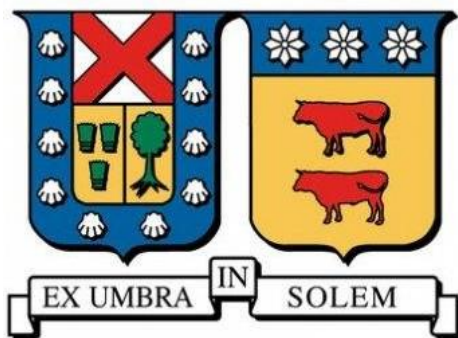




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW EN LA REGIÓN DEL
MAULE: CONTRIBUCIÓN A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y
REDUCCIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

ÁLVARO MATEO ARCE DÍAZ

PROFESOR GUÍA: GONZALO AMESTICA

PROFESOR CORREFERNETE: FERNANDO MAURERIRA

SANTIAGO DE CHILE, 17 de Julio de 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE
MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta FV

Nombre del candidato(a): Alvaro Mateo Arce Díaz

Carrera / Grado: Ingeniería civil industrial

Campus: Vitacura Departamento: Industria

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Gonzalo Améstica Hernández, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a)

del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por (marcar una opción):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

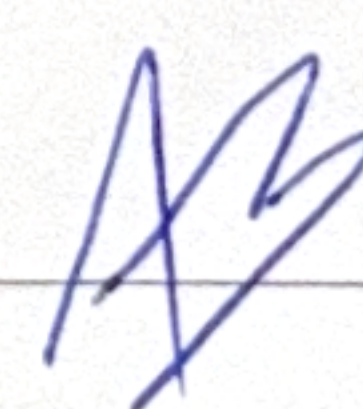
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 27/07/2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 27/07/2026

Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi familia, por acompañarme y estar presente durante todo este proceso. Su apoyo, confianza y cariño fueron fundamentales para poder avanzar y llegar hasta esta etapa. En especial, agradezco a mi hermano Benjamín, quien fue una guía constante en este camino, entregándome sus conocimientos, consejos y ayuda cada vez que lo necesité.

A mi pareja, Isidora, por su apoyo incondicional, por acompañarme en los momentos más difíciles y por brindarme la calma y la confianza que tantas veces necesité para continuar. Gracias por creer en mí, por escucharme y por estar siempre a mi lado.

A mis amigos y compañeros de universidad, quienes se transformaron en una parte fundamental de esta etapa. Gracias por cada conversación, cada consejo, las risas, el apoyo en los momentos difíciles y por hacer más llevadero este largo camino.

Finalmente, quiero dedicar un agradecimiento muy especial a mi viejito, quien, aunque hoy no se encuentra físicamente conmigo, estuvo presente desde el cielo en cada momento de este camino. Su recuerdo, su cariño y todo lo que me enseñó fueron una fuente permanente de fuerza y motivación. Este logro también es para ti.

ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO	9
2	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	11
3	OBJETIVOS	14
3.1	OBJETIVO GENERAL	14
3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
4	MARCO TEÓRICO	15
4.1	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	15
4.1.1	Conceptos básicos	15
4.1.1.1	La energía.....	15
4.1.1.2	Conversión de energía a electricidad.....	15
4.1.1.3	Importancia de la electricidad en el desarrollo económico	16
4.1.2	Fuentes de generación	17
4.1.2.1	Definición.....	17
4.1.2.2	Clasificación	17
4.1.3	Sistema eléctrico	18
4.1.3.1	Generación	19
4.1.3.2	Transmisión.....	19
4.1.3.3	Distribución.....	20
4.1.3.4	Sistema eléctrico nacional (SEN)	20
4.1.3.5	Rol de las generadoras dentro del sistema	21
4.2	MATRIZ Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN CHILE.....	21
4.2.1	Definición de matriz energética	21
4.2.2	Diferencia entre matriz energética y matriz eléctrica	23
4.2.3	Evolución de la matriz eléctrica en Chile.....	23
4.2.4	Rol de las energías renovables.....	25
4.3	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	26
4.3.1	Concepto y principios generales	26
4.3.2	Desarrollo en Chile.....	27
4.4	ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	29
4.4.1	Componentes principales.....	30
4.4.1.1	Paneles solares.....	30
4.4.1.2	Inversores	31
4.4.1.3	Estructura de soporte.....	32
4.4.1.4	Sistema de conexión.....	33

