneos cerca del amanecer
k1 = B0./(Bo0);
Di = D0 .* (1-k1) .* (1+cos(Beta))./2;
if (horizBright)
    Di = Di .* (1+sqrt(B0./G0) .* sin(Beta./2).^3);
end
Dc = D0 .* k1 .* cosTheta./cosThzS .* (cosThzS>0.007);
R = alb .* G0 .* (1-cos(Beta))./2;
D = (Di + Dc);
%Irradiancia extraterrestre en el plano inclinado
Bo = Bo0 .* cosTheta./cosThzS .* (cosThzS>0.007);
%Irradiancia directa normal (DNI)
Bn = B0./cosThzS;
%Suma de componentes
G = B + D + R;
Ref = R .* Suc(iS,1) .* (1-FTr) .* (~HCPV);
Ref(isnan(FTr)) = 0; %Cuando cos(Beta)=1, FTr=NaN. Anulo Ref.
Dief = Di .* Suc(iS,1) .* (1 - FTd) .* (~HCPV);
Dcef = Dc .* Suc(iS,1) .* (1 - FTb) .* (~HCPV);
Def = Dief + Dcef;
Bef = B .* Suc(iS,1) .* (1 - FTb);
Gef = Bef + Def + Ref;
% Use 0 instead of NA for irradiance values
Bo(~aman) = 0;Bn(~aman) = 0;G(~aman) = 0;D(~aman) = 0;
Di(~aman) = 0;Dc(~aman) = 0;B(~aman) = 0;R(~aman) = 0;
FTb(~aman) = 0;FTd(~aman) = 0;FTr(~aman) = 0;Dief(~aman) = 0;
Dcef(~aman) = 0;Gef(~aman) = 0;Def(~aman) = 0;Bef(~aman) = 0;
Ref(~aman) = 0;
%Resultado
inclin = timetable(comp.Time,Bo, Bn,G, D, Di, Dc, B, R,FTb,...
FTd, FTr,Dief, Dcef, Gef, Def, Bef, Ref,'VariableNames',...
{'Bo', 'Bn','G', 'D', 'Di', 'Dc', 'B', 'R', 'FTb', 'FTd',...
'FTr', 'Dief', 'Dcef', 'Gef', 'Def', 'Bef', 'Ref'});

```

```

end

%% 8. Movimiento aparente del Sol desde la Tierra
%=====
function Sol=calcSol(lat, BTd, sample, BTi, EoT, keep_night,...
    method,tz,lon)
    if (~exist('BTi','var')||isempty(BTi))
        sold=fSold(lat, BTd, method,lon);
        solI=fSolI(lat,sold,sample,BTi,EoT,keep_night,method,tz,lon);
        %match = attr(solI, 'match');
        %sample = attr(solI, 'sample');
    else %utilizo BTi
        sold = fSold(lat, BTd, method);
        solI = fSolI(lat,sold,sample,BTi,EoT,...
            keep_night,method,tz,lon);
    end
    Sol.lat=lat;
    Sol.Sold=sold;
    Sol.SolI=solI;
    Sol.sample=sample;
end

%% 9. Rendimiento de un sistema fotovoltaico
%=====
function Prod=fProd(inclin,module,generator,inverter,effSys)
Gef = inclin.GefI.Gef;
Ta = inclin.radHoriz.Tad.Var1;
Ncs = module.Ncs;
Ncp = module.Ncp;
generator.Pg = (module.Vmn * generator.Nms)*(module.Imn * ...
    generator.Nmp);
Nms = generator.Nms;
Nmp = generator.Nmp;
Pinv = inverter.Pinv;
%%Solar Cell i-v
vocn = module.Vocn / module.Ncs;
iscn = module.Iscn/ module.Ncp;
vmn = module.Vmn / module.Ncs;
imn = module.Imn / module.Ncp;
vmin = inverter.Vmin / (Ncs * Nms);
vmax = inverter.Vmax / (Ncs * Nms);
cell = iv(vocn,iscn,vmn,imn,module.TONC,module.CoeffVT,Ta,...
    Gef,vmin,vmax);
%%Generator voltage and current
Idc = Nmp .* Ncp .* cell.idc;
Isc = Nmp .* Ncp .* cell.isc;
Impp = Nmp .* Ncp .* cell.impp;
Vdc = Nms .* Ncs .* cell.vdc;
Voc = Nms .* Ncs .* cell.voc;
Vmpp = Nms .* Ncs .* cell.vmpp;
%%DC power (normalization with nominal power of inverter)
%%including losses
PdcN = Idc .* Vdc ./ Pinv .*...
    (1 - effSys.ModQual / 100) .*...
    (1 - effSys.ModDisp / 100) .*...
    (1 - effSys.MPP / 100) .*...
    (1 - effSys.OhmDC / 100);
%%Potencia AC normalizada al inverter
Ki = inverter.Ki;
if size(Ki,1)==3&&size(Ki,2)==3
    %Ki es una matriz de nueve coeficientes-->dependencia con tensión

```

```

    VP = [Vdc PdcN];
    PacN = apply(VP, 1, solvePac, Ki);
else
%Ki es un vector de tres coeficientes-->sin dependencia
%con la tensión
    A = Ki(3);
    B = Ki(2) + 1;
    C = Ki(1) - PdcN;
    PacN = (-B + sqrt(B.^2 - 4 * A * C))/(2 * A);
end
EffI = PacN ./ PdcN;
pacNeg = PacN <= 0;
PacN(pacNeg) = 0;
PdcN(pacNeg) = 0;
EffI(pacNeg) = 0;
%%Potencia AC y DC sin la normalización
Pac = PacN .* Pinv .* ...
    (Gef > inverter.Gumb) .* ...
    (1 - effSys.OhmAC ./ 100) .* ...
    (1 - effSys.TrafoMT ./ 100) .* ...
    (1 - effSys.Disp ./ 100);
Pdc = PdcN .* Pinv .* (Pac > 0);
%%Result
prodI=timetable(inclin.GefI.Time, cell.Tc, Voc, Isc, Vmpp, Impp, ...
    Vdc, Idc, Pac, Pdc, EffI, 'VariableNames', ...
    ["Tc", "Voc", "Isc", "Vmpp", "Impp", "Vdc", "Idc", "Pac", "Pdc", ...
    "EffI"]);
Prod = struct('prodI', prodI, 'generator', generator, ...
    'module', module, 'inverter', inverter, 'effSys', effSys);
end
function result=solvePac (x, Cinv)
Vdc=x(1);
PdcN=x(2);
V = [1, Vdc, Vdc^2];
Ki=sum(V*(Cinv));
A=Ki(3);
B=Ki(2)+1;
C=Ki(1)-(PdcN);
result = (-B+sqrt(B^2-4*A*C))/(2*A);
end

%% 10. Parámetros de la célula
%=====
function cell=iv(vocn, iscn, ...
    vmn, imn, TONC, CoefVT, Ta, Gef, vmin, vmax)
%%voc, isc, vmpp, impp : Valores de la célula
%%Voc, Isc, Vmpp, Impp: Valores del Modulo/Generador
%%Calculo de la caracteristica corriente - voltaje de una célula
% solar con Gef and Ta
% vmin = nan
% vmax = nan
%% Constantes de la células
Gstc = 1000; %W/m2 - Irradiancia Estandar
Ct = (TONC - 20) / 800;
Vtn = 0.02585 * (273 + 25) / 300; %Potencial térmico a
%temperatura estandar
m = 1.3; %Factor de idealidad de diodo (default silicio)
%% Temperatura de la célula
Tc = Ta + Ct * Gef;
Vt = 0.02585 * (Tc + 273)/300;
%% Resistencia en Serie

```

```

Rs = (vocn - vmn + m * Vtn * log(1 - imn/iscn)) / imn;
%% Voc y Isc en condiciones ambiente
voc = vocn + CoefVT * (Tc - 25);
isc = iscn * Gef/Gstc;
%% Método Ruiz para el calculo de la característica voltaje y
%corriente
%De una célula
rs = Rs .* isc./voc;
koc = voc./(m .* Vt);
%% Punto de máxima potencia
Dm0 = (koc - 1)./(koc - log(koc));
Dm = Dm0 + 2 .* rs .* Dm0.^2;
impp = isc .* (1 - Dm./koc);
vmpp = voc .* (1 - log(koc./Dm)./koc - rs .* (1 - Dm./koc));
vdc = vmpp;
idc = impp;
%%Cuando el MPP está por debajo/superior a los límites de tensión
%del inversor, establece el punto de tensión en el límite
%correspondiente.
%%Funciones auxiliares para calcular la corriente a una tensión
%definida.
%%Inverter minimum voltage
if (~ismissing(vmin))
    if any(vmpp < vmin)
        indMIN = find(vmpp < vmin);
        for i=indMIN'
            vocMIN = voc(i);
            kocMIN = koc(i);
            rsMIN = rs(i);
            vmin = vmin/vocMIN;
            %%v debe estar entre 0 y 1
            vmin(vmin < 0) = 0;
            vmin(vmin > 1) = 1;
            imin=ilimit(vmin, kocMIN, rsMIN);
        end
        iscMIN = isc(indMIN);
        idc(indMIN) = imin * iscMIN;
        vdc(indMIN) = vmin;
        warning('Minimum MPP voltage of the inverter has been
reached')
    end
end
if (~ismissing(vmin))
    if any(vmpp > vmax)
        for i=indMAX'
            vocMAX = voc(i);
            kocMAX = koc(i);
            rsMAX = rs(i);
            vmax = vmax / vocMAX;
            %%v debe estar entre 0 y 1
            vmax(vmax < 0) = 0;
            vmax(vmax > 1) = 1;
            imax=ilimit(vmax, kocMAX, rsMAX);
        end
        iscMAX = isc(indMAX);
        idc(indMAX) = imax * iscMAX;
        vdc(indMAX) = vmax;
        warning('Maximum MPP voltage of the inverter has been
reached')
    end
end

```

```

end
cell=struct('Ta',Ta,'Tc', Tc,'Gef', Gef,'voc', voc,'isc', isc,...
           'vmpp',vmpp,'impp',impp,'vdc', vdc,'idc', idc);
End

%% 11. Cálculo de corriente célula
=====
function result=izero(i,v,koc,rs)
vp = v + i*rs;
Is = 1/(1 - exp(-koc * (1 - rs)));
result = i - (1 - Is * (exp(-koc * (1 - vp)) - exp(-koc *...
(1 - rs))));
end

%% 12. Parámetros del Solver para hallar la corriente
=====
function result=ilimit(v,koc,rs)
if (ismissing(koc))
result=missing;
else
fun=@(i) izero(i,v,koc,rs);
options = optimset('Display','iter')
result=fzero(fun,[0.0000000001 1],options)
end
end

%% 13. Movimiento diario aparente del Sol desde la Tierra
=====
function Sold=fSold(lat,BTd,method,varargin)
if nargin<4
mode='prom';
year_a=year(datetime('now'));
tz='Etc/UTC';
else
mode=varargin{1};
year_a=varargin{2};
tz=varargin{3};
end
if (abs(lat)>90)
lat=sign(lat)*90;
warning('Latitude outside acceptable values. Set to %.4f ',...
lat)
end
lat=deg2rad(lat);
if ~exist('BTd','var')||isempty(BTd)
BTd=fBTd(mode,tz,{year_a});
else
BTd=unique(BTd);
end
dn = day(BTd,'dayofyear'); %día del año
origin=datetime(2000,1,1,12,0,0);
origin.TimeZone=tz;
jd_1=juliandate(BTd+hours(12));
jd_2=juliandate(origin);
jd=jd_1-jd_2;
X = 2*pi*(dn-1)/365;
methods=["cooper", "spencer", "michalsky", "strous"];
if ~matches(method, methods)
warning("Escoja uno de los métodos cooper, spencer,michalsky
o strous")
end
end

```

```

%Declinación
switch method
case "cooper"
%Cooper, P.I., Solar Energy, 12, 3 (1969).
%"The Absorption of Solar Radiation in Solar Stills"
decl=23.45*sin(2*pi*(dn+284)/365);
decl=deg2rad(decl);
case "spencer"
%Spencer, Search 2 (5), 172
%https://www.mail-archive.com/sundial@uni-
koeln.de/msg01050.html
decl = 0.006918 - 0.399912*cos(X) +...
        0.070257*sin(X) - 0.006758*cos(2*X) +...
        0.000907*sin(2*X) - 0.002697*cos(3*X) +...
        0.001480*sin(3*X);
case "strous"
meanAnomaly = (357.5291 + 0.98560028*jd);%%360
coefC=[1.9148, 0.02, 0.0003];
sinC=sin(outer(1:3, deg2rad(meanAnomaly), '*'));
C = colSums(coefC*sinC);
trueAnomaly=(meanAnomaly + C);%%360
eclipLong=(trueAnomaly + 282.9372);%%360
excen=23.435;
sinEclip=sin(deg2rad(eclipLong));
sinExcen=sin(deg2rad(excen));
decl=asin(sinEclip*sinExcen);
case "michalsky"
meanLong=(280.460+0.9856474*jd);%%360
meanAnomaly=(357.528+0.9856003*jd);%%360
eclipLong=(meanLong +1.915*sin(d2r(meanAnomaly))+...
        0.02*sin(d2r(2*meanAnomaly)));%%360
excen=23.439-0.0000004*jd;
sinEclip=sin(d2r(eclipLong));
sinExcen=sin(d2r(excen));
decl=(asin(sinEclip*sinExcen));
end

%Distancia sol-tierra, 1/r2
%ro=1.496E8 #distancia media Tierra-Sol (km)
switch(method)
case "cooper"
eo = 1 + 0.033*cos(2*pi*dn/365);
case "spencer"
eo = 1.000110 + 0.034221*cos(X) + 0.001280*sin(X) +...
        0.000719*cos(2*X) + 0.000077*sin(2*X);
case "michalsky"
eo = 1.000110 + 0.034221*cos(X) + 0.001280*sin(X) +...
        0.000719*cos(2*X) + 0.000077*sin(2*X);
case "strous"
eo = 1.000110 + 0.034221*cos(X) + 0.001280*sin(X) +...
        0.000719*cos(2*X) + 0.000077*sin(2*X);
end

%Ecuación del tiempo en minutos
%Según Alan M.Whitman "A simple expression for the equation
%of time"
%EoT=ts-t, donde ts es la hora solar real y t es la hora solar
%media
%Valores negativos implican que el sol real se retrasa respecto
%al medio
M=2*pi/365.24*dn;
EoT.min=229.18*(-0.0334*sin(M)+0.04184*sin(2*M+3.5884));
EoT=(EoT.min/60)*pi/12; %radianes

```

```

%Longitud del día
cosWs=-tan(lat)*tan(decl);
ws=(-acos(cosWs)); %sunrise, negative since it is before noon
polar = find(isnan(ws)); %Polar day/night
ws(polar) = -pi*(cosWs(polar) < -1) + 0*(cosWs(polar) >1);
%Irradiancia Extraterrestre o extra-atmosferica.
Bo=1367; %solar constant
Bo0d=-24/pi*Bo.*eo.*(ws.*sin(lat).*sin(decl)+cos(lat)...
*cos(decl).*sin(ws)); %el signo negativo se debe a
%la definición de ws
SolD=timetable(BTd',decl', eo', ws', Bo0d', EoT',...
'VariableNames',{'decl','eo','ws','Bo0d','EoT'});
end

%% 14. Movimiento diario aparente del Sol desde la Tierra
%=====
function SolI=fSolI(lat,SolD,sample,BTi,EoT,keep_night,method,...
tz,lon)
Bo = 1367;%constante solar
lat=deg2rad(lat);
t1 = datetime('today','TimeZone',tz);
lambda_h = 15*hour(tzoffset(t1));
if ~isempty(lon)&&lambda_h~=0
lambda_l=lon;
dT=deg2rad(lambda_l-lambda_h);
else
dT=0;
end
if sign(lat)==0 %Cuando lat=0, sign(lat)=0. Lo cambio a
sign(lat)=1
signLat = 1;
else
signLat=sign((lat));
end
data=[SolD.decl,SolD.eo,SolD.ws,SolD.Bo0d,SolD.EoT];
matdata=[];
if ~exist('BTi','var')||isempty(BTi)
seqby=[];
cond=0;
%data=table(SolD.decl,SolD.eo,SolD.ws,SolD.Bo0d,SolD.EoT,
%'VariableNames',{'decl',"eo","ws","Bo0d","EoT"});
else
seqby_time = BTi;
sampleDiff = median(diff(seqby_time));
seqby=[];
cond=1;
end
switch sample
case "hour"
tsamples='hour';
isamples=0:23;
case "min"
tsamples='min';
isamples=0:(60*24-1);
case "sec"
tsamples='second';
isamples=0:(60*60*24-1);
end
if cond==0
for i=1:length(SolD.Time)
seqby=[seqby dateshift(SolD.Time(i), 'start',...

```

```

        tsamples, isamples)];
    matdata=[matdata; repmat(data(i,:),24,1)];
end
else
    for i=1:length(seqby_time)
        seqby=[seqby dateshift(Sold.Time(i), 'start',...
            tsamples, isamples)];
        matdata=[matdata; repmat(data(i,:),24,1)];
    end
end
%Obtengo las variables de sold
decl=matdata(:,1);
eo=matdata(:,2);
ws=matdata(:,3);
Bo0d=matdata(:,4);
EoT=matdata(:,5);
TT=timetable(seqby', decl, eo, ws, Bo0d, EoT);
if (EoT)
    EoT = TT.EoT;
else
    EoT = 0;
end
origin=datetime(2000,1,1,12,0,0);
origin.TimeZone=Sold.Time.TimeZone;
jd_1=juliandate(seqby);
jd_2=juliandate(origin);
jd=jd_1-jd_2;
TO = seqby.Hour+seqby.Minute+seqby.Second;
TO=TO';
switch method
    case "cooper"
        w=pi/12*((TO-12))+EoT+dT;
    case "spencer"
        w=pi/12*((TO-12))+EoT;
    case "michalsky"
        meanLong = (280.460+0.9856474*jd);%%360
        meanAnomaly = (357.528+0.9856003*jd);%%360
        eclipLong = (meanLong +1.915*sin(deg2rad(meanAnomaly)) ...
            +0.02*sin(deg2rad(2*meanAnomaly)));%%360
        excen = 23.439-0.0000004*jd;
        sinEclip = sin(deg2rad(eclipLong));
        cosEclip = cos(deg2rad(eclipLong));
        cosExcen = cos(deg2rad(excen));
        ascension = rad2deg(atan2(sinEclip*cosExcen, cosEclip));
        %%360
        %hora sideral media local, LMST
        %TO se ha corregido previamente con local2Solar para
        %para incluir la longitud, el horario de verano, etc.
        lmst = (180/12*(6.697375 + 0.0657098242*jd + TO));%%360
        w = (lmst-ascension);
        w = deg2rad(w + 360*(w < -180) - 360*(w > 180));
    case "Strous"
        meanAnomaly = (357.5291 + 0.98560028*jd);%%360
        coefC = c(1.9148, 0.02, 0.0003);
        sinC = sin(outer(1:3, deg2rad(meanAnomaly), '*'));
        C = colSums(coefC*sinC);
        trueAnomaly = (meanAnomaly + C);%%360
        eclipLong = (trueAnomaly + 282.9372);%%360
        excen = 23.435;
        sinEclip = sin(deg2rad(eclipLong));
        cosEclip = cos(deg2rad(eclipLong));

```

