



Universidad  
Nacional  
de Loja

# Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos

Naturales no Renovables

Maestría en Conversión de Energía y Sostenibilidad

**Metodología técnica, económica y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el Cantón Zapotillo**

Trabajo de Titulación, previo a la obtención del título de Magister en Conversión de Energía y Sostenibilidad.

**AUTOR:**

Ing. Roque Mauricio Lapo Motoche

**DIRECTOR:**

Ing. Thuesman Estuardo Montaña Peralta, MSc.

Loja – Ecuador

2024

## **Certificación**

Loja, 7 de noviembre de 2024

Ingeniero Thuesman Estuardo Montaña Peralta, MSc.

**DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

### **CERTIFICO:**

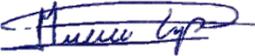
Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del trabajo de Titulación denominado: **Metodología técnica, económica y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el Cantón Zapotillo**, previo a la obtención del título de **Magister en Conversión de Energía y Sostenibilidad**, de la autoría del estudiante **Roque Mauricio Lapo Motoche**, con **cédula de identidad Nro. 0706098480**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.

Ingeniero Thuesman Estuardo Montaña Peralta, MSc.

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

### **Autoría**

Yo, **Roque Mauricio Lapo Motoche**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos, de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mi Trabajo de Titulación, en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca virtual.

**Firma:**  \_\_\_\_\_

**Cédula de identidad:** 0706098480

**Fecha:** 07 de noviembre de 2024

**Correo electrónico institucional:** [rmlapom@unl.edu.ec](mailto:rmlapom@unl.edu.ec)

**Teléfono:** 0990498206 – 0998468104

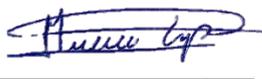
***Carta de autorización por parte del autor, para la consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo del Trabajo de Titulación***

Yo, **Roque Mauricio Lapo Motoche**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Metodología técnica, económica y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el Cantón Zapotillo**, como requisito para optar el título de **Magister en Conversión de Energía y Sostenibilidad**, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los veintiún días del mes de octubre dos mil veinticuatro.

**Firma:** 

**Autor:** Roque Mauricio Lapo Motoche

**Cédula:** 0706098480

**Fecha:** 07 de noviembre de 2024

**Dirección:** Cantón Portovelo (Las Malvinas)

**Correo electrónico:** [rmlapom@unl.edu.ec](mailto:rmlapom@unl.edu.ec)

**Teléfono:** 0990498206 – 0998468104

**DATOS COMPLEMENTARIOS:**

**Director del Trabajo de Titulación:** Ing. Thuesman Estuardo Montaña Peralta, MSc.

### *Dedicatoria*

El presente trabajo de titulación se lo dedico a mi esposa Jessica, por el infinito apoyo que me ha brindado durante esta investigación, ya que gracias a su ayuda me ha fortalecido en todos los aspectos y ha sido relevante para mi formación académica y profesional.

A mis padres y hermanas por su cariño y apoyo durante este proceso que siempre están al pendiente de mi formación académica.

*Roque Mauricio Lapo Motoche*

“Yo pondría mi dinero en el sol y la energía solar ¡Qué fuente de potencia! Espero que no tengamos que esperar a que se acabe el petróleo y el carbón para abordar ese desafío”

**Thomas A. Edison**

## **Agradecimientos**

Agradezco primeramente a Dios por brindarme salud y vida para poder culminar con éxito este proceso de gran anhelo. A mi esposa Jessica Ordoñez, por depositar su confianza en mí para poder realizar este trabajo de titulación, y en todo este proceso de formación de la maestría. A mis padres Roque Lapo y Flora Motoche por inspirar en mí, una correcta formación en el ámbito personal. Agradezco a mis hermanas Vanessa y Diana por ser un apoyo incondicional en mis estudios académicos.

Agradezco al ingeniero Thuesman Estuardo Montaña Peralta MSc, en calidad de director del trabajo de titulación por apoyar y colaborar en la elaboración, desarrollo y culminación con el mejor de los éxitos dicho proyecto, además de su aporte para el crecimiento académico en mi perfil profesional.

También agradezco a la Universidad Nacional de Loja, a los docentes de las diferentes materias impartidas en la digna maestría, quienes con su alta capacidad, dedicación y seriedad compartieron sus valiosos conocimientos y sus sabias experiencias.

Expreso nuevamente mi más sincero y profundo agradecimiento, ¡muchas gracias!

***Roque Mauricio Lapo Motoche***

## Índice de contenidos

CERTIFICACIÓN.....	II
AUTORÍA.....	III
CARTA DE AUTORIZACIÓN .....	IV
DEDICATORIA .....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS:.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS: .....	XII
ÍNDICE DE ANEXOS: .....	XIII
SIMBOLOGÍA .....	XIV
<b>1. TÍTULO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. RESUMEN.....</b>	<b>2</b>
Abstract.....	3
<b>3. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>4. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
<b>4.1 CAPÍTULO I: LA ENERGÍA SOLAR .....</b>	<b>6</b>
4.1.1 RADIACIÓN SOLAR .....	6
4.1.2 HORA SOLAR PICO (HSP) .....	7
4.1.3 BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR .....	8
4.1.3.1 NASA.....	8
4.1.3.2 Atlas solar del Ecuador .....	8
4.1.3.3 Meteonorm.....	9
4.1.4 RADIACIÓN SOLAR EN EL CATÓN ZAPOTILLO .....	9
4.1.4.1 Estación meteorológica 50004 - Zapotillo .....	11
<b>4.2 CAPÍTULO II: SISTEMAS DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR.....</b>	<b>12</b>
4.2.1 EFECTO FOTOELÉCTRICO .....	12
4.2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	13
4.2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED .....	13
4.2.4 INCLINACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	14
4.2.5 CONTADOR BIDIRECCIONAL.....	14
<b>4.3 CAPÍTULO III: EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE LOJA</b>	<b>16</b>
4.3.1 SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA DE LA EERSSA .....	16
4.3.1.1 Funciones clave del SIG de la EERSSA.....	16
4.3.2 REDES DE EERSSA.....	17
4.3.3 INSTALACIONES DE BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN .....	17
<b>4.4 CAPÍTULO IV: INDICADORES FINANCIEROS .....</b>	<b>19</b>

4.4.1	ECONOMÍA SOSTENIBLE .....	19
4.4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS .....	20
4.4.3	VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	20
4.4.4	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	21
4.4.4.1	Cálculo de la TIR .....	22
4.4.4.2	Criterio de selección de proyectos basado en la TIR .....	22
4.4.4.3	Representación gráfica de la TIR .....	22
4.4.5	PERIODO DE RECUPERACIÓN O PAYBACK. ....	23
4.4.5.1	Cálculo del payback .....	23
<b>4.5</b>	<b>CAPÍTULO V: REGULACIONES Y MARCOS LEGALES .....</b>	<b>25</b>
4.5.1	ARCONEL .....	25
4.5.2	MARCO LEGAL PARA UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN ECUADOR .....	25
4.5.3	REGULACIÓN NRO. ARCERNNR-001/2021 .....	25
4.5.4	REGULACIÓN NRO. ARCERNNR-002/2021 .....	26
4.5.5	MARCOS LEGALES .....	26
4.5.5.1	Requisitos para trámites de consolidación de empresas .....	26
4.5.5.2	Empresa de Generación Distribuida Habilitada (EGDH) .....	26
4.5.5.3	Empresa Promotora de Generación Distribuida (EPGD) .....	26
4.5.6	FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN .....	27
4.5.7	PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR .....	27
4.5.7.1	Solicitud de factibilidad de conexión preliminar de una CGD .....	27
4.5.7.2	Análisis y otorgamiento del certificado de factibilidad de conexión preliminar. ....	28
<b>5.</b>	<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>30</b>
<b>5.1</b>	<b>ÁREA DE TRABAJO .....</b>	<b>30</b>
<b>5.2</b>	<b>EQUIPOS Y MATERIALES .....</b>	<b>30</b>
5.2.1	EQUIPOS .....	30
5.2.2	MATERIALES .....	30
<b>5.3</b>	<b>PROCEDIMIENTO .....</b>	<b>31</b>
5.3.1	PRIMERO OBJETIVO: CALCULAR EL EMPLAZAMIENTO TÉCNICO EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DE ZAPOTILLO. ....	31
5.3.1.1	Determinación de la radiación solar .....	31
5.3.2	SEGUNDO OBJETIVO: EVALUAR LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO. ....	31
5.3.3	TERCER OBJETIVO: ANALIZAR LOS PROCEDIMIENTOS LEGALES PARA OBTENER LA CONCESIÓN DEL PROYECTO. ....	32
5.3.3.1	Aspectos a considerar .....	32
5.3.3.2	Personas jurídicas que puedan desarrollar proyectos de generación distribuida .....	33

5.3.3.3	Tramitación de acuerdo a los espacios de participación .....	33
5.3.3.4	Solicitud de factibilidad de conexión para una central de generación distribuida. ....	34
<b>5.4</b>	<b>PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS .....</b>	<b>36</b>
5.4.1	PRIMER OBJETIVO.....	36
5.4.1.1	Radiación solar en el cantón Zapotillo.....	36
5.4.1.2	Número de paneles fotovoltaicos.....	37
5.4.1.3	Selección del inversor.....	37
5.4.1.4	Configuración serie y paralelo de los paneles fotovoltaicos.....	38
5.4.1.5	Angulo de inclinación .....	39
5.4.2	SEGUNDO OBJETIVO .....	39
<b>6.</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>41</b>
<b>6.1</b>	<b>EMPLAZAMIENTO TÉCNICO EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN ZAPOTILLO.....</b>	<b>41</b>
<b>6.2</b>	<b>PONDERACIÓN DE SITIOS .....</b>	<b>44</b>
<b>6.3</b>	<b>SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>45</b>
6.3.1	SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	45
6.3.2	CÁLCULO DEL NÚMERO TOTAL DE PANELES SOLARES .....	47
6.3.3	SUPERFICIE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	48
6.3.4	SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	48
6.3.5	NÚMERO DE MÓDULOS CONECTADOS EN SERIE.....	49
6.3.6	NÚMERO DE MÓDULOS CONECTADOS EN PARALELO.....	49
6.3.7	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PANELES .....	50
6.3.8	PROTECCIONES.....	52
<b>6.4</b>	<b>VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO. ....</b>	<b>52</b>
6.4.1	COSTO DE MATERIALES E INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	53
6.4.2	VALOR ACTUAL NETO .....	56
6.4.3	TASA INTERNA DE RETORNO .....	58
<b>6.5</b>	<b>PROCEDIMIENTO LEGAL PARA OBTENER LA CONCESIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>59</b>
6.5.1	PERMISOS DE GENERACIÓN Y CONEXIÓN.....	59
6.5.2	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	59
6.5.3	PLANIFICACIÓN Y LICENCIAS MUNICIPALES .....	59
6.5.4	CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA (PPA).....	59
6.5.5	ESTUDIOS TÉCNICOS .....	59
6.5.6	GARANTÍAS FINANCIERAS .....	59
6.5.7	REGULACIÓN TÉCNICA Y NORMATIVA .....	60
6.5.8	PROCEDIMIENTOS.....	60
6.5.9	APROBACIÓN Y EMISIÓN DE LICENCIAS .....	60
<b>7.</b>	<b>DISCUSIÓN .....</b>	<b>61</b>

<b>8. CONCLUSIONES.....</b>	<b>63</b>
<b>9. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>65</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>66</b>
<b>11. ANEXOS.....</b>	<b>70</b>

## Índice de tablas:

<b>TABLA 1.</b> INTERPRETACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO. ....	21
<b>TABLA 2.</b> INTERPRETACIÓN DEL TIR .....	22
<b>TABLA 3.</b> TIPOS, APLICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE FACTIBILIDADES DE CONEXIÓN.....	27
<b>TABLA 4.</b> DATOS TÉCNICO - GEOGRÁFICOS DEL CANTÓN ZAPOTILLO .....	31
<b>TABLA 5.</b> PROMEDIO DE RADIACIÓN SOLAR EN EL CANTÓN ZAPOTILLO.....	42
<b>TABLA 6.</b> DATOS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA “VIVERO ZAPOTILLO 50004” .....	43
<b>TABLA 7.</b> MATRIZ PONDERADA. OBTENCIÓN DEL LUGAR MÁS ADECUADO PARA LA PLANTA. .....	45
<b>TABLA 8.</b> DATOS DEL MÓDULO ZNSHINESOLAR .....	45
<b>TABLA 9.</b> DATOS CARACTERÍSTICOS DEL INVERSOR .....	49
<b>TABLA 10.</b> COSTOS DE MATERIALES PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	53
<b>TABLA 11.</b> GASTOS ADICIONALES PARA EL PROYECTO DE 3MW .....	54
<b>TABLA 12.</b> COSTO TOTAL DEL PROYECTO DE 3 MW .....	54
<b>TABLA 13.</b> CÁLCULO DE COSTOS DE SISTEMA FV .....	55
<b>TABLA 14.</b> VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	57

## Índice de figuras:

<b>FIGURA 1. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR.....</b>	<b>6</b>
<b>FIGURA 2. HORA PICO SOLAR PARA UN DÍA.....</b>	<b>7</b>
<b>FIGURA 3. INSOLACIÓN GLOBAL PROMEDIO .....</b>	<b>9</b>
<b>FIGURA 4. CURVA MENSUAL DE RADIACIÓN SOLAR.....</b>	<b>10</b>
<b>FIGURA 5. CURVA MENSUAL CALCULADA Y OBTENIDA DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....</b>	<b>11</b>
<b>FIGURA 6. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PARA ESTUDIAR EL EFECTO FOTOELÉCTRICO.....</b>	<b>12</b>
<b>FIGURA 7. COMPONENTES Y ESQUEMA DE UN SISTEMA FV CONECTADO A LA RED .....</b>	<b>14</b>
<b>FIGURA 8. CONTADOR BIDIRECCIONAL SOLBRICK.....</b>	<b>15</b>
<b>FIGURA 9. RED ELÉCTRICA DEL CANTÓN ZAPOTILLO.....</b>	<b>17</b>
<b>FIGURA 10. REPRESENTACIÓN DE LA TIR.....</b>	<b>23</b>
<b>FIGURA 11. LUGAR DEL EMPLAZAMIENTO PARA IMPLEMENTO DEL PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>30</b>
<b>FIGURA 12. INSOLACIÓN GLOBAL PROMEDIO DEL ECUADOR EN EL AÑO 2 008.....</b>	<b>41</b>
<b>FIGURA 13. IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL HORIZONTAL EN ECUADOR EN EL AÑO 2019 .....</b>	<b>42</b>
<b>FIGURA 14. IRRADIACIÓN SOLAR EN EL CANTÓN ZAPOTILLO.....</b>	<b>43</b>
<b>FIGURA 15. CURVA V-I DEL PANEL FOTOVOLTAICO DE 670 W .....</b>	<b>46</b>
<b>FIGURA 16. CURVA V-P DEL PANEL FOTOVOLTAICO DE 670 WP.....</b>	<b>47</b>
<b>FIGURA 17. VISTA POSTERIOR .....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 18. VISTA LATERAL.....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 19. VISTA FRONTAL .....</b>	<b>51</b>
<b>FIGURA 20. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>56</b>
<b>FIGURA 21. VALOR ACTUAL NETO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 22. TASA INTERNA DE RETORNO PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 23. CONCEPTO DE <math>DPP_{min}</math>.....</b>	<b>78</b>

**Índice de anexos:**

**Anexo 1.** FICHA CARACTERÍSTICA DEL PANEL SOLAR ..... 70

**Anexo 2.** FICHA CARACTERÍSTICA DEL INVERSOR ..... 72

**Anexo 3.** Solicitud de factibilidad de conexión para una central de generación distribuida. .... 76

**Anexo 4.** Concepto de **DPPmin** para declaración juramentada requerida en el numeral f de la sección 4.5.7.2; y, para análisis de independencia funcional de proyectos establecido en el numeral 4.5.7.1 .. 78

**Anexo 5.** Certificado de traducción del resumen..... 80

## ***Simbología***

kW: Kilovatio

MW: Megavatio

TW: Tera vatio

m<sup>2</sup>: metro cuadrado

$\lambda$ : espectro solar

$\mu\text{m}$ : micrómetro

HSP: Hora pico solar

FV: Fotovoltaico

V: Voltio

kV: Kilovoltio

AC: Corriente alterna

DC: Corriente continua

$\beta$ : Ángulo de inclinación

$\rho$ : ángulo de sombra

$\varphi$ : latitud del lugar

VAN: valor actual neto

TIR: Tasa interna de retorno

PRI: Periodo de recuperación de la inversión

$I_0$  = Valor de desembolso inicial de inversión

$F_n$  = Flujos de caja en cada periodo

$I_A$  = Ingreso bruto anual

$E_g$  = Energía generada

$C_{kWh}$  = Costo del kWh

Wp: vatio pico

A: Amperios

Kg: Kilogramo

Hz: hertz

KVA: Kilo volt amperio

$\eta$ : Rendimiento

fp: factor de planta

MT: Media tensión

BT: Baja tensión

AT: alta tensión

## **1. Título**

Metodología técnica, económica y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el Cantón Zapotillo.

## 2. Resumen

Este proyecto se enfoca en la instalación de una planta solar fotovoltaica (FV) de 3 MW en el cantón Zapotillo, una zona con un alto potencial solar, donde la irradiación promedio anual es de 5,21 horas de sol pico (HSP). La planta está diseñada para aprovechar al máximo este recurso natural, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región y al fomento de la energía renovable en el país.

La planta estará compuesta por 5,820 paneles fotovoltaicos de 670 W cada uno, lo que permitirá una capacidad instalada total de 3 MW. La elección de los paneles responde a un análisis de costo-beneficio que considera tanto la eficiencia energética como la durabilidad de los mismos. Estos paneles estarán conectados a tres inversores de 1000 kW cada uno, encargados de transformar la energía de corriente continua (CC) generada por los paneles en corriente alterna (CA), para su integración a la red eléctrica nacional.

El costo total de la inversión asciende a 3,2 millones de dólares, cubriendo tanto la adquisición de equipos como la construcción, instalación y puesta en marcha de la planta. Para financiar el proyecto, se ha previsto una tasa de interés del 8,33%, lo que condiciona la estructura financiera y el análisis de rentabilidad.

El estudio financiero del proyecto indica que se logrará una Tasa Interna de Retorno (TIR) favorable, proyectada en un plazo de 11 años. Esto implica que el proyecto será capaz de recuperar la inversión inicial en ese periodo, considerando ingresos derivados de la venta de energía y potenciales incentivos gubernamentales por la generación de energía limpia. Además, la planta tendrá una vida útil estimada de 25 años, lo que asegura un margen considerable de rentabilidad una vez alcanzado el punto de equilibrio financiero.

En términos medioambientales, el proyecto también tendrá un impacto significativo, al contribuir a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al reemplazar la generación de energía a partir de fuentes fósiles. De esta manera, el proyecto no solo es financieramente viable, sino que también aporta a los objetivos globales de mitigación del cambio climático y promueve el desarrollo de energías renovables en el Ecuador.

**Palabras clave:** Planta solar fotovoltaica (FV), Capacidad instalada: 3MW, Zapotillo, Generación distribuida, Interconexión a la red eléctrica, Suministro de energía renovable, Eficiencia energética, Impacto ambiental, Regulaciones locales, Inversión en energía solar. Factibilidad técnica, Incentivos para energías renovables.

### *Abstract*

This project focuses on the installation of a 3 MW photovoltaic solar plant in the Zapotillo canton (Loja-Ecuador), an area with high solar potential, where the average annual irradiation is 5,21 peak sun hours (HSP). The plant is designed to make the most of this natural resource, contributing to the sustainable development of the region and promoting renewable energy in the country.

The plant will consist of 5,820 photovoltaic panels of 670 W each, allowing for a total installed capacity of 3 MW. The choice of panels is based on a cost-benefit analysis that considers both energy efficiency and durability. These panels will be connected to three inverters of 1 000 kW each, responsible for converting the direct current (DC) energy generated by the panels into alternating current (AC) for integration into the national electrical grid.

The total investment cost amounts to 3,2 million dollars, covering the acquisition of equipment as well as the construction, installation, and commissioning of the plant. To finance the project, an interest rate of 8,33 % has been projected, which influences the financial structure and profitability analysis.

The financial study of the project indicates that a favorable Internal Rate of Return (IRR) will be achieved, projected over a period of 11 years. This implies that the project will be able to recover the initial investment in that timeframe, considering revenues derived from the sale of energy and potential government incentives for clean energy generation. Additionally, the plant is estimated to have a useful life of 25 years, ensuring a significant margin of profitability once the financial breakeven point is reached.

Environmentally, the project will also have a significant impact by contributing to the reduction of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions by replacing energy generation from fossil sources. In this way, the project is not only financially viable but also contributes to global objectives for climate change mitigation and promotes the development of renewable energies in Ecuador.

**Keywords:** Photovoltaic solar plant (PHV), Installed capacity: 3 MW, Zapotillo, Distributed generation, Interconnection to the electrical grid, Renewable energy supply, Energy efficiency, Environmental impact, Local regulations, Solar energy investment, Technical feasibility, Incentives for renewable energy.

### 3. Introducción

En la actualidad, las energías renovables son clave en las estrategias para promover un sistema energético más eficiente y diversificado. Este análisis se centra en el papel de las energías limpias en la transición hacia este nuevo modelo. Además, destaca cómo una mejor gestión del territorio, apoyada por los Sistemas de Información Geográfica (SIG), puede acelerar la adopción de un sistema energético sostenible (Dominguez Bravo, 2010).

Las tecnologías solares actuales se desarrollaron inicialmente para satisfacer diversas necesidades globales, como el suministro de energía para cohetes espaciales y la operación de satélites. Un panel solar es un módulo que convierte la energía de la radiación solar en electricidad a través de células fotovoltaicas. Este proceso implica la extracción de silicio, un elemento químico natural y abundante en la Tierra, especialmente en la arena de las playas. El silicio se utiliza en la fabricación de células solares o fotovoltaicas mediante un proceso sofisticado (Nuñez, 2018).

A nivel mundial, se están desarrollando numerosos proyectos de energía limpia, destacándose en India los mayores proyectos fotovoltaicos: el “Bhadla Solar Park” con 2 245 MW ubicado en Rajasthan y el “Pavagada Solar Park” con 2 050 MW en Karnataka. En Latinoamérica, el proyecto más grande es el “Villanueva Solar Park” en México, con 828 MW, aunque se estima que el proyecto en construcción de “Minas Gerais” en Brasil lo superará con 529 MW.

En Ecuador, existen nueve plantas fotovoltaicas representativas que, en conjunto, suman 27,63 MW de potencia nominal, representando el 0,32% de la potencia total generada en el país. Estas plantas se encuentran en las provincias de Galápagos, El Oro y Loja. A finales de 2020, se aprobó la concesión de un proyecto de generación eléctrica fotovoltaica de 200 MW en la localidad de El Aromo, cerca del fallido proyecto de la Refinería del Pacífico, en la provincia de Manabí. De implementarse, este se convertiría en el proyecto fotovoltaico más grande del país (Guerra Chávez, 2022).

En su estudio titulado “Solar photovoltaic potential to complement hydropower in Ecuador: A GIS-based framework of analysis” de 2021, el investigador ecuatoriano José Jara (PhD) analizó el potencial de la energía fotovoltaica para complementar la energía hidroeléctrica en Ecuador. Jara determinó que el 9,3 % del territorio nacional es considerado “tierra apta” para el desarrollo de tecnología fotovoltaica. Sin embargo, al analizar más detalladamente, solo el 0,32 % del territorio ecuatoriano se clasifica como “tierra más adecuada” para esta tecnología, lo que equivale a aproximadamente 820 km<sup>2</sup> de superficie, distribuidos en distintas zonas del país.

Jara concluyó que, si esta superficie se aprovechara al 100 %, se podría producir un estimado de 6 482 GWh al año de energía fotovoltaica (EpFV). Esta capacidad de generación podría complementar significativamente la energía hidroeléctrica, contribuyendo a una matriz energética más diversificada y sostenible en Ecuador (Alvear, 2018).

EL presente estudio se centra en obtener un proyecto fotovoltaico que se ubica en el cantón Zapotillo, con una alta eficiencia, y por supuesto, amigable con el medio ambiente. Por consiguiente, para cumplir con dichos propósitos se han redactado los siguientes objetivos:

**Objetivo general**

Realizar un estudio técnico, económico y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el cantón Zapotillo.

**Objetivos específicos**

- Calcular el emplazamiento técnico en función de la radiación solar de Zapotillo.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto.
- Analizar los procedimientos legales para obtener la concesión del proyecto.