4.4.1.5	Subestación.....	34
4.4.2	Proceso de generación	35
4.4.3	Factores que afectan la producción	35
4.5	EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	38
4.5.1	Etapas del ciclo de proyecto	38
4.5.2	Tipos de evaluación	40
4.6	EVALUACIÓN DE PROYECTOS FOTOVOLTAICOS	42
4.6.1	Evaluación económica y financiera	43
4.6.2	Evaluación ambiental.....	49
4.7	MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	50
4.7.1	Estructura del mercado	51
4.7.2	Formación del precio y comercialización de la energía.....	52
4.8	MARCO REGULATORIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO.....	55
4.8.1	Evolución de la normativa en energías renovables	56
4.8.2	Pequeños medios de generación distribuida (PMGD).....	57
4.8.3	Permisos y exigencias para proyectos de generación	59
4.9	IMPACTO AMBIENTAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y HUELLA DE CARBONO .62	
4.9.1	Emisiones asociadas a la generación eléctrica	62
4.9.2	Emisiones según tipo de tecnología de generación	62
4.9.3	Huella de carbono en la generación eléctrica	63
4.9.4	Impacto ambiental de la energía solar fotovoltaica	64
5	DESARROLLO	66
5.1	METODOLOGÍA.....	66
5.1.1	Enfoque de estudio	66
5.1.2	Etapas de análisis	67
5.1.3	Variables consideradas.....	68
5.1.4	Fuentes de información.....	69
5.2	EVALUACIÓN TÉCNICA	71
5.2.1	Localización del proyecto	71
5.2.2	Recurso solar.....	74
5.2.3	Selección de tecnología.....	78
5.2.3.1	Selección de módulos fotovoltaicos	79
5.2.3.2	Selección de inversores.....	83
5.2.3.3	Configuración tecnológica	86
5.2.4	Evaluación de almacenamiento.....	95
5.2.5	Diseño de planta	97

5.2.6	Estimación de generación energética	101
5.3	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	105
5.3.1	Inversión inicial	106
5.3.2	Costos de operación y mantenimiento.....	111
5.3.3	Ingresos del proyecto.....	114
5.3.4	Flujo de caja.....	131
5.3.5	Indicadores de rentabilidad económica	138
5.3.6	Análisis de sensibilidad	144
5.3.7	Escenario alternativo del proyecto	155
5.3.7.1	Alternativa 1: arriendo del terreno	156
5.3.7.2	Alternativa 2: compra del terreno mediante crédito	159
5.4	EVALUACIÓN AMBIENTAL	165
5.4.1	Identificación de impactos ambientales	166
5.4.2	Análisis de impactos por etapa del proyecto.....	168
5.4.3	Medidas de prevención, mitigación y gestión ambiental	171
5.4.4	Estimación de reducción de emisiones y Huella de Carbono.....	173
5.5	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	178
5.5.1	Resultados técnicos.....	178
5.5.2	Resultados económicos.....	182
5.5.3	Resultados ambientales	185
5.5.4	Discusión de resultados	188
6	CONCLUSIONES	193
7	REFERENCIAS.....	196
8	ANEXOS.....	201

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema simplificado del funcionamiento de un sistema eléctrico.....	19
Figura 2. Matriz energética de Chile según fuentes de energía primaria y sectores de consumo (Ministerio de Energía, Balance Nacional de Energía (2026)).....	22
Figura 3. Matriz eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional según tecnología de generación, diciembre de 2017 (Coordinador Eléctrico Nacional (2017)).....	24
Figura 4. Matriz eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional según tecnología de generación, febrero de 2026 (Coordinador Eléctrico Nacional (2026)).....	25
Figura 5 Esquema general de funcionamiento de una planta solar fotovoltaica y sus principales componentes. (Facility-Scale Solar Photovoltaic Guidebook (2015).	29
Figura 6. Estructura y componentes principales de un módulo fotovoltaico.	30
Figura 7. Proceso de conversión de energía en un sistema fotovoltaico, desde los paneles solares hasta la red eléctrica. (Sunfields Europe)	32
Figura 8. Esquema de conexión de una planta fotovoltaica a la red eléctrica mediante subestación elevadora.	34
Figura 9. Ubicación y delimitación del terreno a evaluar en el proyecto.	72
Figura 10. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en plano horizontal y plano inclinado para el sitio del proyecto.	76
Figura 11. Radiación global incidente en un plano inclinado para cada hora y mes del año.	77
Figura 12. Distribución porcentual de la inversión inicial del proyecto.	110
Figura 13. Evolución anual del costo marginal ponderado por generación, periodo 2017–2023.	125
Figura 14. Comportamiento mensual del costo marginal promedio, periodo 2017–2023.	126
Figura 15. Evolución proyectada de ingresos y precio de venta.	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen del recurso solar del sitio de emplazamiento.	75
Tabla 2. Síntesis comparativa de módulos fotovoltaicos evaluados.....	80
Tabla 3. Comparación de alternativas de inversor.....	84
Tabla 4. Resumen de parámetros eléctricos para la configuración.....	87
Tabla 5. Comparativa de configuración por strings.....	88
Tabla 6. Comparación de escenarios de carga DC por inversor.....	91
Tabla 7. Resumen de verificación de compatibilidad eléctrica del inversor.....	93
Tabla 8. Configuración técnica seleccionada para la planta fotovoltaica.....	94
Tabla 9. Resultados principales de la simulación energética.....	102
Tabla 10. Generación mensual estimada.	103
Tabla 11. Principales pérdidas energéticas.....	104
Tabla 12. Estimación preliminar de inversión inicial.	108
Tabla 13. Resumen de inversión inicial por categoría.....	109
Tabla 14. Estimación de costos anuales de operación y mantenimiento.....	112
Tabla 15. Síntesis de valorización por bloques horarios a costo marginal.	117
Tabla 16. Estimación de ingreso bajo precio estabilizado PMGD.....	120
Tabla 17. Comparación de ingresos del año 1.	121
Tabla 18. Evolución del costo marginal ponderado por generación, periodo 2017-2023.	124
Tabla 19. Proyección resumida de ingresos durante el horizonte de evaluación.....	128
Tabla 20. Parámetros utilizados en el flujo de caja.	132
Tabla 21. Base depreciable considerada en el flujo de caja.....	135
Tabla 22. Extracto del flujo de caja económico del proyecto, año 0 al 5.	137
Tabla 23. Indicadores de rentabilidad económica del proyecto.	143
Tabla 24. Variables consideradas en el análisis de sensibilidad.....	145
Tabla 25. Sensibilidad del precio inicial de venta de energía.	146
Tabla 26. Sensibilidad de la tasa anual del precio de venta.....	147
Tabla 27. Sensibilidad de la inversión inicial.....	148