```

        cosExcen = cos(deg2rad(excen));
        ascension = rad2deg(atan2(sinEclip*cosExcen, cosEclip));
        %%360
        %hora sideral media local, LMST
        %TO se ha corregido previamente con local2Solar para
        %incluir la longitud, el horario de verano, etc.
        lmst = (280.1600+360.9856235*jd);%%360
        w = (lmst-ascension);
        w = deg2rad(w + 360*(w< -180) - 360*(w>180));
    end
    aman=abs(w)<=abs(ws); %TRUE if between sunrise and sunset
    %Angulos solares
    cosThzS=sin(decl).*sin(lat)+cos(decl).*cos(w).*cos(lat);
    % cosThzS(~aman)=nan
    cosThzS(cosThzS>1)=1;
    AlS = asin(cosThzS); %Altura del sol
    cosAzS = signLat.*(cos(decl).*cos(w)*sin(lat)-cos(lat)...
        *sin(decl))./cos(AlS);
    % is.na(cosAzS) =~aman
    cosAzS(cosAzS > 1) = 1;
    cosAzS(cosAzS < -1) = -1;
    AzS = sign(w).*acos(cosAzS); %Angulo azimutal del sol. Positivo
    %hacia el oeste.
    %Irradiancia extra-atmosférica
    Bo0=Bo.*eo.*cosThzS;
    Bo0(~aman) = 0; %Bo0 is 0 outside the sunrise-sunset period
    %Generador empirico de Collares-Pereira y Rabl
    a = 0.409-0.5016*sin(ws+pi/3);
    b = 0.6609+0.4767*sin(ws+pi/3);
    rd=Bo0./Bo0d;
    rg=rd.*(a+b.*cos(w));
    %#Resultados
    if (~keep_night) %No conservamos todo aquello en lo que
        %aman==FALSE
        idx=(aman==true);
        seqby = seqby(idx);
        SolI = timetable(seqby',w(idx), aman(idx), cosThzS(idx),...
            AlS(idx), AzS(idx), Bo0(idx), rd(idx), rg(idx),...
            'VariableNames',{'w','aman','cosThzS','AlS','AzS',...
            'Bo0','rd','rg'});
        %mtch = mtch(aman==TRUE)
    else
        SolI = timetable(seqby',w, aman, cosThzS, AlS, AzS, Bo0,...
            rd, rg, decl,'VariableNames',{'w','aman','cosThzS',...
            'AlS','AzS','Bo0','rd','rg','decl'});
    end
end
end

%% 15. Cálculo de la irradiancia solar en una superficie
%horizontal
%=====
function CompI=fCompI(sol, compD, GOI, corr, f, filterGO)
%Índices de tiempo
solI = sol.SolI;
sample = sol.sample;
indSol = solI.Time;
%Recuperar algunas variables de solI
rd = solI.rd;
rg = solI.rg;
aman = solI.aman;
Bo0 = solI.Bo0;

```

```

%Si no se proporcionan valores instantáneos, se utiliza compD en
%su lugar.
if ~exist('G0I','var')||isempty(G0I)
    %Componentes de la irradiación diaria
    D0d=[];G0d=[];B0d=[];
    for i=1:length(compD.D0d)
        D0d = [D0d; repmat(compD.D0d(i),24,1)];
        G0d = [G0d; repmat(compD.G0d(i),24,1)];
        B0d = [B0d; repmat(compD.B0d(i),24,1)];
    end
    %Perfil diario utilizando las propuestas de Liu y Jordan,
    %Collares-Pereira y Rabl.
    D0 = D0d .* rd;
    G0 = G0d .* rg;
    %Este método puede producir una irradiancia difusa superior a
    %la irradiancia global.
    G0 = [max(G0', D0')]';
    B0 = G0 - D0;
    %Los valores negativos se fijan en NA
    neg = (B0 < 0) |(D0 < 0) |(G0 < 0);
    G0(neg)=nan;
    D0(neg)=nan;
    B0(neg)=nan;
    %Los perfiles diarios se escalan para mantener los valores
    %diarios de irradiación
    dayss = datetime(year(indSol),month(indSol),day(indSol));
    TT=timetable(indSol,G0,D0,B0);
    TTR = retime(TT,'daily','sum');
    TTR(TTR.G0==0,:)=[];
    D0dCP=[];G0dCP=[];B0dCP=[];
    for i=1:length(compD.D0d)
        D0dCP = [D0dCP; repmat(TTR.D0(i),24,1)];
        G0dCP = [G0dCP; repmat(TTR.G0(i),24,1)];
        B0dCP = [B0dCP; repmat(TTR.B0(i),24,1)];
    end
    kt = G0./Bo0;
    fd = D0./G0;
else
    warning("Revisar el cálculo de compD")
end
% Values outside sunrise-sunset are set to zero
G0(~aman)=0;
D0(~aman)=0;
B0(~aman)=0;
kt(~aman)=0;
fd(~aman)=0;
CompI = timetable(indSol,kt,fd,G0,D0,B0,'VariableNames',...
    ["kt","fd","G0","D0","B0"]);
%attr(result, 'match') = mtch
end

%% 16. Componentes de la irradiación solar global diaria sobre
%una superficie horizontal
%=====
function CompD=fCompD(sol,G0d,corr,f)
Bo0d=sol.SolD.Bo0d;
G0d=G0d.G0dm;
if size(G0d,1)<size(G0d,2)
    G0d=G0d';
end
%indexSol = index(sol);

```

```

G0d(G0d>Bo0d)=nan;
Ktd=G0d./Bo0d;
if corr~="none"
    switch corr
        case "CPR"
            Fd=FdKtCPR(Ktd);%Correlacion global-difusa diaria de
                %Collares Pereira y Rabl
        case "Page"
            Fd=FdKtPage(Ktd);%Correlación global difusa para
                %medias mensuales de Page
        case "LJ"
            Fd=FdKtLJ(Ktd); %Correlación global difusa para
                %medias mensuales de Liu y Jordan
        case "EKDd"
            Fd=FdKtEKDd(Ktd, sol); %Correlación global difusa
                %diaria de Erbs et al
        case "CLIMEDd"
            Fd=FdKtCLIMEDd(Ktd); %Correlación global difusa
                %diaria de CLIMED
        case "user"
            if nargin<4
                Fd=f(Ktd); %Correlación propuesta por el usuario
            else
                error("Ingrese función de correlación propuesta")
            end
        otherwise
            error("Descriptor erróneo de la correlación Fd-Ktd")
    end
    D0d=Fd.*G0d;
    B0d=G0d-D0d;
else
    %corr=='none', y por tanto G0d es multivariante con G0d, D0d
    %y B0d
    IrrData=G0d;
    IrrData(IrrData.G0d>Bo0d)=nan;
    D0d=IrrData.D0d;
    B0d=IrrData.B0d;
    G0d=IrrData.G0d;
    Ktd=G0d/Bo0d;
    Fd=D0d/G0d;
end
CompD=timetable(sol.Sold.Time,Fd,Ktd,G0d,D0d,B0d,...
    'VariableNames',{'Fd',"Ktd","G0d","D0d","B0d"});
end
%Medias mensuales
function Fd=FdKtPage(Ktd)%Page para medias mensuales
Fd=1-1.13*Ktd;
end
function Fd=FdKtLJ(Ktd)%Liu y Jordan para medias mensuales
Fd=(Ktd<0.3)*0.595774+(Ktd>=0.3 & Ktd<=0.7)*...
    (1.39-4.027*Ktd+5.531*Ktd^2-3.108*Ktd^3)+...
    (Ktd>0.7)*0.215246;
end
%Diarios
function Fd=FdKtCPR(Ktd)%Collares-Pereira y Rabl para diarios
Fd=(0.99*(Ktd<=0.17))+(Ktd>0.17 & Ktd<0.8)*...
    (1.188-2.272*Ktd+9.473*Ktd^2-21.856*Ktd^3+14.648*Ktd^4)+...
    (Ktd>=0.8)*0.2426688;
end
function Fd=FdKtEKDd(Ktd, sol)%Erbs, Klein y Duffie para diarios
ws = sol.ws;

```

```

WS1=(abs(ws)<1.4208);
Fd=WS1*((Ktd<0.715)*(1-0.2727*Ktd+2.4495*Ktd^2-11.9514*Ktd^3+...
9.3879*Ktd^4)+(Ktd>=0.715)*(0.143))+~WS1*((Ktd<0.722)*...
(1+0.2832*Ktd-2.5557*Ktd^2+0.8448*Ktd^3)+...
(Ktd>=0.722)*(0.175));
end
function Fd=FdKtCLIMEDd(Ktd)% CLIMED1 para diarios
Fd=(Ktd<=0.13)*(0.952)+(Ktd>0.13 & Ktd<=0.8)*...
(0.868+1.335*Ktd-5.782*Ktd^2+3.721*Ktd^3)+...
(Ktd>0.8)*0.141;
end
%Horarios
function fd=FdKtEKDh(kt)%Erbs, Klein y Duffie para horarios
fd=(kt<=0.22)*(1-0.09*kt)+(kt>0.22 & kt<=0.8)*...
(0.9511-0.1604*kt+4.388*kt^2-16.638*kt^3+12.336*kt^4)+...
(kt>0.8)*0.165;
end
function fd=FdKtCLIMEDh(kt)%CLIMED2 para horarios
fd=(kt<=0.21)*(0.995-0.081*kt)+(kt>0.21 & kt<=0.76)*...
(0.724+2.738*kt-8.32*kt^2+4.967*kt^3)+...
(kt>0.76)*0.180;
end
function fd=FdKtBRL(kt, sol)%Boland et al.
sample=sol.sample;
idx=index(sol);
w=coredata(sol.w);
aman=coredata(sol.aman);
ALS=coredata(sol.ALS);
% Cálculo de fd
fd=(1+exp(-5.38+6.63*kt+0.006*r2h(w)-0.007*r2d(ALS)+1.75*Ktd+...
1.31*pers))^(-1);
end

% 17. Base horaria diaria
%=====
function BTd=fBTd(mode,tz,vargin)
if nargin<=2
year_a=year(now);
Y=repmat(year_a,1,12);
M=1:12;
else
if length(vargin)<2&&mode=="prom"
year_a=vargin{1};
Y=repmat(year_a,1,12);
M=1:12;
end
if length(vargin)<=3&&mode=="serie"
start=vargin{2};
final=vargin{3};
end
end
switch mode
case "serie"
if nargin<=2
serie=datetime(year_a,1,1):datetime(year_a,12,31);
serie.TimeZone=tz;
BTd=serie;
else
serie=datetime(start,'InputFormat','dd-MM-
uuuu'):datetime(final,'InputFormat','dd-MM-uuuu');
serie.TimeZone=tz;

```