## 4. Marco teórico

### 4.1 Capítulo I: La energía solar

#### 4.1.1 Radiación solar

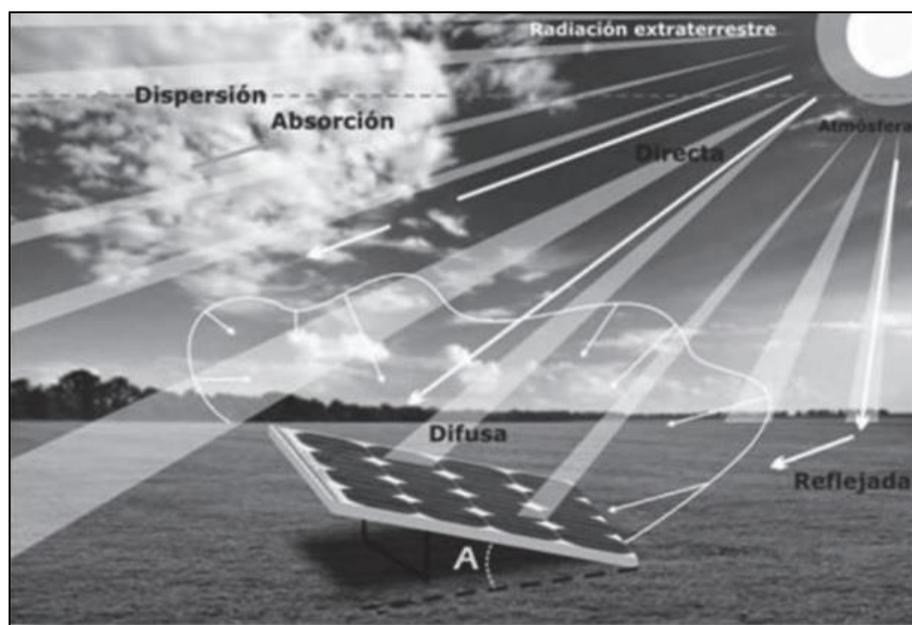
La energía solar es aquella que se aprovecha la energía que genera el sol, mismo que produce energía a partir de, en su mayoría, la fusión de átomos de hidrógeno presentes en su núcleo; la cual, se disipa con una potencia de  $3,7 \times 10^{14}$  TW y se espera que continuará así los próximos 8 000 millones de años.

Al borde de la atmósfera terrestre, llega radiación solar con una potencia de  $1\ 353$  W/m<sup>2</sup>, de la cual, parte de ella es reflejada, absorbida y disipada. Alcanzando a la superficie del planeta aproximadamente  $900$  W/m<sup>2</sup> en un plano perpendicular al Sol (Solar, 2020).

Existen tres tipos de radiación solar que se reflejan en función de cómo inciden los rayos del sol sobre la tierra:

- Radiación directa: es aquella radiación recibida desde el sol sin que existiese un desvío previo al pasar por la atmósfera.
- Radiación difusa: a diferencia de la radiación directa, este tipo de radiación sufre cambios de dirección debido a la reflexión y difusión en la atmósfera.
- Radiación albedo o reflejada: es la combinación de la radiación, tanto directa como difusa, que se recibe debido a la reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

En la **Figura 1** se muestra los diferentes tipos de radiaciones descritas anteriormente (Aparicio, 2020).



**Figura 1.** Tipos de radiación solar

Esta energía corresponde a una radiación electromagnética que está formada por un conjunto de longitudes de onda ( $\lambda$ ) conocido como espectro solar. El cual abarca:

- Luz ultravioleta (UV) 7 %;  $\lambda < 0,35 \mu\text{m}$
- Luz visible: 47 %;  $0,35 < \lambda < 0,75 \mu\text{m}$
- Luz Infrarroja: 46 %;  $\lambda > 75 \mu\text{m}$  (Solar, 2020).

Por lo que la cantidad de radiación que incide en la superficie del planeta depende de diversos factores como la ubicación geográfica, condiciones climatológicas, época del año, espesor de la atmósfera, hora del día, orientación de la superficie, etc.

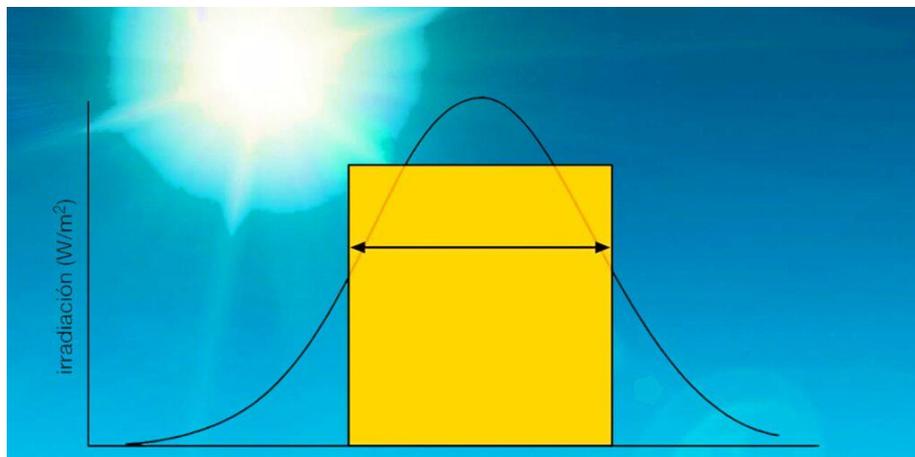
Los instrumentos para medir la radiación global y directa son el piranómetro y pirheliómetro respectivamente. Con las mediciones en conjunto con distintos métodos de medición y cálculo se han logrado plasmar mapas solares que facilitan los diseños de captadores solares (Jarabo Friedrich y otros, 1988, págs. 37-49).

#### 4.1.2 Hora solar pico (HSP)

La hora solar pico (HSP) se define como una unidad que se encarga de realizar la medición de la irradiación solar que recibe cada metro cuadrado de superficie, misma que representa las horas del sol que están disponibles a una hipotética irradiancia solar constante de  $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$  (Aparicio, 2020).

Así mismo, Pérez Martínez (2017), concluye que la HSP es “La energía proporcionada por un sol hipotético con una irradiancia constante de  $1\ \text{kW}/\text{m}^2$ , que equivale a la energía que entrega el sol real con todas sus fluctuaciones a lo largo de un día de irradiancia normal, se mide en  $\text{kWh}/\text{m}^2$ . Este valor corresponde matemáticamente al número de horas que ese sol hipotético de  $1\ \text{kW}/\text{m}^2$  necesitaría estar ‘activo’ para generar la misma cantidad de energía que el sol real en un día típico con variaciones de irradiancia.”

En la **Figura 2** se puede apreciar la forma de interpretación de la hora pico solar.



**Figura 2.** Hora pico solar para un día.

### **4.1.3 Bases de datos de radiación solar**

Para desarrollar una instalación de energía solar, es fundamental comenzar con un estudio del recurso solar, ya que esto proporcionará una base crucial para el proyecto. Este estudio permite obtener una visión clara y realista del potencial solar en la ubicación elegida. Es necesario recopilar datos históricos sobre la radiación solar del área, utilizando diversas bases de datos, las cuales pueden variar en precisión según la fuente.

Actualmente, hay numerosas bases de datos accesibles en línea, además de empresas privadas que venden esta información. En este caso particular, se dispone de una estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja. Lo más importante en estos estudios es hacer estimaciones precisas mediante la comparación de múltiples fuentes de datos, ya que ninguna es completamente fiable por sí sola. Después de comparar los datos, se puede determinar una base de datos representativa, pero nunca se debe depender de una sola fuente sin verificación previa (Ochoa Ruiz, 2020).

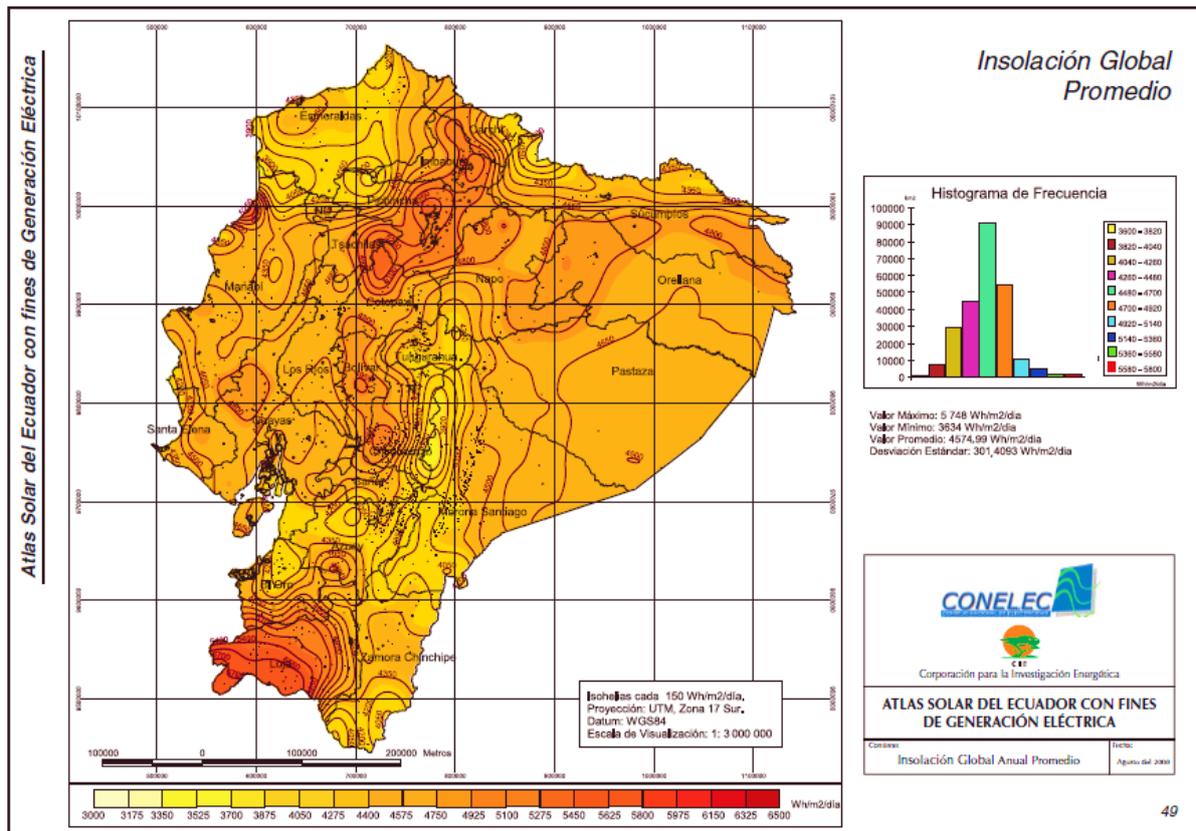
#### **4.1.3.1 NASA**

La NASA ofrece datos satelitales recopilados desde 1983 hasta 2005, accesibles en la página web: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Estos datos proporcionan promedios mensuales de radiación global horizontal para todo el planeta. Aunque no se pueden comparar directamente con los datos de estaciones meteorológicas debido a su naturaleza satelital, son útiles para la comparación con otras bases de datos. Los datos tienen una resolución de cuadrícula de  $1^\circ \times 1^\circ$  a nivel mundial, donde  $1^\circ$  de latitud equivale a 111 km.

#### **4.1.3.2 Atlas solar del Ecuador**

El atlas solar de Ecuador es un documento cuya información contiene la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, en base a los diferentes mapas mensuales de insolación, tanto directa, global y difusa, así como sus correspondientes isohelias, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para obtener calor y electricidad para diversas aplicaciones como fabricar colectores térmicos y módulos fotovoltaicos (CONELEC, 2008).

En la **Figura 3** se encuentra el mapa de irradiación solar para el territorio ecuatoriano donde se recomienda un porcentaje de error del 10 % (menos) con respecto a la radiación indicada en los mapas con relación al cálculo de sistemas solares.



**Figura 3.** Insolación global promedio

#### 4.1.3.3 Meteonorm

Meteonorm no es una herramienta gratuita, pero hemos podido acceder a su información a través de PVsyst sin costo. Esta herramienta proporciona datos meteorológicos precisos para cualquier lugar del mundo, incluyendo irradiación, temperatura, humedad, viento y precipitación. Con datos de 8 325 estaciones meteorológicas, cinco satélites geostacionarios y 30 años de experiencia. Meteonorm utiliza modelos de interpolación avanzados para ofrecer los datos climáticos más precisos disponibles. Exporta datos en más de 35 formatos distintos y permite el análisis manual con Excel, además de ser compatible con los formatos estándar utilizados en fotovoltaica y otros softwares de simulación. Aunque tiene mayor precisión en Estados Unidos y Europa, donde se encuentran la mayoría de sus bases de datos, su cobertura global es amplia y detallada (AIGUASOL, 2016).

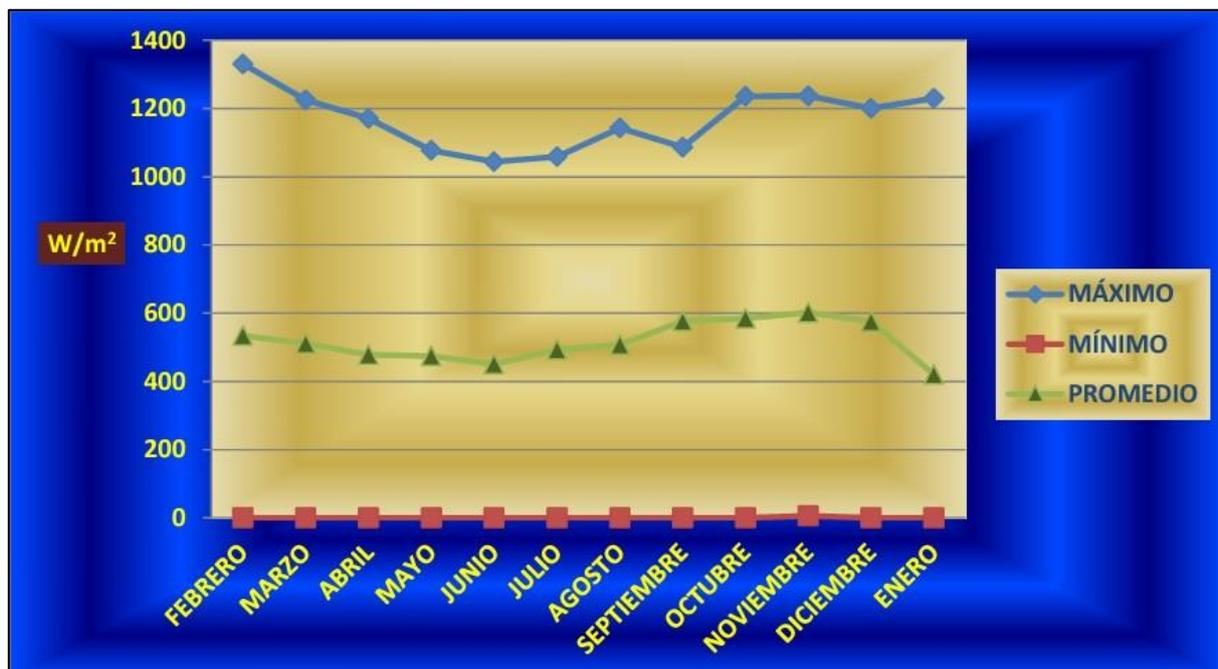
#### 4.1.4 Radiación solar en el catón Zapotillo

Hay numerosas bases de datos accesibles en internet que están en constante actualización y expansión, proporcionando información cada vez más precisa y confiable. El sector de la energía solar está evolucionando rápidamente, y el perfeccionamiento de los estudios sigue este ritmo. Este apartado presentará algunas fuentes de datos disponibles en la

web, incluyendo datos de radiación para el cantón Zapotillo, que serán útiles para nuestro estudio del recurso solar, mostrando promedios mensuales de irradiación global horizontal.

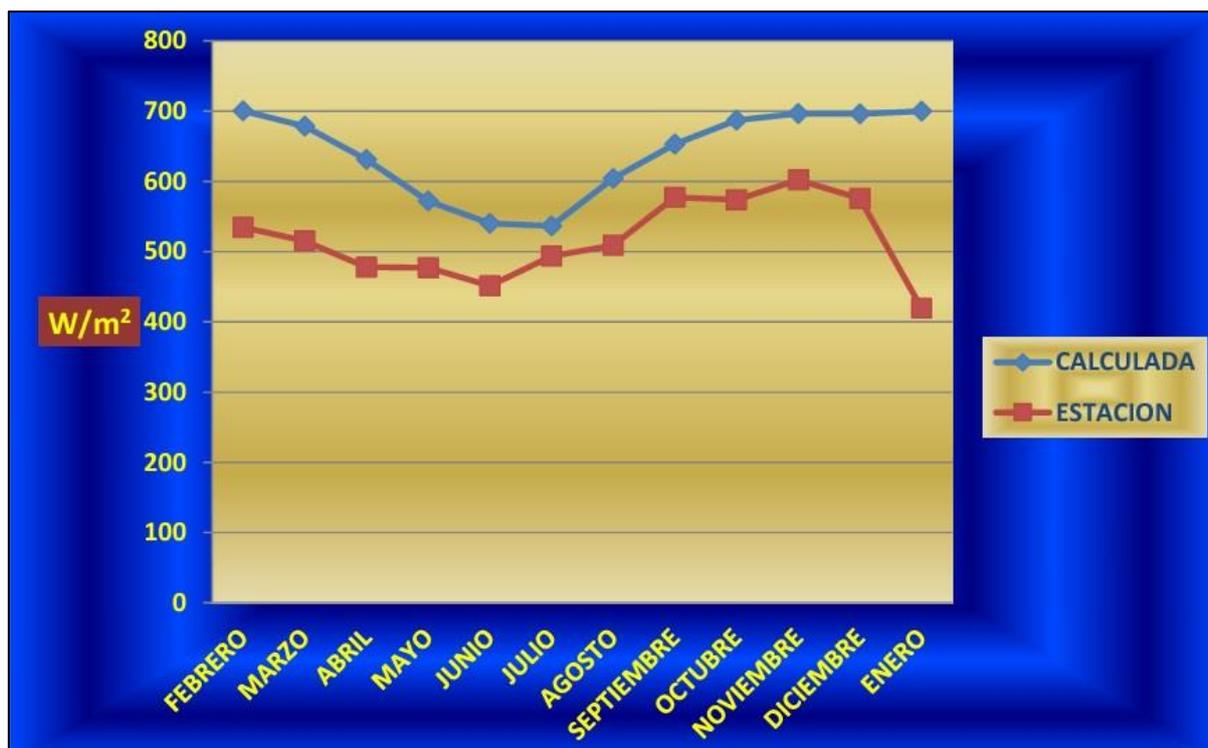
La provincia de Loja, ubicada en la región sur del Ecuador, se extiende sobre una superficie de 11 063 km<sup>2</sup>, lo que equivale al 4 % del territorio nacional, convirtiéndola en una de las provincias de tamaño mediano del país. Con una población estimada en 485 421 habitantes, Loja se caracteriza por su baja densidad poblacional en comparación con otras regiones más urbanizadas del Ecuador. Esto se debe en parte a su geografía, que incluye zonas montañosas y valles, influenciados por el clima andino y subtropical. Esta región es especialmente rica en recursos naturales renovables, que son fuentes alternativas de energía. Estudios indican su alto potencial eólico, con áreas como Villonaco que tienen vientos sostenidos superiores a los 10 m/s. Además, tiene un notable potencial de radiación solar, con promedios superiores a 4 kWh/m<sup>2</sup> al día, especialmente en el cantón Zapotillo (Maldonado, 2014).

Según Buri Luis (2009), la siguiente **Figura 4**, representa un registro máximo de 1 330 W/m<sup>2</sup>, además de un promedio de 517,33 W/m<sup>2</sup>.



**Figura 4.** Curva mensual de radiación solar

En la **Figura 4** se muestra las curvas del promedio de la radiación calculada y el promedio real obtenido en la estación meteorológica, dando así, una diferencia promedio de 124 W/m<sup>2</sup>.



**Figura 5.** Curva mensual calculada y obtenida de la estación meteorológica.

#### 4.1.4.1 Estación meteorológica 50004 - Zapotillo

Aunque las bases de datos gratuitas en plataformas web son útiles y a menudo suficientes para un estudio adecuado del recurso solar, en algunos casos, la distancia de las mediciones puede impedir obtener conclusiones claras. Por ello, es necesario recurrir a bases de datos de estaciones meteorológicas locales. En este caso, se utilizó información estadística de una estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja para obtener datos más precisos.

La estación experimental para proyectos de investigación en el desarrollo sostenible de zonas semiáridas está ubicada en la Región Sur del Ecuador, dentro de un Bosque Seco natural, un ecosistema vulnerable. Con una extensión de 153 hectáreas, se encuentra en el cantón Zapotillo, provincia de Loja, en las coordenadas -4,3821 – 80,2347.

La estación está equipada con dispositivos y sensores como el Datalogger QML201 Vaisala, un módem GSM y GPRS Sierra Wireless Fastrack FXT009, un piranómetro Kipp & Zonen CMP 3, un controlador de carga solar Phocos CML10 y baterías de plomo-ácido PS-12260, para analizar datos en una de las zonas con mayor insolación de la provincia (Meteorología UNL, 2024).

## 4.2 Capítulo II: Sistemas de Captación de energía solar

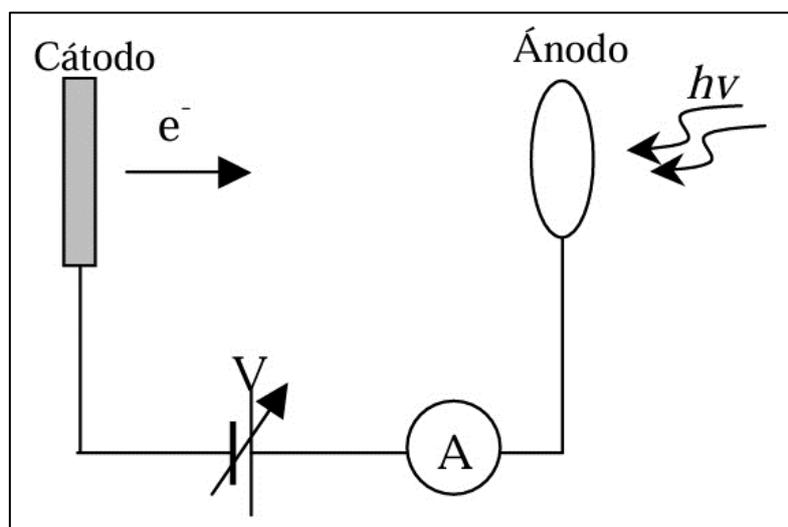
La energía solar tiene dos características importantes que la distinguen de las fuentes energéticas convencionales: dispersión e intermitencia.

- **Dispersión:** La energía solar está ampliamente dispersa, con una densidad máxima de aproximadamente  $1 \text{ kW/m}^2$  en condiciones óptimas, mucho menor que las densidades energéticas usuales en ingeniería. Para alcanzar densidades energéticas altas, se requieren grandes superficies de captación o sistemas de concentración de los rayos solares.
- **Intermitencia:** La energía solar no es constante, lo que implica la necesidad de desarrollar sistemas de almacenamiento de energía junto con las instalaciones captadoras.

De acuerdo con Solar (2020), estas características obligan a reconsiderar el aprovechamiento y distribución de la energía de manera diferente a las fuentes clásicas, requiriendo un considerable esfuerzo de desarrollo. El primer paso para aprovechar la energía solar es su captación, que puede hacerse mediante dos tipos de sistemas: pasivos y activos.

### 4.2.1 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es el fenómeno por el cual ciertos materiales, como metales puros, semimetales y aleaciones, expulsan electrones cuando son iluminados con la luz adecuada. Este descubrimiento fue resultado de un experimento, como se muestra en la **Figura 6**, realizado por Heinrich Hertz en 1886, quien intentaba demostrar que la luz se comportaba como una onda, tal como había predicho Maxwell. El descubrimiento del efecto fotoeléctrico, aunque accidental, sentó las bases para futuras investigaciones que llevaron a una comprensión más profunda de la interacción entre la luz y la materia (Escobar Jaramillo, 2020).



**Figura 6.** Diagrama esquemático para estudiar el efecto fotoeléctrico.

#### 4.2.2 *Sistemas fotovoltaicos*

Los sistemas fotovoltaicos (FV) son dispositivos que generan electricidad directamente a partir de la luz solar. Estos sistemas producen energía limpia y confiable sin necesidad de consumir combustibles fósiles, y pueden ser utilizados en una amplia variedad de aplicaciones (Arreola, 2015).

Un sistema fotovoltaico es un dispositivo que convierte la luz solar en energía eléctrica utilizable. Sus componentes principales son:

- **Generador Solar:** Conjunto de paneles fotovoltaicos que captan la luz solar y la transforman en corriente continua de baja tensión (12 o 24 V).
- **Acumulador:** Almacena la energía generada para su uso durante horas sin luz solar o en días nublados.
- **Regulador de Carga:** Previene sobrecargas o descargas excesivas del acumulador, asegurando la máxima eficiencia del sistema.
- **Inversor (Opcional):** Convierte la corriente continua de 12 o 24 V en corriente alterna de 230 V.

Una instalación sin inversor opera a 12 Vcc, mientras que una con inversor proporciona 220 Vca. La energía almacenada en el acumulador puede utilizarse directamente a 12 o 24 Vcc, o transformarse a 220 Vca mediante un inversor (CONELEC, 2008).