Tabla 28. Sensibilidad de costos de operación y mantenimiento.	150
Tabla 29. Sensibilidad conjunta del VAN frente al precio inicial y la tasa anual.	152
Tabla 30. Sensibilidad conjunta del VAN frente al precio y la inversión iniciales.	153
Tabla 31. Parámetros de la alternativa de arriendo del terreno.	157
Tabla 32. Extracto del flujo de caja para la alternativa de arriendo del terreno.	158
Tabla 33. Supuestos de la alternativa de compra del terreno mediante crédito.	160
Tabla 34. Extracto del flujo de caja para la alternativa de compra con crédito.	161
Tabla 35. Comparación de indicadores según modalidad de acceso al terreno.	163
Tabla 36. Síntesis de impactos ambientales potenciales del proyecto.	167
Tabla 37. Síntesis de medidas ambientales por etapa del proyecto.	172
Tabla 38. Estimación de emisiones evitadas por generación fotovoltaica.	174
Tabla 39. Balance referencial de emisiones del proyecto.	175
Tabla 40. Comparación referencial de emisiones de ciclo de vida por tecnología.	176

1 Resumen ejecutivo

Chile enfrenta un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica. La Comisión Nacional de Energía proyecta un aumento del 74,5 % en el consumo del Sistema Eléctrico Nacional entre 2023 y 2043, en un contexto de transición hacia fuentes renovables y reducción de la dependencia de combustibles fósiles. En este escenario, la presente memoria evalúa la prefactibilidad técnica, económica y ambiental de instalar una planta solar fotovoltaica de 3 MW en la comuna de Teno, Región del Maule, con el objetivo de estimar su generación energética, analizar su viabilidad económica y cuantificar su contribución a la reducción de emisiones de dióxido de carbono.

La metodología se desarrolló bajo un enfoque de prefactibilidad, estructurado en cuatro etapas sucesivas: evaluación técnica, orientada a la caracterización del recurso solar, selección de tecnología y diseño preliminar de la planta; evaluación económica, centrada en la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, ingresos y flujo de caja; evaluación ambiental, enfocada en impactos y huella de carbono; y análisis integrado de resultados.

Desde el punto de vista técnico, el emplazamiento presenta condiciones favorables para el desarrollo del proyecto, con una radiación global sobre plano inclinado de 5,49 kWh/m²/día. La configuración propuesta considera 4.800 módulos fotovoltaicos y 16 inversores, alcanzando una potencia instalada de 2,976 MW DC y 2,4 MW AC. A partir de esta configuración, se estima una generación anual de 5,516 GWh, un Performance Ratio de 84,94 % y un factor de planta de 26,2 %.

En el ámbito económico, el caso base con compra directa del terreno no alcanza rentabilidad suficiente, con una inversión inicial de 45.784,93 UF, el proyecto obtiene un VAN de -6.160,49 UF y una TIR de 6,33 %, inferior a la tasa de descuento exigida de 8 %.

Sin embargo, el análisis de sensibilidad evidencia que la modalidad de acceso al terreno incide significativamente en los resultados, ya que bajo un escenario de arriendo el proyecto alcanza un VAN positivo de 255,93 UF y una TIR de 8,10 %.

Desde la perspectiva ambiental, el proyecto presenta un balance favorable, con una reducción neta estimada de 25.913,81 tCO₂e durante los 25 años de evaluación, equivalente a que una central a carbón emitiría cerca de 18 veces más y una central a gas natural, 11 veces más, para generar la misma energía.

En conclusión, el proyecto resulta técnicamente viable y ambientalmente favorable, pero su viabilidad económica bajo el caso base es limitada y depende críticamente de la estructura de inversión, en particular de la modalidad de acceso al terreno y de la estrategia de comercialización de la energía. Por ello, su continuidad hacia una etapa de factibilidad debería condicionarse a la optimización de estas variables.

2 Problema de investigación

En los últimos años, la demanda energética en Chile ha experimentado un aumento significativo, impulsado por el crecimiento económico y el desarrollo nacional. Según el Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043, se proyecta que el consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) aumentará de 77,0 TWh a 134,5 TWh en el período 2023-2043, lo que equivale a un incremento del 74,5 % (Comisión Nacional de Energía, 2023). Este crecimiento proyectado genera preocupación respecto de la dependencia de fuentes fósiles y su consecuente impacto ambiental.