```
        BTd=serie;
    end
case "prom"
    promDays=[17,14,15,15,15,10,18,18,18,19,18,13];
    prom=datetime(Y,M,promDays);
    prom.TimeZone=tz;
    BTd=prom;
end
end
```

APÉNDICE H.

Datasheets

APÉNDICE H1

Datasheet Panel Fotovoltaico Hoja 1

Mono
Multi
Solutions



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DELO
PRODUCT RANGE: 530-555W

555W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%
MAXIMUM EFFICIENCY



- 

High customer value

 - Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
 - Lowest guaranteed first year and annual degradation
 - Designed for compatibility with existing mainstream system components
 - Higher return on Investment
- 

High power up to 555W

 - Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
 - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- 

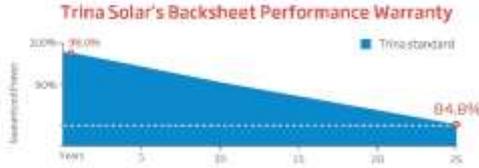
High reliability

 - Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
 - Ensured PID resistance through cell process and module material control
 - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- 

High energy yield

 - Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
 - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
 - Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



Year	Annual Power (%)
2021	316.0%
25	314.0%

Comprehensive Products and System Certificates

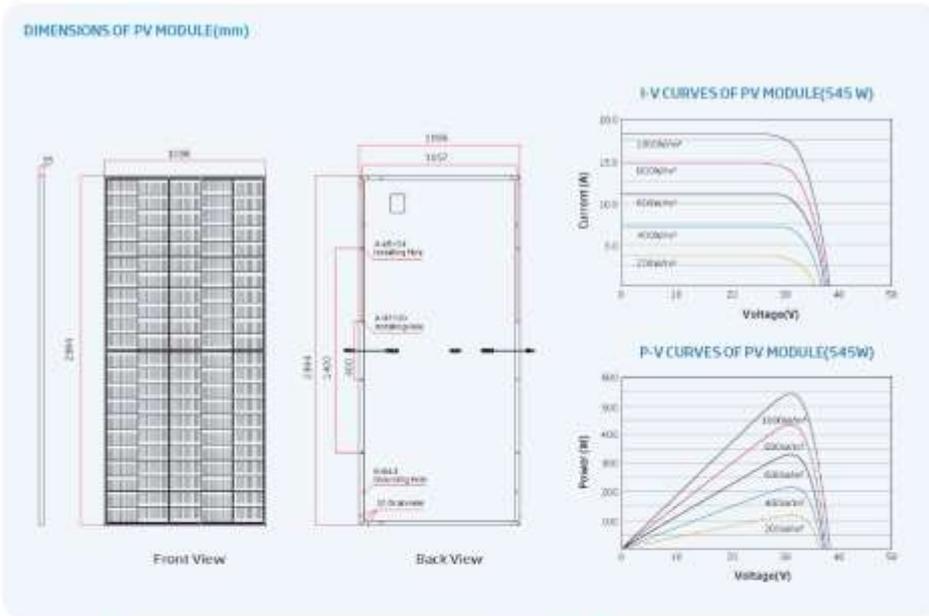


ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14004: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System



APÉNDICE H2

Datasheet Panel Fotovoltaico Hoja 2



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power (Watts) P _{max} (W) ^a	320	335	340	343	330	320
Power Tolerance (W)	±1%					
Maximum Power Voltage (V) _{MPPT}	30.6	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current (A) _{MPPT}	17.31	17.28	17.29	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage (V) _{OC}	37.1	37.3	37.6	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current (A) _{SC}	10.31	10.28	10.41	10.47	10.52	10.58
Module Efficiency (%)	20.3	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM 1.5, 1000h/year, 1m/s wind speed.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power (W)	405	408	409	410	417	400
Maximum Power Voltage (V) _{MPPT}	29.6	29.8	29.9	29.9	29.9	29.8
Maximum Power Current (A) _{MPPT}	14.01	14.06	14.10	14.25	14.28	14.23
Open Circuit Voltage (V) _{OC}	35.0	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current (A) _{SC}	14.70	14.80	14.84	14.88	14.92	14.88

NOCT irradiance 800W/m², Ambient Temperature 35°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Half Cell PERC
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2100 x 1050 x 35mm (82.68 x 41.33 x 1.38 inches)
Weight	26.6 kg (58.6 lbs)
Gap	±2 mm (±0.0787 inches) (gap tolerance in case of long shipment)
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	45mm x 30mm (1.77 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP65 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4 Core (1000 inches), Polaris 25000 Series (11.00 x 11.00 inches) (and/or up to 1400 x 1400 inches, 12 x 15.12 inches)
Connector	MC4 (MC4) 75A*

*Refer to the separate document for specifications.

TEMPERATURE RATING

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (110°F)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.33%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATING

Operating Temperature	-40 ~ +65°C
Maximum System Voltage	1500V DC (UL)
Maximum DC (UL)	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Warranty (material)
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.15% Annual Power Attenuation

Refer to the separate document for details.

PACKAGING CONFIGURATION

Module per box	36 pieces
Module per 40' container	620 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EU_2500_A

www.trinasolar.com

MAC 15~36KTL3-XL

- 3 MPPTs
- 220V Three Phase Solution
- Smart diagnosis
- High efficiency up to 98.8%
- Local WiFi configuration
- OLED display and touch button
- AC&DC type II SPD



Growatt

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

APÉNDICE I.

Tablas del NFPA 70 (NEC 2020)

APÉNDICE II

Tabla 310.16 del NEC: Ampacidades de Conductores Aislados con No Más de Tres Conductores de Corriente en Canalización, Cable o tierra (directamente enterrados)

Table 310.16 Ampacities of Insulated Conductors with Not More Than Three Current-Carrying Conductors in Raceway, Cable, or Earth (Directly Buried)

Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor [See Table 310.4(A)]						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, XHWN, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, PEA, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, XHWN, XHWN-2, XHHN, Z, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, XHWN, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, XHWN, XHWN-2, XHHN	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
18*	—	—	14	—	—	—	—
16*	—	—	18	—	—	—	—
14*	15	20	25	—	—	—	—
12*	20	25	30	15	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	315	375	425	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	445	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	525	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	555	665	750	470	560	630	2000

Notes:

- Section 310.15(B) shall be referenced for ampacity correction factors where the ambient temperature is other than 30°C (86°F).
- Section 310.15(C)(1) shall be referenced for more than three current-carrying conductors.
- Section 310.16 shall be referenced for conditions of use.
- Section 240.4(D) shall be referenced for conductor overcurrent protection limitations, except as modified elsewhere in the Code.

APÉNDICE I2

Tabla 310.15(B)(1) del NEC: Factores de corrección de la temperatura ambiente basados en 30°C (86°F)

Table 310.15(B)(1) Ambient Temperature Correction Factors Based on 30°C (86°F)

For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below.				
Ambient Temperature (°C)	Temperature Rating of Conductor			Ambient Temperature (°F)
	60°C	75°C	90°C	
10 or less	1.29	1.20	1.15	50 or less
11–15	1.22	1.15	1.12	51–59
16–20	1.15	1.11	1.08	60–68
21–25	1.08	1.05	1.04	69–77
26–30	1.00	1.00	1.00	78–86
31–35	0.91	0.94	0.96	87–95
36–40	0.82	0.88	0.91	96–104
41–45	0.71	0.82	0.87	105–113
46–50	0.58	0.75	0.82	114–122
51–55	0.41	0.67	0.76	123–131
56–60	—	0.58	0.71	132–140
61–65	—	0.47	0.65	141–149
66–70	—	0.33	0.58	150–158
71–75	—	—	0.50	159–167
76–80	—	—	0.41	168–176
81–85	—	—	0.29	177–185

APÉNDICE I3

Tabla 8 del NEC: Propiedades de los conductores

Table 8 Conductor Properties

Size (AWG or kcmil)	Conductors										Direct-Current Resistance at 75°C (167°F)					
	Area		Stranding		Overall				Copper				Aluminum			
			Quantity	Diameter		Diameter		Area		Uncoated		Coated				
	mm ²	Circular mils		mm	in.	mm	in.	mm ²	in. ²	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT	
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8	
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1	
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05	
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21	
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06	
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17	
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18	
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.09	3.25	
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00	
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04	
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.506	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26	
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28	
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.052	0.808	
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508	
3	26.67	52820	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403	
2	33.62	66360	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319	
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253	
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201	
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159	
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126	
4/0	107.2	211600	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100	
250	127	—	37	2.09	0.082	14.61	0.575	168	0.260	0.1687	0.0515	0.1753	0.0535	0.2778	0.0847	
300	152	—	37	2.29	0.090	16.00	0.630	201	0.312	0.1409	0.0429	0.1463	0.0446	0.2318	0.0707	
350	177	—	37	2.47	0.097	17.30	0.681	235	0.364	0.1205	0.0367	0.1252	0.0382	0.1984	0.0605	
400	203	—	37	2.64	0.104	18.49	0.728	268	0.416	0.1053	0.0321	0.1084	0.0331	0.1737	0.0529	
500	253	—	37	2.95	0.116	20.65	0.813	336	0.519	0.0845	0.0258	0.0869	0.0265	0.1391	0.0424	
600	304	—	61	2.52	0.099	22.68	0.893	404	0.626	0.0704	0.0214	0.0732	0.0223	0.1159	0.0353	
700	355	—	61	2.72	0.107	24.49	0.964	471	0.730	0.0603	0.0184	0.0622	0.0189	0.0994	0.0303	
750	380	—	61	2.82	0.111	25.35	0.998	505	0.782	0.0563	0.0171	0.0579	0.0176	0.0927	0.0282	
800	405	—	61	2.91	0.114	26.16	1.030	538	0.834	0.0528	0.0161	0.0544	0.0166	0.0868	0.0265	
900	456	—	61	3.09	0.122	27.79	1.094	606	0.940	0.0470	0.0143	0.0481	0.0147	0.0770	0.0235	
1000	507	—	61	3.25	0.128	29.26	1.152	673	1.042	0.0423	0.0129	0.0434	0.0132	0.0695	0.0212	
1250	633	—	91	2.98	0.117	32.74	1.289	842	1.305	0.0338	0.0103	0.0347	0.0106	0.0554	0.0169	
1500	760	—	91	3.26	0.128	35.86	1.412	1011	1.566	0.02814	0.00858	0.02814	0.00883	0.0464	0.0141	
1750	887	—	127	2.98	0.117	38.76	1.526	1180	1.829	0.02410	0.00735	0.02410	0.00736	0.0397	0.0121	
2000	1013	—	127	3.19	0.123	41.45	1.632	1349	2.092	0.02109	0.00643	0.02109	0.00662	0.0348	0.0106	

APÉNDICE I4

Tabla 9 del NEC: Resistencia y reactancia de corriente alterna para cables de 600 voltios, trifásicos, 60 Hz, 75°C (167°F) - Tres conductores simples en conducto

Table 9 Alternating-Current Resistance and Reactance for 600-Volt Cables, 3-Phase, 60 Hz, 75°C (167°F) — Three Single Conductors in Conduit

Size (AWG or kcmil)	Ohms to Neutral per Kilometer															Size (AWG or kcmil)
	Ohms to Neutral per 1000 Feet															
	X _c (Reactance) for All Wires			Alternating-Current Resistance for Uncoated Copper Wires			Alternating-Current Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.85 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.85 PF for Aluminum Wires			
PVC, Aluminum Conduit	Steel Conduit		PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit		
14	0.190 0.058	0.240 0.073		10.2 5.1	10.2 5.1	10.2 5.1	—	—	—	8.9 2.7	8.9 2.7	8.9 2.7	—	—	—	14
12	0.177 0.054	0.223 0.068		6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	10.5 3.2	10.5 3.2	10.5 3.2	5.6 1.7	5.6 1.7	5.6 1.7	9.2 2.8	9.2 2.8	9.2 2.8	12
10	0.164 0.050	0.207 0.063		3.9 1.2	3.9 1.2	3.9 1.2	6.0 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	5.9 1.8	5.9 1.8	5.9 1.8	10
8	0.171 0.052	0.213 0.065		2.6 0.78	2.6 0.78	2.6 0.78	4.3 1.3	4.7 1.3	4.7 1.3	2.26 0.69	2.26 0.69	2.50 0.70	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	8
6	0.167 0.051	0.210 0.064		1.61 0.49	1.61 0.49	1.61 0.49	2.66 0.81	2.66 0.81	2.66 0.81	1.44 0.44	1.48 0.45	1.48 0.45	2.33 0.71	2.33 0.72	2.36 0.72	6
4	0.157 0.048	0.197 0.060		1.02 0.31	1.02 0.31	1.02 0.31	1.67 0.51	1.67 0.51	1.67 0.51	0.95 0.29	0.95 0.29	0.98 0.30	1.51 0.40	1.51 0.40	1.53 0.46	4
3	0.154 0.047	0.194 0.059		0.82 0.25	0.82 0.25	0.82 0.25	1.31 0.40	1.35 0.41	1.31 0.40	0.73 0.23	0.79 0.24	0.79 0.24	1.21 0.37	1.21 0.37	1.23 0.37	3
2	0.148 0.045	0.187 0.057		0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1.05 0.32	1.05 0.32	1.05 0.32	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	0.98 0.30	0.98 0.30	0.98 0.30	2
1	0.151 0.046	0.187 0.057		0.49 0.15	0.52 0.16	0.52 0.16	0.82 0.25	0.85 0.26	0.82 0.25	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.70 0.21	0.70 0.21	0.82 0.25	1
1/0	0.144 0.044	0.180 0.055		0.39 0.12	0.43 0.13	0.43 0.13	0.66 0.20	0.69 0.21	0.66 0.20	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1/0
2/0	0.141 0.043	0.177 0.054		0.33 0.10	0.33 0.10	0.33 0.10	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	2/0
3/0	0.138 0.042	0.171 0.052		0.253 0.077	0.269 0.082	0.269 0.079	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.289 0.088	0.302 0.092	0.308 0.094	0.43 0.13	0.43 0.13	0.46 0.14	3/0
4/0	0.135 0.041	0.167 0.051		0.205 0.062	0.220 0.067	0.205 0.063	0.33 0.10	0.36 0.11	0.33 0.10	0.243 0.074	0.256 0.078	0.262 0.080	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	4/0
250	0.135 0.041	0.171 0.052		0.171 0.052	0.187 0.057	0.177 0.054	0.279 0.085	0.295 0.090	0.282 0.086	0.217 0.070	0.230 0.073	0.240 0.075	0.308 0.094	0.322 0.098	0.33 0.10	250
300	0.135 0.041	0.167 0.051		0.144 0.044	0.161 0.049	0.148 0.045	0.278 0.071	0.289 0.076	0.286 0.072	0.194 0.059	0.207 0.063	0.213 0.065	0.269 0.082	0.282 0.086	0.289 0.088	300
350	0.133 0.040	0.164 0.050		0.125 0.039	0.141 0.043	0.128 0.039	0.200 0.061	0.217 0.066	0.207 0.063	0.174 0.053	0.190 0.056	0.197 0.060	0.240 0.075	0.253 0.077	0.262 0.080	350
400	0.131 0.040	0.161 0.049		0.108 0.033	0.125 0.038	0.115 0.035	0.177 0.054	0.198 0.059	0.180 0.055	0.161 0.049	0.174 0.053	0.184 0.056	0.217 0.066	0.233 0.073	0.240 0.073	400
500	0.128 0.039	0.157 0.048		0.089 0.027	0.105 0.032	0.095 0.029	0.141 0.043	0.157 0.048	0.148 0.045	0.141 0.043	0.157 0.046	0.164 0.050	0.187 0.057	0.200 0.061	0.210 0.064	500
600	0.128 0.039	0.157 0.048		0.075 0.023	0.092 0.028	0.082 0.025	0.118 0.036	0.135 0.041	0.125 0.038	0.131 0.040	0.144 0.044	0.154 0.047	0.167 0.051	0.180 0.055	0.190 0.058	600
750	0.125 0.038	0.157 0.048		0.062 0.019	0.079 0.021	0.068 0.021	0.095 0.029	0.112 0.034	0.102 0.033	0.118 0.036	0.131 0.040	0.141 0.043	0.148 0.045	0.161 0.049	0.171 0.052	750
1000	0.122 0.037	0.151 0.046		0.049 0.015	0.062 0.019	0.059 0.018	0.075 0.023	0.089 0.027	0.082 0.025	0.103 0.032	0.118 0.036	0.121 0.040	0.128 0.039	0.138 0.042	0.141 0.046	1000

APÉNDICE I5

Tabla 250.122 del NEC: Tamaño mínimo de puesta a tierra de equipos

Conductores para canalización de puesta a tierra y equipos

Table 250.122 Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway and Equipment

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum ²
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	750
5000	700	1250
6000	800	1250

APÉNDICE J.

Demanda Estimada del Edificio

LISTA DE CARGAS ELECTRICAS											
PLANTA BAJA											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
AULA 001	1	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	2	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	3	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	4	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	5	AIRE ACONDICIONADO	220	2091	1	2091	0.92	0.68	80%	1137.50	1236.42
AULA 002	6	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	7	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	8	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	9	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	10	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
AULA 003	11	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	12	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	13	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	14	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	15	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
AULA 004	16	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	17	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	18	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	19	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	20	AIRE ACONDICIONADO	220	2091	1	2091	0.92	0.68	80%	1137.50	1236.42
AULA 005	21	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	22	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	23	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	24	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	25	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
LABORATORIO DE ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA	26	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	27	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	28	COMPUTADORAS	127	90	28	2520	0.92	0.68	50%	856.80	931.30
	29	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	30	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
LABORATORIO DE TERMOLOGIA	31	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	32	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50

LISTA DE CARGAS ELECTRICAS											
PLANTA BAJA											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	33	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	34	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	35	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
LABORATORIO DE MECANICA	36	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	37	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	38	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	39	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	40	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
COORDINACION DE ING. AGRO-INDUSTRIAL	41	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	42	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	43	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	44	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	45	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
COORDINACION DE ING. MECANICA	46	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	47	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	48	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	49	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	50	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
BAR	51	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	53	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	54	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	55	AIRE ACONDICIONADO	220	3380	1	3380	0.92	0.68	80%	1838.72	1998.61
	56	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	80%	104.45	113.53
CUARTO DE VIGILANCIA	57	OJO DE BUEY	127	13	1	13	0.92	0.68	90%	7.96	8.65
	58	COMPUTADORA	127	90	1	90	0.92	0.68	100%	61.20	66.52
	59	AIRE ACONDICIONADO	220	2100	1	2100	0.92	0.68	80%	1142.40	1241.74
	60	AMPLIFICADOR 700 W	127	700	2	1400	0.92	0.68	30%	285.60	310.43
AUDITORIO CAP 200 PERSONAS	61	AMPLIFICADOR 150 W	127	150	2	300	0.92	0.68	30%	61.20	66.52
	62	AIRE ACONDICIONADO	220	3505	1	3505	0.92	0.68	30%	715.02	777.20
62%				46187	240	59563	0.92	0.68	62%	28570.34	31054.71

Levantamiento de información cargas eléctricas											
PRIMER PISO											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
AULA 101	1	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	2	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	3	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	4	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	5	AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	2180	0.92	0.68	80%	1185.92	1289.04
AULA 102	6	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	7	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	8	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	9	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	10	AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	2180	0.92	0.68	80%	1185.92	1289.04
AULA 103	11	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	12	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	13	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	14	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	15	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 104	16	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	17	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	18	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	19	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	20	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 105	21	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	22	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	23	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	24	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	25	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 106	26	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	27	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	28	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	29	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	30	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 107	31	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	32	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50

Levantamiento de información cargas eléctricas											
PRIMER PISO											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	33	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	34	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	35	AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	2180	0.92	0.68	80%	1185.92	1289.04
AULA 108	36	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	37	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	38	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	39	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 109	40	AIRE ACONDICIONADO	220	2180	1	2180	0.92	0.68	80%	1185.92	1289.04
	41	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	42	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	43	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	44	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 110	45	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