#### 4.2.3 *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red*

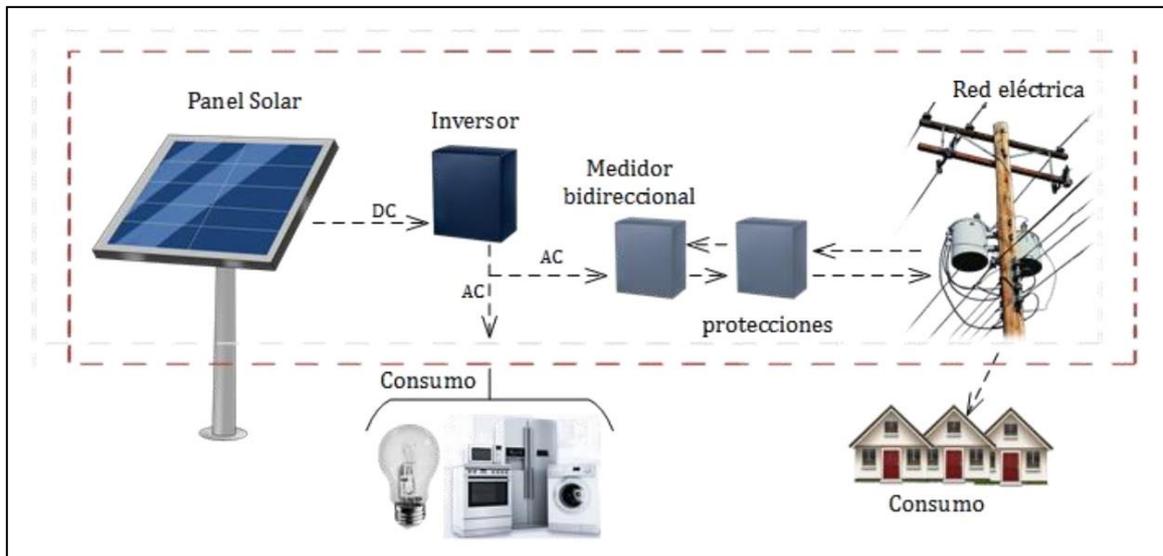
Estos sistemas fotovoltaicos conectados a la red, son sistemas de generación de energía que funcionan mediante la conexión de un inversor en paralelo con la red eléctrica convencional. Estos sistemas inyectan directamente la energía eléctrica generada en la red de distribución existente (Bernal, 2006).

El dimensionamiento y diseño de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, incluyendo la determinación de la potencia de los paneles y su ángulo de inclinación, dependen de factores diferentes a los de los sistemas fotovoltaicos aislados. Estos sistemas no incluyen baterías de almacenamiento, ya que toda la energía generada se inyecta directamente en la red, eliminando la necesidad de almacenamiento (Boulmrharj, 2017).

En la **Figura 7** se puede apreciar los diferentes componentes que conforman un sistema fotovoltaico que se encuentra conectado a la red.

Los intereses de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red difieren de los sistemas aislados. Mientras que los sistemas aislados se enfocan en la continuidad y estabilidad del suministro energético, los sistemas conectados a la red buscan optimizar el uso de la energía

generada y reducir los costos energéticos al cogenerar electricidad con el sistema interconectado (Burger, 2006).



**Figura 7.** Componentes y esquema de un sistema FV conectado a la red

#### 4.2.4 *Inclinación de paneles fotovoltaicos*

Cerca de la línea ecuatorial, la máxima potencia de los paneles solares fijos se obtiene con una inclinación cercana a  $0^\circ$ . No obstante, debido a la acumulación de suciedad y la dificultad para limpiarlos, se recomienda una inclinación mínima de  $5^\circ$ . Además, los paneles deben orientarse hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur (Alvarez, 2017).

Para determinar el ángulo de inclinación ( $\beta$ ) de los paneles fotovoltaicos en diferentes latitudes se los puede calcular mediante la **Ecuación 1**:

$$\beta = 0.35 + 0.69 * \varphi \quad (1)$$

Donde:

$\varphi$ : latitud del lugar

#### 4.2.5 *Contador bidireccional*

El medidor bidireccional es un dispositivo que mide tanto la energía generada por la planta y entregada a la red como la energía consumida de la red. Esto es necesario porque algunos equipos de la planta siguen consumiendo energía durante la noche, la cual se obtiene de la red eléctrica (Ineldec, 2020).

Según Ochoa Ruiz (2020), una alternativa es instalar dos medidores: uno para medir la energía consumida y otro para medir la energía entregada a la red. La diferencia entre estas mediciones determinará la facturación final de la energía.

Un ejemplo de estos contadores bidireccionales se puede apreciar en la **Figura 8** de la marca reconocida SolBrick. El contador bidireccional SolBrick es un medidor eléctrico utilizado en sistemas de energía solar con autoconsumo. A diferencia de los contadores tradicionales, este dispositivo permite medir tanto la energía consumida de la red como la energía generada y exportada al sistema eléctrico por la planta solar. Es ideal para instalaciones de autoconsumo con sistemas fotovoltaicos, como la planta solar de 3 MW que se está dimensionando en el presente proyecto.

Entre las características principales de un contador bidireccional como SolBrick están; Medición de flujos de energía en ambas direcciones, tanto la energía que entra a la red desde la compañía eléctrica, como la energía que generas y no se consume localmente, que se inyecta a la red; transparencia en la facturación, lo cual facilita a las compañías eléctricas el cálculo de la energía neta, permitiendo que los usuarios reciban compensaciones económicas por la energía exportada y el cumplimiento regulatorio, ya que muchos países exigen el uso de medidores bidireccionales en instalaciones de autoconsumo para garantizar la correcta contabilización de la energía generada y consumida.



**Figura 8.** Contador bidireccional SolBrick.

## 4.3 Capítulo III: Empresa distribuidora de energía eléctrica en la provincia de Loja

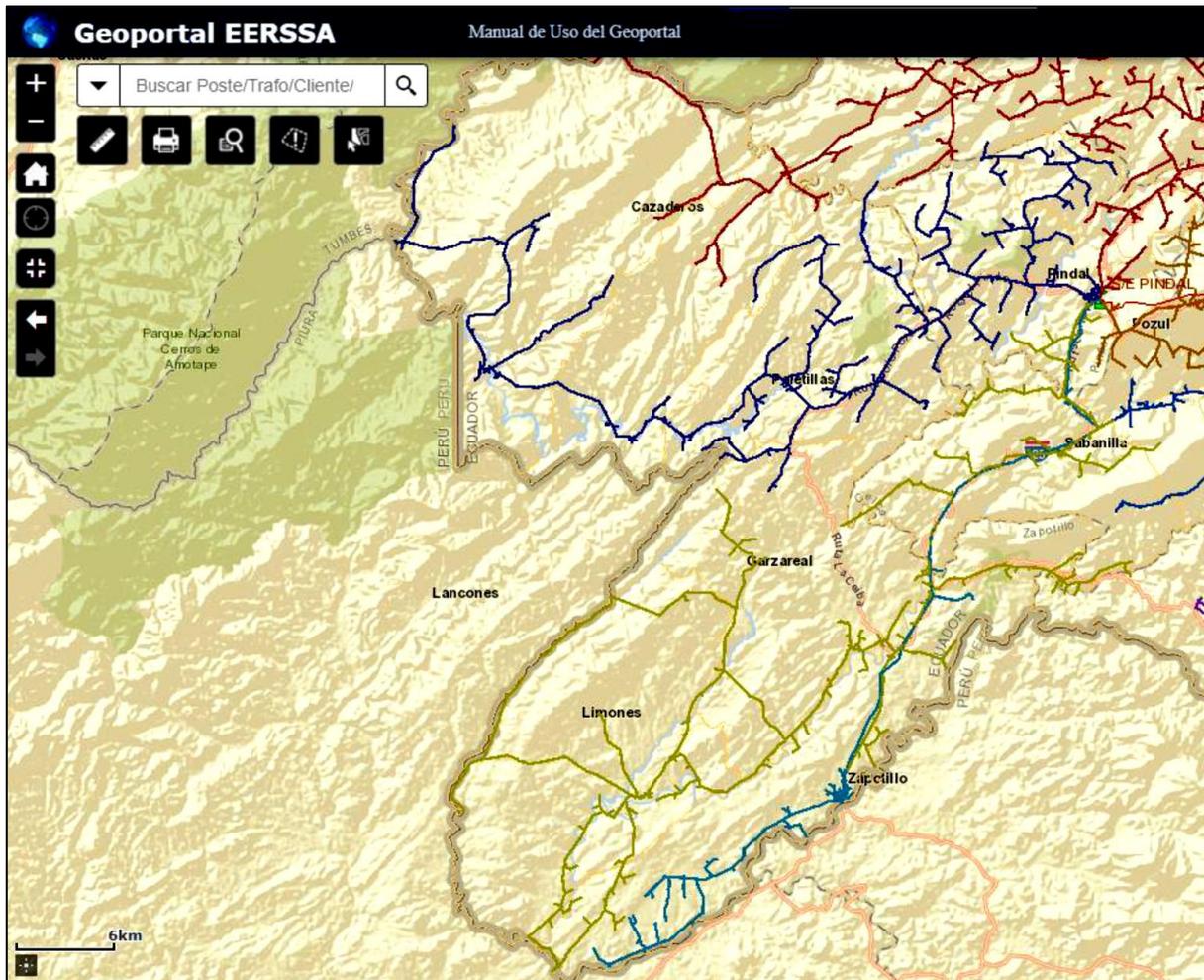
### 4.3.1 Sistema de información geográfica de la EERSSA

El Sistema de Información Geográfica (SIG) de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) es una plataforma tecnológica utilizada para gestionar y analizar datos geoespaciales relacionados con la red eléctrica de la empresa. Este sistema permite integrar, almacenar, visualizar y analizar información geográfica, lo que facilita la toma de decisiones sobre la operación, mantenimiento y expansión de la infraestructura eléctrica.

#### 4.3.1.1 Funciones clave del SIG de la EERSSA

- **Monitoreo de la red eléctrica:** Permite supervisar en tiempo real la ubicación y el estado de los activos de la red, como líneas de transmisión, subestaciones, postes y transformadores.
- **Planificación y optimización:** Facilita la planificación de nuevas instalaciones eléctricas, la expansión de la red y la optimización de los recursos disponibles.
- **Detección y gestión de fallas:** Ayuda a identificar áreas con problemas en la red eléctrica, agilizando la localización de averías y mejorando el tiempo de respuesta para su reparación.
- **Mantenimiento preventivo:** El SIG permite planificar el mantenimiento de la red en función de la ubicación y condición de los activos, reduciendo fallos y mejorando la confiabilidad del sistema.
- **Análisis espacial:** La herramienta permite realizar estudios geoespaciales, como el análisis de áreas de cobertura, la evaluación de zonas de riesgo y el análisis de crecimiento de la demanda energética.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), es la entidad encargada de suministrar y administrar la red en el sector sur del Ecuador, por ello, posee un mapa geográfico que detalla la red que existe en la zona sur del país. En la **Figura 9** se muestra el mapa geográfico, además de puede acceder mediante el siguiente enlace: <http://sig.eerssa.gob.ec/geoportalEERSSA/> (EERSSA, Geoportal EERSSA, 2020).



**Figura 9.** Red eléctrica del cantón Zapotillo

#### 4.3.2 *Redes de EERSSA*

Las redes de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) son la infraestructura que permite distribuir y entregar electricidad a sus usuarios en la región sur del Ecuador, principalmente en la provincia de Loja. Estas redes están organizadas en diferentes niveles de tensión para garantizar el transporte y la distribución eficiente de la electricidad desde los centros de generación hasta los usuarios finales. Según EERSSA (2012), tiene las siguientes características en las redes de distribución en el cantón zapotillo:

- Líneas de transmisión de 13 800 V y 7 970 V
- Factor de potencia mínimo para clientes: 0,92 en retraso.

#### 4.3.3 *Instalaciones de baja, media y alta tensión*

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA) utiliza los siguientes niveles de tensión dentro de su área de concesión que le corresponde:

- **Baja tensión:** La EERSSA cuenta con redes de distribución que pueden ser monofásicas o trifásicas, con los siguientes niveles de tensión:

- Sistemas monofásicos: 240/120 V.
- Sistemas trifásicos: 220/127 V.
- Otros niveles de tensión solicitados serán suministrados desde el secundario del transformador a instalar.

Estas redes son las que vemos cotidianamente en zonas urbanas y rurales, ya sea mediante líneas aéreas o subterráneas. Son responsables de llevar la energía eléctrica directamente a las viviendas y pequeños negocios.

- **Media tensión:** La EERSSA opera con dos niveles de tensión en media tensión en diferentes zonas:
  - **Zona de Loja:** Toda la provincia de Loja con un sistema de distribución de 13,8/7,97 kV.
  - **Zona Oriental:** Provincia de Zamora Chinchipe y cantón Gualaquiza con un sistema de distribución de 22/12,7 kV.

Sirven a industrias, hospitales, grandes comercios y ciertas áreas urbanas. También conectan con transformadores que reducen el voltaje para la distribución a los hogares.

- **Alta tensión:** Su función principal es la de transmitir grandes cantidades de electricidad desde las plantas generadoras o subestaciones principales a largas distancias. La EERSSA mantiene un nivel de tensión de 69 kV, destinado al sistema de subtransmisión y así reducir las pérdidas de energía durante la transmisión. Su uso en la EERSSA, es de conectar las plantas generadoras de energía ubicadas en la región sur o zonas aledañas con subestaciones que sirven a Loja y áreas rurales.

La EERSSA es responsable de la operación, mantenimiento y expansión de estas redes en su área de concesión, asegurando un suministro eléctrico confiable y continuo para sus usuarios.

#### 4.4 Capítulo IV: Indicadores financieros

Los indicadores financieros son herramientas utilizadas para evaluar el estado financiero de una empresa desde una perspectiva individual. Estos indicadores permiten observar las relaciones entre diferentes cuentas en los estados financieros, y son útiles para analizar la liquidez, solvencia, rentabilidad y eficiencia operativa de una entidad.

- **Solvencia:** Evalúa la capacidad de la empresa para cumplir con sus compromisos a largo plazo. Ayuda a los usuarios a conocer si la empresa puede cumplir con sus obligaciones a largo plazo y de inversión.
- **Liquidez:** Determina la capacidad de una empresa para cubrir sus obligaciones de pago inmediato en efectivo. Permite al usuario determinar si la empresa puede cumplir con sus compromisos de efectivo en el corto plazo.
- **Eficiencia operativa:** Mide qué tan eficaz es la empresa en la gestión de ciertos aspectos de su operación. Analiza la capacidad de los activos de la empresa para generar producción o rendimiento.
- **Rentabilidad:** Evalúa las ganancias o utilidades generadas por la empresa. Mide las ganancias netas o cambios en los activos netos en relación con los ingresos, el capital contable o los activos de la empresa (Imaicela Carrión y otros, 2019).

El sistema de dirección y gestión de proyectos requiere una evaluación efectiva con indicadores para establecer prioridades de proyectos según la disponibilidad de financiamiento tanto nacional, como internacional. El plan de desarrollo anual, que incluye nuevas inversiones y reparaciones de instalaciones, necesita un estudio y evaluación de necesidades, considerando indicadores financieros del estudio de factibilidad. Esto ayuda a priorizar y equilibrar proyectos según el financiamiento disponible.

El estudio de factibilidad, basado en indicadores como el Período de Recuperación (PR), Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), es esencial para que los directivos tomen decisiones sobre inversiones y establezcan estrategias de ejecución basadas en prioridades y fuentes de financiamiento disponibles (Burneo-Valarezo, 2016).

##### 4.4.1 Economía sostenible

La economía sostenible implica invertir de manera rentable en iniciativas empresariales que promuevan el desarrollo sostenible de la sociedad. Estas inversiones no solo buscan generar retornos financieros, sino también resolver problemas sociales y/o ambientales. Este enfoque permite satisfacer las necesidades actuales sin comprometer las oportunidades de las generaciones futuras.

Por economía sostenible se entiende el análisis económico y las políticas económicas bajo restricciones de sostenibilidad ambiental, enfocándose en estudiar las interacciones entre la actividad económica y el entorno natural. Esto se realiza desde una perspectiva a largo plazo, marcada por la incertidumbre, y basada en el concepto de justicia, con un énfasis en el componente normativo. Desde esta visión, la agenda de investigación en economía sostenible abarca tres áreas principales: la interpretación y aplicación de su enfoque normativo; el análisis de las relaciones entre las actividades humanas y el medio ambiente bajo condiciones de incertidumbre a largo plazo; y el estudio de las instituciones, los instrumentos de política económica y los procesos de gestión asociados a la economía sostenible (Dopico Castro, 2010).

#### **4.4.2 Evaluación económica de proyectos**

Antes de iniciar un proyecto, es crucial realizar una evaluación económica para determinar su rentabilidad. Esto se puede medir de varias formas, como el periodo de recuperación de la inversión (PRI), el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), entre otros métodos.

Durante todas las etapas de vida del proyecto, existen gastos e ingresos asociados, por lo que la rentabilidad se basa en el valor del dinero a lo largo del tiempo. Este principio se fundamenta en que un dólar hoy tiene más valor que el mismo dólar en el futuro debido a consideraciones de inflación, riesgo y oportunidad de inversión (Viñán, 2018).

#### **4.4.3 Valor Actual Neto (VAN)**

El Valor Actual Neto (VAN), también conocido como valor actualizado neto, es un método para calcular el valor presente de futuros flujos de caja generados por una inversión. Este procedimiento consiste en descontar todos los flujos de caja futuros al momento actual usando una tasa de descuento, lo que permite determinar su equivalencia en el tiempo 0 y compararla con el desembolso inicial. Si la equivalencia es mayor que el desembolso inicial, se recomienda aceptar el proyecto. La fórmula para calcular el VAN es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1 + R)^n} \quad (2)$$

Donde:

$I_o$  = Valor de desembolso inicial de inversión

$F_n$  = Flujos de caja en cada periodo

$R$  = Es el tipo de interés

$n$  = Número de periodos considerados

Si el proyecto no tiene riesgo, se usará como referencia la tasa de renta fija para estimar si la inversión es mejor que una inversión segura. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad. Cuando el VAN es igual a 0, la tasa utilizada se denomina TIR (tasa interna de retorno), que indica la rentabilidad del proyecto. En la **Tabla 1** se detalla su interpretación:

**Tabla 1.** Interpretación del Valor Actual Neto.

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión generaría beneficios superiores a la rentabilidad requerida $\otimes$ .	El proyecto puede aceptarse.
VAN < 0	La inversión generaría beneficios superiores a la rentabilidad requerida $\otimes$ .	El proyecto debería rechazarse.
VAN = 0	La inversión no produciría ganancias ni pérdidas.	Puesto que el proyecto no genera valor monetario adicional más allá de la rentabilidad requerida $\otimes$ , la decisión debería considerar otros criterios, como mejorar el posicionamiento en el mercado u otros factores.

El valor actual neto (VAN) es crucial para evaluar inversiones en activos fijos, aunque tiene limitaciones al considerar circunstancias imprevistas o excepcionales del mercado. Si el VAN es mayor a cero, el proyecto es rentable, siendo este el valor mínimo de rendimiento requerido para la inversión. Las empresas suelen comparar varias alternativas para determinar si un proyecto es conveniente, y generalmente, eligen el proyecto con el VAN más alto. Sin embargo, no siempre es así; a veces, una empresa puede optar por un proyecto con un VAN más bajo por razones como mejorar su imagen, por motivos estratégicos, u otros intereses específicos. La interpretación del VAN se puede resumir de la siguiente manera:

- Un VAN positivo indica que el proyecto crea valor.
- Un VAN negativo sugiere que el proyecto destruye valor.
- Un VAN de cero significa que el proyecto no crea ni destruye valor, por lo tanto, se deberá realizar un nuevo estudio (Sapag Chain, 2013).

#### **4.4.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que una inversión ofrece. Representa el porcentaje de ganancia o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que permanecen en el proyecto.

Es una medida clave en la evaluación de proyectos de inversión y está estrechamente relacionada con el Valor Actual Neto (VAN). La TIR se define como la tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea cero. Proporciona una medida relativa de rentabilidad,

expresada en porcentaje. Su cálculo puede ser complejo, ya que el número de periodos determina el orden de la ecuación a resolver. Para abordar este problema, se pueden usar diversas aproximaciones, una calculadora financiera o software especializado.

#### 4.4.4.1 Cálculo de la TIR

También se puede definir la TIR como la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, los flujos futuros de ingresos y egresos, resultando en un VAN igual a cero.

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1 + R)^n} = 0 \quad (3)$$

#### 4.4.4.2 Criterio de selección de proyectos basado en la TIR

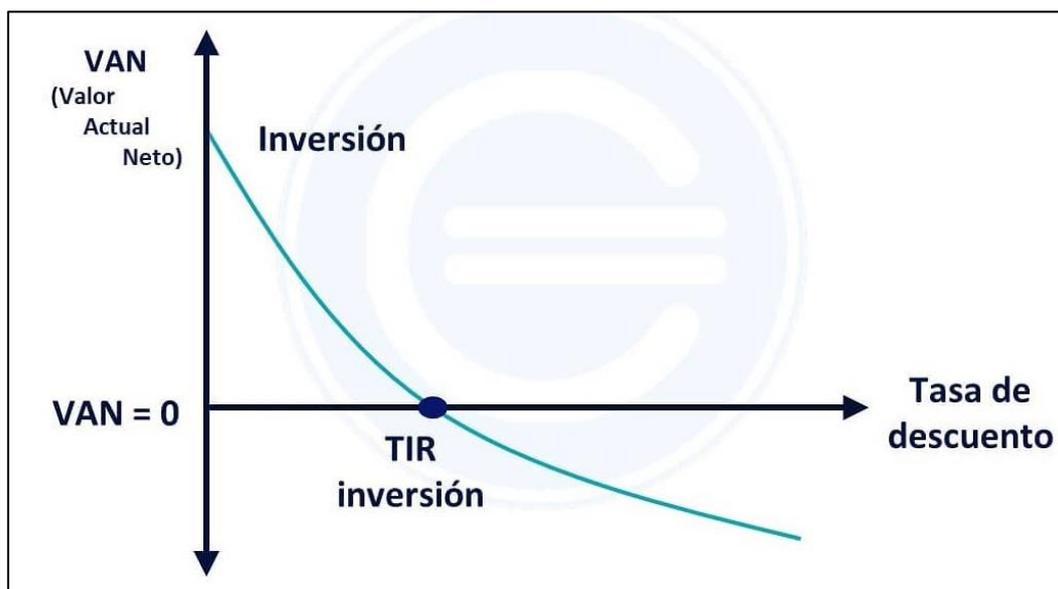
El criterio de selección será el siguiente, donde “k” es la tasa de descuento de flujos utilizada para calcular el VAN detallado en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Interpretación del TIR

Valor	Significado	Decisión a tomar
TIR > k	El proyecto de inversión será aceptado.	En este caso, la TIR obtenida es superior a la tasa mínima de rentabilidad requerida para la inversión.
TIR < k	El proyecto de inversión deberá rechazarse.	No se alcanza la rentabilidad mínima que requiere la inversión.
TIR = k	La inversión no produciría ganancias ni pérdidas.	En este caso, la inversión podrá seguir su curso si mejora la posición competitiva de la empresa y no existen alternativas más favorables.

#### 4.4.4.3 Representación gráfica de la TIR

Como mencionamos anteriormente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es el punto en el que el Valor Actual Neto (VAN) es cero. Si graficamos el VAN de una inversión en el eje vertical y la tasa de descuento (rentabilidad) en el eje horizontal, la inversión formará una curva descendente. La TIR será el punto en el que esta curva cruza el eje horizontal, como se muestra en la **Figura 10**, que es el punto donde el VAN es igual a cero.



**Figura 10.** Representación de la TIR.

#### 4.4.5 *Periodo de recuperación o payback.*

Uno de los criterios tradicionales de evaluación, ampliamente utilizado, es el periodo de recuperación (PR) de la inversión, también conocido como payback. Este criterio calcula el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial y compara este resultado con el número de periodos que la empresa considera aceptables.

El payback nos permite determinar cuántos periodos (generalmente años) se requieren para recuperar el dinero invertido al inicio de un proyecto. Esta información es esencial para decidir si seguir adelante con el proyecto o no.

##### 4.4.5.1 **Cálculo del payback**

El payback o plazo de recuperación es el tiempo que tarda una inversión en generar suficientes ingresos o ahorros para recuperar su costo inicial. Es una herramienta financiera muy útil para evaluar proyectos, como el caso de una planta solar, ya que ayuda a determinar cuánto tiempo llevará recuperar la inversión. En caso de que los flujos de caja sean iguales todos los años, la fórmula para calcular el payback será:

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{F} \quad (4)$$

Donde:

F = Es el valor de flujo de caja.

Si, por el contrario, los flujos de caja varían en cada periodo, se deberá ir restando la inversión inicial con los flujos de caja de cada periodo hasta alcanzar el periodo en el que se recupera la inversión. Luego, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{Payback} = a + \frac{I_0 - b}{F} \quad (5)$$

Donde:

a = Número del período inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial.

b = Suma de los flujos hasta el final del período “a”

F = Flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

Naturalmente, se preferirá una inversión en la que el plazo de recuperación sea más corto (Sapag Chain, 2013).

En muchos proyectos, los flujos de caja no son constantes cada año (por variaciones en la producción de energía, incentivos gubernamentales, etc.). En esos casos, el payback se calcula acumulando los flujos de caja año por año hasta que igualen la inversión inicial.

## **4.5 Capítulo V: Regulaciones y marcos legales**

En Ecuador, la regulación para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red es gestionada por el Estado, según el artículo 313 de la Constitución de la República. El estado administra, regula, controla y gestiona los sectores estratégicos basándose en principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Estas regulaciones tienen como objetivo facilitar la participación de los consumidores regulados, simplificando los trámites y promoviendo la reducción del uso de combustibles contaminantes (Asamblea Nacional del Ecuador, 2008).