La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles constituye una de las principales fuentes de emisiones de dióxido de carbono en el país (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2024). En un contexto en que las políticas energéticas globales y nacionales buscan avanzar hacia la sostenibilidad y la reducción de la huella de carbono, la energía solar fotovoltaica se presenta como una alternativa viable, particularmente en territorios con alta radiación solar.

Chile destaca a nivel mundial por su potencial en energía solar debido a su ubicación geográfica privilegiada. Esta ventaja es especialmente significativa en la zona norte y centro del país, donde la Región del Maule presenta condiciones favorables para el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos. La región, caracterizada por su fuerte vocación agrícola, demanda una considerable cantidad de energía para actividades productivas. Sin embargo, su matriz energética aún mantiene una importante dependencia de fuentes fósiles, lo que genera impactos ambientales relevantes. Según un estudio realizado por la Universidad de Talca (2013), la Región del Maule posee condiciones geográficas y climáticas propicias para la

implementación de proyectos solares, destacándose su potencial para la generación de energía limpia.

La instalación de una planta solar fotovoltaica representa una alternativa que podría contribuir tanto a la diversificación de la matriz energética regional como a la reducción de emisiones asociadas a la generación eléctrica. No obstante, la implementación de un proyecto de esta naturaleza requiere una evaluación integral que considere aspectos técnicos, económicos, regulatorios y de mercado. Diversas iniciativas en el sector energético han evidenciado que la ausencia de estudios previos rigurosos puede derivar en decisiones de inversión ineficientes o en proyectos inviables. En esta línea, Muñoz-Cerón et al. (2025) analizan las tendencias y oportunidades para los generadores de energía solar fotovoltaica en Chile, así como los escenarios futuros que podrían influir en la adopción y desarrollo de estas tecnologías.

Asimismo, el contexto nacional evidencia un dinamismo significativo en el sector energético. Según el Ministerio de Energía (2024), al 31 de enero de 2024 existían 86 centrales en fase de construcción en Chile, representando una inversión de USD 5.535 millones y un aporte de 4.032 MW, lo que refleja la relevancia estratégica del sector en el proceso de transición energética del país.

En este escenario, y considerando el potencial solar de la Región del Maule, surge la necesidad de evaluar de manera sistemática la viabilidad de instalar una planta solar fotovoltaica de 3 MW en dicha región. Si bien existe evidencia del potencial solar y del dinamismo del mercado energético, no se dispone de un análisis específico que determine la prefactibilidad técnica, económica y ambiental de un proyecto de estas características en el territorio señalado.

En consecuencia, resulta fundamental analizar los aspectos técnicos asociados a su diseño y capacidad de generación, los requerimientos económicos vinculados a la inversión y operación, así como las condiciones regulatorias y de mercado que podrían influir en su implementación. En este contexto, surgen las siguientes interrogantes que orientan el presente estudio: ¿Cuáles son los principales aspectos técnicos que deben considerarse para la instalación de una planta solar fotovoltaica de 3 MW en la Región del Maule? ¿Es económicamente viable el proyecto bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico chileno? ¿Cuáles son los factores regulatorios y de entorno que podrían incidir en su desarrollo e implementación?

3 Objetivos

3.1 Objetivo General

Evaluar la prefactibilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de una planta solar fotovoltaica de 3 MW en la Región del Maule, estimando su impacto en la reducción de emisiones de dióxido de carbono.

3.2 Objetivos Específicos

- Analizar el potencial solar de la Región del Maule, considerando sus condiciones geográficas y climáticas, con el fin de estimar la generación energética proyectada de una planta solar fotovoltaica de 3 MW.
- Determinar los requerimientos técnicos para la implementación de la planta, incluyendo la selección de tecnología, el dimensionamiento del sistema y la estimación de su producción anual de energía.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto mediante el análisis de inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, ingresos proyectados por venta de energía y la estimación de indicadores financieros como VAN y TIR.
- Analizar las condiciones regulatorias y de mercado aplicables a la comercialización de energía bajo el régimen PMGD, con el fin de determinar su incidencia en los ingresos proyectados y en la viabilidad económica de la planta fotovoltaica.
- Estimar el impacto ambiental del proyecto, cuantificando la reducción potencial de emisiones de dióxido de carbono asociadas a la generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica.

4 Marco Teórico

4.1 Generación de energía eléctrica

4.1.1 Conceptos básicos

4.1.1.1 La energía

La energía puede definirse como la capacidad de un sistema o cuerpo para realizar trabajo o producir cambios en sí mismo o en otros cuerpos. La energía se manifiesta en distintas formas, tales como energía térmica, mecánica, química, nuclear y eléctrica, las cuales pueden transformarse entre sí mediante diversos procesos naturales o tecnológicos.

Desde el punto de vista físico, la energía posee propiedades fundamentales que describen su comportamiento. En primer lugar, puede transformarse de una forma a otra durante distintos procesos físicos. Asimismo, la energía se conserva, lo que implica que no puede crearse ni destruirse, sino únicamente transformarse, de acuerdo con el principio de conservación de la energía. Además, puede transferirse entre sistemas en forma de calor, ondas o trabajo. Finalmente, en muchos procesos energéticos la energía se degrada, ya que parte de ella pierde su capacidad de producir trabajo útil y se disipa en formas menos aprovechables (Çengel & Boles, 2019).