	46	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	47	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	48	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	49	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 111	50	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
	51	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	52	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	53	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	54	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 112	55	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
	56	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	57	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	58	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	59	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 113	60	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
	61	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	62	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	63	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	64	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39

Levantamiento de información cargas eléctricas											
PRIMER PISO											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	65	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 114	66	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	67	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	68	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	69	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	70	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 115	71	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	72	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	73	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	74	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	75	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
AULA 116	76	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	77	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	78	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	79	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	80	AIRE ACONDICIONADO	220	3638	1	3638	0.92	0.68	80%	1979.07	2151.17
CUARTO DE VIGILANCIA	81	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	80%	104.45	113.53
	82	OJO DE BUEY	127	13	1	13	0.92	0.68	90%	7.96	8.65
	83	COMPUTADORA	127	90	1	90	0.92	0.68	100%	61.20	66.52
	84	AIRE ACONDICIONADO	220	2100	1	2100	0.92	0.68	80%	1142.40	1241.74
BAÑO HOMBRE	85	SECADORA DE MANOS	127	1500	1	1500	0.92	0.68	30%	306.00	332.61
	86	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	60%	78.34	85.15
BAÑO MUJER	87	SECADORA DE MANOS	127	1500	1	1500	0.92	0.68	30%	306.00	332.61
	88	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	60%	78.34	85.15
Total				65451	315	80939	0.92	0.68	62%	40484.5	44004.9

Levantamiento de información cargas eléctricas

Segundo PISO

AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
AULA 201	1	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	2	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	3	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	4	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	5	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 202	6	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	7	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	8	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	9	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 203	10	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	11	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	12	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	13	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
AULA 204	14	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	15	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	16	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	17	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
AULA 205	18	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	19	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	20	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	21	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
AULA 206	22	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	23	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	24	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	25	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 207	26	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	27	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	28	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	29	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	30	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	31	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59

Levantamiento de información cargas eléctricas

Segundo PISO

AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	32	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	33	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	34	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	35	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 208	36	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	37	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	38	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	39	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 209	40	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	41	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	42	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	43	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
AULA 210	44	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	45	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	46	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	47	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
AULA 211	48	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	49	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	50	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	51	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
AULA 212	52	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	53	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	54	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	55	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 213	56	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	57	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	58	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	59	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 213	60	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
	61	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	62	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50

Levantamiento de información cargas eléctricas

Segundo PISO

AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	63	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	64	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	65	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 214	66	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	67	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	68	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	69	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	70	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 215	71	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	72	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	73	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	74	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	75	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
AULA 216	76	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	77	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	78	LAPTOPS	127	90	7	630	0.92	0.68	50%	214.20	232.83
	79	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	80	AIRE ACONDICIONADO	220	3277	1	3277	0.92	0.68	80%	1782.69	1937.70
CUARTO DE VIGILANCIA	81	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	80%	104.45	113.53
	82	OJO DE BUEY	127	13	1	13	0.92	0.68	90%	7.96	8.65
	83	COMPUTADORA	127	90	1	90	0.92	0.68	100%	61.20	66.52
	84	AIRE ACONDICIONADO	220	2100	2	4200	0.92	0.68	80%	2284.80	2483.48
BAÑO HOMBRE	85	SECADORA DE MANOS	127	1500	1	1500	0.92	0.68	30%	306.00	332.61
	86	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	60%	78.34	85.15
BAÑO MUJER	87	SECADORA DE MANOS	127	1500	1	1500	0.92	0.68	30%	306.00	332.61
	88	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	60%	78.34	85.15
Total				65507	332	84535	0.92	0.68	62%	42147.012	45811.9696

Levantamiento de información cargas eléctricas											
Tercer PISO											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
AULA 301	1	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	2	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	3	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	4	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	5	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 302	6	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	7	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	8	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	9	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	10	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 303	11	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	12	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	13	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	14	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	15	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 304	16	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	17	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	18	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	19	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	20	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 305	21	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	22	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	23	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	24	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	25	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 306	26	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	27	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	28	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	29	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	30	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 307	31	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	32	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50

Levantamiento de información cargas eléctricas											
Tercer PISO											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	33	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	34	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	35	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 308	36	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	37	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	38	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	39	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 309	40	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
	41	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	42	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	43	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	44	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 310	45	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
	46	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	47	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	48	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	49	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 311	50	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
	51	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	52	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	53	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	54	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 312	55	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
	56	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	57	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	58	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	59	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
AULA 313	60	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
	61	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	62	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	63	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	64	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39

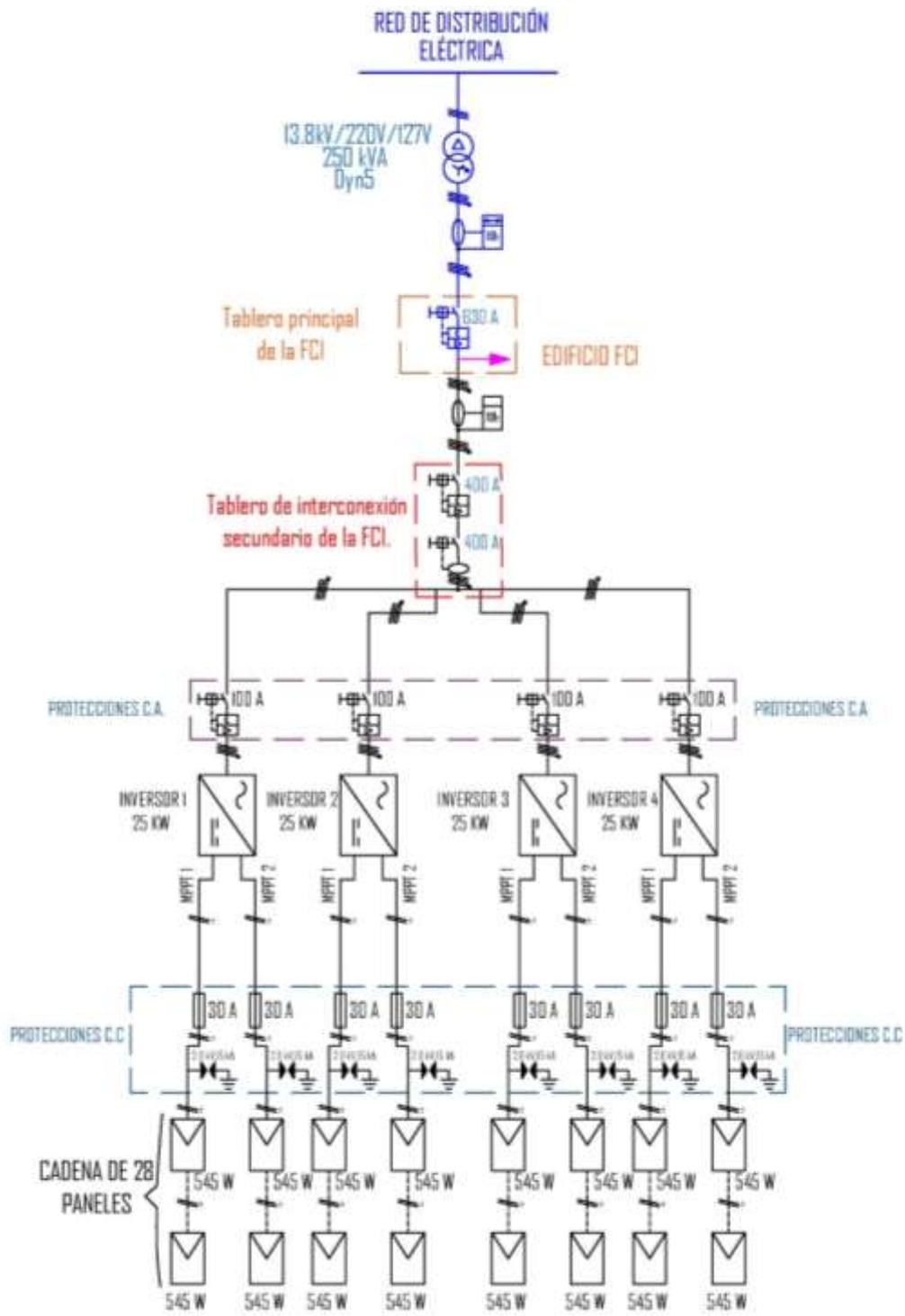
Levantamiento de información cargas eléctricas											
Tercer PISO											
AREA	ITEM	DESCRIPCIÓN	Voltaje	Potencia	Cantidad	Carga Instalada	Factor de potencia	Factor de coincidencia	Factor de Demanda	Demanda Estimada	
			[V]	[W]	(C/U)	[W]				[W]	[VA]
	65	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 314	66	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	67	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	68	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	69	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	70	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 315	71	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	72	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	73	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	74	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	75	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
AULA 316	76	LUCES LED	127	96	6	576	0.92	0.68	80%	313.34	340.59
	77	PROYECTOR	127	283	1	283	0.92	0.68	60%	115.46	125.50
	78	LAPTOPS	127	90	6	540	0.92	0.68	50%	183.60	199.57
	79	CARGADOR DE CELULAR	127	5	5	25	0.92	0.68	40%	6.80	7.39
	80	AIRE ACONDICIONADO	220	3658	1	3658	0.92	0.68	80%	1989.95	2162.99
CUARTO DE VIGILANCIA	81	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	90%	117.50	127.72
	82	OJO DE BUEY	127	13	1	13	0.92	0.68	90%	7.96	8.65
	83	COMPUTADORA	127	90	1	90	0.92	0.68	100%	61.20	66.52
	84	AIRE ACONDICIONADO	220	2100	2	4200	0.92	0.68	80%	2284.80	2483.48
BAÑO HOMBRE	85	SECADORA DE MANOS	127	1500	1	1500	0.92	0.68	30%	306.00	332.61
	86	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	60%	78.34	85.15
BAÑO MUJER	87	SECADORA DE MANOS	127	1500	1	1500	0.92	0.68	30%	306.00	332.61
	88	LUCES LED	127	96	2	192	0.92	0.68	60%	78.34	85.15
Total				71603	316	89191	0.92	0.68	63%	44986.692	48898.5783

APÉNDICE K.

Planos de Diseño del Sistema Fotovoltaico

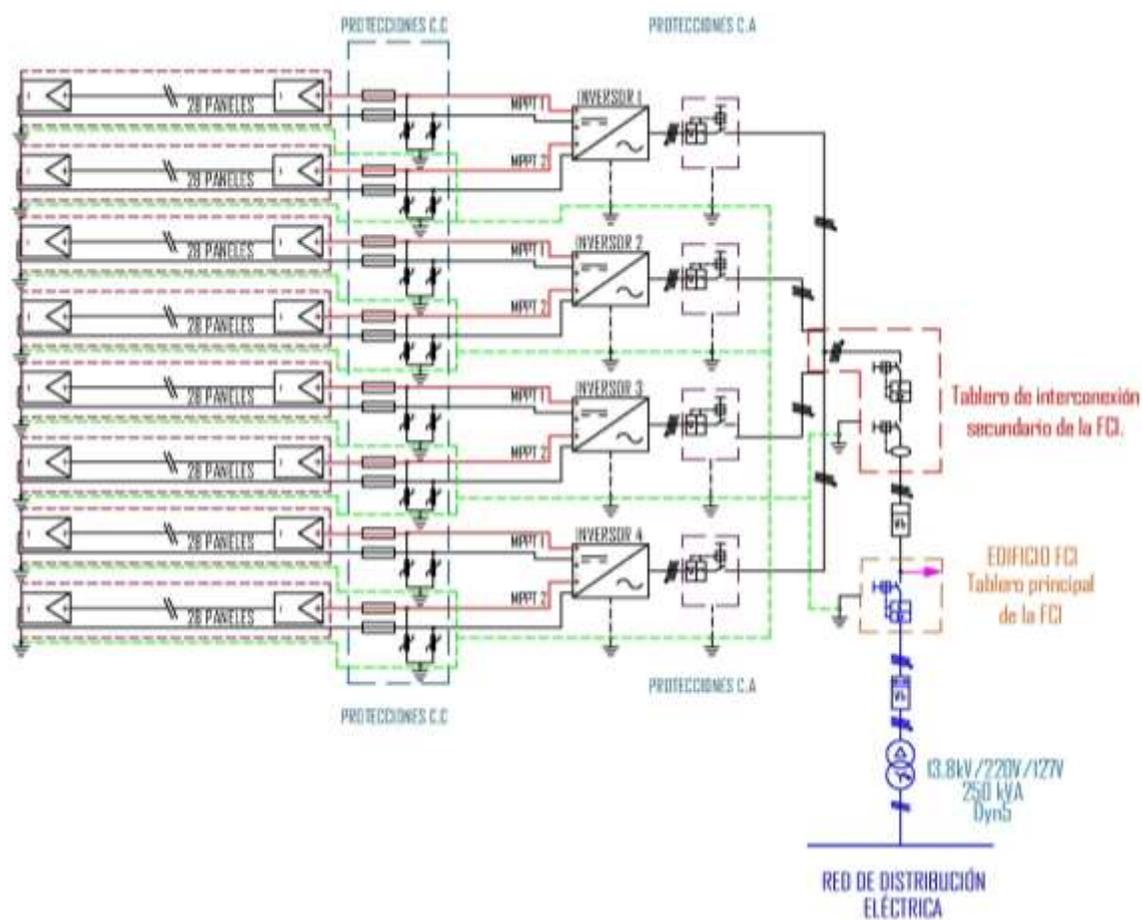
APÉNDICE K1

Diagrama Unifilar



APÉNDICE K2

Esquema Eléctrico



APÉNDICE L.

Pliego tarifario 2022



PERIODO: ENERO - DICIEMBRE
EMPRESAS ELÉCTRICAS:

CNEL EL ORO - CNEL ESMERALDAS - CNEL GUAYAS LOS RÍOS - CNEL LOS RÍOS - CNEL MANABÍ - CNEL MILAGRO - CNEL SANTA ELENA - CNEL SANTO DOMINGO - CNEL SUCUMBIOS - GALÁPAGOS

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS
JUNIO - NOVIEMBRE

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/KWh mes)	ENERGÍA (USD/KWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORIA RESIDENCIAL			
NIVEL VOLTAJE BAJO Y MEDIO VOLTAJE			
1-50		0,091	1,414
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS
DICIEMBRE - MAYO

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/KWh mes)	ENERGÍA (USD/KWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORIA RESIDENCIAL			
NIVEL VOLTAJE BAJO Y MEDIO VOLTAJE			
1-50		0,091	1,414
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,105	
701-1000		0,145	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	

RESIDENCIAL TEMPORAL		1,414
CATEGORIA GENERAL		
NIVEL VOLTAJE BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA		
COMERCIAL		
1-300		0,092
Superior		0,103
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO		
1-300		0,082
Superior		0,093
BOMBEO AGUA		
1-300		0,072
Superior		0,083
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
1-300		0,058
Superior		0,066
INDUSTRIAL ARTESANAL		
1-300		0,073
Superior		0,089
ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
1 - 100		0,034
101-200		0,036
201-300		0,038
Superior		0,063
NIVEL VOLTAJE BAJO VOLTAJE CON DEMANDA		
COMERCIALES		
4,790		0,090
INDUSTRIALES		
4,790		0,080
ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
4,790		0,080
BOMBEO AGUA		
4,790		0,070

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

CNEL EL ORO - CNEL ESMERALDAS - CNEL GUAYAS LOS RÍOS - CNEL LOS RÍOS - CNEL MANABÍ - CNEL MILAGRO - CNEL SANTA ELENA - CNEL SANTO DOMINGO - CNEL SUCUMBÍOS - GALÁPAGOS

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/MW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
NIVEL VOLTAJE		BAJO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA		
		COMERCIALES		
08:00 hasta 22:00 horas	4,790	0,090	1,414	
22:00 hasta 08:00 horas		0,072		
		INDUSTRIALES		
08:00 hasta 22:00 horas	4,790	0,065		
22:00 hasta 08:00 horas		0,069		
		E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
08:00 hasta 22:00 horas	4,790	0,080		
22:00 hasta 08:00 horas		0,066		
		BOMBEO AGUA		
08:00 hasta 22:00 horas	4,790	0,070		
22:00 hasta 08:00 horas		0,056		
NIVEL VOLTAJE		BAJO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA		
		BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	2,520	0,056	1,414	
L-V 18:00 hasta 22:00 horas		0,095		
L-V 22:00 hasta 08:00 horas*		0,045		
S,D 18:00 hasta 22:00 horas		0,058		
		VEHICULOS ELÉCTRICOS		
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,080		
L-D: 18:00 hasta 22:00		0,100		
L-D: 22:00 hasta 08:00 horas SyD: 08:00 hasta 18:00 horas		0,050		
NIVEL VOLTAJE		BAJO Y MEDIO VOLTAJE		
		BOMBEO AGUA - COMUNIDADES CAMPESINAS DE ESCASOS RECURSOS ECONÓMICOS SIN FINES DE LUCRO		
1-300 Superior		0,040	0,700	
		ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO CON DEMANDA		
	3,000	0,065	1,414	
		ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PÚBLICO CON DEMANDA HORARIA		
08:00 hasta 22:00 horas	3,000	0,065		
22:00 hasta 08:00 horas		0,054		

APÉNDICE M.

Planillas de Energía

FECHA DE CONSUMO	FECHA EMISION	E.ACTIVA (kWh)	E.REACTIVA (kWh)	D.CLIENTE (kWh)	V.CONSUMO	V.DEMANDA	V.COMERCIALIZACIÓN	SUBTOTAL SERVICIO ELECTRICO
1/9/2019	1/10/2019	117600	15120	633	\$ 7,644.00	\$ 1,899.00	\$ 1.41	\$ 9,544.41
1/10/2019	1/11/2019	137760	17920	666	\$ 8,954.40	\$ 1,998.00	\$ 1.41	\$ 10,953.81
1/11/2019	1/12/2019	170240	22400	756	\$ 11,065.60	\$ 2,268.00	\$ 1.41	\$ 13,335.01
1/12/2019	1/1/2020	151760	17920	773	\$ 9,864.40	\$ 2,319.00	\$ 1.41	\$ 12,184.81
1/1/2020	1/2/2020	197680	22960	902	\$ 12,849.20	\$ 2,706.00	\$ 1.41	\$ 15,556.61
1/2/2020	1/3/2020	171920	20160	846	\$ 11,174.80	\$ 2,538.00	\$ 1.41	\$ 13,714.21
1/3/2020	1/4/2020	81200	10080	846	\$ 10,556.00	\$ 2,538.00	\$ 1.41	\$ 13,095.41
1/4/2020	1/5/2020	29120	9520	84	\$ 5,278.00	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 6,902.41
1/5/2020	1/6/2020	29120	9520	213	\$ 1,892.80	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 3,517.21
1/6/2020	1/7/2020	36960	11760	129	\$ 2,402.40	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 4,026.81
1/7/2020	1/8/2020	41440	10640	168	\$ 2,693.60	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 4,318.01
1/8/2020	1/9/2020	43680	8400	202	\$ 2,839.20	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 4,463.61
1/9/2020	1/10/2020	67760	15680	274	\$ 4,404.40	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 6,028.81
1/10/2020	1/11/2020	77840	16240	336	\$ 5,059.60	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 6,684.01
1/11/2020	1/12/2020	68880	15680	308	\$ 4,477.20	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 6,101.61
1/12/2020	1/1/2021	69440.00	12320	269	\$ 4,513.60	\$ 1,623.00	\$ 1.41	\$ 6,138.01
1/1/2021	1/2/2021	63840	12320	286	\$ 4,149.60	\$ 1,521.00	\$ 1.41	\$ 5,672.01
1/2/2021	1/3/2021	58240	9520	235	\$ 3,785.60	\$ 1,521.00	\$ 1.41	\$ 5,308.01
1/3/2021	1/4/2021	70000	11200	353	\$ 4,550.00	\$ 1,059.00	\$ 1.41	\$ 5,610.41
1/4/2021	1/5/2021	63840	6160	336	\$ 4,149.60	\$ 1,008.00	\$ 1.41	\$ 5,159.01

FECHA DE CONSUMO	FECHA EMISION	E.ACTIVA (kWh)	E.REACTIVA (kWh)	D.CLIENTE (kWh)	V.CONSUMO	V.DEMANDA	V.COMERCIALIZACIÓN	SUBTOTAL SERVICIO ELECTRICO
1/5/2021	1/6/2021	57680	6160	241	\$ 3,749.20	\$ 723.00	\$ 1.41	\$ 4,473.61
1/6/2021	1/7/2021	61600	5040	246	\$ 4,004.00	\$ 738.00	\$ 1.41	\$ 4,743.41
1/7/2021	1/8/2021	66640	3920	269	\$ 4,331.60	\$ 807.00	\$ 1.41	\$ 5,140.01
1/8/2021	1/9/2021	71680	3920	314	\$ 4,659.20	\$ 942.00	\$ 1.41	\$ 5,602.61
1/9/2021	1/10/2021	72800	7840	302	\$ 4,732.00	\$ 906.00	\$ 1.41	\$ 5,639.41
1/10/2021	1/11/2021	69440	5040	274	\$ 4,513.60	\$ 822.00	\$ 1.41	\$ 5,337.01
1/11/2021	1/12/2021	72240	7280	314	\$ 4,695.60	\$ 942.00	\$ 1.41	\$ 5,639.01
1/12/2021	1/1/2022	75040	4480	308	\$ 4,877.60	\$ 924.00	\$ 1.41	\$ 5,803.01
1/1/2022	1/2/2022	70560	7280	280	\$ 4,586.40	\$ 840.00	\$ 1.41	\$ 5,427.81
1/2/2022	1/3/2022	64400	8400	297	\$ 4,186.00	\$ 891.00	\$ 1.41	\$ 6,750.01
1/3/2022	1/4/2022	86240	4480	381	\$ 5,605.60	\$ 1,143.00	\$ 1.41	\$ 6,750.01
1/4/2022	1/5/2022	71120	1680	308	\$ 4,622.80	\$ 924.00	\$ 1.41	\$ 5,548.21
1/5/2022	1/6/2022	85108	2240	409	\$ 5,532.00	\$ 1,227.00	\$ 1.41	\$ 6,760.41
1/6/2022	1/7/2022	82320	2800	414	\$ 5,350.80	\$ 1,242.00	\$ 1.41	\$ 6,594.21
1/7/2022	1/8/2022	82320	3360	370	\$ 5,350.80	\$ 1,110.00	\$ 1.41	\$ 6,462.21
1/8/2022	1/9/2022	95760	6160	459	\$ 6,224.40	\$ 1,377.00	\$ 1.41	\$ 7,602.81