### **4.5.1 ARCONEL**

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) tiene como misión “regular y controlar actividades del sector público estratégico de energía eléctrica, con calidad y calidez, precautelando el bienestar de los ciudadanos y el desarrollo sustentable del país”

### **4.5.2 Marco legal para una planta fotovoltaica en Ecuador**

Según la Regulación Nro. ARCONEL-003/18 y la Resolución Nro. ARCONEL-042/18, la iniciativa privada puede instalar plantas fotovoltaicas principalmente para autoconsumo y vender excedentes a la red eléctrica a un precio negociable, cumpliendo con los requisitos establecidos en la regulación (ARCONEL., 2018a). La Resolución Nro. ARCONEL-057/18 modifica esta capacidad, permitiendo hasta 300 kW de producción en el sector residencial y menos de 1 MW en el sector industrial, hasta la emisión de una nueva regulación de generación distribuida (ARCONEL, Resolución Nro. ARCONEL-057/18. Arconel., 2019).

También es posible realizar proyectos fotovoltaicos conectados a la red con una capacidad mayor a 1 MW si son iniciativas de empresas públicas. Estos proyectos pueden obtener contratos de 15 años y recibir un pago de 6,58 ¢/kWh por la energía generada. Es necesario cumplir con los requisitos establecidos en la Resolución Nro. ARCONEL-056/16 (ARCONEL, 2016b).

### **4.5.3 Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021**

El “Marco normativo de la generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” define las disposiciones para habilitar, conectar, instalar y operar sistemas de generación distribuida utilizando fuentes de energía renovable. Este marco es aplicable a los consumidores regulados que instalen y operen dichos sistemas para su autoabastecimiento, sincronizados a la red de distribución, así como a las Empresas Eléctricas Distribuidoras (ARCERNNR, 2021a).

#### **4.5.4 Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021**

La regulación denominada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación” establece las condiciones técnicas y comerciales que deben cumplirse para el desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, propiedad de empresas habilitadas por el Ministerio Rector para llevar a cabo actividades de generación. Esta regulación se aplica a las empresas que instalan, operan y gestionan centrales de generación distribuida en el país, a las distribuidoras a cuyas redes se conectan estas centrales y al CENACE (ARCERNNR, 2021b).

#### **4.5.5 Marcos legales**

Al constituir una empresa, es crucial considerar aspectos como estatutos, nombramientos, pagos de registros y municipales, así como permisos de funcionamiento para cada actividad económica. La organización empresarial abarca diversos aspectos económicos, jurídicos, sociales, psicológicos y otros.

El derecho empresarial incorpora múltiples disciplinas jurídicas relacionadas con los derechos y obligaciones del empresario específico. Por lo tanto, según (Fabara) 2020, la actividad empresarial no solo implica la creación, operación, desarrollo y relaciones entre agentes privados, sino también la interacción con instituciones públicas y privadas, así como la conformidad con un marco jurídico que regula la actividad empresarial.

##### **4.5.5.1 Requisitos para trámites de consolidación de empresas**

Los requisitos para trámites tanto de “persona natural” como de “sociedades” se pueden encontrar en la página oficial del SRI (servicio de rentas internas), expresadas a continuación:

<https://www.sri.gob.ec/web/guest/requisitos-personas-naturales>

<https://www.sri.gob.ec/web/guest/requisitos-sociedades> (SRI, 2020)

##### **4.5.5.2 Empresa de Generación Distribuida Habilitada (EGDH)**

Una empresa eléctrica de generación que cuenta con un Título Habilitante para llevar a cabo el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central de generación y distribución (CGD).

##### **4.5.5.3 Empresa Promotora de Generación Distribuida (EPGD)**

Una empresa que está interesada en firmar, o que se encuentra en proceso de gestionar la firma de un Título Habilitante para la construcción, administración y operación de una central de generación y distribución (CGD).

#### 4.5.6 Factibilidad de conexión

Las EPGD que deseen llevar a cabo un proyecto de generación distribuida deben obtener de la Distribuidora el Certificado de Factibilidad de Conexión. Existen dos tipos de certificados, cuya aplicación se detalla en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Tipos, aplicación y características de factibilidades de conexión

<b>Tipo de certificado de factibilidad de conexión</b>	<b>Aplicación</b>
Preliminar	Documento requerido para los trámites que una EPGD tenga que realizar ante el Ministerio del ramo para el otorgamiento del Certificado de Calificación.
Definitivo	Documento requerido para los trámites que una EPGD tenga que realizar ante el Ministerio del ramo para la suscripción del Contrato de Concesión.

#### 4.5.7 Procedimiento para la obtención del certificado de factibilidad de conexión preliminar.

El procedimiento para la obtención del certificado de factibilidad de conexión preliminar se describe a través de 2 pasos:

##### 4.5.7.1 Solicitud de factibilidad de conexión preliminar de una CGD

La EPGD deberá solicitar a la Distribuidora una factibilidad preliminar de conexión mediante el formulario que se detalla en el ANEXO A de esta normativa.

Este formulario incluye la información general de la EPGD, el proyecto de generación distribuida que se planea desarrollar, y el punto en la red eléctrica donde se propone conectar la futura CGD.

Las EPGD o EGDH vinculadas no podrán construir Centrales de Generación Distribuida que se encuentren a una distancia igual o menor a  $D_{ppmin}$ , según lo estipulado en el Anexo C.

Las EPGD/EGDH podrán realizar la conexión a una red de transmisión o distribución a través de un Campo de Conexión de propiedad compartida, siempre y cuando se cumpla con el principio de independencia funcional de cada CGD.

Las EPGD/EGDH no relacionadas podrán desarrollar Centrales de Generación Distribuida que se encuentren a una distancia igual o menor a  $D_{ppmin}$ , según lo estipulado en el [ANEXO 4](#) de este proyecto. En este contexto, la EPGD deberá presentar a la Distribuidora, junto con la solicitud de factibilidad de conexión preliminar, una declaración juramentada notariada en la que se certifique que el proyecto de generación distribuida propuesto se ubicará a una distancia igual o menor a  $D_{ppmin}$ , respecto a otros proyectos o centrales de generación

distribuidas de EPGD/EGDH no relacionadas. Si esta declaración juramentada notariada no es presentada, la Distribuidora no procesará la solicitud de factibilidad de conexión preliminar.

#### **4.5.7.2 Análisis y otorgamiento del certificado de factibilidad de conexión preliminar.**

Para el otorgamiento del certificado de factibilidad de conexión preliminar se deberá seguir el siguiente procedimiento.

- a) La distribuidora procesará las solicitudes de factibilidad de conexión preliminar mientras el ministerio correspondiente no emita una disposición en contra.
- b) Si el ministerio ha emitido una disposición que prohíba la atención de nuevas solicitudes de factibilidad de conexión bajo esta normativa, la distribuidora deberá, en un plazo de dos (2) días a partir de la recepción de la solicitud, notificación a la EPGD sobre la imposibilidad de atender a la misma y dará por concluido el trámite.
- c) Mientras el ministerio correspondiente no emita una disposición según lo indicado en el literal b) del presente numeral, la distribuidora continuará atendiendo las solicitudes de factibilidad de conexión preliminar conforme a lo estipulado en los literales siguientes.
- d) La distribuidora evaluará inicialmente si el proyecto de generación distribuida propuesto por la EPGD cuenta con independencia funcional respecto a otras centrales o proyectos de generación distribuida que se encuentren a una distancia igual o menor a la  $D_{ppmin}$  con respecto al proyecto en análisis.
- e) Si la distribuidora determina que no existe independencia funcional, notificará a la EPGD, en un plazo de tres (3) días desde la recepción de la solicitud de factibilidad de conexión, notificará a la EPGD de la imposibilidad de poder atender su solicitud.
- f) Si, por el contrario, la distribuidora determina que el proyecto de generación distribuida propuesto por la EPGD tiene independencia funcional, en un plazo de tres (3) días desde la recepción de la solicitud de factibilidad de conexión preliminar, que incluirá toda la información requerida. en el formato del [ANEXO 3](#) de este proyecto, evaluará si existe capacidad remanente para conectar la futura CGD en el punto de la red eléctrica propuesto por la EPGD.
- g) Dentro del plazo establecido en el literal f), la distribuidora notificará a la EPGD si existe o no capacidad remanente en el nodo propuesto por la EPGD.

La EPGD tendrá un plazo de hasta quince (15) días, a partir de la notificación de la distribuidora, para presentar los estudios técnicos completos necesarios para el

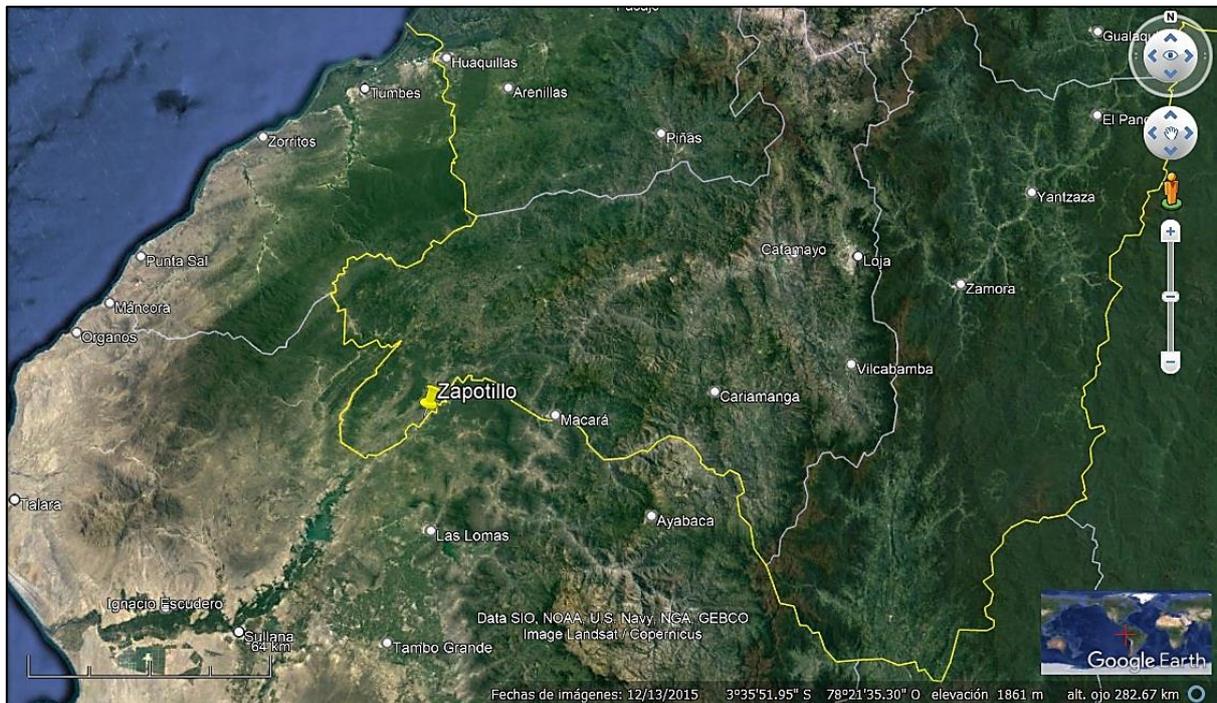
análisis de factibilidad de conexión preliminar, los cuales deberán ser realizados por un profesional facultado para ejercer tales actividades.

- h) La distribuidora tendrá un plazo de tres (3) días, a partir de la entrega de los estudios técnicos completos por parte de la EPGD, para analizarlos y determinar la factibilidad de conexión preliminar de la futura CGD.
- i) La distribuidora solicitará al transmisor la revisión de los estudios técnicos en caso de proyectos que afecten los puntos de conexión con la distribuidora.
- j) En el caso mencionado en el literal j), la distribuidora entregará los estudios técnicos al transmisor dentro de un plazo de cinco (5) días, contados a partir de la recepción de los estudios técnicos por parte de la EPGD. El Transmisor tendrá cinco (5) días para revisar y emitir las observaciones pertinentes.
- k) Si la distribuidora tiene observaciones u objeciones a los estudios técnicos, deberá comunicarlas a la EPGD dentro del plazo establecido en el literal i). La EPGD, a su vez, deberá atender dichas observaciones en un plazo de cinco (5) días.
- l) Si los análisis realizados por la distribuidora concluyen que la conexión de la futura CGD es factible, esta deberá entregar a la EPGD el certificado de factibilidad de conexión preliminar dentro del plazo establecido en el literal i) o en el literal l), según corresponda, entregará a la EPGD el certificado de factibilidad de conexión preliminar.
- m) Si, tras el análisis de factibilidad de conexión preliminar, la distribuidora determina que la conexión de la CGD no es viable, notificará a la EPGD, explicando las razones técnicas que le impiden emitir el certificado de factibilidad de conexión preliminar.
- n) La Distribuidora considera que la EPGD ha decidido continuar con el trámite de solicitud de factibilidad de conexión preliminar.
- o) La distribuidora atenderá las solicitudes de factibilidad de conexión preliminar, conforme el orden en el que haya sido entregado formalmente, de manera física o a través de algún sistema informático de gestión documental.

## 5. Metodología

### 5.1 Área de trabajo

La presente investigación se la realizó en el cantón Zapotillo, ubicado en la parte occidental de la provincia de Loja, cuya cabecera cantonal es Zapotillo. Sus coordenadas geográficas son 4° 23' 11" (Sur) y 80° 14' 37" (Oeste). En la **Figura 11** se muestra un mapa de la ubicación del área caso en estudio de la presente investigación.



**Figura 11.** Lugar del emplazamiento para implemento del proyecto solar fotovoltaico.

### 5.2 Equipos y materiales

#### 5.2.1 Equipos

- Laptop marca DELL
- Calculadora

#### 5.2.2 Materiales

- Internet
- Equipos de oficina
- Datos estación meteorológica
- Catálogos de equipos FV
- Microsoft Office
- Google académico
- Google Earth Pro

### 5.3 Procedimiento

El presente trabajo de investigación, que corresponde a una investigación aplicada, busca implementar los conocimientos adquiridos en la investigación teórica sobre la eficiencia energética y recursos naturales renovables para la generación eléctrica, con todas aquellas normativas vigentes que rigen en cada una de sus dependencias.

#### 5.3.1 *Primero objetivo: Calcular el emplazamiento técnico en función de la radiación solar de Zapotillo.*

##### 5.3.1.1 Determinación de la radiación solar

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, es necesario obtener datos de irradiación solar ( $\text{kWh/m}^2$  día) en el cantón Zapotillo, lugar donde se implementará el sistema fotovoltaico. Así mismo, para obtener las horas pico solar (HSP) existen bases de datos de estaciones meteorológicas que ayudan a obtener datos aproximados de radiación. En la **Tabla 4** se detalla los datos técnico-geográficos necesarios para realizar el presente proyecto.

**Tabla 4.** Datos técnico - geográficos del cantón Zapotillo

<b>Especificaciones geográficas</b>	
Provincia	Loja
Cantón	Zapotillo
Longitud	-80° 14' 37
Latitud	-4° 23' 11
Altitud	200 a 100 msnm
Radiación promedio	6,11 $\text{kWh/m}^2/\text{día}$

Para alcanzar el objetivo planteado, se inició la recolección de datos sobre la radiación solar en el cantón Zapotillo. Estos datos se obtuvieron de los atlas solares del Ecuador correspondientes a los años 2008 y 2019, así como de la estación meteorológica Vivero Zapotillo 50 004.

#### 5.3.2 *Segundo objetivo: Evaluar la viabilidad económica del proyecto.*

Para iniciar la evaluación de la viabilidad económica del proyecto, se analizó el funcionamiento de la planta, determinando la energía anual entregada a la red pública. Se calcularon las pérdidas en los conductores y otros elementos de la instalación, junto con algunas pérdidas mencionadas en la revisión bibliográfica, obteniendo así el rendimiento de la instalación. Con la radiación solar promedio obtenida en el Objetivo 1, se estimó la energía entregada a la red.

Luego, se elaboró una lista de precios (obtenidos en internet) de los materiales y trabajos necesarios para construir la planta con un sistema de captación fijo, obteniendo el costo bruto total del proyecto. Utilizando la ecuación 6, que considera la energía simulada de la planta y el precio de 0,118 \$/kWh pagado a generadores fotovoltaicos en Ecuador (CONELEC, 2014), se calcularon las ganancias brutas del primer año. Considerando el deterioro del rendimiento energético de los paneles a lo largo de los años, se aplicó el mismo procedimiento para calcular las ganancias brutas de un contrato de 15 años.

$$I_A = E_g \times C_{kWh} \quad (6)$$

Donde:

$I_A$  = Ingreso bruto anual (\$/año).

$E_g$  = Energía generada (kWh/año)

$C_{kWh}$  = Costo del kWh (\$).

Para obtener el flujo de caja durante el funcionamiento del proyecto, se restaron de las ganancias brutas los costos de mantenimiento y operación de la planta cada año, considerando un aumento anual del 2 % en estos costos. Luego, utilizando las ecuaciones 2 y 3 de la revisión literaria, se calcularon el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), evaluando así el desempeño económico del proyecto.

Con el valor promedio anual del flujo de caja y la inversión inicial de la planta, se utilizó la ecuación 4 para determinar el periodo de recuperación de la inversión (PR), identificando el modelo de planta que recupera su inversión en el menor tiempo. Finalmente, se realizó un análisis comparativo con los resultados anteriores para determinar la configuración final de la planta que ofrece un mayor VAN, TIR y un menor tiempo de recuperación de la inversión.

### ***5.3.3 Tercer objetivo: Analizar los procedimientos legales para obtener la concesión del proyecto.***

Especifica las condiciones técnicas y comerciales que deben cumplirse para el desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, pertenecientes a empresas autorizadas por el Ministerio Rector para llevar a cabo la actividad de generación.

#### **5.3.3.1 Aspectos a considerar**

Una central de generación de energía eléctrica desarrollada por empresas de generación distribuida autorizadas se considera una central de generación distribuida si cumple las siguientes condiciones:

- a) Tener una capacidad nominal entre 100 kW y 10 MW.
- b) Estar conectada cerca del punto de consumo.

- c) Conectarse a las redes de medio voltaje o alto voltaje menores a 138 kV, en un sistema de distribución.
- d) Utilizar una fuente de energía renovable no convencional.
- e) Ser construida, operada, mantenida y administrada por empresas de generación distribuida autorizadas.

#### **5.3.3.2 Personas jurídicas que puedan desarrollar proyectos de generación distribuida.**

Las centrales de generación distribuida pueden ser desarrolladas por empresas autorizadas por el ministerio rector, incluyendo las siguientes:

- a) **Empresas públicas:** Las empresas eléctricas públicas pueden desarrollar proyectos específicos de generación distribuida que están incluidos en el plan maestro de electricidad para abastecer la demanda regulada.
- b) **Empresas privadas, de la economía popular y solidaria, y de economía mixta:** Las empresas en las que el Estado tenga una participación mayoritaria pueden desarrollar centrales de generación distribuida utilizando fuentes de energía renovable no convencionales.

#### **5.3.3.3 Tramitación de acuerdo a los espacios de participación**

Según la regulación Nro. ARCERNNR 002/2021, existen cuatro espacios de participación en generación distribuida:

- a) **Proyectos con potencias entre 1 MW y 10 MW:**

Propuestos por las distribuidoras de electricidad con el objetivo de mejorar la calidad del servicio, reducir pérdidas, o minimizar el impacto ambiental.

- b) **Proyectos menores a 10 MW**

Propuestos por empresas privadas, de la economía popular y solidaria, y de economía mixta para abastecer a grandes consumidores.

- Se requiere presentar un análisis de factibilidad de conexión a la distribuidora.
- La distribuidora realiza y entrega el análisis de factibilidad.
- El proyecto debe tramitar el título habilitante ante el ministerio.
- Suscribir contratos bilaterales con grandes consumidores con precios acordados entre ambas partes.

Excedentes pueden ser vendidos a la demanda regulada de las distribuidoras a través de acuerdos regulados.

c) **Proyectos entre 1 MW y 10 MW**

Propuestos por empresas privadas, de la economía popular y solidaria, y de economía mixta para abastecer principalmente a la demanda de las distribuidoras, con la posibilidad de vender parte de la energía a grandes consumidores.

- Presentar el proyecto a la distribuidora para evaluación de mejora en calidad del servicio, reducción de pérdidas o menor impacto ambiental.
- Entregar y recibir el análisis de factibilidad de conexión.
- El ministerio puede llevar a cabo un proceso público de selección para adjudicar el proyecto.
- Suscribir un contrato regulado con todas las distribuidoras.

d) **Proyectos menores a 1 MW**

Propuestos por empresas privadas, de la economía popular y solidaria, y de economía mixta para vender energía a las distribuidoras.

- Presentar el proyecto a la distribuidora si hay cupo de contratación.
- Entregar un análisis de factibilidad de conexión.
- La distribuidora realiza y acepta el análisis de factibilidad.
- Ofrecer un precio a la distribuidora.
- La distribuidora notifica a la agencia reguladora, que calculará un precio nivelado de energía.
- La distribuidora puede contratar con el promotor a un precio menor entre el precio ofertado y el calculado por la agencia.
- Suscribir el título habilitante y un contrato regulado de comercialización directa con la distribuidora.

**5.3.3.4 Solicitud de factibilidad de conexión para una central de generación distribuida.**

El consumidor debe solicitar a la empresa distribuidora la factibilidad de conexión usando el [Anexo 3](#), proporcionando datos generales del proponente y el punto de la red eléctrica donde se conectará la futura CGD. La distribuidora registrará la fecha de recepción del formulario y asignará un Código Único de Trámite, que permitirá al proponente consultar y seguir el estado de su solicitud de manera presencial o en la página web de la distribuidora. Si la EPGD participa en un PPS, deberá entregar a la distribuidora un documento que verifique que han iniciado el trámite ante el Ministerio Rector para participar en el PPS.

Dentro de 10 días hábiles desde la recepción de la solicitud, la distribuidora informará al proponente sobre los estudios técnicos necesarios para evaluar la factibilidad. La distribuidora debe proporcionar la información técnica requerida para estos estudios, incluyendo:

- Características y parámetros eléctricos de los conductores y equipos de transformación, protección y compensación de reactivos del segmento de la red de distribución afectado por la nueva CGD.
- Equivalente Thévenin del segmento de la red afectado por la CGD.
- Listado de CGDs y SGDAs operativas en el segmento de la red afectado, con sus características principales y puntos de conexión.
- Listado de CGDs y SGDAs con factibilidad de conexión vigente, previstas para conectarse en el segmento de la red afectado, con sus características principales y puntos de conexión futuros.

La factibilidad de conexión detallará:

- Las obras o adecuaciones necesarias en la red de distribución para conectar la CGD.
- El esquema de conexión de la CGD.
- Las características de los equipos de seccionamiento y protección requeridos para la conexión, considerando que algunas CGD podrían tener elementos de protección incorporados, lo cual debe ser notificado a la distribuidora.
- Las condiciones de operación que la CGD debe cumplir en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución, según lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 004/15, “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución”.

## 5.4 Procesamiento y análisis de datos

### 5.4.1 Primer objetivo

Para cumplir con el objetivo propuesto, se inició la adquisición de datos de radiación solar en el cantón Zapotillo, utilizando tanto los atlas solares del Ecuador de 2008 y 2019, como la estación meteorológica Vivero Zapotillo 50 004.

#### 5.4.1.1 Radiación solar en el cantón Zapotillo

Se realizó un promedio de los datos de radiación de los atlas para dos zonas específicas del cantón: la zona Sur y la zona Norte. Para optimizar la eficiencia de la planta solar, se seleccionó la zona con el mayor promedio de radiación según ambos atlas, reduciendo así el área de estudio. En la estación meteorológica de la zona seleccionada, se calcularon promedios mensuales (ecuación 7) y un promedio total (ecuación 8) de la radiación solar global, utilizando los datos recolectados desde Julio de 2023 hasta junio de 2024.

$$R. E._{\text{prom.mes}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \text{Radiación solar sumatoria} \left( \frac{W_s}{m^2} \right) * \frac{1h}{3600 s} * \frac{1kW}{1000 W}}{n} \quad (7)$$

$$R. E._{\text{prom.total}} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{i=\#n} R. E._{\text{prom.mes}} \left( \frac{kWh}{m^2} \right)}{\#n} \quad (8)$$

Donde:

**R.E.:** radiación solar horizontal en la estación.

**n:** días del mes en estudio.

**Radiación solar sumatoria:** Datos obtenidos por la estación a través de una hoja de Excel.

**#n:** Número de meses considerados en el promedio total de radiación.

A continuación, se compararon los datos mensuales proporcionados por los atlas solares con los datos de la estación meteorológica (ecuación 9) para la zona Sur del cantón Zapotillo, donde se encuentra la estación. Esto permitió obtener el porcentaje de error mensual entre los datos de los atlas y las mediciones reales de la estación. Luego, se calculó un promedio de estos errores utilizando la ecuación 10.

$$e(\%)_{\text{mes}} = \frac{R. A: \text{mes} * 100\%}{R. E._{\text{prom.mes}}} - 100\% \quad (9)$$

$$e(\%)_{\text{prom.}} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{i=\#n} e(\%)_{\text{mes}}}{\#n} \quad (10)$$

Donde:

e (%): Error porcentual

R.A: Radiación solar descrita en los atlas

#### 5.4.1.2 Número de paneles fotovoltaicos.

Una vez obtenida la radiación promedio en el lugar y el error porcentual que puede tener la radiación, se procede con el cálculo del sistema fotovoltaico.