4.1.1.2 Conversión de energía a electricidad

La generación de energía eléctrica consiste en la transformación de distintas formas de energía primaria en electricidad mediante el uso de tecnologías de generación. En términos generales, este proceso implica convertir energía mecánica, térmica u otras formas de energía en energía eléctrica utilizable para su transporte y consumo. Esta conversión se realiza a

través de equipos denominados generadores eléctricos, los cuales transforman la energía mecánica en energía eléctrica mediante principios electromagnéticos.

La conversión eficiente de energía en electricidad constituye un elemento fundamental para el funcionamiento de los sistemas eléctricos modernos, ya que permite aprovechar distintos recursos energéticos disponibles y transformarlos en electricidad utilizable para las actividades productivas, industriales y domésticas (Boyle, 2012).

4.1.1.3 Importancia de la electricidad en el desarrollo económico

La electricidad constituye uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y social de los países, ya que permite el funcionamiento de actividades productivas, industriales, comerciales y domésticas. El acceso a un suministro eléctrico confiable y continuo facilita el desarrollo de la industria, el comercio y los servicios, además de mejorar la calidad de vida de la población mediante el acceso a tecnologías, sistemas de comunicación y servicios básicos (International Energy Agency, 2022).

Diversos estudios han demostrado que existe una relación directa entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico. A medida que las economías se desarrollan, aumenta la demanda energética debido al crecimiento de la actividad industrial, el desarrollo tecnológico y la expansión de los servicios. En este contexto, el suministro de energía eléctrica se convierte en un factor clave para la productividad y la competitividad de los países, así como para la sostenibilidad de sus sistemas productivos (World Bank, 2021).

Por esta razón, el desarrollo y la diversificación de los sistemas de generación eléctrica representan un elemento estratégico para garantizar la seguridad energética y apoyar el crecimiento económico a largo plazo, permitiendo satisfacer la demanda creciente de

electricidad y fortalecer la estabilidad de los sistemas energéticos nacionales (International Energy Agency, 2022).

4.1.2 Fuentes de generación

4.1.2.1 Definición

Las fuentes de generación de energía eléctrica corresponden a los recursos energéticos utilizados para producir electricidad mediante distintos procesos de conversión energética. Estos recursos pueden ser de origen natural y se encuentran en diversas formas de energía primaria, tales como combustibles fósiles, energía hidráulica, radiación solar, viento o biomasa. A través de diferentes tecnologías de generación, estas fuentes permiten transformar la energía disponible en electricidad utilizable (International Energy Agency, 2023).

4.1.2.2 Clasificación

Las fuentes de generación de energía eléctrica pueden clasificarse principalmente en fuentes convencionales y fuentes renovables, de acuerdo con la naturaleza del recurso energético utilizado y su capacidad de regeneración en el tiempo. Esta clasificación permite distinguir las tecnologías de generación según características como la disponibilidad del recurso, los costos de producción y los impactos ambientales asociados. En términos generales, las fuentes convencionales utilizan recursos energéticos de disponibilidad limitada, mientras que las fuentes renovables se basan en recursos naturales que se regeneran continuamente en el entorno (International Energy Agency, 2023).

Las fuentes convencionales de generación eléctrica se basan principalmente en el uso de combustibles fósiles como carbón, petróleo y gas natural, los cuales producen electricidad mediante procesos de combustión que permiten generar vapor o movimiento mecánico para

accionar generadores eléctricos. También se considera dentro de este grupo la energía nuclear y, en algunos casos, la generación hidroeléctrica tradicional de gran escala. Por otra parte, las fuentes renovables utilizan recursos naturales que se regeneran de forma continua, como la radiación solar, el viento, el agua, la biomasa o el calor geotérmico. Estas fuentes han adquirido una creciente importancia en los sistemas energéticos modernos debido a su menor impacto ambiental y a su potencial para contribuir a la diversificación de la matriz energética.

4.1.3 Sistema eléctrico

El sistema eléctrico corresponde al conjunto de instalaciones e infraestructuras destinadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica desde los centros de producción hasta los usuarios finales. Este sistema permite transportar la electricidad de manera eficiente y segura a través de redes eléctricas interconectadas, garantizando el suministro continuo de energía necesario para el funcionamiento de las actividades productivas, industriales y domésticas (International Energy Agency, 2022).

En términos generales, el sistema eléctrico está compuesto por distintas etapas que permiten producir, transportar y distribuir la energía eléctrica hacia los consumidores. La electricidad es generada en centrales de generación, posteriormente transportada a través de redes de alta tensión mediante el sistema de transmisión y finalmente distribuida a los usuarios finales a través de redes de menor tensión.

La **Figura 1** presenta de manera esquemática la estructura general de un sistema eléctrico y el flujo de energía de los centros de generación hasta los distintos tipos de consumidores.