1/9/2022	1/10/2022	81200	3920	414	\$ 5,278.00	\$ 1,242.00	\$ 1.41	\$ 6,521.41
1/10/2022	1/11/2022	62160	1680	276	\$ 4,040.40	\$ 828.00	\$ 1.41	\$ 4,869.81
1/11/2022	1/12/2022	95200	6160	538	\$ 6,188.00	\$ 1,614.00	\$ 1.41	\$ 7,803.41
1/12/2022	1/1/2023	119280	8400	566	\$ 7,753.20	\$ 1,698.00	\$ 1.41	\$ 9,452.61

APÉNDICE N.

Cálculo del ahorro económico anual durante periodo de 20 años para
los tres escenarios planteados.

APÉNDICE N1

Escenario 1

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
ene-24															
feb-24															
mar-24	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	\$25,448.11	423	13108	100.00%	13108	46	\$ 852.02	\$ 138.00	\$ 990.02	\$ 9,710.12
abr-24	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	99.83%	12239	41	\$ 795.54	\$ 123.00	\$ 918.54	
may-24	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	99.67%	10880	34	\$ 707.20	\$ 102.00	\$ 809.20	
jun-24	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	99.50%	9309	27	\$ 605.09	\$ 81.00	\$ 686.09	
jul-24	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		308	9537	99.33%	9474	28	\$ 615.81	\$ 84.00	\$ 699.81	
ago-24	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	99.17%	10436	32	\$ 678.34	\$ 96.00	\$ 774.34	
sep-24	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16		369	11068	99.00%	10957	35	\$ 712.21	\$ 105.00	\$ 817.21	
oct-24	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	98.83%	10824	34	\$ 703.56	\$ 102.00	\$ 805.56	
nov-24	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76		361	10820	98.67%	10676	33	\$ 693.94	\$ 99.00	\$ 792.94	
dic-24	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	98.50%	10883	34	\$ 707.40	\$ 102.00	\$ 809.40	
ene-25	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77		360	11145	98.33%	10960	35	\$ 712.40	\$ 105.00	\$ 817.40	
feb-25	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	10824	98.17%	10625	33	\$ 690.63	\$ 99.00	\$ 789.63	
mar-25	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	98.00%	12846	44	\$ 834.99	\$ 132.00	\$ 966.99		
abr-25	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	97.95%	12008	40	\$ 780.52	\$ 120.00	\$ 900.52		
may-25	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	97.91%	10688	34	\$ 694.72	\$ 102.00	\$ 796.72		
jun-25	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	97.86%	9156	26	\$ 595.14	\$ 78.00	\$ 673.14		
jul-25	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	97.82%	9329	27	\$ 606.39	\$ 81.00	\$ 687.39		
ago-25	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	97.77%	10290	32	\$ 668.85	\$ 96.00	\$ 764.85		
sep-25	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	97.73%	10816	34	\$ 703.04	\$ 102.00	\$ 805.04		
oct-25	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	97.68%	10698	34	\$ 695.37	\$ 102.00	\$ 797.37		
nov-25	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	97.63%	10564	33	\$ 686.66	\$ 99.00	\$ 785.66		
dic-25	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	97.59%	10782	34	\$ 700.83	\$ 102.00	\$ 802.83		
ene-26	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	97.54%	10871	34	\$ 706.62	\$ 102.00	\$ 808.62		
feb-26	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	97.50%	10553	33	\$ 685.95	\$ 99.00	\$ 784.95		
mar-26	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	97.45%	12774	44	\$ 830.31	\$ 132.00	\$ 962.31		
abr-26	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	97.40%	11941	40	\$ 776.17	\$ 120.00	\$ 896.17		
may-26	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	97.36%	10628	33	\$ 690.82	\$ 99.00	\$ 789.82		
jun-26	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	97.31%	9104	26	\$ 591.76	\$ 78.00	\$ 669.76		
jul-26	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	97.27%	9276	27	\$ 602.94	\$ 81.00	\$ 683.94		
ago-26	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	97.22%	10232	31	\$ 665.08	\$ 93.00	\$ 758.08		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
sep-26	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	\$25,448.11	369	11068	97.17%	10755	34	\$ 699.08	\$ 102.00	\$ 801.08	\$ 9,480.19
oct-26	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	97.13%	10638	33	\$ 691.47	\$ 99.00	\$ 790.47	
nov-26	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76		361	10820	97.08%	10504	33	\$ 682.76	\$ 99.00	\$ 781.76	
dic-26	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	97.04%	10721	34	\$ 696.87	\$ 102.00	\$ 798.87	
ene-27	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77		360	11145	96.99%	10810	34	\$ 702.65	\$ 102.00	\$ 804.65	
feb-27	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	10824	96.95%	10493	33	\$ 682.05	\$ 99.00	\$ 781.05	
mar-27	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47		423	13108	96.90%	12702	43	\$ 825.63	\$ 129.00	\$ 954.63	
abr-27	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	96.85%	11873	39	\$ 771.75	\$ 117.00	\$ 888.75	
may-27	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	96.81%	10568	33	\$ 686.92	\$ 99.00	\$ 785.92	
jun-27	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	96.76%	9053	25	\$ 588.45	\$ 75.00	\$ 663.45	
jul-27	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		308	9537	96.72%	9224	26	\$ 599.56	\$ 78.00	\$ 677.56	
ago-27	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	96.67%	10174	31	\$ 661.31	\$ 93.00	\$ 754.31	
sep-27	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	96.62%	10694	34	\$ 695.11	\$ 102.00	\$ 797.11		
oct-27	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	96.58%	10578	33	\$ 687.57	\$ 99.00	\$ 786.57		
nov-27	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	96.53%	10445	32	\$ 678.93	\$ 96.00	\$ 774.93		
dic-27	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	96.49%	10660	33	\$ 692.90	\$ 99.00	\$ 791.90		
ene-28	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	96.44%	10749	34	\$ 698.69	\$ 102.00	\$ 800.69		
feb-28	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	11210	96.40%	10806	34	\$ 702.39	\$ 102.00	\$ 804.39		
mar-28	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	96.35%	12630	43	\$ 820.95	\$ 129.00	\$ 949.95		
abr-28	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	96.30%	11806	39	\$ 767.39	\$ 117.00	\$ 884.39		
may-28	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	96.26%	10508	33	\$ 683.02	\$ 99.00	\$ 782.02		
jun-28	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	96.21%	9001	25	\$ 585.07	\$ 75.00	\$ 660.07		
jul-28	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	96.17%	9172	26	\$ 596.18	\$ 78.00	\$ 674.18		
ago-28	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	96.12%	10116	31	\$ 657.54	\$ 93.00	\$ 750.54		
sep-28	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	96.07%	10633	33	\$ 691.15	\$ 99.00	\$ 790.15		
oct-28	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	96.03%	10517	33	\$ 683.61	\$ 99.00	\$ 782.61		
nov-28	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	95.98%	10385	32	\$ 675.03	\$ 96.00	\$ 771.03		
dic-28	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	95.94%	10600	33	\$ 689.00	\$ 99.00	\$ 788.00		
ene-29	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	95.89%	10688	34	\$ 694.72	\$ 102.00	\$ 796.72		
feb-29	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	95.85%	10374	32	\$ 674.31	\$ 96.00	\$ 770.31		
mar-29	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	95.80%	12558	43	\$ 816.27	\$ 129.00	\$ 945.27		
abr-29	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	95.75%	11738	39	\$ 762.97	\$ 117.00	\$ 879.97		
may-29	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	95.71%	10448	32	\$ 679.12	\$ 96.00	\$ 775.12		
jun-29	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	95.66%	8950	25	\$ 581.75	\$ 75.00	\$ 656.75		
jul-29	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	95.62%	9119	26	\$ 592.74	\$ 78.00	\$ 670.74		
ago-29	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	95.57%	10058	30	\$ 653.77	\$ 90.00	\$ 743.77		
sep-29	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	95.52%	10572	33	\$ 687.18	\$ 99.00	\$ 786.18		
oct-29	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	95.48%	10457	32	\$ 679.71	\$ 96.00	\$ 775.71		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
nov-29	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	\$25,448.11	361	10820	95.43%	10326	32	\$ 671.19	\$ 96.00	\$ 767.19	\$ 9,278.83
dic-29	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	95.39%	10539	33	\$ 685.04	\$ 99.00	\$ 784.04	
ene-30	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77		360	11145	95.34%	10626	33	\$ 690.69	\$ 99.00	\$ 789.69	
feb-30	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	10824	95.30%	10315	32	\$ 670.48	\$ 96.00	\$ 766.48	
mar-30	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47		423	13108	95.25%	12486	42	\$ 811.59	\$ 126.00	\$ 937.59	
abr-30	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	95.20%	11671	38	\$ 758.62	\$ 114.00	\$ 872.62	
may-30	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	95.16%	10388	32	\$ 675.22	\$ 96.00	\$ 771.22	
jun-30	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	95.11%	8898	25	\$ 578.37	\$ 75.00	\$ 653.37	
jul-30	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		308	9537	95.07%	9067	26	\$ 589.36	\$ 78.00	\$ 667.36	
ago-30	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	95.02%	10000	30	\$ 650.00	\$ 90.00	\$ 740.00	
sep-30	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16		369	11068	94.97%	10511	33	\$ 683.22	\$ 99.00	\$ 782.22	
oct-30	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	94.93%	10397	32	\$ 675.81	\$ 96.00	\$ 771.81	
nov-30	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	94.88%	10266	31	\$ 667.29	\$ 93.00	\$ 760.29		
dic-30	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	94.84%	10478	32	\$ 681.07	\$ 96.00	\$ 777.07		
ene-31	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	94.79%	10565	33	\$ 686.73	\$ 99.00	\$ 785.73		
feb-31	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	94.75%	10255	31	\$ 666.58	\$ 93.00	\$ 759.58		
mar-31	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	94.70%	12414	42	\$ 806.91	\$ 126.00	\$ 932.91		
abr-31	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	94.65%	11604	38	\$ 754.26	\$ 114.00	\$ 868.26		
may-31	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	94.61%	10328	32	\$ 671.32	\$ 96.00	\$ 767.32		
jun-31	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	94.56%	8847	24	\$ 575.06	\$ 72.00	\$ 647.06		
jul-31	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	94.52%	9014	25	\$ 585.91	\$ 75.00	\$ 660.91		
ago-31	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	94.47%	9942	30	\$ 646.23	\$ 90.00	\$ 736.23		
sep-31	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	94.42%	10450	32	\$ 679.25	\$ 96.00	\$ 775.25		
oct-31	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	94.38%	10337	32	\$ 671.91	\$ 96.00	\$ 767.91		
nov-31	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	94.33%	10207	31	\$ 663.46	\$ 93.00	\$ 756.46		
dic-31	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	94.29%	10417	32	\$ 677.11	\$ 96.00	\$ 773.11		
ene-32	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	94.24%	10504	33	\$ 682.76	\$ 99.00	\$ 781.76		
feb-32	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	11210	94.20%	10560	33	\$ 686.40	\$ 99.00	\$ 785.40		
mar-32	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	94.15%	12342	42	\$ 802.23	\$ 126.00	\$ 928.23		
abr-32	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	94.10%	11536	38	\$ 749.84	\$ 114.00	\$ 863.84		
may-32	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	94.06%	10268	31	\$ 667.42	\$ 93.00	\$ 760.42		
jun-32	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	94.01%	8795	24	\$ 571.68	\$ 72.00	\$ 643.68		
jul-32	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	93.97%	8962	25	\$ 582.53	\$ 75.00	\$ 657.53		
ago-32	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	93.92%	9884	30	\$ 642.46	\$ 90.00	\$ 732.46		
sep-32	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	93.87%	10390	32	\$ 675.35	\$ 96.00	\$ 771.35		
oct-32	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	93.83%	10276	31	\$ 667.94	\$ 93.00	\$ 760.94		
nov-32	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	93.78%	10147	31	\$ 659.56	\$ 93.00	\$ 752.56		
dic-32	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	93.74%	10356	32	\$ 673.14	\$ 96.00	\$ 769.14		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
ene-33	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	\$25,448.11	360	11145	93.69%	10442	32	\$ 678.73	\$ 96.00	\$ 774.73	\$ 9,110.91
feb-33	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	10824	93.65%	10136	31	\$ 658.84	\$ 93.00	\$ 751.84	
mar-33	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47		423	13108	93.60%	12270	41	\$ 797.55	\$ 123.00	\$ 920.55	
abr-33	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	93.55%	11469	37	\$ 745.49	\$ 111.00	\$ 856.49	
may-33	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	93.51%	10208	31	\$ 663.52	\$ 93.00	\$ 756.52	
jun-33	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	93.46%	8744	24	\$ 568.36	\$ 72.00	\$ 640.36	
jul-33	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		308	9537	93.42%	8909	25	\$ 579.09	\$ 75.00	\$ 654.09	
ago-33	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	93.37%	9827	29	\$ 638.76	\$ 87.00	\$ 725.76	
sep-33	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16		369	11068	93.32%	10329	32	\$ 671.39	\$ 96.00	\$ 767.39	
oct-33	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	93.28%	10216	31	\$ 664.04	\$ 93.00	\$ 757.04	
nov-33	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76		361	10820	93.23%	10088	31	\$ 655.72	\$ 93.00	\$ 748.72	
dic-33	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	93.19%	10296	32	\$ 669.24	\$ 96.00	\$ 765.24	
ene-34	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	93.14%	10381	32	\$ 674.77	\$ 96.00	\$ 770.77		
feb-34	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	93.10%	10077	31	\$ 655.01	\$ 93.00	\$ 748.01		
mar-34	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	93.05%	12197	41	\$ 792.81	\$ 123.00	\$ 915.81		
abr-34	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	93.00%	11401	37	\$ 741.07	\$ 111.00	\$ 852.07		
may-34	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	92.96%	10148	31	\$ 659.62	\$ 93.00	\$ 752.62		
jun-34	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	92.91%	8692	24	\$ 564.98	\$ 72.00	\$ 636.98		
jul-34	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	92.87%	8857	24	\$ 575.71	\$ 72.00	\$ 647.71		
ago-34	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	92.82%	9769	29	\$ 634.99	\$ 87.00	\$ 721.99		
sep-34	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	92.77%	10268	31	\$ 667.42	\$ 93.00	\$ 760.42		
oct-34	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	92.73%	10156	31	\$ 660.14	\$ 93.00	\$ 753.14		
nov-34	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	92.68%	10028	30	\$ 651.82	\$ 90.00	\$ 741.82		
dic-34	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	92.64%	10235	31	\$ 665.28	\$ 93.00	\$ 758.28		
ene-35	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	92.59%	10320	32	\$ 670.80	\$ 96.00	\$ 766.80		
feb-35	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	92.55%	10017	30	\$ 651.11	\$ 90.00	\$ 741.11		
mar-35	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	92.50%	12125	41	\$ 788.13	\$ 123.00	\$ 911.13		
abr-35	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	92.45%	11334	37	\$ 736.71	\$ 111.00	\$ 847.71		
may-35	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	92.41%	10088	31	\$ 655.72	\$ 93.00	\$ 748.72		
jun-35	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	92.36%	8641	23	\$ 561.67	\$ 69.00	\$ 630.67		
jul-35	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	92.32%	8804	24	\$ 572.26	\$ 72.00	\$ 644.26		
ago-35	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	92.27%	9711	29	\$ 631.22	\$ 87.00	\$ 718.22		
sep-35	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	92.22%	10207	31	\$ 663.46	\$ 93.00	\$ 756.46		
oct-35	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	92.18%	10096	31	\$ 656.24	\$ 93.00	\$ 749.24		
nov-35	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	92.13%	9969	30	\$ 647.99	\$ 90.00	\$ 737.99		
dic-35	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	92.09%	10174	31	\$ 661.31	\$ 93.00	\$ 754.31		
ene-36	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	92.04%	10258	31	\$ 666.77	\$ 93.00	\$ 759.77		
feb-36	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	11210	92.00%	10313	32	\$ 670.35	\$ 96.00	\$ 766.35		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
mar-36	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	\$25,448.11	423	13108	91.95%	12053	40	\$ 783.45	\$ 120.00	\$ 903.45	\$ 8,933.67
abr-36	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	91.90%	11267	36	\$ 732.36	\$ 108.00	\$ 840.36	
may-36	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	91.86%	10028	30	\$ 651.82	\$ 90.00	\$ 741.82	
jun-36	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	91.81%	8590	23	\$ 558.35	\$ 69.00	\$ 627.35	
jul-36	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		308	9537	91.77%	8752	24	\$ 568.88	\$ 72.00	\$ 640.88	
ago-36	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	91.72%	9653	28	\$ 627.45	\$ 84.00	\$ 711.45	
sep-36	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16		369	11068	91.67%	10146	31	\$ 659.49	\$ 93.00	\$ 752.49	
oct-36	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	91.63%	10035	30	\$ 652.28	\$ 90.00	\$ 742.28	
nov-36	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76		361	10820	91.58%	9909	30	\$ 644.09	\$ 90.00	\$ 734.09	
dic-36	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	91.54%	10113	31	\$ 657.35	\$ 93.00	\$ 750.35	
ene-37	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77		360	11145	91.49%	10197	31	\$ 662.81	\$ 93.00	\$ 755.81	
feb-37	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	10824	91.45%	9898	30	\$ 643.37	\$ 90.00	\$ 733.37	
mar-37	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	91.40%	11981	40	\$ 778.77	\$ 120.00	\$ 898.77		
abr-37	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	91.35%	11199	36	\$ 727.94	\$ 108.00	\$ 835.94		
may-37	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	91.31%	9968	30	\$ 647.92	\$ 90.00	\$ 737.92		
jun-37	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	91.26%	8538	23	\$ 554.97	\$ 69.00	\$ 623.97		
jul-37	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	91.22%	8699	24	\$ 565.44	\$ 72.00	\$ 637.44		
ago-37	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	91.17%	9595	28	\$ 623.68	\$ 84.00	\$ 707.68		
sep-37	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	91.12%	10085	31	\$ 655.53	\$ 93.00	\$ 748.53		
oct-37	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	91.08%	9975	30	\$ 648.38	\$ 90.00	\$ 738.38		
nov-37	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	91.03%	9850	29	\$ 640.25	\$ 87.00	\$ 727.25		
dic-37	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	90.99%	10053	30	\$ 653.45	\$ 90.00	\$ 743.45		
ene-38	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	90.94%	10136	31	\$ 658.84	\$ 93.00	\$ 751.84		
feb-38	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	90.90%	9838	29	\$ 639.47	\$ 87.00	\$ 726.47		
mar-38	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	90.85%	11909	40	\$ 774.09	\$ 120.00	\$ 894.09		
abr-38	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	90.80%	11132	36	\$ 723.58	\$ 108.00	\$ 831.58		
may-38	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	90.76%	9908	30	\$ 644.02	\$ 90.00	\$ 734.02		
jun-38	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	90.71%	8487	23	\$ 551.66	\$ 69.00	\$ 620.66		
jul-38	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	90.67%	8647	23	\$ 562.06	\$ 69.00	\$ 631.06		
ago-38	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	90.62%	9537	28	\$ 619.91	\$ 84.00	\$ 703.91		
sep-38	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	90.57%	10024	30	\$ 651.56	\$ 90.00	\$ 741.56		
oct-38	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	90.53%	9915	30	\$ 644.48	\$ 90.00	\$ 734.48		
nov-38	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	90.48%	9790	29	\$ 636.35	\$ 87.00	\$ 723.35		
dic-38	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	90.44%	9992	30	\$ 649.48	\$ 90.00	\$ 739.48		
ene-39	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	90.39%	10075	30	\$ 654.88	\$ 90.00	\$ 744.88		
feb-39	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	90.35%	9779	29	\$ 635.64	\$ 87.00	\$ 722.64		
mar-39	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	90.30%	11837	39	\$ 769.41	\$ 117.00	\$ 886.41		
abr-39	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	90.25%	11064	35	\$ 719.16	\$ 105.00	\$ 824.16		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
may-39	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	90.21%	9848	29	\$ 640.12	\$ 87.00	\$ 727.12	
jun-39	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	90.16%	8435	22	\$ 548.28	\$ 66.00	\$ 614.28	
jul-39	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		308	9537	90.12%	8595	23	\$ 558.68	\$ 69.00	\$ 627.68	
ago-39	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	90.07%	9479	28	\$ 616.14	\$ 84.00	\$ 700.14	