Luego, una vez definida la capacidad de la planta en el desarrollo de este proyecto, se precede a determinar el número de paneles que se requiere para satisfacer la demanda establecida.

El número de módulos se obtiene al dividir la capacidad de la planta para la capacidad nominal de los módulos fotovoltaicos.

$$N_p = \frac{P_p}{P_m} \quad (11)$$

Donde:

$N_p$ : Numero de paneles solares

$P_p$ : Potencia de la planta

$P_m$ : Potencia nominal de los módulos.

Una vez determinado el número de paneles solares y las características del mismo, se procede a determinar la superficie mínima que requiere la instalación a través de la ecuación 12.

$$S_{total} = N_p \times A \quad (12)$$

Donde:

$S_{total}$ : superficie mínima que requieren los módulos solares.

$A$ : Superficie del módulo.

#### 5.4.1.3 Selección del inversor

Para seleccionar el inversor, su potencia nominal debe ser aproximadamente igual a la potencia pico del sistema fotovoltaico. Este inversor debe poder sincronizarse adecuadamente con la red eléctrica y no causar fallas ni perturbaciones. La potencia máxima del sistema se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{max\_sfv} = P_{pico} \times N \quad (13)$$

Donde:

$P_{max\_sfv}$ : Potencia máxima del sistema fotovoltaico.

$P_{pico}$ : Potencia pico del módulo.

$N$ : Número de módulos fotovoltaicos.

Una vez calculada la potencia máxima del sistema, se determina la potencia del inversor, tomando el valor de la carga instalada en CA y aplicando un factor de seguridad de 1,2.

$$P_{inv} = P_{max\_sfv} \times 1,2 \quad (14)$$

Donde:

$P_{inv}$ : Potencia del inversor.

$P_{max\_sfv}$ : Potencia máxima del sistema fotovoltaico.

Según NEC-11 (2011), detalla algunas de las especificaciones técnicas a considerar para una correcta selección del inversor.

- El diseño debe asegurar que el sistema nunca inyecte corriente continua a la red eléctrica.
- Debe tener protección contra polaridades inversas.
- El inversor debe cumplir con requisitos de calidad y confiabilidad, como manejar cortocircuitos en alterna, tensiones de red fuera de rango, frecuencias de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones como micro cortes y defectos de ciclos.
- El inversor debe incluir controles manuales para encendido y apagado.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser menor al 1% de su potencia nominal.
- El factor de potencia debe ser superior a 0,96 entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- La distorsión armónica total (THD) no debe superar el 2 %.
- Los inversores para interiores deben tener un grado de protección mínima IP 20 y para exteriores IP 65.
- Los inversores deben funcionar en condiciones ambientales de temperatura entre 0 °C y 40 °C y una humedad relativa entre 0 % y 85 %.
- La vida útil del inversor conectado a la red debe ser de al menos 10 años.

#### **5.4.1.4 Configuración serie y paralelo de los paneles fotovoltaicos**

Con las características del panel fotovoltaico se procede a llevar a cabo la disposición del arreglo fotovoltaico, en este caso, la cantidad de paneles en serie se determinó mediante la ecuación 15, que relaciona el voltaje de entrada del inversor, y el voltaje nominal de los paneles.

$$N_s = \frac{V_i}{V_m} \quad (15)$$

Donde:

$N_s$ : Número de paneles en serie.

$V_I$ : Voltaje de entrada al inversor.

$V_m$ : Voltaje nominal de los módulos.

La cantidad de ramas en paralelo (NP) que tendrá la planta se determina utilizando la ecuación 16, basada en los valores previamente calculados de  $N_m$  y  $N_s$ . Estas ramas se distribuyen de acuerdo a la capacidad y el número de entradas del inversor.

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad (16)$$

#### 5.4.1.5 Angulo de inclinación

El ángulo ideal de inclinación del módulo fotovoltaico se determina en función de la latitud del lugar de instalación, utilizando la Ecuación 1 de la sección 4.2.4.

En el Ecuador, el ángulo óptimo de inclinación debe estar entre  $5^\circ$  y  $10^\circ$  (Alvarez, 2017).

#### 5.4.2 Segundo objetivo

Para iniciar la evaluación de la viabilidad económica del proyecto, se llevó a cabo un análisis del funcionamiento de la planta, determinando la energía anual suministrada a la red pública.

A continuación, se elaboró una lista con los precios de los materiales y trabajos necesarios para la construcción de la planta con un sistema de captación fijo, obtenidos en internet. Utilizando la ecuación 14, que considera la energía generada en la simulación de la planta en sus dos versiones y el costo de 0,118 \$/kWh pagado a generadores fotovoltaicos en Ecuador (CONELEC, Codificación Regulación No. CONELEC – 001/13, 2014), se calcularon las ganancias brutas del primer año. Considerando el deterioro del rendimiento de los paneles a lo largo de los años, se aplicó el mismo procedimiento para calcular las ganancias brutas de un contrato de 15 años.

$$I_A = E_g \times C_{kWh} \quad (17)$$

Donde:

$I_A$ : Ingreso bruto anual (\$/año).

$E_g$ : Energía generada (kWh/año).

$C_{kWh}$ : Costo del kWh (\$).

Para obtener el flujo de caja durante el proyecto, se restaron los costos de mantenimiento y operación de la planta de las ganancias brutas anuales, considerando un incremento anual del 2 % en estos costos.

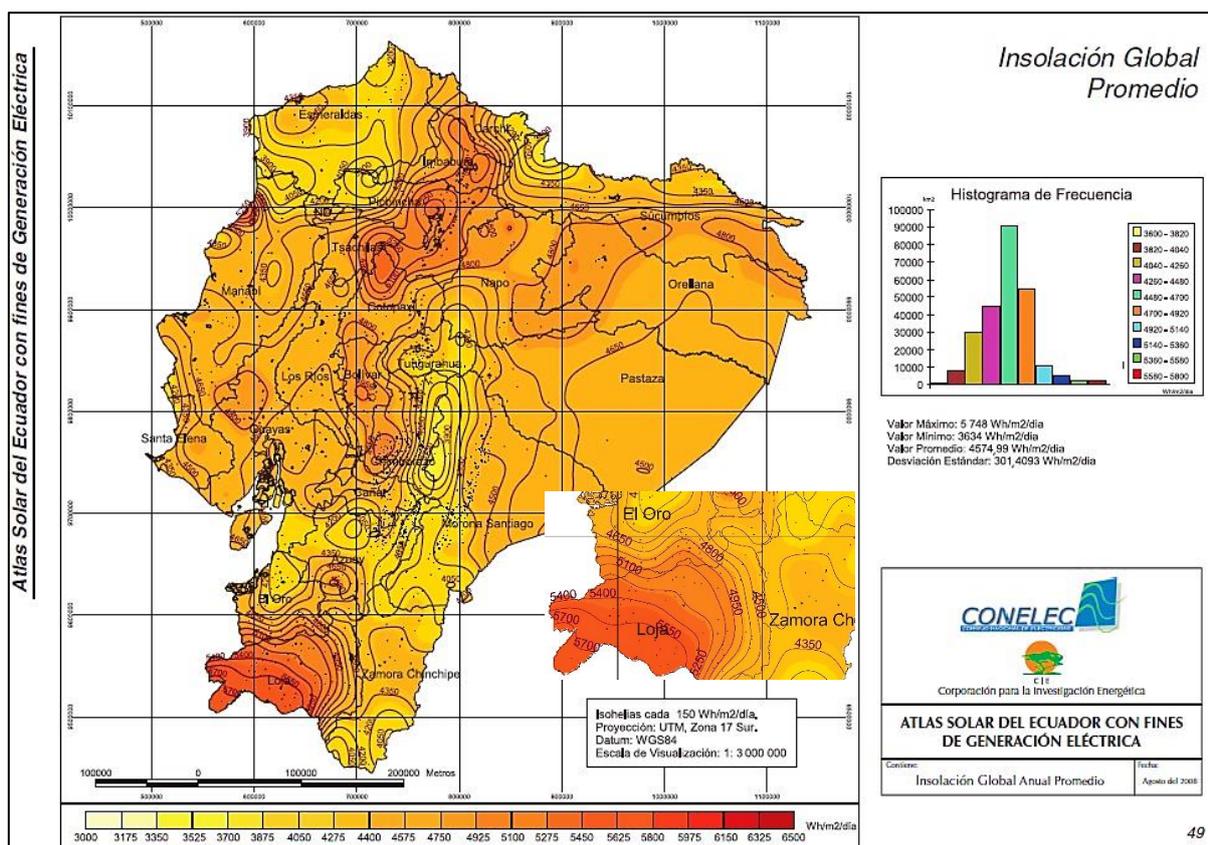
Luego, utilizando las ecuaciones 2 y 3 de la revisión literaria, se calcularon el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno de la inversión (TIR), respectivamente, lo que permitió evaluar el desempeño económico del proyecto en sus dos versiones. Con el valor promedio

anual del flujo de caja y el valor de la inversión inicial en ambas versiones de la planta, se calculó el periodo de recuperación de la inversión (PR) mediante la ecuación 4, determinando el modelo de planta que recupera la inversión en menor tiempo. Finalmente, se realizó un análisis comparativo con los resultados anteriores, identificando la configuración final de la planta, que presenta un mayor VAN, TIR y menor tiempo de recuperación de la inversión.

## 6. Resultados

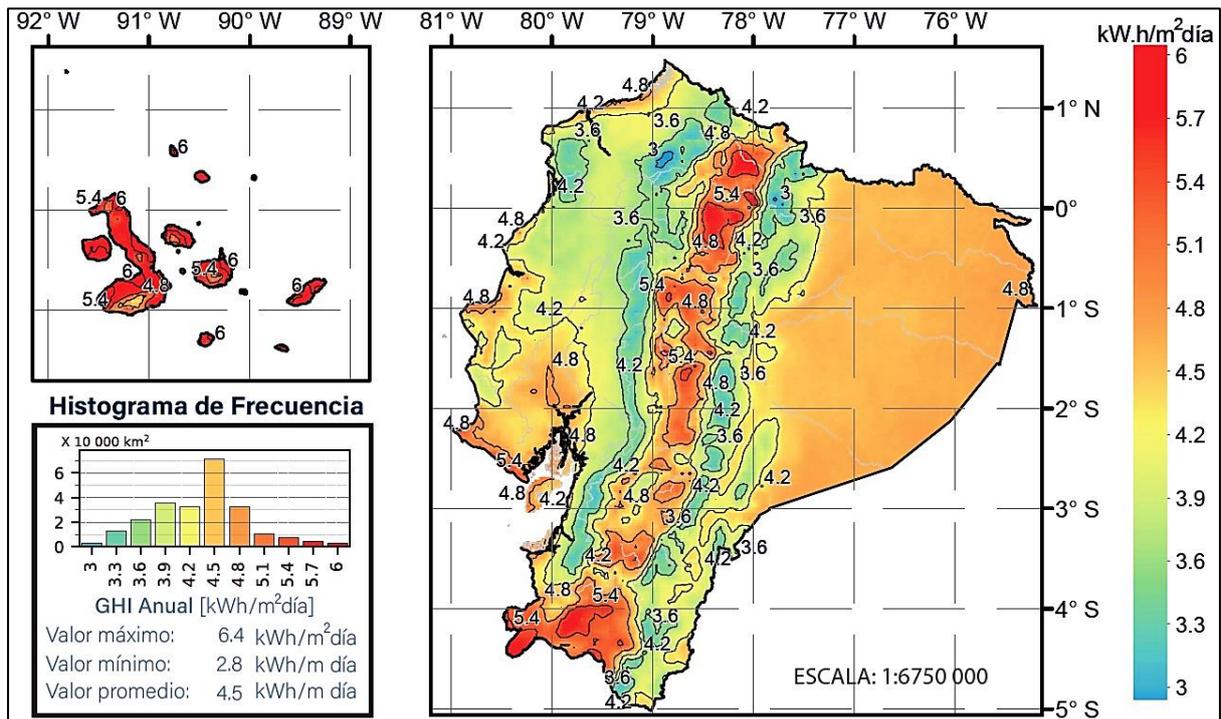
### 6.1 Emplazamiento técnico en función de la radiación solar en Zapotillo.

En la **Figura 12** se detalla el mapa de radiación global promedio en el Ecuador según el Atlas Solar (CONELEC, 2008). Para la zona sur del país, en la provincia de Loja se tenía un promedio de radiación de 5,7 y 5,4 kWh/m<sup>2</sup>/día, para la zona sur y norte del cantón Zapotillo, respectivamente.



**Figura 12.** Insolación global promedio del Ecuador en el año 2 008.

Así mismo, se obtiene en la Figura 13 el mapa de la irradiación solar global promedio en el Ecuador para el año 2 019, Este tipo de mapa es una herramienta crucial para el desarrollo de proyectos de energía solar, ya que permite identificar las zonas con mayor potencial para la instalación de plantas solares fotovoltaicas. Dando como resultado, que para la zona Sur del cantón Zapotillo, la irradiación solar global promedio anual es de 5,4 kWh/m<sup>2</sup>/día, y en la zona Norte es de 4,8 kWh/m<sup>2</sup>/día (Diego & Freddy, 2019).



**Figura 13.** Irradiación solar global horizontal en Ecuador en el año 2019

Haciendo un resumen de los datos de radiación solar global horizontal para el cantón Zapotillo, se obtiene la **Tabla 5** donde se registra el promedio final de los mapas antes mencionados.

**Tabla 5.** Promedio de radiación solar en el cantón Zapotillo.

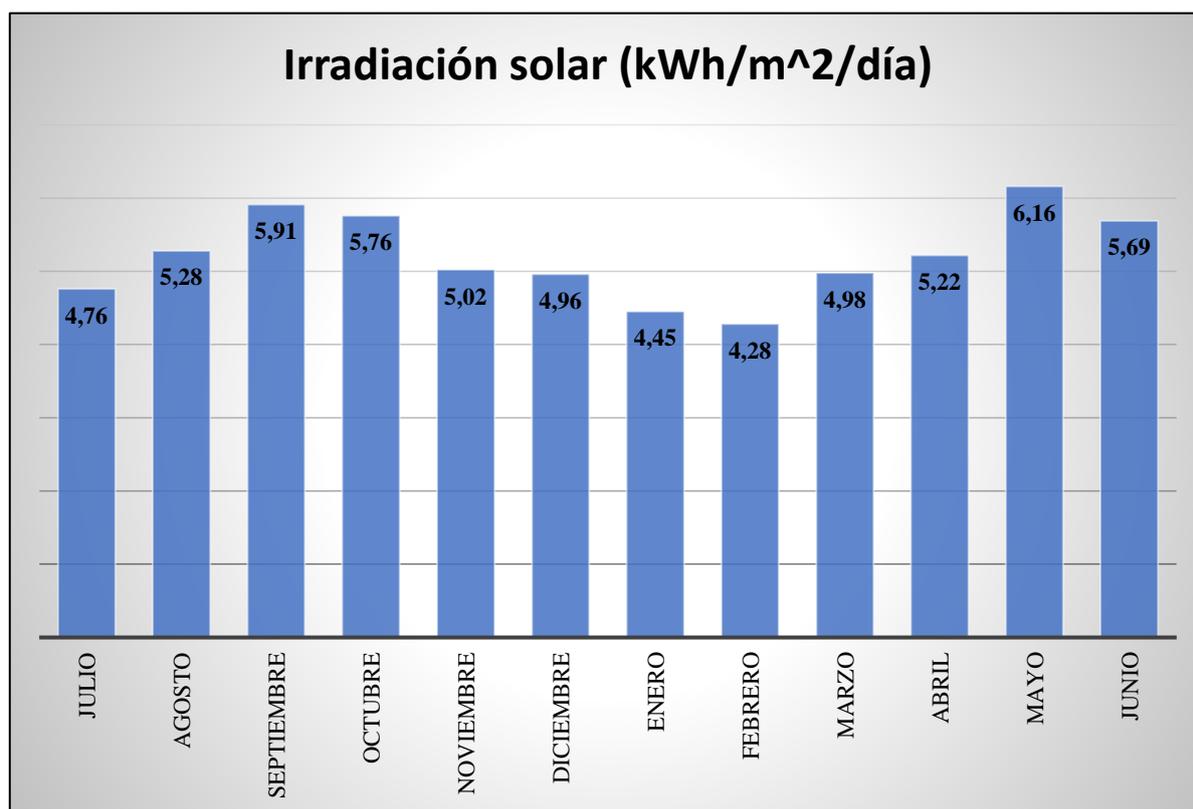
<b>Irradiación solar global en el norte y sur del cantón Zapotillo</b>				
FUENTE	Zapotillo (kWh/m <sup>2</sup> /día)		Promedio (kWh/m <sup>2</sup> /día)	
	Norte	Sur	Norte	Sur
Atlas: CONELEC 2 008	5,4	5,7	5,1	5,55
Atlas: Scinergy 2 019	4,8	5,4		

La Universidad Nacional de Loja (UNL) dispone de estaciones meteorológicas que registran datos de la radiación solar global y otras variables cada 5 minutos, además de contar con mapas solares nacionales. En este estudio, se utilizan los datos obtenidos de la estación meteorológica “Vivero Zapotillo 50 004”, que fue repotenciada en agosto de 2 020, como se detalla en la **Tabla 6**.

**Tabla 6.** Datos de la estación Meteorológica “Vivero Zapotillo 50004”

<b>Irradiación solar global promedio del cantón Zapotillo VIVERO ZAPOTILLO 50004</b>			
<b>AÑO 2023</b>		<b>AÑO 2024</b>	
<b>MES</b>	<b>(kWh/m<sup>2</sup>/día)</b>	<b>MES</b>	<b>(kWh/m<sup>2</sup>/día)</b>
JULIO	4,76	ENERO	4,45
AGOSTO	5,28	FEBRERO	4,28
SEPTIEMBRE	5,91	MARZO	4,98
OCTUBRE	5,76	ABRIL	5,22
NOVIEMBRE	5,02	MAYO	6,16
DICIEMBRE	4,96	JUNIO	5,69
Promedio de 1 año:		<b>5,21 kWh/m<sup>2</sup>/día</b>	

A continuación, se detalla en la **Figura 14**, los meses desde julio hasta diciembre del año 2023 y los meses desde enero hasta junio del año 2024, dando así los datos de un año de irradiación solar.



**Figura 14.** Irradiación solar en el cantón Zapotillo

## 6.2 Ponderación de sitios

Se tomó varios parámetros a evaluar para la ponderación del sitio a efectuar el proyecto, entre los principales se tiene:

- a) **Nivel de Radiación (kWh/m<sup>2</sup>/día):** Este parámetro se refiere a la radiación global promedio anual en la zona donde se encuentra el terreno seleccionado. La eficiencia del sistema fotovoltaico depende de este factor. En un estudio preliminar, se eligió la zona sur del cantón Zapotillo como área con radiación homogénea, y debido a que la estación meteorológica se encuentra cerca del centro de esta región, la radiación solar fue inicialmente considerada como un punto aparte, en contraste con el 36,3 % asignado en el estudio de Gutiérrez et al. (2018).
- b) **Cercanía a la red eléctrica (20 %):** Dado que el objetivo del proyecto es vender energía a la red eléctrica, construir la planta cerca de la red existente permitirá ahorrar costos de transporte de energía y líneas de transmisión.
- c) **Conveniencia geográfica (20 %):** Este parámetro evalúa el grado de irregularidad del terreno, incluyendo cualquier deformación que requiera maquinaria, así como la inclinación y la accesibilidad en automóvil.
- d) **Nivel de biodiversidad (20 %):** Se busca que el proyecto sea lo más amigable posible con el medio ambiente. Por lo tanto, mientras más desértico y menos biodiverso sea el terreno, menor será el impacto ambiental local causado por la instalación.
- e) **Servicio de agua (10 %):** La disponibilidad de agua es crucial para la limpieza de los paneles fotovoltaicos y la prevención de incendios, entre otros factores, lo que hace indispensable el acceso a alguna fuente de agua en la planta.
- f) **Precio de compra (30 %):** Este criterio se refiere al costo mínimo por metro cuadrado de terreno. Se considera que la planta tendrá una vida útil de al menos 20 años, y según la Regulación No. ARCONEL 003/18 (ARCONEL., 2018a), las plantas solares privadas conectadas a la red deben estar situadas en terrenos propiedad del mismo dueño, por lo que la compra del terreno es un aspecto clave del proyecto.

En un estudio reciente de Falco Cerchiai (2023), detalla una matriz ponderada para la ubicación más favorable una planta solar en el cantón Zapotillo, detallada en la **Tabla 6**.

**Tabla 7.** Matriz ponderada. Obtención del lugar más adecuado para la planta.

LUGAR	Zapotillo y La ceiba	Limones y La ceiba	Próximo a La ceiba	Próximo a Zapotillo	Próximo a Limones	Ponderación
Cerca de una red eléctrica	20	15	20	20	15	20%
Geografía y accesibilidad	20	15	20	20	15	20%
Bajo nivel de biodiversidad	20	10	20	20	20	20%
Agua cerca o disponible	10	5	10	10	10	10%
Precio por m <sup>2</sup>	25	30	20	20	25	30%
<b>TOTAL</b>	<b>95</b>	<b>75</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>85</b>	<b>100%</b>

La matriz ponderada indica que el área entre el pueblo de Zapotillo y La Ceiba es la más adecuada para llevar a cabo este proyecto.

Una vez realizado el emplazamiento del lugar en función de la radiación en el cantón Zapotillo, se procede al cálculo fotovoltaico.

### 6.3 Sistema fotovoltaico

La potencia que se desea instalar define la cantidad de módulos necesarios. Por lo tanto, es esencial dividir la potencia de instalación requerida entre la potencia del módulo elegido. En Ecuador, las tecnologías más comunes, como los módulos monocristalinos y policristalinos, ofrecen una variedad de potencias.

#### 6.3.1 Selección del módulo fotovoltaico

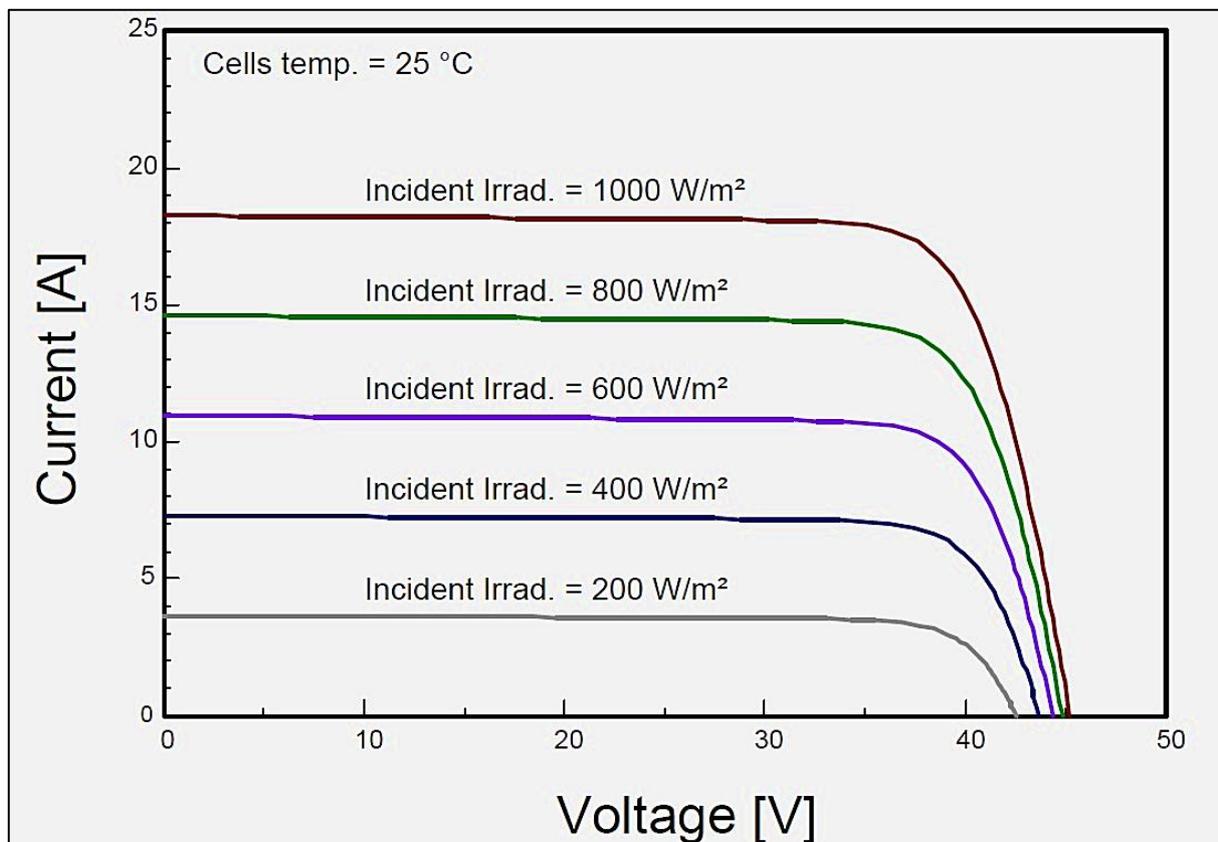
Para este caso, en la **Tabla 8** se detalla los datos característicos de panel fotovoltaico seleccionado.