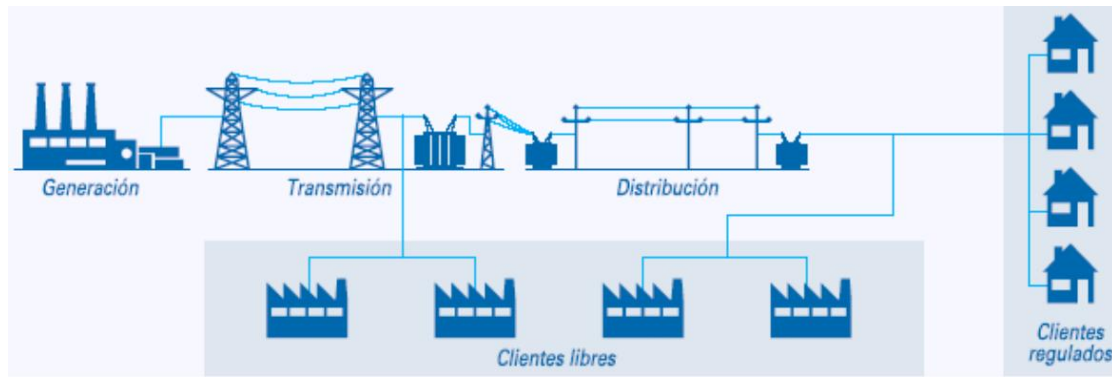


Figura 1. Esquema simplificado del funcionamiento de un sistema eléctrico.

4.1.3.1 Generación

Corresponde al proceso mediante el cual se produce la energía eléctrica en centrales de generación a partir de distintas fuentes de energía. En esta etapa, la energía primaria disponible es transformada en electricidad mediante diferentes tecnologías de generación, permitiendo su posterior inyección al sistema eléctrico para ser transportada hacia los centros de consumo (Gómez-Expósito et al., 2009).

4.1.3.2 Transmisión

Una vez generada la electricidad, esta es transportada a largas distancias a través del sistema de transmisión, el cual está compuesto por redes de alta tensión que permiten trasladar grandes cantidades de energía con menores pérdidas durante el transporte. Este sistema conecta las centrales de generación con los centros de consumo y constituye un elemento clave para garantizar el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico.

4.1.3.3 Distribución

Finalmente, la energía eléctrica es entregada a los usuarios finales mediante el sistema de distribución, el cual utiliza redes de menor tensión para abastecer a hogares, industrias y servicios. Esta etapa representa el último eslabón del sistema eléctrico y permite que la electricidad llegue de manera segura y confiable a los distintos consumidores.

4.1.3.4 Sistema eléctrico nacional (SEN)

En Chile, el suministro de energía eléctrica se organiza principalmente a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual corresponde a la red interconectada que integra la mayor parte de la generación, transmisión y distribución de electricidad del país. Este sistema se extiende desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Los Lagos, y tiene como objetivo garantizar el suministro continuo y seguro de electricidad a lo largo del territorio nacional. El SEN se caracteriza por operar como un sistema interconectado que permite coordinar la producción y el transporte de energía eléctrica entre distintas centrales generadoras y los centros de consumo (Comisión Nacional de Energía, 2023).

La operación del sistema eléctrico chileno es coordinada por el Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente encargado de velar por la seguridad y eficiencia del sistema, asegurando el equilibrio entre la generación y el consumo de electricidad. A través de esta coordinación se busca optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico, minimizando los costos de operación y garantizando la continuidad del suministro energético (Coordinador Eléctrico Nacional, 2022).

4.1.3.5 Rol de las generadoras dentro del sistema

Dentro del sistema eléctrico, las empresas generadoras cumplen un rol fundamental al encargarse de producir la energía eléctrica a partir de distintas fuentes energéticas y ponerla a disposición del sistema. Estas empresas operan centrales de generación que convierten diversas formas de energía en electricidad, la cual posteriormente es inyectada al sistema de transmisión para su transporte hacia los centros de consumo. La participación de múltiples empresas generadoras permite diversificar las fuentes de energía y aumentar la seguridad del suministro eléctrico (International Energy Agency, 2022).

Asimismo, las empresas generadoras participan activamente en el mercado eléctrico mediante la venta de energía a distintos agentes del sistema, como empresas distribuidoras o grandes consumidores. De esta manera, su rol no solo se limita a la producción de electricidad, sino también a contribuir al funcionamiento del mercado eléctrico y a la estabilidad del sistema energético en su conjunto.

4.2 Matriz y transición energética en Chile

4.2.1 Definición de matriz energética

La matriz energética corresponde a la composición y participación relativa de las distintas fuentes de energía utilizadas por un país para satisfacer su demanda energética en un período determinado. En otras palabras, representa la proporción en que diferentes recursos energéticos como combustibles fósiles, energía hidráulica, solar, eólica u otras fuentes contribuyen al suministro total de energía dentro de un sistema energético.

La estructura de la matriz energética de un país depende de diversos factores, entre los que se encuentran la disponibilidad de recursos naturales, el nivel de desarrollo

tecnológico, las políticas energéticas y las condiciones económicas. Estos elementos influyen en la selección y desarrollo de determinadas fuentes de energía, determinando así la configuración del sistema energético y su capacidad para satisfacer la demanda de electricidad y otros usos energéticos.