sep-39	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16		369	11068	90.02%	9964	30	\$ 647.66	\$ 90.00	\$ 737.66	
oct-39	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	89.98%	9855	29	\$ 640.58	\$ 87.00	\$ 727.58	
nov-39	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76		361	10820	89.93%	9731	29	\$ 632.52	\$ 87.00	\$ 719.52	
dic-39	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	89.89%	9931	30	\$ 645.52	\$ 90.00	\$ 735.52	
ene-40	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77		360	11145	89.84%	10013	30	\$ 650.85	\$ 90.00	\$ 740.85	
feb-40	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	11210	89.80%	10067	30	\$ 654.36	\$ 90.00	\$ 744.36	
mar-40	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47		423	13108	89.75%	11765	39	\$ 764.73	\$ 117.00	\$ 881.73	
abr-40	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	89.70%	10997	35	\$ 714.81	\$ 105.00	\$ 819.81	
may-40	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	89.66%	9788	29	\$ 636.22	\$ 87.00	\$ 723.22		
jun-40	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	89.61%	8384	22	\$ 544.96	\$ 66.00	\$ 610.96		
jul-40	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	89.57%	8542	23	\$ 555.23	\$ 69.00	\$ 624.23		
ago-40	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	89.52%	9421	27	\$ 612.37	\$ 81.00	\$ 693.37		
sep-40	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	89.47%	9903	30	\$ 643.70	\$ 90.00	\$ 733.70		
oct-40	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	89.43%	9794	29	\$ 636.61	\$ 87.00	\$ 723.61		
nov-40	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	89.38%	9671	28	\$ 628.62	\$ 84.00	\$ 712.62		
dic-40	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	89.34%	9870	29	\$ 641.55	\$ 87.00	\$ 728.55		
ene-41	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	89.29%	9952	30	\$ 646.88	\$ 90.00	\$ 736.88		
feb-41	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	89.25%	9660	28	\$ 627.90	\$ 84.00	\$ 711.90		
mar-41	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	89.20%	11693	39	\$ 760.05	\$ 117.00	\$ 877.05		
abr-41	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	89.15%	10929	35	\$ 710.39	\$ 105.00	\$ 815.39		
may-41	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	89.11%	9728	29	\$ 632.32	\$ 87.00	\$ 719.32		
jun-41	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	89.06%	8332	22	\$ 541.58	\$ 66.00	\$ 607.58		
jul-41	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	89.02%	8490	23	\$ 551.85	\$ 69.00	\$ 620.85		
ago-41	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	88.97%	9363	27	\$ 608.60	\$ 81.00	\$ 689.60		
sep-41	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	88.92%	9842	29	\$ 639.73	\$ 87.00	\$ 726.73		
oct-41	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	88.88%	9734	29	\$ 632.71	\$ 87.00	\$ 719.71		
nov-41	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	88.83%	9612	28	\$ 624.78	\$ 84.00	\$ 708.78		
dic-41	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	88.79%	9810	29	\$ 637.65	\$ 87.00	\$ 724.65		
ene-42	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	88.74%	9891	30	\$ 642.92	\$ 90.00	\$ 732.92		
feb-42	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	10824	88.70%	9600	28	\$ 624.00	\$ 84.00	\$ 708.00		
mar-42	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47	423	13108	88.65%	11621	38	\$ 755.37	\$ 114.00	\$ 869.37		
abr-42	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46	409	12259	88.60%	10862	34	\$ 706.03	\$ 102.00	\$ 808.03		
may-42	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77	352	10917	88.56%	9668	28	\$ 628.42	\$ 84.00	\$ 712.42		
jun-42	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	312	9355	88.51%	8281	22	\$ 538.27	\$ 66.00	\$ 604.27		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
jul-42	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	\$25,448.11	308	9537	88.47%	8437	22	\$ 548.41	\$ 66.00	\$ 614.41	\$ 8,557.61
ago-42	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45		339	10524	88.42%	9306	27	\$ 604.89	\$ 81.00	\$ 685.89	
sep-42	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16		369	11068	88.37%	9781	29	\$ 635.77	\$ 87.00	\$ 722.77	
oct-42	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13		353	10952	88.33%	9674	29	\$ 628.81	\$ 87.00	\$ 715.81	
nov-42	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76		361	10820	88.28%	9552	28	\$ 620.88	\$ 84.00	\$ 704.88	
dic-42	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10		356	11048	88.24%	9749	29	\$ 633.69	\$ 87.00	\$ 720.69	
ene-43	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77		360	11145	88.19%	9829	29	\$ 638.89	\$ 87.00	\$ 725.89	
feb-43	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99		387	10824	88.15%	9541	28	\$ 620.17	\$ 84.00	\$ 704.17	
mar-43	28361	121	\$1,843.47	\$ 363.00	\$ 2,206.47		423	13108	88.10%	11549	38	\$ 750.69	\$ 114.00	\$ 864.69	
abr-43	23389	96	\$1,520.29	\$ 289.17	\$ 1,809.46		409	12259	88.05%	10795	34	\$ 701.68	\$ 102.00	\$ 803.68	
may-43	27989	119	\$1,819.29	\$ 357.48	\$ 2,176.77		352	10917	88.01%	9608	28	\$ 624.52	\$ 84.00	\$ 708.52	
jun-43	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54		312	9355	87.96%	8229	21	\$ 534.89	\$ 63.00	\$ 597.89	
jul-43	27072	115	\$1,759.68	\$ 343.86	\$ 2,103.54	308	9537	87.92%	8385	22	\$ 545.03	\$ 66.00	\$ 611.03		
ago-43	31492	136	\$2,046.98	\$ 409.47	\$ 2,456.45	339	10524	87.87%	9248	26	\$ 601.12	\$ 78.00	\$ 679.12		
sep-43	26704	113	\$1,735.76	\$ 338.40	\$ 2,074.16	369	11068	87.82%	9720	29	\$ 631.80	\$ 87.00	\$ 718.80		
oct-43	20442	82	\$1,328.73	\$ 245.40	\$ 1,574.13	353	10952	87.78%	9614	28	\$ 624.91	\$ 84.00	\$ 708.91		
nov-43	31308	136	\$2,035.02	\$ 406.74	\$ 2,441.76	361	10820	87.73%	9493	28	\$ 617.05	\$ 84.00	\$ 701.05		
dic-43	39227	175	\$2,549.76	\$ 524.34	\$ 3,074.10	356	11048	87.69%	9688	29	\$ 629.72	\$ 87.00	\$ 716.72		
ene-44	23205	95	\$1,508.33	\$ 286.44	\$ 1,794.77	360	11145	87.64%	9768	29	\$ 634.92	\$ 87.00	\$ 721.92		
feb-44	21179	85	\$1,376.64	\$ 256.35	\$ 1,632.99	387	11210	87.60%	9820	29	\$ 638.30	\$ 87.00	\$ 725.30		

APÉNDICE N2

Escenario 2

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico									
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)	
ene-24																
feb-24																
mar-24	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	\$227,216.64	423	13108	100.00%	13108	46	\$ 8,929.17	\$ -	\$ 8,929.17	\$ 88,808.73	
abr-24	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	99.83%	12239	41	\$ 8,337.21	\$ -	\$ 8,337.21		
may-24	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	99.67%	10880	34	\$ 7,411.46	\$ -	\$ 7,411.46		
jun-24	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	99.50%	9309	27	\$ 6,341.29	\$ -	\$ 6,341.29		
jul-24	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	99.33%	9474	28	\$ 6,453.69	\$ -	\$ 6,453.69		
ago-24	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	99.17%	10436	32	\$ 7,109.00	\$ -	\$ 7,109.00		
sep-24	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	99.00%	10957	35	\$ 7,463.91	\$ -	\$ 7,463.91		
oct-24	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	98.83%	10824	34	\$ 7,373.31	\$ -	\$ 7,373.31		
nov-24	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	98.67%	10676	33	\$ 7,272.49	\$ -	\$ 7,272.49		
dic-24	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	98.50%	10883	34	\$ 7,413.50	\$ -	\$ 7,413.50		
ene-25	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	98.33%	10960	35	\$ 7,465.95	\$ -	\$ 7,465.95		
feb-25	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	98.17%	10625	33	\$ 7,237.75	\$ -	\$ 7,237.75		
mar-25	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	98.00%	12846	44	\$ 8,750.70	\$ -	\$ 8,750.70			
abr-25	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	97.95%	12008	40	\$ 8,179.85	\$ -	\$ 8,179.85			
may-25	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	97.91%	10688	34	\$ 7,280.67	\$ -	\$ 7,280.67			
jun-25	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	97.86%	9156	26	\$ 6,237.07	\$ -	\$ 6,237.07			
jul-25	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	97.82%	9329	27	\$ 6,354.91	\$ -	\$ 6,354.91			
ago-25	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	97.77%	10290	32	\$ 7,009.55	\$ -	\$ 7,009.55			
sep-25	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	97.73%	10816	34	\$ 7,367.86	\$ -	\$ 7,367.86			
oct-25	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	97.68%	10698	34	\$ 7,287.48	\$ -	\$ 7,287.48			
nov-25	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	97.63%	10564	33	\$ 7,196.20	\$ -	\$ 7,196.20			
dic-25	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	97.59%	10782	34	\$ 7,344.70	\$ -	\$ 7,344.70			
ene-26	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	97.54%	10871	34	\$ 7,405.33	\$ -	\$ 7,405.33			
feb-26	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	97.50%	10553	33	\$ 7,188.70	\$ -	\$ 7,188.70			
mar-26	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	97.45%	12774	44	\$ 8,701.65	\$ -	\$ 8,701.65			
abr-26	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	97.40%	11941	40	\$ 8,134.21	\$ -	\$ 8,134.21			
may-26	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	97.36%	10628	33	\$ 7,239.79	\$ -	\$ 7,239.79			
jun-26	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	97.31%	9104	26	\$ 6,201.64	\$ -	\$ 6,201.64			
jul-26	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	97.27%	9276	27	\$ 6,318.81	\$ -	\$ 6,318.81			
ago-26	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	97.22%	10232	31	\$ 6,970.04	\$ -	\$ 6,970.04			

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
sep-26	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	\$227,216.64	369	11068	97.17%	10755	34	\$ 7,326.31	\$ -	\$ 7,326.31	\$ 86,870.71
oct-26	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	97.13%	10638	33	\$ 7,246.61	\$ -	\$ 7,246.61	
nov-26	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	97.08%	10504	33	\$ 7,155.32	\$ -	\$ 7,155.32	
dic-26	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	97.04%	10721	34	\$ 7,303.15	\$ -	\$ 7,303.15	
ene-27	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	96.99%	10810	34	\$ 7,363.77	\$ -	\$ 7,363.77	
feb-27	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	96.95%	10493	33	\$ 7,147.83	\$ -	\$ 7,147.83	
mar-27	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	96.90%	12702	43	\$ 8,652.60	\$ -	\$ 8,652.60	
abr-27	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	96.85%	11873	39	\$ 8,087.89	\$ -	\$ 8,087.89	
may-27	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	96.81%	10568	33	\$ 7,198.92	\$ -	\$ 7,198.92	
jun-27	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	96.76%	9053	25	\$ 6,166.90	\$ -	\$ 6,166.90	
jul-27	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	96.72%	9224	26	\$ 6,283.39	\$ -	\$ 6,283.39	
ago-27	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	96.67%	10174	31	\$ 6,930.53	\$ -	\$ 6,930.53	
sep-27	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	96.62%	10694	34	\$ 7,284.75	\$ -	\$ 7,284.75		
oct-27	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	96.58%	10578	33	\$ 7,205.73	\$ -	\$ 7,205.73		
nov-27	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	96.53%	10445	32	\$ 7,115.13	\$ -	\$ 7,115.13		
dic-27	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	96.49%	10660	33	\$ 7,261.59	\$ -	\$ 7,261.59		
ene-28	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	96.44%	10749	34	\$ 7,322.22	\$ -	\$ 7,322.22		
feb-28	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	11210	96.40%	10806	34	\$ 7,361.05	\$ -	\$ 7,361.05		
mar-28	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	96.35%	12630	43	\$ 8,603.56	\$ -	\$ 8,603.56		
abr-28	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	96.30%	11806	39	\$ 8,042.25	\$ -	\$ 8,042.25		
may-28	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	96.26%	10508	33	\$ 7,158.05	\$ -	\$ 7,158.05		
jun-28	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	96.21%	9001	25	\$ 6,131.48	\$ -	\$ 6,131.48		
jul-28	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	96.17%	9172	26	\$ 6,247.97	\$ -	\$ 6,247.97		
ago-28	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	96.12%	10116	31	\$ 6,891.02	\$ -	\$ 6,891.02		
sep-28	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	96.07%	10633	33	\$ 7,243.20	\$ -	\$ 7,243.20		
oct-28	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	96.03%	10517	33	\$ 7,164.18	\$ -	\$ 7,164.18		
nov-28	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	95.98%	10385	32	\$ 7,074.26	\$ -	\$ 7,074.26		
dic-28	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	95.94%	10600	33	\$ 7,220.72	\$ -	\$ 7,220.72		
ene-29	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	95.89%	10688	34	\$ 7,280.67	\$ -	\$ 7,280.67		
feb-29	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	95.85%	10374	32	\$ 7,066.77	\$ -	\$ 7,066.77		
mar-29	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	95.80%	12558	43	\$ 8,554.51	\$ -	\$ 8,554.51		
abr-29	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	95.75%	11738	39	\$ 7,995.93	\$ -	\$ 7,995.93		
may-29	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	95.71%	10448	32	\$ 7,117.18	\$ -	\$ 7,117.18		
jun-29	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	95.66%	8950	25	\$ 6,096.74	\$ -	\$ 6,096.74		
jul-29	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	95.62%	9119	26	\$ 6,211.86	\$ -	\$ 6,211.86		
ago-29	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	95.57%	10058	30	\$ 6,851.51	\$ -	\$ 6,851.51		
sep-29	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	95.52%	10572	33	\$ 7,201.65	\$ -	\$ 7,201.65		
oct-29	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	95.48%	10457	32	\$ 7,123.31	\$ -	\$ 7,123.31		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
nov-29	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	\$227,216.64	361	10820	95.43%	10326	32	\$ 7,034.07	\$ -	\$ 7,034.07	\$ 85,137.74
dic-29	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	95.39%	10539	33	\$ 7,179.17	\$ -	\$ 7,179.17	
ene-30	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	95.34%	10626	33	\$ 7,238.43	\$ -	\$ 7,238.43	
feb-30	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	95.30%	10315	32	\$ 7,026.58	\$ -	\$ 7,026.58	
mar-30	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	95.25%	12486	42	\$ 8,505.46	\$ -	\$ 8,505.46	
abr-30	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	95.20%	11671	38	\$ 7,950.29	\$ -	\$ 7,950.29	
may-30	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	95.16%	10388	32	\$ 7,076.31	\$ -	\$ 7,076.31	
jun-30	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	95.11%	8898	25	\$ 6,061.32	\$ -	\$ 6,061.32	
jul-30	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	95.07%	9067	26	\$ 6,176.44	\$ -	\$ 6,176.44	
ago-30	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	95.02%	10000	30	\$ 6,812.00	\$ -	\$ 6,812.00	
sep-30	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	94.97%	10511	33	\$ 7,160.09	\$ -	\$ 7,160.09	
oct-30	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	94.93%	10397	32	\$ 7,082.44	\$ -	\$ 7,082.44	
nov-30	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	94.88%	10266	31	\$ 6,993.20	\$ -	\$ 6,993.20		
dic-30	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	94.84%	10478	32	\$ 7,137.61	\$ -	\$ 7,137.61		
ene-31	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	94.79%	10565	33	\$ 7,196.88	\$ -	\$ 7,196.88		
feb-31	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	94.75%	10255	31	\$ 6,985.71	\$ -	\$ 6,985.71		
mar-31	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	94.70%	12414	42	\$ 8,456.42	\$ -	\$ 8,456.42		
abr-31	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	94.65%	11604	38	\$ 7,904.64	\$ -	\$ 7,904.64		
may-31	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	94.61%	10328	32	\$ 7,035.43	\$ -	\$ 7,035.43		
jun-31	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	94.56%	8847	24	\$ 6,026.58	\$ -	\$ 6,026.58		
jul-31	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	94.52%	9014	25	\$ 6,140.34	\$ -	\$ 6,140.34		
ago-31	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	94.47%	9942	30	\$ 6,772.49	\$ -	\$ 6,772.49		
sep-31	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	94.42%	10450	32	\$ 7,118.54	\$ -	\$ 7,118.54		
oct-31	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	94.38%	10337	32	\$ 7,041.56	\$ -	\$ 7,041.56		
nov-31	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	94.33%	10207	31	\$ 6,953.01	\$ -	\$ 6,953.01		
dic-31	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	94.29%	10417	32	\$ 7,096.06	\$ -	\$ 7,096.06		
ene-32	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	94.24%	10504	33	\$ 7,155.32	\$ -	\$ 7,155.32		
feb-32	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	11210	94.20%	10560	33	\$ 7,193.47	\$ -	\$ 7,193.47		
mar-32	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	94.15%	12342	42	\$ 8,407.37	\$ -	\$ 8,407.37		
abr-32	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	94.10%	11536	38	\$ 7,858.32	\$ -	\$ 7,858.32		
may-32	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	94.06%	10268	31	\$ 6,994.56	\$ -	\$ 6,994.56		
jun-32	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	94.01%	8795	24	\$ 5,991.15	\$ -	\$ 5,991.15		
jul-32	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	93.97%	8962	25	\$ 6,104.91	\$ -	\$ 6,104.91		
ago-32	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	93.92%	9884	30	\$ 6,732.98	\$ -	\$ 6,732.98		
sep-32	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	93.87%	10390	32	\$ 7,077.67	\$ -	\$ 7,077.67		
oct-32	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	93.83%	10276	31	\$ 7,000.01	\$ -	\$ 7,000.01		
nov-32	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	93.78%	10147	31	\$ 6,912.14	\$ -	\$ 6,912.14		
dic-32	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	93.74%	10356	32	\$ 7,054.51	\$ -	\$ 7,054.51		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
ene-33	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	\$227,216.64	360	11145	93.69%	10442	32	\$ 7,113.09	\$ -	\$ 7,113.09	\$ 83,660.90
feb-33	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	93.65%	10136	31	\$ 6,904.64	\$ -	\$ 6,904.64	
mar-33	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	93.60%	12270	41	\$ 8,358.32	\$ -	\$ 8,358.32	
abr-33	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	93.55%	11469	37	\$ 7,812.68	\$ -	\$ 7,812.68	
may-33	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	93.51%	10208	31	\$ 6,953.69	\$ -	\$ 6,953.69	
jun-33	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	93.46%	8744	24	\$ 5,956.41	\$ -	\$ 5,956.41	
jul-33	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	93.42%	8909	25	\$ 6,068.81	\$ -	\$ 6,068.81	
ago-33	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	93.37%	9827	29	\$ 6,694.15	\$ -	\$ 6,694.15	
sep-33	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	93.32%	10329	32	\$ 7,036.11	\$ -	\$ 7,036.11	
oct-33	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	93.28%	10216	31	\$ 6,959.14	\$ -	\$ 6,959.14	
nov-33	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	93.23%	10088	31	\$ 6,871.95	\$ -	\$ 6,871.95	
dic-33	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	93.19%	10296	32	\$ 7,013.64	\$ -	\$ 7,013.64	
ene-34	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	93.14%	10381	32	\$ 7,071.54	\$ -	\$ 7,071.54		
feb-34	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	93.10%	10077	31	\$ 6,864.45	\$ -	\$ 6,864.45		
mar-34	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	93.05%	12197	41	\$ 8,308.60	\$ -	\$ 8,308.60		
abr-34	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	93.00%	11401	37	\$ 7,766.36	\$ -	\$ 7,766.36		
may-34	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	92.96%	10148	31	\$ 6,912.82	\$ -	\$ 6,912.82		
jun-34	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	92.91%	8692	24	\$ 5,920.99	\$ -	\$ 5,920.99		
jul-34	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	92.87%	8857	24	\$ 6,033.39	\$ -	\$ 6,033.39		
ago-34	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	92.82%	9769	29	\$ 6,654.64	\$ -	\$ 6,654.64		
sep-34	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	92.77%	10268	31	\$ 6,994.56	\$ -	\$ 6,994.56		
oct-34	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	92.73%	10156	31	\$ 6,918.27	\$ -	\$ 6,918.27		
nov-34	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	92.68%	10028	30	\$ 6,831.07	\$ -	\$ 6,831.07		
dic-34	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	92.64%	10235	31	\$ 6,972.08	\$ -	\$ 6,972.08		
ene-35	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	92.59%	10320	32	\$ 7,029.98	\$ -	\$ 7,029.98		
feb-35	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	92.55%	10017	30	\$ 6,823.58	\$ -	\$ 6,823.58		
mar-35	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	92.50%	12125	41	\$ 8,259.55	\$ -	\$ 8,259.55		
abr-35	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	92.45%	11334	37	\$ 7,720.72	\$ -	\$ 7,720.72		
may-35	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	92.41%	10088	31	\$ 6,871.95	\$ -	\$ 6,871.95		
jun-35	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	92.36%	8641	23	\$ 5,886.25	\$ -	\$ 5,886.25		