**Tabla 8.** Datos del módulo ZNSHINESOLAR

TIPO DE MÓDULO	ZXMS – TPLDD132	
	STC	NOCT
Potencia nominal (P <sub>máx</sub> )	670 Wp	503,60 Wp
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -VMPP (V)	38,5 V	35,90 V
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -IMPP (A)	17,41 A	14,03 A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	46 V	43,20 V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	18,47 A	14,91 A
Eficiencia del módulo (%)	21,57 %	
Temperatura de operación (°C)	-40 °C ~+ 85 °C	
Tensión máxima del sistema	1500 V DC (IEC)	
Valores máximos recomendados de los fusibles	35 A	
Tolerancia de potencia	0~+3 %	
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0.34 %/°C	

Coefficiente de temperatura de VOC	-0.29 %/°C
Coefficiente de temperatura de ISC	0.05 %/°C
Temperatura operacional nominal de célula (NOCT)	43 ± 2 °C
Dimensiones	(2384x1303x30) mm

En la **Figura 15** se representa la curva V-I del panel solar seleccionado, mismo que es una representación gráfica, donde se muestra la relación entre el voltaje (V) generado por el panel y la corriente (I) que produce bajo diferentes condiciones de iluminación y temperatura. Esta curva es esencial para entender el rendimiento del panel y cómo se comportará en diferentes situaciones de carga.



**Figura 15.** Curva V-I del panel fotovoltaico de 670 W

En la **Figura 16** se muestra las curvas P-I (Potencia-Corriente) del panel fotovoltaico (FV) de 670 Wp seleccionado, donde muestra una representación gráfica que genera la relación entre la potencia (P) que produce el panel y la corriente (I) emanada en diferentes condiciones de operación. Esta curva es fundamental para entender cómo el panel se comporta bajo diversas condiciones de carga y radiación solar.

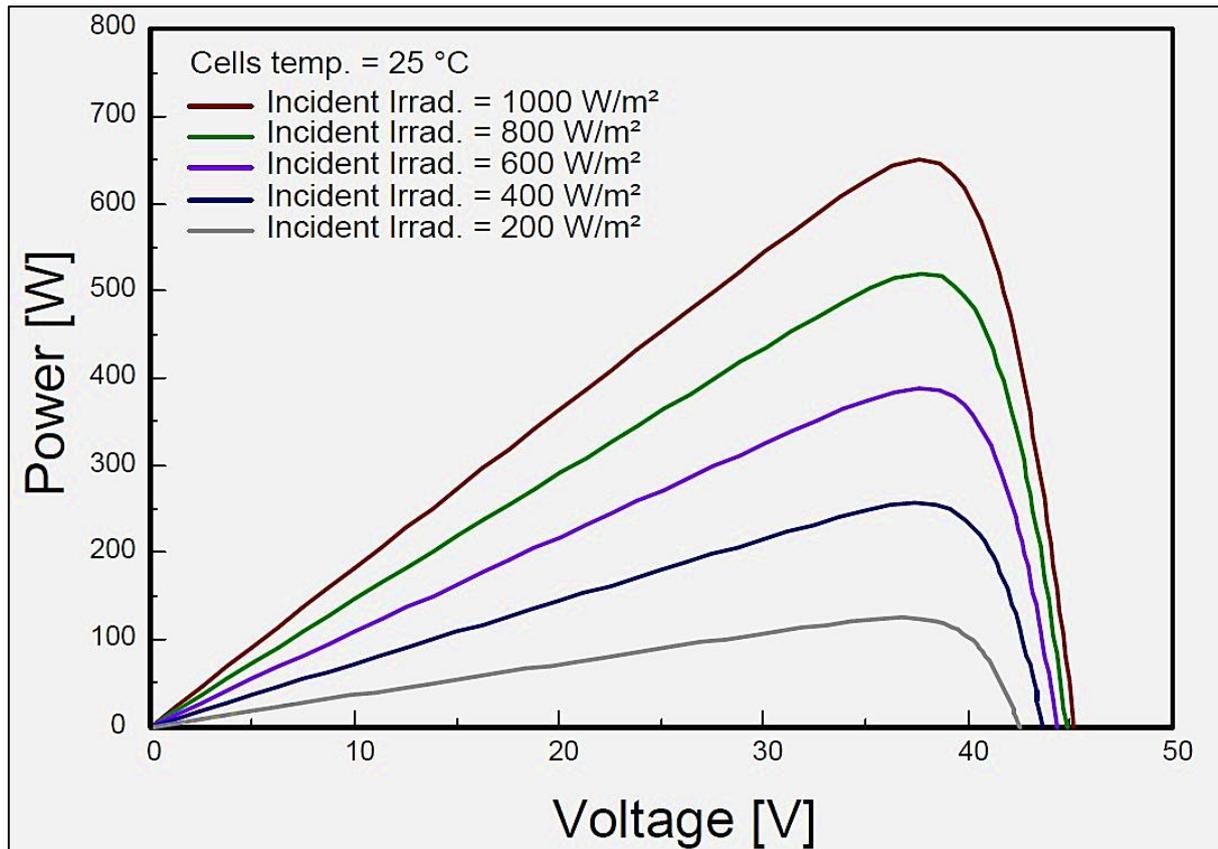


Figura 16. Curva V-P del panel fotovoltaico de 670 Wp

### 6.3.2 Cálculo del número total de paneles solares

Para calcular el número de paneles solares, se debe tener la demanda diaria, en este caso es de 3 MW de potencia que se quiere generar mediante este sistema. Además, se debe considerar la hora pico solar (HSP) del lugar donde se va a implementar el sistema, en este caso, en el cantón Zapotillo con una irradiancia promedio de 5,21 kWh/m<sup>2</sup>/día.

Por lo tanto, la demanda diaria se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$D_d = 3\,000 \text{ kW} * \frac{5,21 \text{ h}}{\text{día}}$$

$$D_d = 15\,630 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

Así mismo, para determinar la potencia diaria se realiza el siguiente calculo:

$$P_{dm} = \frac{D_d * 1\,000}{\text{HSP}}$$

$$P_{dm} = \frac{(3\,000 \text{ kW})(1\,000)}{5,21 \text{ kWh/m}^2/\text{día}}$$

$$P_{dm} = 300\,000 \text{ Wp}$$

Es importante considerar las pérdidas en el inversor y las cargas futuras al añadir nuevos equipos eléctricos. Por lo tanto, la potencia requerida del sistema fotovoltaico se multiplica por un factor de reserva del 30%:

$$P_{max} = 300\,000 * 1,3$$

$$P_{max} = 3\,900\,000 \text{ Wp}$$

Al dividir la capacidad de la planta para la capacidad nominal de los módulos se obtiene el número de paneles fotovoltaicos:

$$N_m = \frac{P_p}{P_m}$$

$$N_m = \frac{(3\,900) \text{ kW}}{(0,670) \text{ kW}}$$

$$N_m \cong 5\,820$$

### 6.3.3 Superficie del sistema fotovoltaico

Bajo la siguiente ecuación se determina la superficie total que ocupa el sistema fotovoltaico que ocupan los paneles instalados.

$$S_{total} = N_p \times A$$

$$S_{total} = (5\,820) \text{ m} \times (2,384 \times 1,303) \text{ m}$$

$$S_{total} = 18\,079 \text{ m}^2$$

### 6.3.4 Selección del inversor

Para la correcta selección del inversor, se debe considerar la potencia pico de la instalación, misma que debe de ser cercana a la potencia del inversor.

$$P_{max\_sist\_FV} = P_{pico} \times N$$

$$P_{max\_sist\_FV} = (670 \text{ Wp} \times 5\,820)$$

$$P_{max\_sist\_FV} = 3\,899\,400 \text{ W}$$

Posterior, se calcula la potencia del inversor, considerando un factor de seguridad de 1,2, a través de la siguiente ecuación:

$$P_{inv} = P_{max\_sist\_FV} \times 1,2$$

$$P_{inv} = 3\,899\,400 \text{ W} \times 1,2$$

$$P_{inv} = 4\,679\,280 \text{ W}$$

La correcta selección del inversor asegurará que el sistema fotovoltaico opere de manera eficiente, maximizando la producción de energía y optimizando el retorno de la inversión. Para ello, en la **Tabla 9** se encuentra los datos característicos del inversor.

**Tabla 9.** Datos característicos del inversor

<b>Marca: Sunny Central / Modelo: 1000CP XT</b>	
Dimensiones ancho/alto/largo	2 562 / 2 272 / 956 mm
Peso protección	1 900 kg
<b>Entrada DC</b>	
Máxima potencia	1 122 kW
Máxima corriente	1 635 A
Máxima tensión DC	1 000 V/688 V nominal
<b>Salida AC</b>	
Número de fases	3/3
Potencia nominal AC a 25 °C / 40 °C / 50 °C	1 100 KVA / 1 000 KVA / 900 KVA
Tensión máxima AC	405 V
Frecuencia de salida	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz o 63 Hz
Factor de potencia	1 / 0,9
Corriente máxima AC por fase	1 568 A

Se realizó la disposición del sistema fotovoltaico, tomando en cuenta las características del inversor y el panel fotovoltaico. Se definieron la cantidad de módulos en serie y en paralelo, así como la inclinación y la distancia entre ellos.

### 6.3.5 Número de módulos conectados en serie

La cantidad de paneles conectados en serie se estableció en función de la relación entre el voltaje nominal de entrada del inversor y el voltaje nominal de los módulos.

$$N_s = \frac{V_1}{V_m}$$

$$N_s = \frac{688 V}{38,5}$$

$$N_s \cong 18$$

Se ubican 18 paneles solares en serie, obteniendo así un voltaje nominal de trabajo de 693 V.

### 6.3.6 Número de módulos conectados en paralelo.

Las ramas en paralelo que trabajará la instalación se obtienen a través de la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{P_i}{N_s \times P_p}$$

$$N_p = \frac{3\,900\,000\text{ W}}{18 \times 670\text{ W}}$$

$$N_p \cong 324$$

### 6.3.7 Distancia mínima entre paneles

La inclinación  $\beta$  de los paneles fotovoltaicos en el cantón Zapotillo (aproximadamente  $4^\circ$  de latitud Sur), orientados hacia el Norte, se determina utilizando la ecuación correspondiente.

$$\beta = 3,7 + 0,69 \times 4^\circ$$

$$\beta = 6,46^\circ$$

Para evitar que los paneles se bloqueen entre sí en ningún momento, se calcula el ángulo de sombra cuando el sol alcanza su máxima declinación, lo cual ocurre durante el solsticio y equivale a  $23,45^\circ$ .

$$\rho = 90^\circ - (23,45^\circ + 4^\circ)$$

$$\rho = 62,55^\circ$$

Dado que el ancho del arreglo fotovoltaico  $L$  es igual a la longitud de 2 paneles según el diseño inicial, se procede a calcular la distancia mínima entre los paneles (de cresta a cresta) utilizando la ecuación correspondiente.

$$D_{\min} = (2 * 2,562\text{m} + 0,01\text{m}) * \left( \cos(6,46) + \frac{\text{sen}(6,46)}{\tan(62,55^\circ)} \right)$$

$$D_{\min} = 5,40\text{m}$$

Para determinar la energía anual producida por la planta de 3 MW en el cantón Zapotillo, se sigue el siguiente procedimiento:

$$E_g = E_n * \text{HSP} * \eta$$

$$E_g = 3\text{ MW} * (5,21\text{ kWh/m}^2/\text{d})(365\text{ d/año}) * (0,85)$$

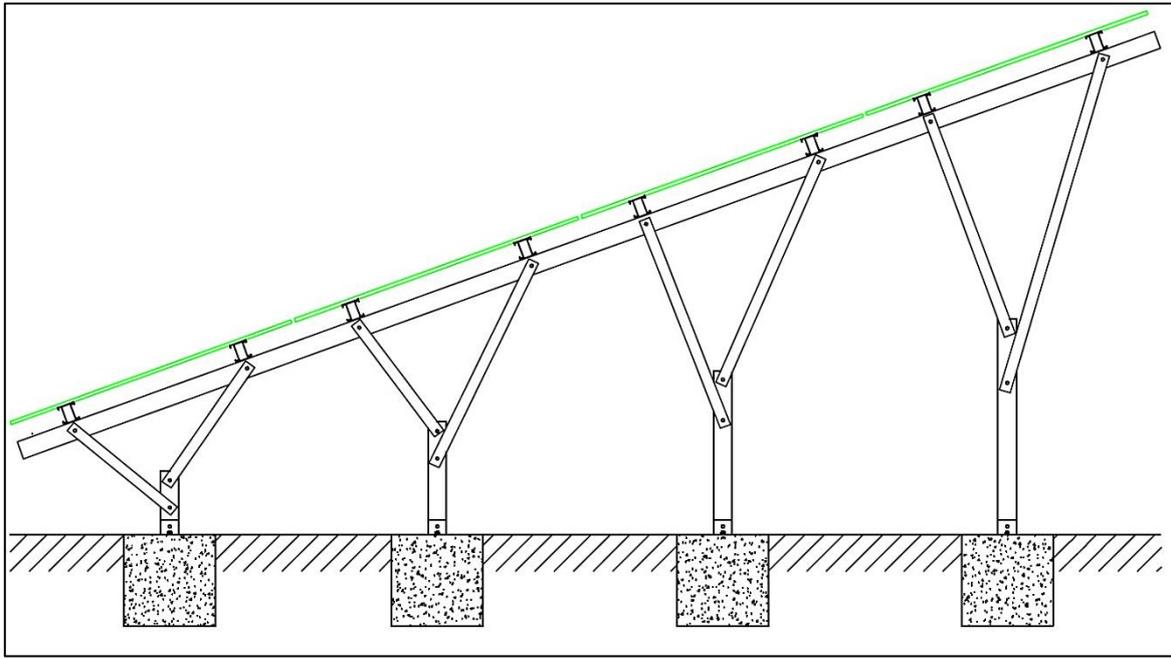
$$E_g = 4\,849,96\text{ MWh/año}$$

Seguidamente, ya teniendo la energía producida anualmente, procedemos a determinar el factor de planta del sistema propuesto:

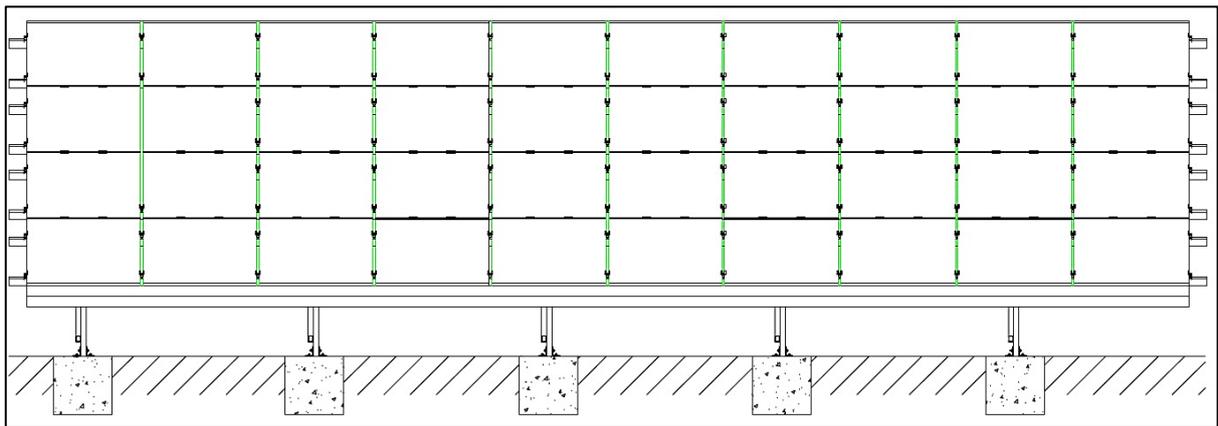
$$f_p = \frac{E_g}{E_n * H}$$

$$f_p = \frac{4\,849,21\text{ MWh/año}}{3\text{ MW} * 8\,760\text{ h/año}}$$

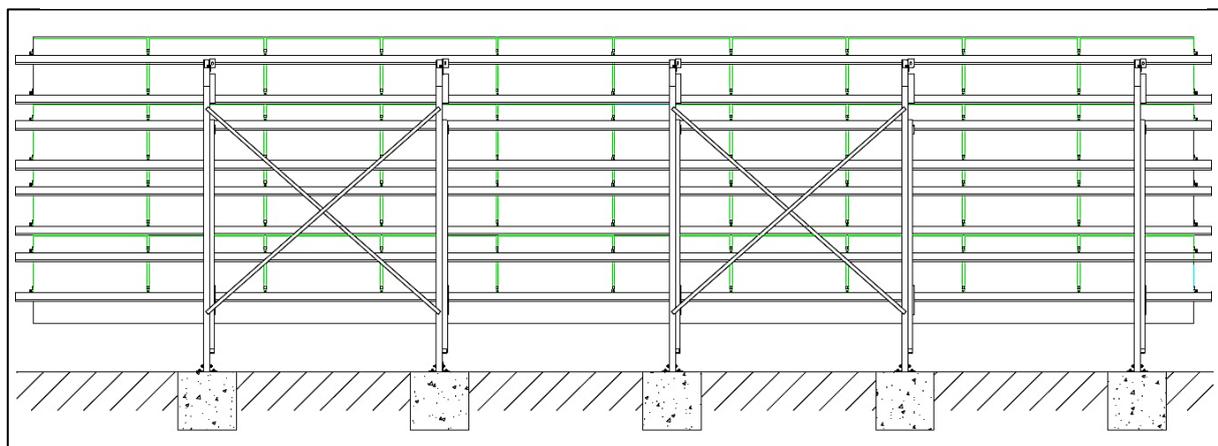
$$f_p = 18,5\%$$



**Figura 18.** Vista lateral



**Figura 19.** Vista frontal



**Figura 17.** Vista posterior

### 6.3.8 Protecciones

Para proteger tanto los equipos de la planta como a las personas involucradas, se emplearán los elementos especificados en la Regulación No. ARCONEL-042-18 (ARCONEL., 2018a), como se detalla en la sección de protecciones del marco teórico.

Entre las protecciones más comunes que deben incluirse en estas instalaciones se encuentran:

- **Interruptor general:** Dispositivo que permite desconectar el suministro eléctrico de toda la instalación en situaciones de emergencia.
- **Interruptor seccionador:** Se emplea para interrumpir el circuito eléctrico de un módulo o una sección del sistema fotovoltaico.
- **Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias:** Instalados en la entrada del sistema, protegen los equipos eléctricos y electrónicos de posibles sobretensiones provenientes de la red.
- **Interruptor diferencial:** Su función es proteger a las personas de descargas eléctricas en caso de fallos en el aislamiento.
- **Protección contra sobrecargas y cortocircuitos:** Dispositivos como interruptores automáticos o fusibles se usan para prevenir daños en los equipos eléctricos.
- **Aislamiento galvánico con la red:** Cumpliendo con la norma IEEE 80 std - 2000, se utilizará un transformador WEG con aislamiento galvánico como separación de la red. Este transformador, con configuración en triángulo en MT y estrella en BT, posee su propio terminal neutro en BT, separado del neutro-tierra de la red. En la parte de BT de la planta, tanto en CC como en CA, los terminales neutros se conectarán a tierra únicamente mediante dispositivos SPD CC/CA, minimizando el riesgo de cerrar el circuito entre las fases de la instalación y tierra.
- **Protecciones para interconexión con la red en media tensión (MT):** En la instalación de protecciones en MT, se cumplirán las normas técnicas establecidas por la EERSSA para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales (EERSSA, 2012).

### 6.4 Viabilidad económica del proyecto.

Para evaluar los costos y determinar el posible período de recuperación de la inversión necesaria para la instalación y operación de un sistema de autoabastecimiento de energía eléctrica, se realizó un análisis económico. Este análisis incluyó el cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE) y del tiempo de recuperación de la inversión, desglosando los costos de operación, los costos de los materiales que compondrán el sistema fotovoltaico, así como los costos facturados por kWh al año.

### 6.4.1 Costo de materiales e instalación fotovoltaica

Después de diseñar el sistema fotovoltaico, se solicitaron cotizaciones a diversos proveedores en el país. Tras analizar estas ofertas, se seleccionó la que mejor se ajustaba a las necesidades del diseño del sistema. En la **Tabla 10** se detallan los costos de los componentes y la instalación del sistema.

**Tabla 10.** Costos de materiales para el sistema fotovoltaico

Descripción	Unidades	Precio Unitario	Precio U incluido IVA	Total
JINKO SOLAR Tiger Pro JKM405M-54HL	5 820	225,02	225,02	1 309 616,4
Sunny Central 1000CP XT	3	88 520	99 142,4	297 427,2
Fronius Irradiation sensor	1	245	274,4	274,4
Fronius Sensor Box Fronius IG	1	624	698,88	698,88
MO016 Fronius Smart Meter US-240V	1	710	785,2	785,2
MO064 Split-Core AC Current sensor SCT - 1250-100 <sup>a</sup> -38mm	3	93,56	104,78	314,34
ESO31 Estructura en aluminio para montar sobre losa plana	1	400 000	448 880	448 880
KT001 Cableado y protecciones totales	1	147 930,15	165 681,768	165 681,768
IN001 Instalación y puesta en marcha: diseño eléctrico, elaboración de planos y esquemas	1	130 000	145 600	145 600
Terreno	1	35 459	39 714,08	39 714,08
Maquinaria para terraplan	1	37 141,50	41 598	41 598,48
Maddox Transformer 3500-4000 KVA	1	80 000	89 600	89 600
			<b>TOTAL_1</b>	<b>2 539 310,748</b>

En un proyecto fotovoltaico (FV) de 3 MW, además de los costos de los equipos principales como paneles solares, inversores, transformadores, cableado, estructuras y protecciones, existen otros factores clave que generan gastos. En la **Tabla 11** se detalla los principales:

**Tabla 11.** Gastos adicionales para el proyecto de 3MW

<b>Descripción de los gastos</b>	<b>Costo (USD)</b>
Estudios de viabilidad técnica y económica	25000
Estudios ambientales y permisos	16000
Instalación de paneles y componentes	300000
Ingeniería y supervisión técnica	75000
Subestación y línea de transmisión	150000
Mantenimiento regular	75000
Monitoreo y control	12000
Consultorías legales	25000
<b>TOTAL_2</b>	<b>678 000</b>

Por lo tanto, para el proyecto FV de 3 MW en el cantón Zapotillo, se detalla el costo total en la **Tabla 12**, sumando los costos de equipos, como otros factores principales que se requiere en la implementación del proyecto:

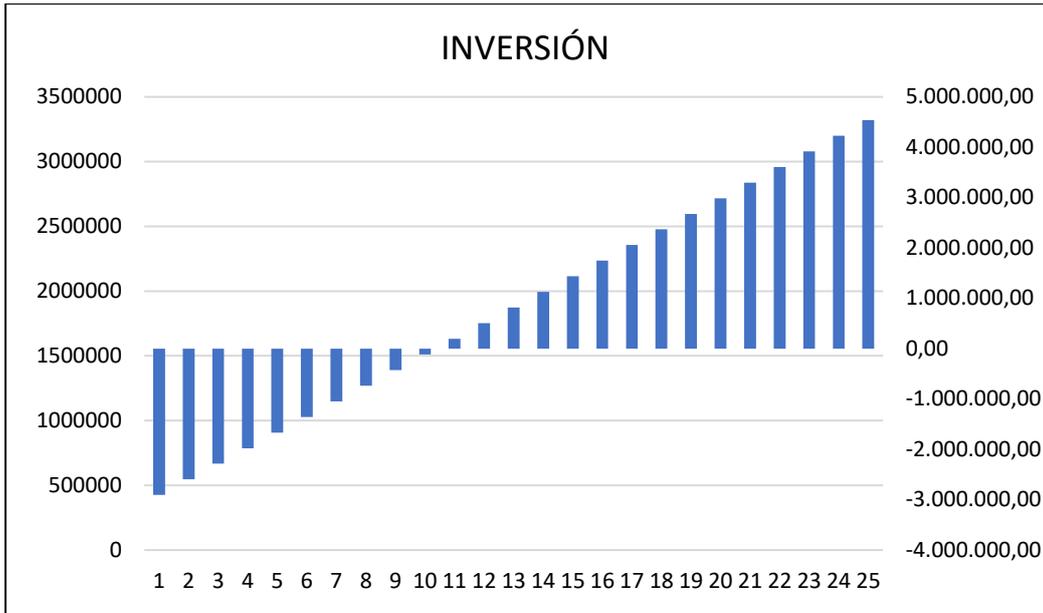
**Tabla 12.** Costo total del proyecto de 3 MW

TOTAL_1	2 539 310,748
TOTAL_2	678 000
<b>Costo total del proyecto</b>	<b>3 217 310,75</b>

A continuación, se detalla en la **Tabla 13** el cálculo de los costos del sistema fotovoltaico para el proyecto de 3 MW en el cantón Zapotillo

**Tabla 13.** Cálculo de costos de sistema FV

<b>Inversión [USD]</b>	3.217.310,75	<b>Vida Útil del Proyecto:</b>		25 años	<b>Tasa de Interés Anual:</b>	8,33 %
<b>Periodo</b>	<b>Ingreso [USD]</b>	<b>Egreso [USD]</b>		<b>Valor Capitalizado (FC) [USD]</b>	<b>Valor Actual [USD]</b>	
0		Valores Terceros	OM&A	- 3.217.310,75	-3.217.310,75	
1	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-2.907.019,23	
2	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-2.596.727,72	
3	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-2.286.436,21	
4	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-1.976.144,69	
5	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-1.665.853,18	
6	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-1.355.561,66	
7	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-1.045.270,15	
8	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-734.978,64	
9	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-424.687,12	
10	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	-114.395,61	
11	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	195.895,91	
12	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	506.187,42	
13	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	816.478,93	
14	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	1.126.770,45	
15	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	1.437.061,96	
16	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	1.747.353,48	
17	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	2.057.644,99	
18	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	2.367.936,50	
19	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	2.678.228,02	
20	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	2.988.519,53	
21	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	3.298.811,05	
22	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	3.609.102,56	
23	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	3.919.394,07	
24	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	4.229.685,59	
25	343.330,00	25738,49	7300,00	310.291,51	4.539.977,10	
			TIR	8,34%		
			VAN	3.705,52		
			PRI	10,37		



**Figura 20.** Análisis financiero del sistema Fotovoltaico.

Después de estimar el ahorro anual del sistema fotovoltaico, se procede a calcular la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) del sistema. Esto se hace con el propósito de evaluar en cuánto tiempo se recuperará la inversión inicial y cuándo comenzará a generar beneficios.