En el caso de Chile, la estructura de la matriz energética puede observarse a través del Balance Nacional de Energía elaborado por el Ministerio de Energía, el cual presenta la composición de las fuentes energéticas utilizadas en el país y su distribución hacia los distintos sectores de consumo. La **Figura 2** muestra la estructura general de la matriz energética.

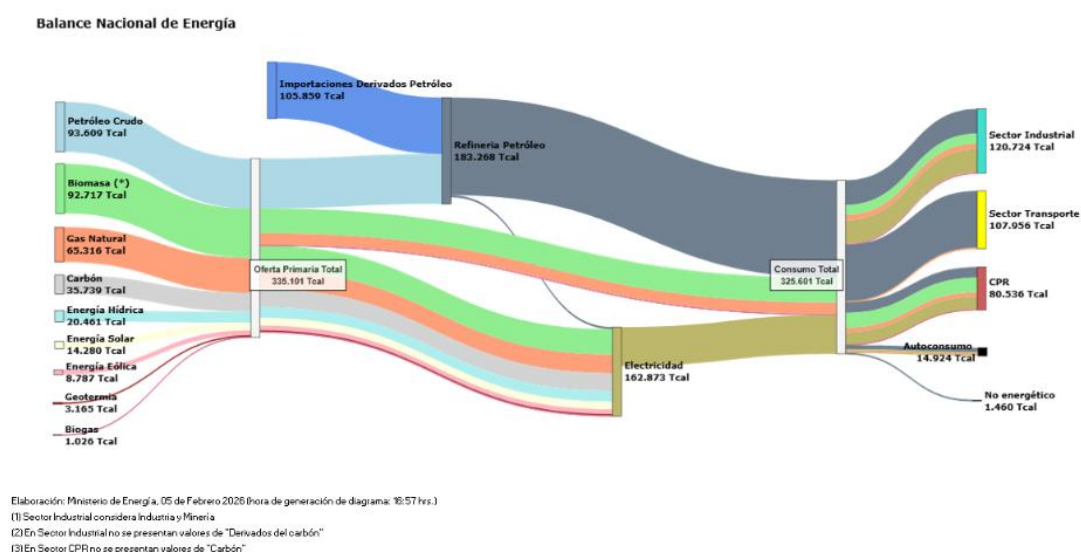


Figura 2. Matriz energética de Chile según fuentes de energía primaria y sectores de consumo (Ministerio de Energía, Balance Nacional de Energía (2026)).

4.2.2 Diferencia entre matriz energética y matriz eléctrica

La matriz energética y la matriz eléctrica son conceptos relacionados, pero no equivalentes. Mientras que la matriz energética representa la composición de todas las fuentes de energía utilizadas en un país para satisfacer la demanda energética total (incluyendo sectores como transporte, industria, minería y consumo residencial), la matriz eléctrica se refiere específicamente a la participación de las distintas fuentes utilizadas para la generación de energía eléctrica.

En este sentido, la matriz eléctrica forma parte de la matriz energética, ya que la electricidad constituye solo una de las formas de energía consumidas dentro de un sistema energético. Por lo tanto, la matriz energética presenta una visión más amplia del uso de los recursos energéticos de un país, mientras que la matriz eléctrica permite analizar la composición de las tecnologías empleadas para la generación de electricidad dentro del sistema eléctrico (Ministerio de Energía, 2023).

4.2.3 Evolución de la matriz eléctrica en Chile

Durante las últimas décadas, la matriz eléctrica chilena ha experimentado cambios significativos asociados al crecimiento de la demanda energética, el desarrollo tecnológico y la implementación de políticas orientadas a promover una mayor participación de energías renovables. Históricamente, la generación eléctrica en Chile estuvo dominada por centrales hidroeléctricas y, posteriormente, por centrales termoeléctricas basadas en combustibles fósiles como carbón, diésel y gas natural (Ministerio de Energía, 2023).

Sin embargo, en los últimos años el sistema eléctrico nacional ha experimentado un proceso de transformación impulsado por la incorporación de energías renovables no

convencionales (ERNC), particularmente energía solar y eólica. Este proceso ha sido favorecido por factores como el alto potencial de recursos renovables del país, la disminución de los costos tecnológicos y el establecimiento de políticas públicas orientadas a la transición energética (Comisión Nacional de Energía, 2023).

Actualmente, la generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) presenta una participación creciente de energías renovables, las cuales han aumentado de manera sostenida durante la última década. De acuerdo con datos del Coordinador Eléctrico Nacional, las energías renovables no convencionales han alcanzado una participación cercana al 50 % de la generación eléctrica en determinados períodos recientes, reflejando el avance del país hacia una matriz eléctrica más diversificada y con menores emisiones de carbono (Coordinador Eléctrico Nacional, 2026).

Este proceso de transformación de la matriz eléctrica forma parte de una estrategia más amplia de transición energética, orientada a reducir la dependencia de combustibles fósiles, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover el desarrollo de tecnologías de generación más sostenibles.