jul-35	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	92.32%	8804	24	\$ 5,997.28	\$ -	\$ 5,997.28		
ago-35	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	92.27%	9711	29	\$ 6,615.13	\$ -	\$ 6,615.13		
sep-35	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	92.22%	10207	31	\$ 6,953.01	\$ -	\$ 6,953.01		
oct-35	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	92.18%	10096	31	\$ 6,877.40	\$ -	\$ 6,877.40		
nov-35	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	92.13%	9969	30	\$ 6,790.88	\$ -	\$ 6,790.88		
dic-35	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	92.09%	10174	31	\$ 6,930.53	\$ -	\$ 6,930.53		
ene-36	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	92.04%	10258	31	\$ 6,987.75	\$ -	\$ 6,987.75		
feb-36	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	11210	92.00%	10313	32	\$ 7,025.22	\$ -	\$ 7,025.22		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
mar-36	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	\$227,216.64	423	13108	91.95%	12053	40	\$ 8,210.50	\$ -	\$ 8,210.50	\$ 82,180.65
abr-36	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	91.90%	11267	36	\$ 7,675.08	\$ -	\$ 7,675.08	
may-36	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	91.86%	10028	30	\$ 6,831.07	\$ -	\$ 6,831.07	
jun-36	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	91.81%	8590	23	\$ 5,851.51	\$ -	\$ 5,851.51	
jul-36	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	91.77%	8752	24	\$ 5,961.86	\$ -	\$ 5,961.86	
ago-36	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	91.72%	9653	28	\$ 6,575.62	\$ -	\$ 6,575.62	
sep-36	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	91.67%	10146	31	\$ 6,911.46	\$ -	\$ 6,911.46	
oct-36	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	91.63%	10035	30	\$ 6,835.84	\$ -	\$ 6,835.84	
nov-36	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	91.58%	9909	30	\$ 6,750.01	\$ -	\$ 6,750.01	
dic-36	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	91.54%	10113	31	\$ 6,888.98	\$ -	\$ 6,888.98	
ene-37	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	91.49%	10197	31	\$ 6,946.20	\$ -	\$ 6,946.20	
feb-37	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	91.45%	9898	30	\$ 6,742.52	\$ -	\$ 6,742.52	
mar-37	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	91.40%	11981	40	\$ 8,161.46	\$ -	\$ 8,161.46	\$ 81,687.46	
abr-37	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	91.35%	11199	36	\$ 7,628.76	\$ -	\$ 7,628.76		
may-37	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	91.31%	9968	30	\$ 6,790.20	\$ -	\$ 6,790.20		
jun-37	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	91.26%	8538	23	\$ 5,816.09	\$ -	\$ 5,816.09		
jul-37	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	91.22%	8699	24	\$ 5,925.76	\$ -	\$ 5,925.76		
ago-37	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	91.17%	9595	28	\$ 6,536.11	\$ -	\$ 6,536.11		
sep-37	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	91.12%	10085	31	\$ 6,869.90	\$ -	\$ 6,869.90		
oct-37	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	91.08%	9975	30	\$ 6,794.97	\$ -	\$ 6,794.97		
nov-37	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	91.03%	9850	29	\$ 6,709.82	\$ -	\$ 6,709.82		
dic-37	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	90.99%	10053	30	\$ 6,848.10	\$ -	\$ 6,848.10		
ene-38	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	90.94%	10136	31	\$ 6,904.64	\$ -	\$ 6,904.64		
feb-38	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	90.90%	9838	29	\$ 6,701.65	\$ -	\$ 6,701.65		
mar-38	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	90.85%	11909	40	\$ 8,112.41	\$ -	\$ 8,112.41	\$ 81,195.63	
abr-38	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	90.80%	11132	36	\$ 7,583.12	\$ -	\$ 7,583.12		
may-38	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59	352	10917	90.76%	9908	30	\$ 6,749.33	\$ -	\$ 6,749.33		
jun-38	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	312	9355	90.71%	8487	23	\$ 5,781.34	\$ -	\$ 5,781.34		
jul-38	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	308	9537	90.67%	8647	23	\$ 5,890.34	\$ -	\$ 5,890.34		
ago-38	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82	339	10524	90.62%	9537	28	\$ 6,496.60	\$ -	\$ 6,496.60		
sep-38	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	369	11068	90.57%	10024	30	\$ 6,828.35	\$ -	\$ 6,828.35		
oct-38	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49	353	10952	90.53%	9915	30	\$ 6,754.10	\$ -	\$ 6,754.10		
nov-38	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75	361	10820	90.48%	9790	29	\$ 6,668.95	\$ -	\$ 6,668.95		
dic-38	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77	356	11048	90.44%	9992	30	\$ 6,806.55	\$ -	\$ 6,806.55		
ene-39	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69	360	11145	90.39%	10075	30	\$ 6,863.09	\$ -	\$ 6,863.09		
feb-39	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48	387	10824	90.35%	9779	29	\$ 6,661.45	\$ -	\$ 6,661.45		
mar-39	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51	423	13108	90.30%	11837	39	\$ 8,063.36	\$ -	\$ 8,063.36	\$ 80,939.50	
abr-39	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	409	12259	90.25%	11064	35	\$ 7,536.80	\$ -	\$ 7,536.80		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
may-39	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	90.21%	9848	29	\$ 6,708.46	\$ -	\$ 6,708.46	
jun-39	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	90.16%	8435	22	\$ 5,745.92	\$ -	\$ 5,745.92	
jul-39	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	90.12%	8595	23	\$ 5,854.91	\$ -	\$ 5,854.91	
ago-39	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	90.07%	9479	28	\$ 6,457.09	\$ -	\$ 6,457.09	
sep-39	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	90.02%	9964	30	\$ 6,787.48	\$ -	\$ 6,787.48	
oct-39	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	89.98%	9855	29	\$ 6,713.23	\$ -	\$ 6,713.23	
nov-39	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	89.93%	9731	29	\$ 6,628.76	\$ -	\$ 6,628.76	
dic-39	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	89.89%	9931	30	\$ 6,765.00	\$ -	\$ 6,765.00	
ene-40	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	89.84%	10013	30	\$ 6,820.86	\$ -	\$ 6,820.86	
feb-40	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	11210	89.80%	10067	30	\$ 6,857.64	\$ -	\$ 6,857.64	
mar-40	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	89.75%	11765	39	\$ 8,014.32	\$ -	\$ 8,014.32	
abr-40	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	89.70%	10997	35	\$ 7,491.16	\$ -	\$ 7,491.16	
may-40	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	89.66%	9788	29	\$ 6,667.59	\$ -	\$ 6,667.59	
jun-40	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	89.61%	8384	22	\$ 5,711.18	\$ -	\$ 5,711.18	
jul-40	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	89.57%	8542	23	\$ 5,818.81	\$ -	\$ 5,818.81	
ago-40	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	89.52%	9421	27	\$ 6,417.59	\$ -	\$ 6,417.59	
sep-40	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	\$227,216.64	369	11068	89.47%	9903	30	\$ 6,745.92	\$ -	\$ 6,745.92	\$ 80,209.26
oct-40	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	89.43%	9794	29	\$ 6,671.67	\$ -	\$ 6,671.67	
nov-40	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	89.38%	9671	28	\$ 6,587.89	\$ -	\$ 6,587.89	
dic-40	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	89.34%	9870	29	\$ 6,723.44	\$ -	\$ 6,723.44	
ene-41	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	89.29%	9952	30	\$ 6,779.30	\$ -	\$ 6,779.30	
feb-41	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	89.25%	9660	28	\$ 6,580.39	\$ -	\$ 6,580.39	
mar-41	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	89.20%	11693	39	\$ 7,965.27	\$ -	\$ 7,965.27	
abr-41	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	89.15%	10929	35	\$ 7,444.83	\$ -	\$ 7,444.83	
may-41	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	89.11%	9728	29	\$ 6,626.71	\$ -	\$ 6,626.71	
jun-41	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	89.06%	8332	22	\$ 5,675.76	\$ -	\$ 5,675.76	
jul-41	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	89.02%	8490	23	\$ 5,783.39	\$ -	\$ 5,783.39	
ago-41	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	88.97%	9363	27	\$ 6,378.08	\$ -	\$ 6,378.08	
sep-41	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16	\$227,216.64	369	11068	88.92%	9842	29	\$ 6,704.37	\$ -	\$ 6,704.37	\$ 79,716.75
oct-41	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	88.88%	9734	29	\$ 6,630.80	\$ -	\$ 6,630.80	
nov-41	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	88.83%	9612	28	\$ 6,547.69	\$ -	\$ 6,547.69	
dic-41	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	88.79%	9810	29	\$ 6,682.57	\$ -	\$ 6,682.57	
ene-42	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	88.74%	9891	30	\$ 6,737.75	\$ -	\$ 6,737.75	
feb-42	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	88.70%	9600	28	\$ 6,539.52	\$ -	\$ 6,539.52	
mar-42	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	88.65%	11621	38	\$ 7,916.23	\$ -	\$ 7,916.23	
abr-42	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76	\$227,216.64	409	12259	88.60%	10862	34	\$ 7,399.19	\$ -	\$ 7,399.19	\$ 79,224.24
may-42	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	88.56%	9668	28	\$ 6,585.84	\$ -	\$ 6,585.84	
jun-42	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	88.51%	8281	22	\$ 5,641.02	\$ -	\$ 5,641.02	

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
jul-42	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31	\$227,216.64	308	9537	88.47%	8437	22	\$ 5,747.28	\$ -	\$ 5,747.28	\$ 78,962.66
ago-42	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	88.42%	9306	27	\$ 6,339.25	\$ -	\$ 6,339.25	
sep-42	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	88.37%	9781	29	\$ 6,662.82	\$ -	\$ 6,662.82	
oct-42	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	88.33%	9674	29	\$ 6,589.93	\$ -	\$ 6,589.93	
nov-42	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	88.28%	9552	28	\$ 6,506.82	\$ -	\$ 6,506.82	
dic-42	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	88.24%	9749	29	\$ 6,641.02	\$ -	\$ 6,641.02	
ene-43	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	88.19%	9829	29	\$ 6,695.51	\$ -	\$ 6,695.51	
feb-43	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	10824	88.15%	9541	28	\$ 6,499.33	\$ -	\$ 6,499.33	
mar-43	28361	121	\$ 19,319.51	\$ 363.00	\$19,682.51		423	13108	88.10%	11549	38	\$ 7,867.18	\$ -	\$ 7,867.18	
abr-43	23389	96	\$ 15,932.59	\$ 289.17	\$16,221.76		409	12259	88.05%	10795	34	\$ 7,353.55	\$ -	\$ 7,353.55	
may-43	27989	119	\$ 19,066.11	\$ 357.48	\$19,423.59		352	10917	88.01%	9608	28	\$ 6,544.97	\$ -	\$ 6,544.97	
jun-43	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		312	9355	87.96%	8229	21	\$ 5,605.59	\$ -	\$ 5,605.59	
jul-43	27072	115	\$ 18,441.45	\$ 343.86	\$18,785.31		308	9537	87.92%	8385	22	\$ 5,711.86	\$ -	\$ 5,711.86	
ago-43	31492	136	\$ 21,452.35	\$ 409.47	\$21,861.82		339	10524	87.87%	9248	26	\$ 6,299.74	\$ -	\$ 6,299.74	
sep-43	26704	113	\$ 18,190.76	\$ 338.40	\$18,529.16		369	11068	87.82%	9720	29	\$ 6,621.26	\$ -	\$ 6,621.26	
oct-43	20442	82	\$ 13,925.09	\$ 245.40	\$14,170.49		353	10952	87.78%	9614	28	\$ 6,549.06	\$ -	\$ 6,549.06	
nov-43	31308	136	\$ 21,327.01	\$ 406.74	\$21,733.75		361	10820	87.73%	9493	28	\$ 6,466.63	\$ -	\$ 6,466.63	
dic-43	39227	175	\$ 26,721.43	\$ 524.34	\$27,245.77		356	11048	87.69%	9688	29	\$ 6,599.47	\$ -	\$ 6,599.47	
ene-44	23205	95	\$ 15,807.25	\$ 286.44	\$16,093.69		360	11145	87.64%	9768	29	\$ 6,653.96	\$ -	\$ 6,653.96	
feb-44	21179	85	\$ 14,427.13	\$ 256.35	\$14,683.48		387	11210	87.60%	9820	29	\$ 6,689.38	\$ -	\$ 6,689.38	

APÉNDICE N3

Escenario 3

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
ene-24															
feb-24															
mar-24	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	\$39,630.81	423	13108	100.00%	13108	46	\$ 1,419.78	\$ -	\$ 1,419.78	\$ 14,120.99
abr-24	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	99.83%	12239	41	\$ 1,325.65	\$ -	\$ 1,325.65	
may-24	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	99.67%	10880	34	\$ 1,178.46	\$ -	\$ 1,178.46	
jun-24	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	99.50%	9309	27	\$ 1,008.29	\$ -	\$ 1,008.29	
jul-24	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	99.33%	9474	28	\$ 1,026.17	\$ -	\$ 1,026.17	
ago-24	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	99.17%	10436	32	\$ 1,130.36	\$ -	\$ 1,130.36	
sep-24	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	99.00%	10957	35	\$ 1,186.80	\$ -	\$ 1,186.80	
oct-24	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	98.83%	10824	34	\$ 1,172.39	\$ -	\$ 1,172.39	
nov-24	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	98.67%	10676	33	\$ 1,156.36	\$ -	\$ 1,156.36	
dic-24	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	98.50%	10883	34	\$ 1,178.78	\$ -	\$ 1,178.78	
ene-25	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	98.33%	10960	35	\$ 1,187.12	\$ -	\$ 1,187.12	
feb-25	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	98.17%	10625	33	\$ 1,150.84	\$ -	\$ 1,150.84	
mar-25	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	98.00%	12846	44	\$ 1,391.40	\$ -	\$ 1,391.40		
abr-25	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	97.95%	12008	40	\$ 1,300.63	\$ -	\$ 1,300.63		
may-25	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	97.91%	10688	34	\$ 1,157.66	\$ -	\$ 1,157.66		
jun-25	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	97.86%	9156	26	\$ 991.72	\$ -	\$ 991.72		
jul-25	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	97.82%	9329	27	\$ 1,010.46	\$ -	\$ 1,010.46		
ago-25	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	97.77%	10290	32	\$ 1,114.55	\$ -	\$ 1,114.55		
sep-25	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	97.73%	10816	34	\$ 1,171.52	\$ -	\$ 1,171.52		
oct-25	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	97.68%	10698	34	\$ 1,158.74	\$ -	\$ 1,158.74		
nov-25	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	97.63%	10564	33	\$ 1,144.23	\$ -	\$ 1,144.23		
dic-25	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	97.59%	10782	34	\$ 1,167.84	\$ -	\$ 1,167.84		
ene-26	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	97.54%	10871	34	\$ 1,177.48	\$ -	\$ 1,177.48		
feb-26	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	97.50%	10553	33	\$ 1,143.04	\$ -	\$ 1,143.04		
mar-26	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	97.45%	12774	44	\$ 1,383.60	\$ -	\$ 1,383.60		
abr-26	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	97.40%	11941	40	\$ 1,293.38	\$ -	\$ 1,293.38		
may-26	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	97.36%	10628	33	\$ 1,151.16	\$ -	\$ 1,151.16		
jun-26	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	97.31%	9104	26	\$ 986.09	\$ -	\$ 986.09		
jul-26	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	97.27%	9276	27	\$ 1,004.72	\$ -	\$ 1,004.72		
ago-26	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	97.22%	10232	31	\$ 1,108.27	\$ -	\$ 1,108.27		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública					Producción del Sistema Fotovoltaico									
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
sep-26	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	\$39,630.81	369	11068	97.17%	10755	34	\$ 1,164.92	\$ -	\$ 1,164.92	\$ 13,812.84
oct-26	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	97.13%	10638	33	\$ 1,152.24	\$ -	\$ 1,152.24	
nov-26	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	97.08%	10504	33	\$ 1,137.73	\$ -	\$ 1,137.73	
dic-26	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	97.04%	10721	34	\$ 1,161.23	\$ -	\$ 1,161.23	
ene-27	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	96.99%	10810	34	\$ 1,170.87	\$ -	\$ 1,170.87	
feb-27	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	96.95%	10493	33	\$ 1,136.54	\$ -	\$ 1,136.54	
mar-27	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89		423	13108	96.90%	12702	43	\$ 1,375.80	\$ -	\$ 1,375.80	
abr-27	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	96.85%	11873	39	\$ 1,286.01	\$ -	\$ 1,286.01	
may-27	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	96.81%	10568	33	\$ 1,144.66	\$ -	\$ 1,144.66	
jun-27	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	96.76%	9053	25	\$ 980.57	\$ -	\$ 980.57	
jul-27	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	96.72%	9224	26	\$ 999.09	\$ -	\$ 999.09	
ago-27	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	96.67%	10174	31	\$ 1,101.99	\$ -	\$ 1,101.99	
sep-27	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	96.62%	10694	34	\$ 1,158.31	\$ -	\$ 1,158.31		
oct-27	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	96.58%	10578	33	\$ 1,145.74	\$ -	\$ 1,145.74		
nov-27	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	96.53%	10445	32	\$ 1,131.34	\$ -	\$ 1,131.34		
dic-27	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	96.49%	10660	33	\$ 1,154.63	\$ -	\$ 1,154.63		
ene-28	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	96.44%	10749	34	\$ 1,164.27	\$ -	\$ 1,164.27		
feb-28	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	11210	96.40%	10806	34	\$ 1,170.44	\$ -	\$ 1,170.44		
mar-28	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	96.35%	12630	43	\$ 1,368.00	\$ -	\$ 1,368.00		
abr-28	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	96.30%	11806	39	\$ 1,278.75	\$ -	\$ 1,278.75		
may-28	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	96.26%	10508	33	\$ 1,138.16	\$ -	\$ 1,138.16		
jun-28	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	96.21%	9001	25	\$ 974.93	\$ -	\$ 974.93		
jul-28	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	96.17%	9172	26	\$ 993.45	\$ -	\$ 993.45		
ago-28	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	96.12%	10116	31	\$ 1,095.70	\$ -	\$ 1,095.70		
sep-28	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	96.07%	10633	33	\$ 1,151.70	\$ -	\$ 1,151.70		
oct-28	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	96.03%	10517	33	\$ 1,139.14	\$ -	\$ 1,139.14		
nov-28	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	95.98%	10385	32	\$ 1,124.84	\$ -	\$ 1,124.84		
dic-28	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	95.94%	10600	33	\$ 1,148.13	\$ -	\$ 1,148.13		
ene-29	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	95.89%	10688	34	\$ 1,157.66	\$ -	\$ 1,157.66		
feb-29	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	95.85%	10374	32	\$ 1,123.65	\$ -	\$ 1,123.65		
mar-29	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	95.80%	12558	43	\$ 1,360.21	\$ -	\$ 1,360.21		
abr-29	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	95.75%	11738	39	\$ 1,271.39	\$ -	\$ 1,271.39		
may-29	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	95.71%	10448	32	\$ 1,131.66	\$ -	\$ 1,131.66		
jun-29	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	95.66%	8950	25	\$ 969.41	\$ -	\$ 969.41		
jul-29	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	95.62%	9119	26	\$ 987.71	\$ -	\$ 987.71		
ago-29	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	95.57%	10058	30	\$ 1,089.42	\$ -	\$ 1,089.42		
sep-29	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	95.52%	10572	33	\$ 1,145.09	\$ -	\$ 1,145.09		
oct-29	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	95.48%	10457	32	\$ 1,132.64	\$ -	\$ 1,132.64		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública					Producción del Sistema Fotovoltaico									
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
nov-29	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	\$39,630.81	361	10820	95.43%	10326	32	\$ 1,118.45	\$ -	\$ 1,118.45	\$ 13,537.29
dic-29	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	95.39%	10539	33	\$ 1,141.52	\$ -	\$ 1,141.52	
ene-30	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	95.34%	10626	33	\$ 1,150.94	\$ -	\$ 1,150.94	
feb-30	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	95.30%	10315	32	\$ 1,117.26	\$ -	\$ 1,117.26	
mar-30	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89		423	13108	95.25%	12486	42	\$ 1,352.41	\$ -	\$ 1,352.41	
abr-30	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	95.20%	11671	38	\$ 1,264.13	\$ -	\$ 1,264.13	
may-30	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	95.16%	10388	32	\$ 1,125.16	\$ -	\$ 1,125.16	
jun-30	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	95.11%	8898	25	\$ 963.78	\$ -	\$ 963.78	
jul-30	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	95.07%	9067	26	\$ 982.08	\$ -	\$ 982.08	
ago-30	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	95.02%	10000	30	\$ 1,083.14	\$ -	\$ 1,083.14	
sep-30	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	94.97%	10511	33	\$ 1,138.49	\$ -	\$ 1,138.49	
oct-30	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	94.93%	10397	32	\$ 1,126.14	\$ -	\$ 1,126.14	
nov-30	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	94.88%	10266	31	\$ 1,111.95	\$ -	\$ 1,111.95		
dic-30	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	94.84%	10478	32	\$ 1,134.91	\$ -	\$ 1,134.91		
ene-31	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	94.79%	10565	33	\$ 1,144.34	\$ -	\$ 1,144.34		
feb-31	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	94.75%	10255	31	\$ 1,110.76	\$ -	\$ 1,110.76		