#### 6.4.2 Valor actual neto

El valor actual neto se calcula a partir de la ecuación, teniendo en cuenta los siguientes datos:

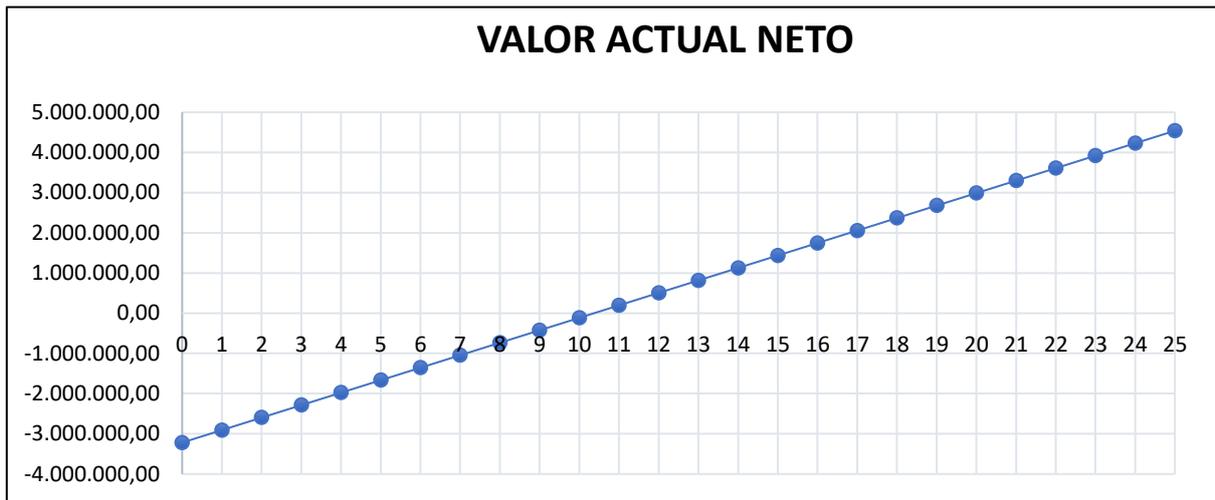
- Tasa de interés: 8,33
- Inversión inicial: 3217310,75
- Tiempo: 25 años

$$VAN = -I_o + \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+r)^n}$$

**Tabla 14.** Valor Actual Neto del sistema fotovoltaico

Periodo	Valor Actual [USD]
0	-3.217.310,75
1	-2.907.019,23
2	-2.596.727,72
3	-2.286.436,21
4	-1.976.144,69
5	-1.665.853,18
6	-1.355.561,66
7	-1.045.270,15
8	-734.978,64
9	-424.687,12
10	-114.395,61
11	195.895,91
12	506.187,42
13	816.478,93
14	1.126.770,45
15	1.437.061,96
16	1.747.353,48
17	2.057.644,99
18	2.367.936,50
19	2.678.228,02
20	2.988.519,53
21	3.298.811,05
22	3.609.102,56
23	3.919.394,07
24	4.229.685,59
25	4.539.977,10

Como se muestra en el gráfico de la **Figura 21**, el valor actual neto del sistema fotovoltaico se convierte en positivo, lo que sugiere que el proyecto es viable y que la inversión se recuperará al final del año 11.

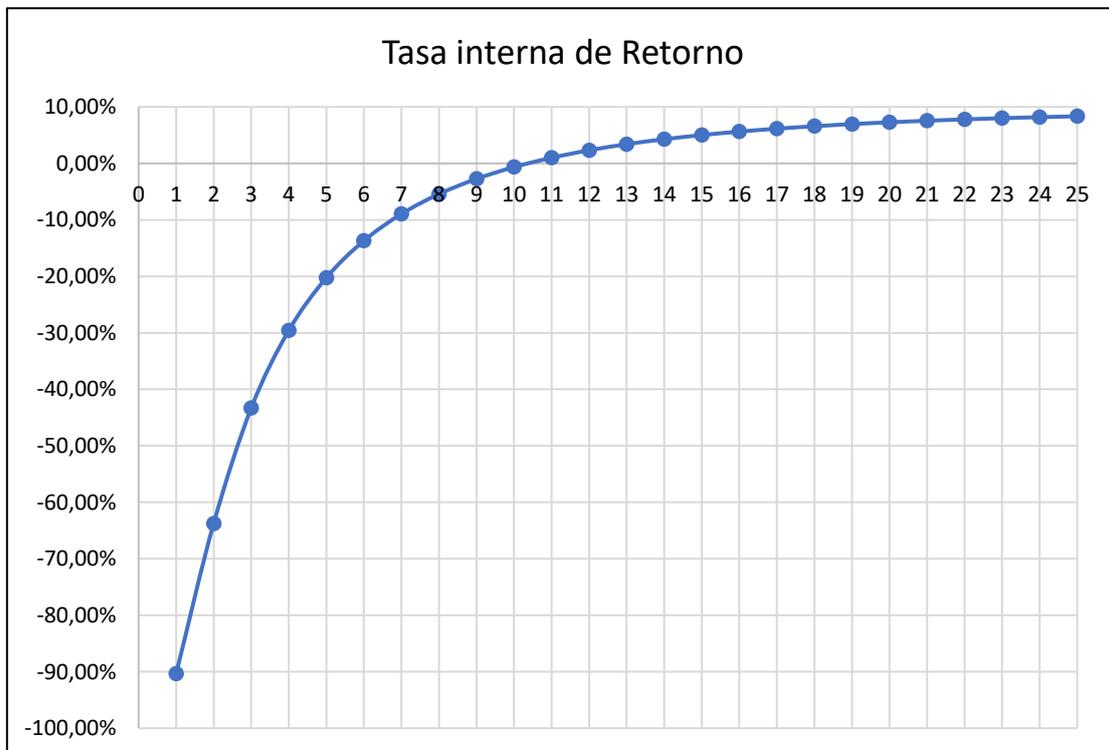


**Figura 21.** Valor actual neto del sistema fotovoltaico.

### 6.4.3 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno (TIR) refleja la rentabilidad de un proyecto y, además, es la tasa de descuento que iguala el valor actual neto (VAN) a cero. La fórmula para calcularla es la siguiente:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$



**Figura 22.** Tasa Interna de Retorno para el sistema fotovoltaico.

## **6.5 Procedimiento legal para obtener la concesión del proyecto.**

Para conocer los requisitos para instalar una planta fotovoltaica (FV) > 1 MW en Ecuador, es importante revisar la regulación establecida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) y otras entidades gubernamentales relevantes. Entre los principales requisitos se tiene:

### **6.5.1 Permisos de Generación y Conexión**

**Autorización de Generación:** Se debe obtener una autorización para generar electricidad con energía solar. Este permiso es otorgado por la ARCERNNR.

**Permiso de Conexión:** Es necesario tener el permiso de conexión a la red eléctrica. La empresa eléctrica que opera en la zona debe aprobar la conexión de la planta a la red.

### **6.5.2 Estudio de Impacto Ambiental**

Es obligatorio realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y obtener una Licencia Ambiental para proyectos mayor a 1 MW. Este estudio debe ser aprobado por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica de Ecuador.

El EIA debe abordar temas como el impacto en la biodiversidad, el uso de suelo, y la gestión de residuos.

### **6.5.3 Planificación y Licencias Municipales**

**Uso de Suelo:** Se debe obtener la aprobación para el uso del suelo donde se instalará la planta, en cumplimiento con la normativa local y nacional.

**Licencias Municipales:** Dependiendo de la ubicación, se podría necesitar permisos adicionales del municipio local.

### **6.5.4 Contratos de Compra de Energía (PPA)**

Se debe negociar y firmar un contrato de compra de energía (PPA) con la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) o con la distribuidora eléctrica local. Este contrato especifica el precio, términos y condiciones bajo los cuales la energía generada será comprada.

### **6.5.5 Estudios Técnicos**

**Estudio de Conexión:** Un estudio técnico que evalúe la capacidad de la red para soportar la nueva planta y asegure que no afectará la estabilidad del sistema.

**Estudios de Producción:** Proyecciones sobre la cantidad de energía que la planta producirá.

### **6.5.6 Garantías Financieras**

Se requiere presentar garantías financieras que cubran posibles costos de conexión y asegurar el cumplimiento del proyecto.

### **6.5.7 Regulación Técnica y Normativa**

Es importante cumplir con las normas técnicas establecidas por la ARCERNNR para la instalación y operación de plantas solares.

**Normas de Seguridad:** La planta solar debe cumplir con las normativas de seguridad tanto laboral, como eléctrica.

### **6.5.8 Procedimientos**

**Presentación de Solicitudes:** Presenta una solicitud formal a la ARCERNNR con toda la documentación requerida, incluyendo estudios técnicos, ambientales, y financieros.

**Evaluación Técnica y Legal:** La ARCERNNR y otras entidades evaluarán la solicitud para asegurar que se cumple con todos los requisitos legales, técnicos y ambientales.

**Audiencias Públicas:** Dependiendo de la magnitud del proyecto, se podría estar obligado a realizar audiencias públicas para informar y recibir retroalimentación de la comunidad.

### **6.5.9 Aprobación y Emisión de Licencias**

Si todos los requisitos son cumplidos, la ARCERNNR emitirá las licencias necesarias para que puedas iniciar la construcción y operación de la planta.

**Normativa Clave:** Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Reglamento de la ARCERNNR sobre generación eléctrica con fuentes renovables.

Normativa ambiental vigente del Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica.

## 7. Discusión

El presente proyecto fotovoltaico de 3 MW tiene como objetivo principal analizar los resultados obtenidos a lo largo del estudio técnico, económico y legal, estableciendo una reflexión crítica sobre los hallazgos, implicaciones y posibles mejoras. Este análisis es fundamental para determinar la viabilidad y sostenibilidad del proyecto dentro del marco regulatorio y económico actual del sector energético.

El diseño técnico del sistema fotovoltaico ha demostrado que la capacidad instalada de 3 MW es adecuada para cubrir las necesidades energéticas del proyecto y generar un excedente significativo. Sin embargo, se debe considerar los factores climáticos y geográficos que pueden afectar la eficiencia del sistema, como la variabilidad de la radiación solar, la temperatura ambiente, y las posibles sombras proyectadas en los paneles solares.

La elección de paneles solares y equipos auxiliares de alta eficiencia es crítica para maximizar la producción energética y minimizar las pérdidas. Se le da relevancia al emplear tecnologías emergentes, como los módulos bifaciales o los sistemas de seguimiento solar, y su impacto potencial en el rendimiento y costos del proyecto.

El análisis del desempeño energético muestra que el proyecto podría alcanzar un factor de capacidad satisfactorio, pero se debe reflexionar sobre la incertidumbre en las proyecciones de generación debido a fenómenos meteorológicos inesperados o degradación del equipo con el tiempo. La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía puede ser discutida como una estrategia para mejorar la estabilidad y la capacidad de respuesta del sistema.

El estudio económico indica que la inversión inicial es significativa, pero la tasa interna de retorno (TIR) y el período de recuperación son atractivos bajo el escenario proyectado. No obstante, es crucial discutir los riesgos asociados a fluctuaciones en los costos de los componentes, cambios en las tasas de interés y las variaciones en los precios de la energía, que podrían afectar la rentabilidad a largo plazo.

El financiamiento del proyecto podría involucrar una combinación de capital propio, préstamos y potencialmente subvenciones o incentivos gubernamentales. Así mismo, la estructura óptima de financiamiento que minimice el costo del capital y maximice el retorno sobre la inversión. Además, es importante evaluar el impacto de la dependencia del financiamiento externo y las posibles condiciones que puedan imponer los financiadores.

El análisis de sensibilidad es fundamental para entender cómo las variaciones en los supuestos económicos (como la inflación, costos operativos, o tarifas de energía) pueden afectar la viabilidad económica del proyecto. Esto permite a los responsables del proyecto prepararse para escenarios adversos y adoptar estrategias de mitigación de riesgos.

El proyecto está enmarcado dentro de un contexto regulatorio que favorece la generación de energía renovable, sin embargo, es necesario tener en cuenta las posibles incertidumbres y riesgos regulatorios, como cambios en las políticas de tarifas, incentivos fiscales, o modificaciones en las normativas de conexión a la red. También se debe considerar la duración y complejidad del proceso de obtención de la concesión por parte del Ministerio de Energía, y cómo esto podría influir en los plazos de ejecución del proyecto.

La obtención de la concesión es un proceso complejo que implica cumplir con varios requisitos técnicos, financieros y legales. Es crucial discutir cómo la capacidad del proyecto para cumplir con estos requisitos puede afectar su viabilidad. Además, es relevante considerar la posibilidad de futuras revisiones o auditorías por parte de las autoridades, y cómo esto podría impactar las operaciones del proyecto.

Estos aspectos revelan la complejidad y los desafíos asociados con la implementación de un proyecto fotovoltaico de 3 MW para concesión. Aunque el proyecto es técnicamente viable y presenta una oportunidad económica interesante, su éxito depende en gran medida de la gestión efectiva de los riesgos técnicos, económicos y legales identificados. Es esencial que se continúe evaluando y refinando el proyecto en función de los cambios en el entorno regulatorio y del mercado, para asegurar su viabilidad a largo plazo.

Esta discusión proporciona una base sólida para la toma de decisiones informadas y el desarrollo de estrategias que permitan la implementación exitosa del proyecto en consonancia con los objetivos energéticos y ambientales del país.

## 8. Conclusiones

Los resultados obtenidos en este trabajo de titulación, nos permiten llegar a una serie de conclusiones que aportan al entendimiento de la metodología técnica, económica y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el Cantón Zapotillo. Y ofrecen nuevas perspectivas para las energías renovables y ser aprovechadas al máximo en la región sur del país. A continuación, se detallan las principales conclusiones derivadas de esta investigación:

El análisis de la radiación solar en el cantón Zapotillo, utilizando los mapas solares y la base de datos de la estación meteorológica 50 004, ha permitido obtener un valor promedio de 5,21 kWh/m<sup>2</sup>/día de radiación solar horizontal (HPS). Este valor es indicativo de un potencial solar significativo para la implementación de proyectos de generación de energía solar fotovoltaica en la región.

La radiación solar en Zapotillo se encuentra dentro de los rangos óptimos para desarrollar instalaciones solares eficientes, lo que sugiere que esta zona podría convertirse en un importante punto para el desarrollo de energías renovables en Ecuador. Además, la disponibilidad de datos fiables a través de herramientas como los mapas solares y la base de datos mencionada refuerza la viabilidad técnica de proyectos solares en esta región, contribuyendo tanto a la diversificación de la matriz energética como al desarrollo sostenible local.

El estudio de factibilidad para la instalación de un sistema fotovoltaico (FV) de 3 MW en el cantón Zapotillo, con una irradiación solar de 5,21 horas sol pico (HSP), ha permitido dimensionar una planta compuesta por 5 820 paneles solares de 670 Wp. La superficie total requerida para la instalación de estos paneles se estima en 18 079 m<sup>2</sup>.

Este análisis demuestra que la combinación de una radiación solar favorable y la tecnología disponible permite alcanzar la capacidad de generación prevista, maximizando la producción de energía solar en la región. Además, la eficiencia de los paneles de 670 Wp optimiza el uso del espacio disponible, lo que refuerza la viabilidad del proyecto desde el punto de vista técnico, así mismo, resulta también, una opción sostenible y eficiente para el aprovechamiento de la energía renovable, contribuyendo al desarrollo energético del cantón y a la reducción de la dependencia de fuentes de energía convencionales.

El análisis económico del proyecto de instalación de un sistema fotovoltaico de 3 MW en Zapotillo muestra que la inversión inicial asciende a 3 217 310,75 USD para un período de 25 años de vida útil. Con una tasa de interés del 8,33% y un precio de venta de la energía de 0,06 USD/kWh, el tiempo estimado de recuperación del capital es de 11 años.

Este escenario refleja una recuperación de la inversión en menos de la mitad del tiempo de vida útil del sistema, lo que convierte al proyecto en una inversión rentable y sostenible a largo plazo. La venta de energía a 0,06 USD/kWh permite generar ingresos suficientes para cubrir los costos operativos y financieros, además de obtener beneficios económicos una vez recuperada la inversión inicial, con un plazo de recuperación del capital razonable y un potencial significativo para generar ingresos durante la vida útil del sistema, lo que respalda su viabilidad financiera a largo plazo.

En términos legales, la obtención de una concesión para el proyecto fotovoltaico (FV) de 3 MW en el cantón Zapotillo, otorgada por el Ministerio de Energía, requiere cumplir con un conjunto de requisitos establecidos en la normativa vigente. Estos incluyen la presentación de un estudio de impacto ambiental aprobado, la evaluación técnica y económica del proyecto, y la obtención de los permisos correspondientes relacionados con la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, es necesario que el promotor del proyecto cumpla con los procedimientos de concesión establecidos en la Ley de Energía Renovable y Eficiencia Energética y el Reglamento de Generación Distribuida, que regulan la concesión de proyectos energéticos en el país. El cumplimiento de estos marcos normativos asegura que el proyecto pueda operar de manera legal y bajo las condiciones establecidas por el Estado, lo que garantiza la estabilidad jurídica y financiera de la inversión a largo plazo.

En conclusión, el proyecto FV de 3 MW en el cantón Zapotillo requiere de un proceso riguroso de cumplimiento normativo para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, lo cual asegura su viabilidad legal y su capacidad para contribuir a la matriz energética del país de manera sostenible y eficiente.

## 9. Recomendaciones

El proyecto fotovoltaico de 3 MW en el cantón Zapotillo presenta una oportunidad significativa para aprovechar los recursos solares de la región, contribuyendo al desarrollo de energías limpias y la diversificación de la matriz energética en Ecuador. Sin embargo, su éxito depende de una planificación cuidadosa y el cumplimiento de diversos aspectos técnicos, legales y financieros.

A continuación, se presentan tres recomendaciones clave que contribuirán a mejorar la viabilidad y sostenibilidad del proyecto, asegurando que se maximicen tanto los beneficios energéticos como económicos a largo plazo.

1. Optimizar el diseño y uso del espacio disponible: Dado que el proyecto requiere una superficie de 18 079 m<sup>2</sup> para los 5820 paneles solares, se recomienda realizar un estudio detallado del terreno en Zapotillo para maximizar la eficiencia del diseño, incluyendo la orientación y disposición de los paneles, asegurando la captación óptima de radiación solar y minimizando las sombras y las pérdidas energéticas.
2. Buscar mecanismos de financiamiento y apoyo estatal, debido a que el proyecto implica una inversión de 3,2 millones de USD con un período de recuperación de 11 años, se recomienda explorar opciones de financiamiento a través de créditos verdes, incentivos fiscales o asociaciones con el sector público o privado. Esto podría reducir los costos de capital y mejorar la rentabilidad del proyecto, además de contribuir a los objetivos de desarrollo sostenible del país.
3. Gestionar de manera eficiente los trámites legales y ambientales: Para asegurar la obtención de la concesión del Ministerio de Energía, es fundamental contar con una estrategia proactiva para cumplir con todos los requisitos legales y ambientales, incluyendo la obtención del estudio de impacto ambiental y la conformidad con las leyes de energía renovable. Contratar consultores especializados en el área regulatoria puede acelerar el proceso y minimizar riesgos legales.

Estas recomendaciones ayudarán a mejorar la viabilidad técnica, legal y financiera del proyecto FV en Zapotillo.

## 10. Bibliografía

- AIGUASOL. (29 de January de 2016). *Datos climáticos para cualquier lugar en la Tierra*.  
Meteonorm - Aiguasol: <https://aiguasol.coop/es/software-energia/meteonorm-7-2-datos-climaticos-globales/>
- Alvarez, D. A. (2017). Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador. *Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca*.  
<https://doi.org/https://doi.org/http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14458>
- Alvear, J. (2018). *Solar photovoltaic potential to complement hydropower in Ecuador: A GIS-based framework of analysis*. Sweden.
- Aparicio, M. P. (2020). *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo.
- ARCERNNR. (2021a). Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación. 1-39.
- ARCERNNR. (2021b). Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación. 1-46.
- ARCONEL. (2016b). *Resolución No. ARCONEL-031/16. Arconel*.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/06/031-16-Derogatoria-Regulacion-001-13.pdf>
- ARCONEL. (2019). *Resolución Nro. ARCONEL-057/18. Arconel*.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Reforma-a-la-Regulacion-Microgeneracion.pdf>
- ARCONEL. (2020). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/>
- ARCONEL. (2018a). *Resolución Nor. ARCONEL -042/18 Regulacion Nor. ARCONEL-003/18. Arconel*.  
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/042-18.pdf>
- Arreola, R. Q. (2015). Diseño, construcción y evaluación de u sistema de seguimiento solar oara un panel fotovoltaico. *Revista mexicana de ciencias agrícolas*, 6(8), 1715-1727.
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2008). *Constitución de la República del Ecuador*.  
<https://bde.fin.ec/wp-content/uploads/2021/02/Constitucionultimodif25enero2021.pdf>
- Bernal, A. J. (2006). Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain. *Renewable energy*, 31(8), 1107-1128.

- Boulmrharj, S. R.-D. (2017). Modeling and dimensioning of grid-connected photovoltaic systems. *International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2017.8477392>.
- Burger, B. &. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, 80(1), 32-45.
- Buri, L. I. (2009). *Monitoreo de las posibilidades de recursos solares y eólicos en el cantón Zapotillo de la provincia de Loja. Caso práctico en destilador solar*. Tesis de grado. Ingeniería Electromecánica-UNL.
- Burneo-Valarezo, S. D. (2016). Estudio de factibilidad en el sistema de dirección por proyectos de inversión. *Ingeniería Industrial*, 37(3), 305-312.
- CONELEC. (2008). *Consejo Nacional de Electricidad. Atlas solar del Ecuador*.
- CONELEC. (2014). *Codificación Regulación No. CONELEC – 001/13*. Arconel, 1–23.: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosRenovables4.pdf>
- Diego, V. R., & Freddy, O. (2019). *Mapa solar del Ecuador 2019*. SCINERGY.
- Dominguez Bravo, J. L. (2010). *Energías renovables y modelo energético, una perspectiva desde la sostenibilidad*.
- Dopico Castro, J. A.-G. (2010). *Economía sostenible: teoría y política*. Netbiblo.
- EERSSA. (2012). *Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales*. [http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2017/noviembre/archivos/a3/Normas\\_tecnicas\\_para\\_el\\_diseno\\_de\\_redes\\_electricas\\_urbanas\\_y\\_rurales.pdf](http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2017/noviembre/archivos/a3/Normas_tecnicas_para_el_diseno_de_redes_electricas_urbanas_y_rurales.pdf)
- EERSSA. (2020). *Geoportal EERSSA*. Empresa Eléctrica Regional del Sur S:A: <http://sig.eerssa.gob.ec/geoportalEERSSA/>
- Escobar Jaramillo, B. J. (2020). *El efecto fotoeléctrico*. <http://hdl.handle.net/20.500.11912/8007>.
- Fabara, C. (2020). Las empresas y su relación con el derecho. *Derecho Ecuador*, 4-7. <https://www.derechoecuador.com/las-empresas-y-su-relacion-con-el-derecho>
- Falco Cerchiai, L. A. (2023). *DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA UBICADO EN EL CANTÓN ZAPOTILLO; CONSIDERANDO UN CAPITAL DIVERSIFICADO*. Tesis de Grado. Universidad Nacional de Loja.
- Guerra Chávez, J. D. (2022). Propuesta de una planta fotovoltaica de 824, 86 MW en Manabí, Ecuador. *Revista Científica y Tecnológica UPSE (RCTU)*, 9(1), 85-100.