mar-31	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	94.70%	12414	42	\$ 1,344.61	\$ -	\$ 1,344.61		
abr-31	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	94.65%	11604	38	\$ 1,256.87	\$ -	\$ 1,256.87		
may-31	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	94.61%	10328	32	\$ 1,118.67	\$ -	\$ 1,118.67		
jun-31	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	94.56%	8847	24	\$ 958.25	\$ -	\$ 958.25		
jul-31	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	94.52%	9014	25	\$ 976.34	\$ -	\$ 976.34		
ago-31	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	94.47%	9942	30	\$ 1,076.86	\$ -	\$ 1,076.86		
sep-31	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	94.42%	10450	32	\$ 1,131.88	\$ -	\$ 1,131.88		
oct-31	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	94.38%	10337	32	\$ 1,119.64	\$ -	\$ 1,119.64		
nov-31	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	94.33%	10207	31	\$ 1,105.56	\$ -	\$ 1,105.56		
dic-31	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	94.29%	10417	32	\$ 1,128.31	\$ -	\$ 1,128.31		
ene-32	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	94.24%	10504	33	\$ 1,137.73	\$ -	\$ 1,137.73		
feb-32	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	11210	94.20%	10560	33	\$ 1,143.79	\$ -	\$ 1,143.79		
mar-32	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	94.15%	12342	42	\$ 1,336.81	\$ -	\$ 1,336.81		
abr-32	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	94.10%	11536	38	\$ 1,249.51	\$ -	\$ 1,249.51		
may-32	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	94.06%	10268	31	\$ 1,112.17	\$ -	\$ 1,112.17		
jun-32	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	94.01%	8795	24	\$ 952.62	\$ -	\$ 952.62		
jul-32	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	93.97%	8962	25	\$ 970.71	\$ -	\$ 970.71		
ago-32	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	93.92%	9884	30	\$ 1,070.57	\$ -	\$ 1,070.57		
sep-32	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	93.87%	10390	32	\$ 1,125.38	\$ -	\$ 1,125.38		
oct-32	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	93.83%	10276	31	\$ 1,113.03	\$ -	\$ 1,113.03		
nov-32	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	93.78%	10147	31	\$ 1,099.06	\$ -	\$ 1,099.06		
dic-32	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	93.74%	10356	32	\$ 1,121.70	\$ -	\$ 1,121.70		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública					Producción del Sistema Fotovoltaico									
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
ene-33	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	\$39,630.81	360	11145	93.69%	10442	32	\$ 1,131.01	\$ -	\$ 1,131.01	\$ 13,302.46
feb-33	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	93.65%	10136	31	\$ 1,097.87	\$ -	\$ 1,097.87	
mar-33	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89		423	13108	93.60%	12270	41	\$ 1,329.01	\$ -	\$ 1,329.01	
abr-33	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	93.55%	11469	37	\$ 1,242.25	\$ -	\$ 1,242.25	
may-33	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	93.51%	10208	31	\$ 1,105.67	\$ -	\$ 1,105.67	
jun-33	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	93.46%	8744	24	\$ 947.10	\$ -	\$ 947.10	
jul-33	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	93.42%	8909	25	\$ 964.97	\$ -	\$ 964.97	
ago-33	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	93.37%	9827	29	\$ 1,064.40	\$ -	\$ 1,064.40	
sep-33	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	93.32%	10329	32	\$ 1,118.77	\$ -	\$ 1,118.77	
oct-33	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	93.28%	10216	31	\$ 1,106.53	\$ -	\$ 1,106.53	
nov-33	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	93.23%	10088	31	\$ 1,092.67	\$ -	\$ 1,092.67	
dic-33	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	93.19%	10296	32	\$ 1,115.20	\$ -	\$ 1,115.20	
ene-34	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	93.14%	10381	32	\$ 1,124.41	\$ -	\$ 1,124.41		
feb-34	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	93.10%	10077	31	\$ 1,091.48	\$ -	\$ 1,091.48		
mar-34	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	93.05%	12197	41	\$ 1,321.10	\$ -	\$ 1,321.10		
abr-34	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	93.00%	11401	37	\$ 1,234.89	\$ -	\$ 1,234.89		
may-34	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	92.96%	10148	31	\$ 1,099.17	\$ -	\$ 1,099.17		
jun-34	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	92.91%	8692	24	\$ 941.46	\$ -	\$ 941.46		
jul-34	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	92.87%	8857	24	\$ 959.34	\$ -	\$ 959.34		
ago-34	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	92.82%	9769	29	\$ 1,058.12	\$ -	\$ 1,058.12		
sep-34	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	92.77%	10268	31	\$ 1,112.17	\$ -	\$ 1,112.17		
oct-34	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	92.73%	10156	31	\$ 1,100.04	\$ -	\$ 1,100.04		
nov-34	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	92.68%	10028	30	\$ 1,086.17	\$ -	\$ 1,086.17		
dic-34	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	92.64%	10235	31	\$ 1,108.59	\$ -	\$ 1,108.59		
ene-35	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	92.59%	10320	32	\$ 1,117.80	\$ -	\$ 1,117.80		
feb-35	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	92.55%	10017	30	\$ 1,084.98	\$ -	\$ 1,084.98		
mar-35	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	92.50%	12125	41	\$ 1,313.31	\$ -	\$ 1,313.31		
abr-35	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	92.45%	11334	37	\$ 1,227.63	\$ -	\$ 1,227.63		
may-35	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	92.41%	10088	31	\$ 1,092.67	\$ -	\$ 1,092.67		
jun-35	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	92.36%	8641	23	\$ 935.94	\$ -	\$ 935.94		
jul-35	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	92.32%	8804	24	\$ 953.60	\$ -	\$ 953.60		
ago-35	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	92.27%	9711	29	\$ 1,051.84	\$ -	\$ 1,051.84		
sep-35	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	92.22%	10207	31	\$ 1,105.56	\$ -	\$ 1,105.56		
oct-35	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	92.18%	10096	31	\$ 1,093.54	\$ -	\$ 1,093.54		
nov-35	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	92.13%	9969	30	\$ 1,079.78	\$ -	\$ 1,079.78		
dic-35	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	92.09%	10174	31	\$ 1,101.99	\$ -	\$ 1,101.99		
ene-36	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	92.04%	10258	31	\$ 1,111.08	\$ -	\$ 1,111.08		
feb-36	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	11210	92.00%	10313	32	\$ 1,117.04	\$ -	\$ 1,117.04		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
mar-36	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	\$39,630.81	423	13108	91.95%	12053	40	\$ 1,305.51	\$ -	\$ 1,305.51	\$ 13,067.10
abr-36	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	91.90%	11267	36	\$ 1,220.37	\$ -	\$ 1,220.37	
may-36	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	91.86%	10028	30	\$ 1,086.17	\$ -	\$ 1,086.17	
jun-36	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	91.81%	8590	23	\$ 930.42	\$ -	\$ 930.42	
jul-36	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	91.77%	8752	24	\$ 947.96	\$ -	\$ 947.96	
ago-36	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	91.72%	9653	28	\$ 1,045.55	\$ -	\$ 1,045.55	
sep-36	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	91.67%	10146	31	\$ 1,098.95	\$ -	\$ 1,098.95	
oct-36	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	91.63%	10035	30	\$ 1,086.93	\$ -	\$ 1,086.93	
nov-36	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	91.58%	9909	30	\$ 1,073.28	\$ -	\$ 1,073.28	
dic-36	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	91.54%	10113	31	\$ 1,095.38	\$ -	\$ 1,095.38	
ene-37	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	91.49%	10197	31	\$ 1,104.48	\$ -	\$ 1,104.48	
feb-37	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	91.45%	9898	30	\$ 1,072.09	\$ -	\$ 1,072.09	
mar-37	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	91.40%	11981	40	\$ 1,297.71	\$ -	\$ 1,297.71	\$ 12,988.68	
abr-37	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	91.35%	11199	36	\$ 1,213.01	\$ -	\$ 1,213.01		
may-37	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	91.31%	9968	30	\$ 1,079.67	\$ -	\$ 1,079.67		
jun-37	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	91.26%	8538	23	\$ 924.78	\$ -	\$ 924.78		
jul-37	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	91.22%	8699	24	\$ 942.22	\$ -	\$ 942.22		
ago-37	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	91.17%	9595	28	\$ 1,039.27	\$ -	\$ 1,039.27		
sep-37	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	91.12%	10085	31	\$ 1,092.35	\$ -	\$ 1,092.35		
oct-37	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	91.08%	9975	30	\$ 1,080.43	\$ -	\$ 1,080.43		
nov-37	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	91.03%	9850	29	\$ 1,066.89	\$ -	\$ 1,066.89		
dic-37	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	90.99%	10053	30	\$ 1,088.88	\$ -	\$ 1,088.88		
ene-38	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	90.94%	10136	31	\$ 1,097.87	\$ -	\$ 1,097.87		
feb-38	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	90.90%	9838	29	\$ 1,065.59	\$ -	\$ 1,065.59		
mar-38	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	90.85%	11909	40	\$ 1,289.91	\$ -	\$ 1,289.91	\$ 12,910.47	
abr-38	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	90.80%	11132	36	\$ 1,205.75	\$ -	\$ 1,205.75		
may-38	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	90.76%	9908	30	\$ 1,073.17	\$ -	\$ 1,073.17		
jun-38	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	90.71%	8487	23	\$ 919.26	\$ -	\$ 919.26		
jul-38	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	90.67%	8647	23	\$ 936.59	\$ -	\$ 936.59		
ago-38	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	90.62%	9537	28	\$ 1,032.99	\$ -	\$ 1,032.99		
sep-38	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	90.57%	10024	30	\$ 1,085.74	\$ -	\$ 1,085.74		
oct-38	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	90.53%	9915	30	\$ 1,073.93	\$ -	\$ 1,073.93		
nov-38	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	90.48%	9790	29	\$ 1,060.39	\$ -	\$ 1,060.39		
dic-38	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	90.44%	9992	30	\$ 1,082.27	\$ -	\$ 1,082.27		
ene-39	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	90.39%	10075	30	\$ 1,091.26	\$ -	\$ 1,091.26		
feb-39	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	90.35%	9779	29	\$ 1,059.20	\$ -	\$ 1,059.20		
mar-39	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	90.30%	11837	39	\$ 1,282.11	\$ -	\$ 1,282.11	\$ 12,869.75	
abr-39	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	90.25%	11064	35	\$ 1,198.38	\$ -	\$ 1,198.38		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública						Producción del Sistema Fotovoltaico								
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
may-39	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	90.21%	9848	29	\$ 1,066.68	\$ -	\$ 1,066.68	
jun-39	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	90.16%	8435	22	\$ 913.63	\$ -	\$ 913.63	
jul-39	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	90.12%	8595	23	\$ 930.96	\$ -	\$ 930.96	
ago-39	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	90.07%	9479	28	\$ 1,026.71	\$ -	\$ 1,026.71	
sep-39	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	90.02%	9964	30	\$ 1,079.24	\$ -	\$ 1,079.24	
oct-39	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	89.98%	9855	29	\$ 1,067.43	\$ -	\$ 1,067.43	
nov-39	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	89.93%	9731	29	\$ 1,054.00	\$ -	\$ 1,054.00	
dic-39	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	89.89%	9931	30	\$ 1,075.67	\$ -	\$ 1,075.67	
ene-40	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	89.84%	10013	30	\$ 1,084.55	\$ -	\$ 1,084.55	
feb-40	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	11210	89.80%	10067	30	\$ 1,090.40	\$ -	\$ 1,090.40	
mar-40	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89		423	13108	89.75%	11765	39	\$ 1,274.31	\$ -	\$ 1,274.31	
abr-40	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	89.70%	10997	35	\$ 1,191.13	\$ -	\$ 1,191.13	
may-40	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	\$39,630.81	352	10917	89.66%	9788	29	\$ 1,060.18	\$ -	\$ 1,060.18	\$ 12,753.64
jun-40	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	89.61%	8384	22	\$ 908.10	\$ -	\$ 908.10	
jul-40	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		308	9537	89.57%	8542	23	\$ 925.22	\$ -	\$ 925.22	
ago-40	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	89.52%	9421	27	\$ 1,020.43	\$ -	\$ 1,020.43	
sep-40	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	89.47%	9903	30	\$ 1,072.63	\$ -	\$ 1,072.63	
oct-40	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	89.43%	9794	29	\$ 1,060.83	\$ -	\$ 1,060.83	
nov-40	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	89.38%	9671	28	\$ 1,047.50	\$ -	\$ 1,047.50	
dic-40	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	89.34%	9870	29	\$ 1,069.06	\$ -	\$ 1,069.06	
ene-41	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	89.29%	9952	30	\$ 1,077.94	\$ -	\$ 1,077.94	
feb-41	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	89.25%	9660	28	\$ 1,046.31	\$ -	\$ 1,046.31	
mar-41	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89		423	13108	89.20%	11693	39	\$ 1,266.51	\$ -	\$ 1,266.51	
abr-41	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	89.15%	10929	35	\$ 1,183.76	\$ -	\$ 1,183.76	
may-41	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	89.11%	9728	29	\$ 1,053.68	\$ -	\$ 1,053.68		
jun-41	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	89.06%	8332	22	\$ 902.47	\$ -	\$ 902.47		
jul-41	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	89.02%	8490	23	\$ 919.58	\$ -	\$ 919.58		
ago-41	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	88.97%	9363	27	\$ 1,014.14	\$ -	\$ 1,014.14		
sep-41	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	88.92%	9842	29	\$ 1,066.03	\$ -	\$ 1,066.03		
oct-41	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	88.88%	9734	29	\$ 1,054.33	\$ -	\$ 1,054.33		
nov-41	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	88.83%	9612	28	\$ 1,041.11	\$ -	\$ 1,041.11		
dic-41	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	88.79%	9810	29	\$ 1,062.56	\$ -	\$ 1,062.56		
ene-42	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	88.74%	9891	30	\$ 1,071.33	\$ -	\$ 1,071.33		
feb-42	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	10824	88.70%	9600	28	\$ 1,039.81	\$ -	\$ 1,039.81		
mar-42	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89	423	13108	88.65%	11621	38	\$ 1,258.72	\$ -	\$ 1,258.72		
abr-42	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52	409	12259	88.60%	10862	34	\$ 1,176.51	\$ -	\$ 1,176.51		
may-42	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08	352	10917	88.56%	9668	28	\$ 1,047.18	\$ -	\$ 1,047.18		
jun-42	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	312	9355	88.51%	8281	22	\$ 896.95	\$ -	\$ 896.95		

Mes-Año	Servicio Eléctrico de Red de Distribución Pública					Producción del Sistema Fotovoltaico									
	Energía FCI (kWh)	Demanda FCI (kW)	Costo Servicio eléctrico (\$)	Cargo por demanda	Costo S.E + Demanda	Costo Anual	Energía producida a la salida del inversor (E_AC) [kWh/día]	Energía generada (kWh)	Degradación (%)	Energía producida-degradación (kWh)	Demanda estimada (kW)	Ahorro de energía (\$)	Ahorro por demanda (\$)	Ahorro mensual (\$)	Ahorro anual (\$)
jul-42	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	\$39,630.81	308	9537	88.47%	8437	22	\$ 913.84	\$ -	\$ 913.84	\$ 12,555.42
ago-42	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49		339	10524	88.42%	9306	27	\$ 1,007.97	\$ -	\$ 1,007.97	
sep-42	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81		369	11068	88.37%	9781	29	\$ 1,059.42	\$ -	\$ 1,059.42	
oct-42	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55		353	10952	88.33%	9674	29	\$ 1,047.83	\$ -	\$ 1,047.83	
nov-42	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83		361	10820	88.28%	9552	28	\$ 1,034.61	\$ -	\$ 1,034.61	
dic-42	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17		356	11048	88.24%	9749	29	\$ 1,055.95	\$ -	\$ 1,055.95	
ene-43	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86		360	11145	88.19%	9829	29	\$ 1,064.62	\$ -	\$ 1,064.62	
feb-43	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33		387	10824	88.15%	9541	28	\$ 1,033.42	\$ -	\$ 1,033.42	
mar-43	28361	121	\$ 3,071.89	\$ 363.00	\$ 3,434.89		423	13108	88.10%	11549	38	\$ 1,250.92	\$ -	\$ 1,250.92	
abr-43	23389	96	\$ 2,533.35	\$ 289.17	\$ 2,822.52		409	12259	88.05%	10795	34	\$ 1,169.25	\$ -	\$ 1,169.25	
may-43	27989	119	\$ 3,031.60	\$ 357.48	\$ 3,389.08		352	10917	88.01%	9608	28	\$ 1,040.68	\$ -	\$ 1,040.68	
jun-43	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13		312	9355	87.96%	8229	21	\$ 891.32	\$ -	\$ 891.32	
jul-43	27072	115	\$ 2,932.27	\$ 343.86	\$ 3,276.13	308	9537	87.92%	8385	22	\$ 908.21	\$ -	\$ 908.21		
ago-43	31492	136	\$ 3,411.02	\$ 409.47	\$ 3,820.49	339	10524	87.87%	9248	26	\$ 1,001.69	\$ -	\$ 1,001.69		
sep-43	26704	113	\$ 2,892.41	\$ 338.40	\$ 3,230.81	369	11068	87.82%	9720	29	\$ 1,052.81	\$ -	\$ 1,052.81		
oct-43	20442	82	\$ 2,214.15	\$ 245.40	\$ 2,459.55	353	10952	87.78%	9614	28	\$ 1,041.33	\$ -	\$ 1,041.33		
nov-43	31308	136	\$ 3,391.09	\$ 406.74	\$ 3,797.83	361	10820	87.73%	9493	28	\$ 1,028.22	\$ -	\$ 1,028.22		
dic-43	39227	175	\$ 4,248.83	\$ 524.34	\$ 4,773.17	356	11048	87.69%	9688	29	\$ 1,049.34	\$ -	\$ 1,049.34		
ene-44	23205	95	\$ 2,513.42	\$ 286.44	\$ 2,799.86	360	11145	87.64%	9768	29	\$ 1,058.01	\$ -	\$ 1,058.01		
feb-44	21179	85	\$ 2,293.98	\$ 256.35	\$ 2,550.33	387	11210	87.60%	9820	29	\$ 1,063.64	\$ -	\$ 1,063.64		

APÉNDICE O.

Evidencias fotográficas de visita al edificio de la FCI

APÉNDICE 01

Acceso a la terraza donde se encuentra la cubierta de la FCI



APÉNDICE 02

Acceso a la Estación Solar



APÉNDICE 04

Tablero de distribución principal del Edificio de la FCI



APÉNDICE 05

Acceso al Tablero de Distribución del Tercer piso



APÉNDICE O6

Sistema UPS



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Cristopher Eddy Salazar Loor**, con C.C: # **0925787731** autor del trabajo de titulación: **Evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo** previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, **15 de junio de 2023**

f.  _____

Nombre: **Cristopher Eddy Salazar Loor**

C.C: **0925787731**

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:	Evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo		
AUTOR(ES)	Cristopher Eddy Salazar Loor		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ph.D. Juan Carlos Lata García, MSc. Diana Bohórquez Heras / Ph.D. Juan Peralta Jaramillo		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de junio de 2023	No. DE PÁGINAS:	304
ÁREAS TEMÁTICAS:	Evaluación potencial energético, energía fotovoltaica, conexión a la red, piranómetro, series de tiempo.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Energy potential evaluation, photovoltaic energy, grid connection, pyranometer, time series.		
RESUMEN/ABSTRACT:	<p>Este trabajo de investigación presenta la evaluación del potencial energético solar para la generación fotovoltaica con conexión a la red en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería (FCI) de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo (UTEQ). La investigación es de carácter exploratoria, analítica y de campo para lo cual se recopilieron las variables meteorológicas como la irradiancia y temperatura, así como las características, componentes y funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Además, se analizaron los datos registrados por el piranómetro ubicado en la FCI en conjunto con datos del NREL para estimar la irradiancia incidente en el área de la cubierta del edificio, teniendo en cuenta las posibles pérdidas por sombras, orientación e inclinación de los paneles debido a la ubicación y arquitectura del edificio. Con dicha información se estimó que la demanda de electricidad diaria del edificio de 2600.66 kWh, considerando las cargas eléctricas y sus horas de uso en base al calendario académico-laboral. En cuanto a la estimación de la irradiación anual promedio en el plano inclinado se obtuvo 3.48 kWh/m² considerando los factores de pérdidas por suciedad y ángulo de incidencia. Finalmente se determinó que la implementación de un SFV es técnicamente factible con un diseño con 224 módulos fotovoltaicos alcanzando una potencia de generación de 122.08 kWp con 4 inversores de 25 kW conectados en paralelo. En cuanto al aspecto financiero, el proyecto es económicamente factible siempre y cuando el costo por kWh sea mayor a \$0.10831. En el escenario más optimista (costo de la tarifa residencial 0.6822 USD/kWh), se obtuvo: un TIR de 89.92%, un VAN de \$535,616.22 USD, un (B/C) de 6.29 y en un período de 1 año, 3 mes y 5 días se recuperaría la inversión.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-982747675	E-mail: cristopher.salazar@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: MSc. Celso Bayardo Bohórquez Escobar		
	Teléfono: +593-995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			