- Gutiérrez, J. V. (2018). Metodología para la localización óptima de instalaciones de energía solar fotovoltaica en la isla de Tenerife. *ResearchGate*.  
[https://www.researchgate.net/publication/330384868\\_METODOLOGIA\\_PARA\\_LA\\_LOCALIZACION\\_OPTIMA\\_DE\\_INSTALACIONES\\_DE\\_ENERGIA\\_SOLAR\\_FOTVOLTAICA\\_EN\\_LA\\_ISLA\\_DE:TENERIFE\\_ESPANA](https://www.researchgate.net/publication/330384868_METODOLOGIA_PARA_LA_LOCALIZACION_OPTIMA_DE_INSTALACIONES_DE_ENERGIA_SOLAR_FOTVOLTAICA_EN_LA_ISLA_DE:TENERIFE_ESPANA)
- Imaicela Carrión, R. D., Curimilma Huanca, O. A., & López Tinitana, K. M. (2019). Los indicadores financieros y el impacto en la insolvencia de las empresas. *Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana*(261).  
<https://www.eumed.net/rev/oel/2019/11/indicadores-financieros.html>
- Ineldec. (2020). Ineldec. In. *Ineldec – Ingeniería Eléctrica*.  
<https://ineldec.com/producto/medidor-bidireccional-contador-trifasico-iskra/#:~:text=Un contador bidireccional es un,otra fuente de energía adicional.>
- Jarabo Friedrich, F., Perez Dominguez, C., Elortegui Escartin, N., Fernandez Gonzalez, J., & Macias Hernandez, J. J. (1988). *El Libro de las Energias Renovables*. SAPT-1988.
- Maldonado, J. L. (2014). Maldonado, J. L. (2014). Desarrollo de energías renovables a pequeña escala en los sectores rurales de la provincia de Loja. *Revista Tecnológica-ESPOL*, 27(1).
- Meteorología UNL. (12 de julio de 2024). *Datos meteorológicos UNL*.  
<https://unlmeteorologico.com/mas-informacion/#:~:text=Estaci%C3%B3n%2050004%20%E2%80%93%20Zapotillo,ecosistema%20vulnerable%20en%20la%20regi%C3%B3n.>
- NEC-11. (2011). *Norma ecuatoriana de construcción NEC-11 Capítulo 14 Energías renovables*.
- Núñez, M. C. (2018). Estudio de percepción sobre energía limpia y auto sostenible. *IJMSOR: International Journal of Management Science & Operation Research*, 3(1), 11-15.
- Ochoa Ruiz, D. (2020). *DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 1 MW EN EL CANTÓN ZAPOTILLO UTILIZANDO EL SOFTWARE PVSYST*. Universidad Nacional de Loja.
- Pérez Martínez, M. M. (2017). La hora solar pico equivalente: Definición e interpretación. *Ingeniería Energética*, 38(2), 124 - 131.
- Sapag Chain, N. &. (2013). *Preparación y evaluación de proyectos*. McGrawHill.
- Solar, P. (2020). Energía solar. *Acesso em*, 15(3), 2-4.
- SRI. (2020). *Servicio de Rentas Internas*. SRI: <https://www.sri.gob.ec/web/guest/home>

Viñán, J. A. (2018). Proyectos de Inversión: Un Enfoque Practico. In . *Escuela Superior Politécnica de Chimborazo*, 53.

# 1. Anexos

## Anexo 1. FICHA CARACTERÍSTICA DEL PANEL SOLAR



# ZXM8-TPLDD132 Series

12BB HALF-CELL Bifacial Double Glass Monocrystalline PERC PV Module

**645-670W**

**POWER RANGE**

**21.57%**

**MAXIMUM EFFICIENCY**

**0.45%**

**YEARLY DEGRADATION**



**12 YEARS PRODUCT WARRANTY**



**30 YEARS OUTPUT GUARANTEE**



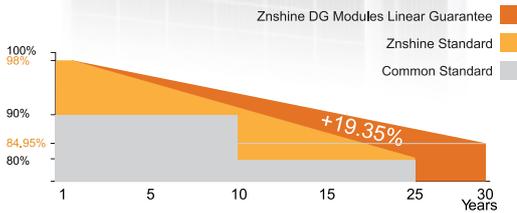
IEC 61215/IEC 61730/IEC 61701/IEC 62716

ISO 14001: Environmental Management System

ISO 9001: Quality Management System

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

\*As there are different certification requirements in different markets, please contact your local znshine sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.



\*Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by ZNSHINE PV-TECH Co.,Ltd.

## KEY FEATURES



### Excellent Cells Efficiency

MBB technology reduce the distance between busbars and finger grid line which is benefit to power increase.



### Better Weak Illumination Response

More power output in weak light condition, such as haze, cloudy, and early morning.



### Anti PID

Ensured PID resistance through the quality control of cell manufacturing process and raw materials.



### Adapt To Harsh Outdoor Environment

Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity environment.



### TIER 1

Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified advanced automated manufacturing.



### Excellent Quality Management System

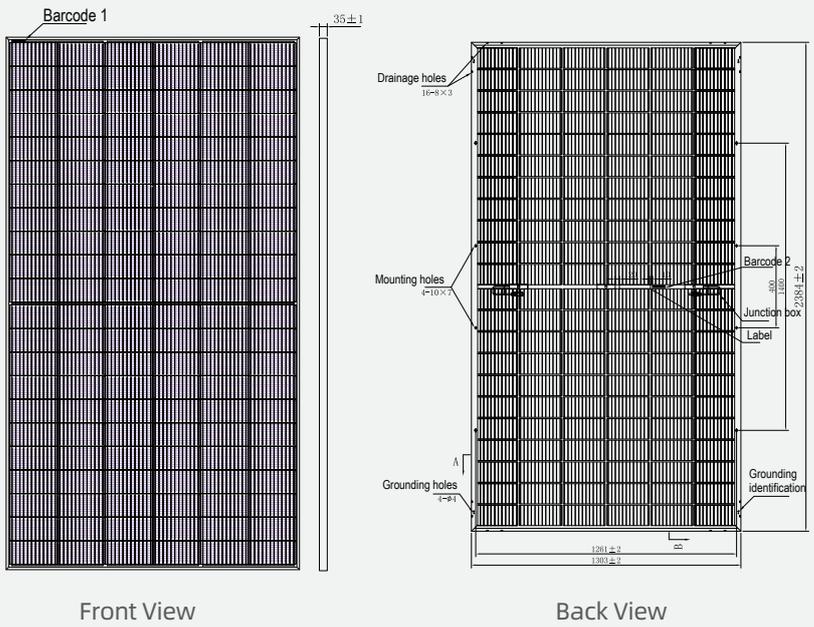
Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements.



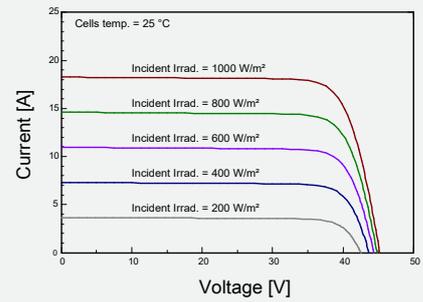
### Bifacial Technology

Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo.

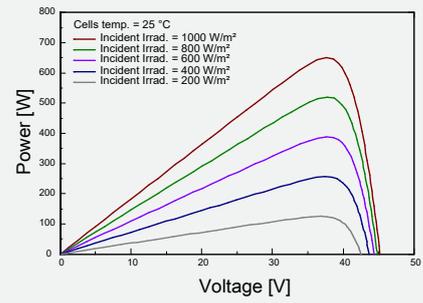
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(650W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(650W)**



\*Remark: customized frame color and cable length available upon request

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS | STC\***

Nominal Power Watt Pmax(W)*	645	650	655	660	665	670
Maximum Power Voltage Vmp(V)	37.50	37.70	37.90	38.10	38.30	38.50
Maximum Power Current Imp(A)	17.21	17.25	17.29	17.33	17.37	17.41
Open Circuit Voltage Voc(V)	45.00	45.20	45.40	45.60	45.80	46.00
Short Circuit Current Isc(A)	18.22	18.27	18.32	18.37	18.42	18.47
Module Efficiency (%)	20.76	20.92	21.09	21.25	21.41	21.57

\*The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing  
 \*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Module Temperature 25±2°C, AM 1.5  
 \*Measuring uncertainty: ±3%, all the electrical characteristics such as Power, Im, Vm and FF are within ±3% tolerance.

**MECHANICAL DATA**

Solar cells	Mono PERC
Cells orientation	132 (6×22)
Module dimension	2384×1303×35 mm (With Frame)
Weight	38.5±1.0 kg
Glass	2.0 mm+2.0mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Junction box	IP 68, 3 diodes
Cables	4 mm <sup>2</sup> ,350 mm (With Connectors)
Connectors*	MC4-compatible

\*Please refer to regional datasheet for specified connector

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS | NMOT\***

Maximum Power Pmax(Wp)	484.90	488.60	492.30	496.10	499.80	503.60
Maximum Power Voltage Vmpp(V)	35.00	35.20	35.40	35.60	35.70	35.90
Maximum Power Current Imp(A)	13.84	13.88	13.92	13.95	13.99	14.03
Open Circuit Voltage Voc(V)	42.30	42.40	42.60	42.80	43.00	43.20
Short Circuit Current Isc(A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

\*NMOT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

**TEMPERATURE RATINGS**

NMOT	43°C ±2°C
Temperature coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature coefficient of Isc	0.05%/°C
Refer. Bifacial Factor	70±10%

**WORKING CONDITIONS**

Maximum system voltage	1500 V DC
Operating temperature	-40°C~+85°C
Maximum series fuse	35 A
Front Side Maximum Static Loading	Up to 5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	Up to 2400Pa

\*Remark: Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 25% REAR SIDE POWER GAIN\***

Front power Pmax/W	645	650	655	660	665	670
Total power Pmax/W	806	813	819	825	831	838
Vmp/V(Total)	37.60	37.80	38.00	38.20	38.40	38.60
Imp/A(Total)	21.44	21.49	21.55	21.60	21.65	21.70
Voc/V(Total)	45.10	45.30	45.50	45.70	45.90	46.10
Isc/A(Total)	22.70	22.77	22.83	22.89	22.96	23.02

\*Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**PACKAGING CONFIGURATION\***

Piece/Box	31
Piece/Container(40'HQ)	558

\*Customized packaging is available upon request.  
 \*Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.  
 They only serve for comparison among different module types.  
 \*Caution: Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## Anexo 2. FICHA CARACTERÍSTICA DEL INVERSOR

# SUNNY CENTRAL 1000CP XT



SC 1000CP-10



### Profitable

- 1 MW system power as standard
- High power density for reduced transportation costs
- Maximum yields with low system costs

### Robust

- Full nominal power in continuous operation at ambient temperatures up to 40 °C
- Direct installation on-site, optimized for extreme climatic conditions of between -40°C and 62°C
- OptiCool for active temperature management

### Flexible

- Wide DC input voltage range for flexible use of various module configurations
- Perfectly adjusted to temperature-dependent behavior of PV arrays

### Versatile

- All grid management functions included, prepared for Q at Night
- Optimal monitoring and control thanks to customized computing platform

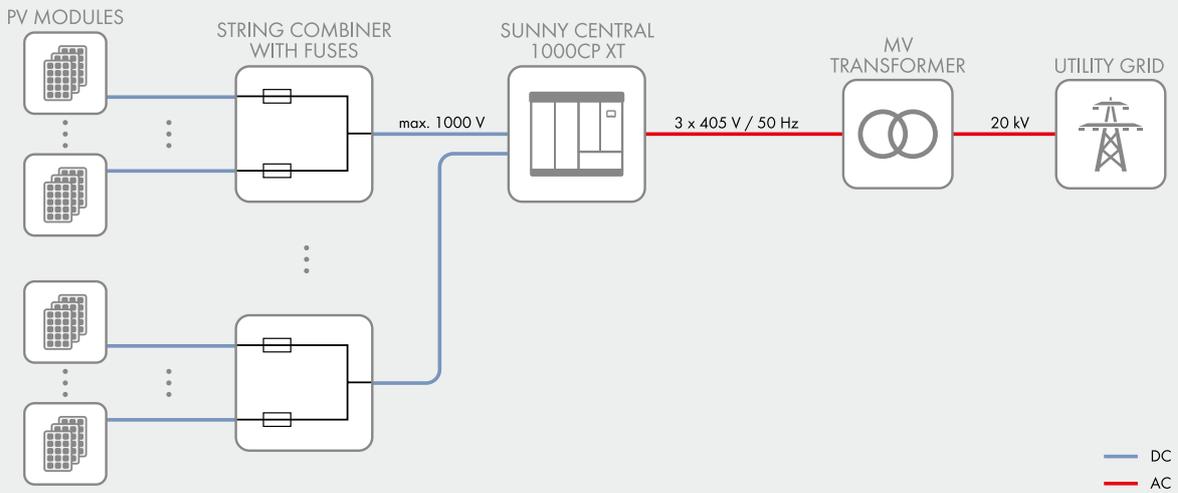
## SUNNY CENTRAL 1000CP XT The most powerful CP with an output of 1 megawatt

For increased power: With its expanded functions and a peak power of 1100 kVA, the new Sunny Central 1000CP XT is now even more powerful. With its proven technology and high power density, the SC 1000CP XT completes the worldwide most successful Sunny Central CP inverter family for PV. The central inverter for outdoor use is optimized for both full nominal power in continuous operation up to 40°C and cold temperatures as low as -40°C. The inverter includes all grid management functions and is prepared for Q at Night, including pure reactive power management. The customized computing platform allows optimal monitoring and control.

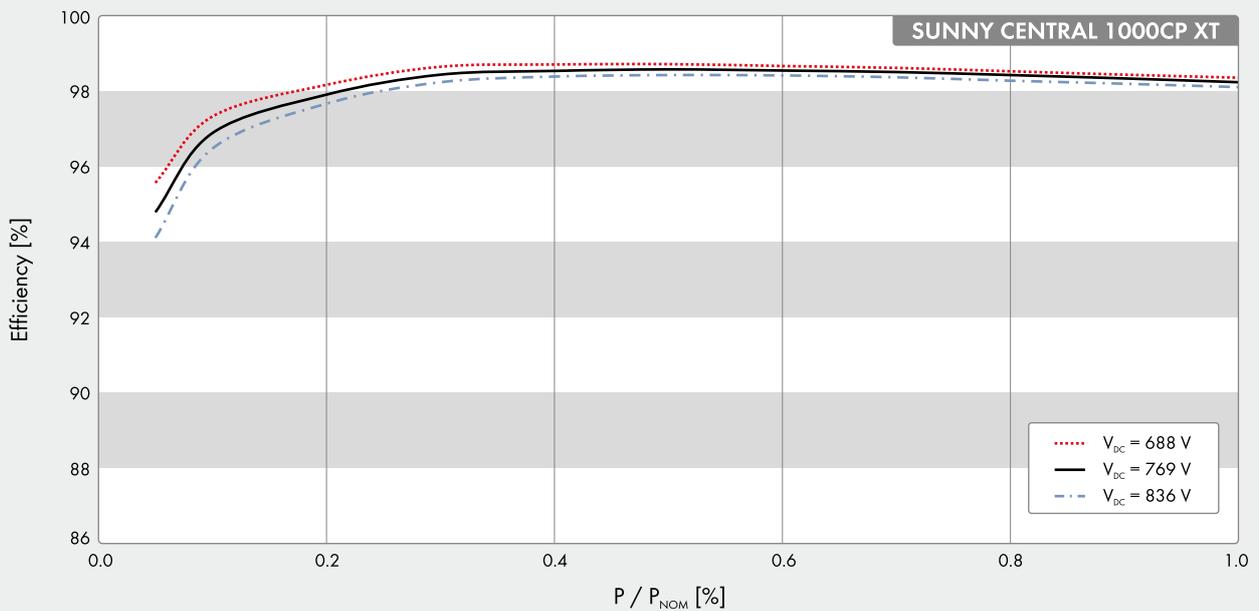
# SUNNY CENTRAL 1000CP XT

Technical Data	Sunny Central 1000CP XT
<b>Input (DC)</b>	
Max. DC power (at $\cos \phi = 1$ )	1122 kW
Max. input voltage	1000 V
$V_{MPP, min}$ at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	596 V
MPP voltage range (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) <sup>1) 2)</sup>	688 V to 850 V <sup>3)</sup> / 625 V to 850 V <sup>3)</sup> / 596 V to 850 V <sup>3)</sup>
Rated input voltage	688 V
Max. input current	1635 A
Max. DC short-circuit current	2500 A
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
<b>Output (AC)</b>	
AC power (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	1100 kVA / 1000 kVA / 900 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	405 V / 365 V to 465 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 405 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1568 A / 0.03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency<sup>4)</sup></b>	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98.7% / 98.4% / 98.5%
<b>Protective devices</b>	
Input-side disconnection device	Motor-driven load-break switch
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / –
Grid monitoring	●
Ground fault monitoring	○ / ○
Insulation monitoring	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches)
Weight	1900 kg / 4300 lb
Operating temperature range	–25 °C to 62 °C / –13 °F to 144 °F
Extended operating temperature range	○ (–40 °C to 62 °C / –40 °F to 144 °F)
Noise emission <sup>5)</sup>	68 db(A)
Max. self-consumption (operation) <sup>6)</sup> / self-consumption (night)	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 V / 400 V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15% to 95%
Maximum operating altitude above MSL 2000 m / 4000 m	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / ring terminal lug
Display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
DC current monitoring (Zone monitoring / String monitoring)	○ / ○
SC-COM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. LVRT)
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMC-conformity, CE-conformity, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 <sup>7)</sup>
● Standard features   ○ Optional features   – Not available	
Type designation	SC 1000CP-10

## PLANT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE



- 1) At  $1.05 U_{AC, nom}$  and  $\cos \varphi = 1$
- 2) Further AC voltages, DC voltages and power classes can be configured (for more detailed information, see technical information at [www.SMA.de](http://www.SMA.de))
- 3) up to 900 V on request
- 4) Efficiency measured without internal power supply
- 5) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 6) Self-consumption at rated operation
- 7) Designed and type-tested in accordance with IEEE 1547, serial tests are possible on an optional basis



**Anexo 3. Solicitud de factibilidad de conexión para una central de generación distribuida.**

<b>SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN</b>			
Quien suscribe el presente, representante legal de la Empresa (nombre de la Empresa solicitante), solicito a la (nombre de la Empresa Eléctrica de Distribución), se sirva analizar y otorgar la factibilidad de conexión de una central de generación distribuida, considerando los términos que describo a continuación:			
<b>DATOS DE LA EMPRESA SOLICITANTE</b>			
Razón social:			
RUC:			
Ciudad de domicilio:			
Teléfono:			
Correo electrónico:			
Pública	Mixta	Privada	Economía popular y solidaria
<b>DATOS DEL PROYECTO</b>			
Nombre del proyecto:			
Potencia nominal:		MW	
Energía anual a generar estimada:		MWh	
Dispone de sistema de almacenamiento de energía:	Sí	<input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Capacidad de almacenamiento:	MWh		
Recurso energético primario	Solar	<input type="checkbox"/>	
	Eólico	<input type="checkbox"/>	
	Biogás	<input type="checkbox"/>	
	Biomasa	<input type="checkbox"/>	
	Hidráulico	<input type="checkbox"/>	
	Otro	<input type="checkbox"/>	
Número de fases:			
Tecnología: Basada en inversores	Síncrono	Asíncrono	
Ubicación:			
Ubicación georreferenciada:			
El proyecto está definido en el PME:	Sí	<input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Fecha planificada de inicio de operación comercial:			
<b>DATOS DEL PUNTO DE LA RED PAR EL QUE SE REQUIERE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN</b>			
Provincia:			
Ciudad:			
Parroquia:			
Dirección:			
Voltaje del punto de conexión propuesto:			
	Zona:		

Ubicación georeferenciada (En UTM WGS 84):	Coordenada N:	
	Coordenada E:	
Descripción del punto físico de la red propuesto a la que se conectaría la CGD:		
Firma del representante legal	Firma de recepción	
(Nombre y apellido del representante legal)	Nombre y apellido de quien recibe la solicitud de la ED)	
(CI del representante legal)		
	Fecha de recepción:	
	Código único de trámite:	

Anexo 4. Concepto de  $D_{PPmin}$  para declaración juramentada requerida en el numeral f de la sección 4.5.7.2; y, para análisis de independencia funcional de proyectos establecido en el numeral 4.5.7.1

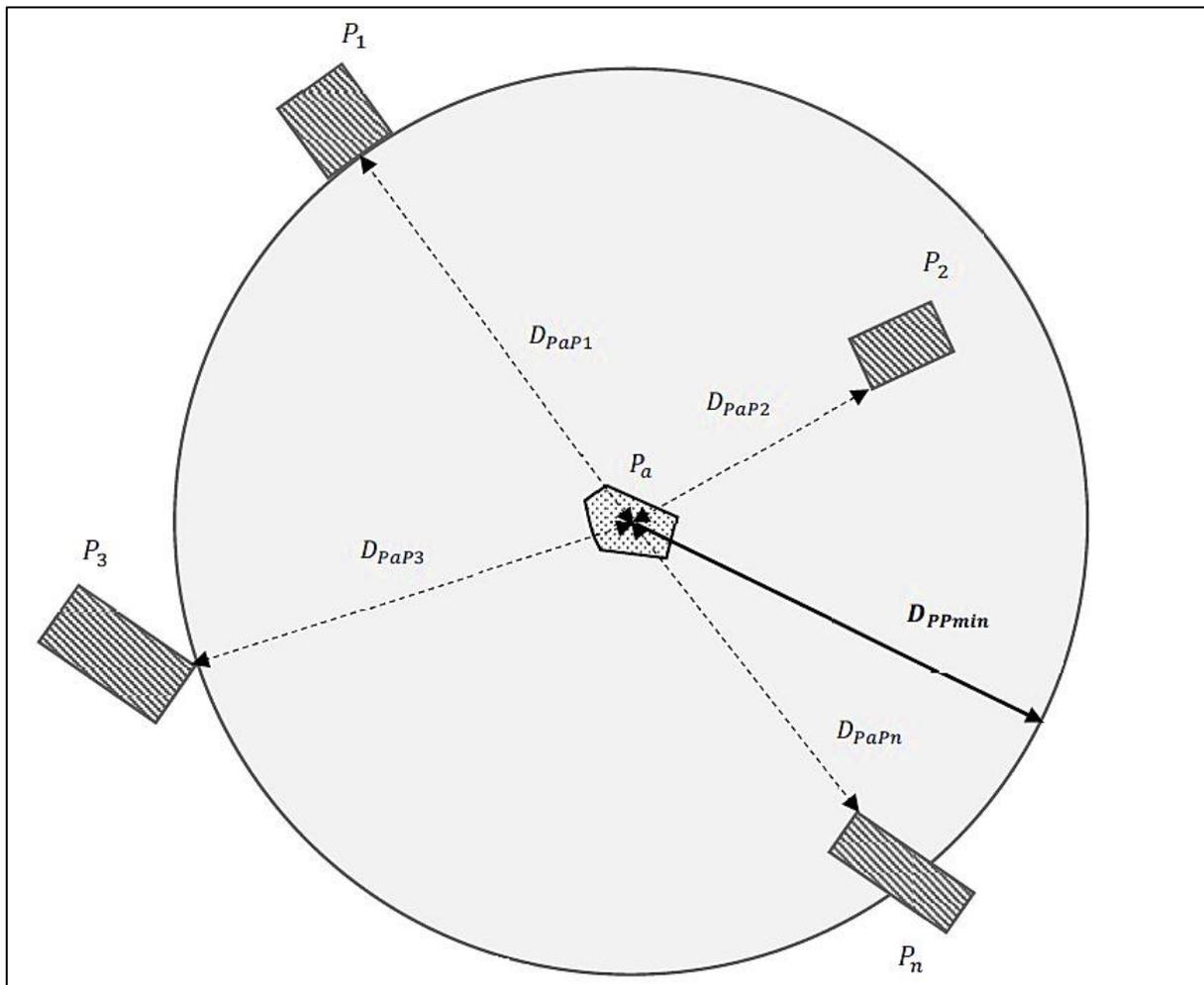
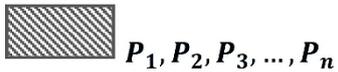


Figura 23. Concepto de  $D_{PPmin}$

Donde;



Proyecto para el cual una EPGD solicita la factibilidad de conexión preliminar

Proyectos que cuentan con una factibilidad de conexión o un certificado de habilitación en vigor; o proyectos que están en proceso de obtener la factibilidad de conexión o el certificado de habilitación; o plantas de generación distribuida que ya han sido declaradas en operación comercial, cuya distancia a  $P_a$  sea igual o menor a  $D_{PPmin}$ .

$D_{PPmin}$

La distancia mínima permitida entre dos proyectos o plantas de generación distribuida que pertenezcan a EPGD/EGDH relacionadas. Según la presente regulación, la  $D_{PPmin}$  será de 1 km.

$D_{PPmin}$

Distancia más cercana entre  $P_a$  y otro Proyecto/Central de generación distribuida  $P_i$ .

## Anexo 5. Certificado de traducción del resumen

### CERTIFICADO DE TRADUCCIÓN DE RESUMEN

**Ing. Pio Oswaldo Palacios Jimenez con certificación C2 en el idioma inglés.**

#### **CERTIFICA:**

Que la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de maestría en Conversión de Energía y Sostenibilidad; denominado **“Metodología técnica, económica y legal para obtener la concesión por parte del Ministerio de Energía, un proyecto fotovoltaico de 3 MW en el Cantón Zapotillo”**, correspondiente al señor ingeniero: Roque Mauricio Lapo Motoche, con cédula de identidad 0706098480, ha sido revisado y supervisado según se me ha solicitado, por lo cual, cumple con la correcta traducción al idioma inglés.

Lo mismo que puedo mencionar y certificar en honor a la verdad para fines pertinentes.

Loja, 21 de octubre de 2024



Firmado electrónicamente por:

**PIO OSWALDO  
PALACIOS  
JIMENEZ**

---

Ing. Pio Oswaldo Palacios Jimenez