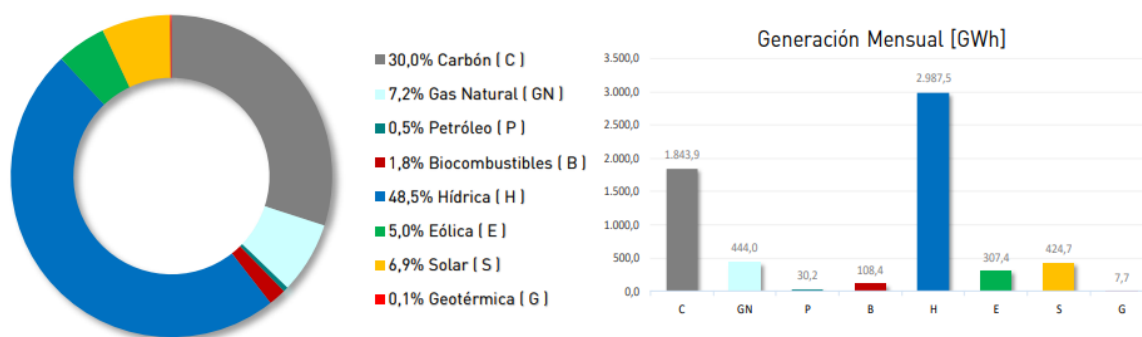


Figura 3. Matriz eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional según tecnología de generación, diciembre de 2017 (Coordinador Eléctrico Nacional (2017)).

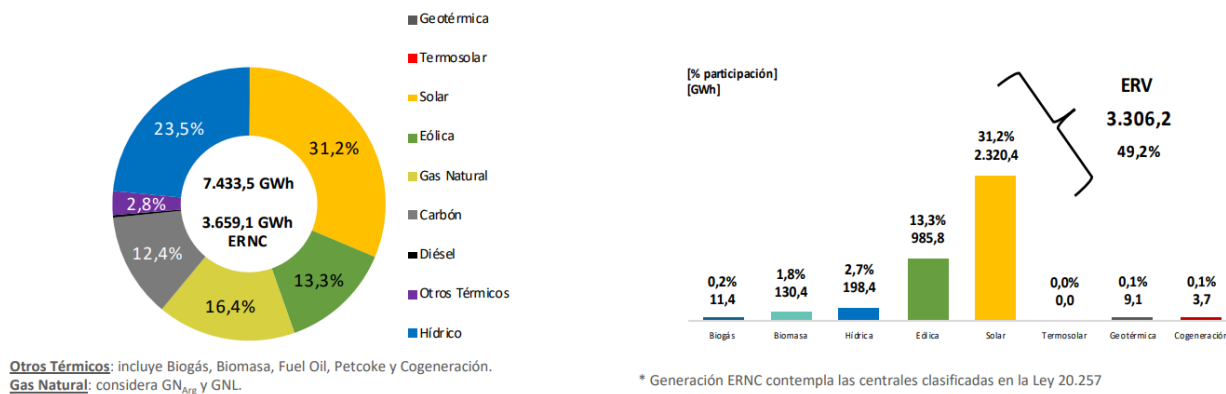


Figura 4. Matriz eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional según tecnología de generación, febrero de 2026 (Coordinador *Eléctrico Nacional* (2026)).

Como se observa en las figuras, la participación de energías renovables no convencionales ha aumentado de manera significativa en el sistema eléctrico chileno, destacando especialmente el crecimiento de la energía solar y eólica en la última década.

4.2.4 Rol de las energías renovables

Las energías renovables han adquirido un papel cada vez más relevante dentro de los sistemas energéticos a nivel mundial, debido a su capacidad para contribuir a la diversificación de la matriz energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la seguridad energética de los países. A diferencia de las fuentes convencionales basadas en combustibles fósiles, las energías renovables se caracterizan por provenir de recursos naturales que se regeneran de manera continua, como la radiación solar, el viento, el agua y la biomasa.

En el contexto chileno, el desarrollo de energías renovables ha sido impulsado por la necesidad de avanzar hacia un sistema energético más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles importados. La implementación de políticas públicas orientadas a fomentar la participación de energías renovables no convencionales (ERNC), junto con el

alto potencial de recursos naturales disponibles en el territorio nacional, ha permitido un crecimiento sostenido de estas tecnologías en la generación eléctrica del país (Ministerio de Energía, 2023).

Entre las principales ventajas asociadas al desarrollo de energías renovables se encuentran la reducción de emisiones de dióxido de carbono, la disminución de la dependencia energética externa y la posibilidad de aprovechar recursos naturales abundantes en el territorio. En particular, Chile presenta condiciones geográficas y climáticas favorables para el desarrollo de proyectos de generación renovable, destacando especialmente el potencial solar y eólico existente en diversas regiones del país.

En este contexto, las energías renovables se han consolidado como un elemento clave dentro del proceso de transición energética, permitiendo avanzar hacia sistemas eléctricos más diversificados, resilientes y ambientalmente sostenibles.

4.3 Energía solar fotovoltaica

4.3.1 Concepto y principios generales

La energía solar corresponde a la energía proveniente de la radiación emitida por el sol, la cual puede ser aprovechada mediante diversas tecnologías para la generación de electricidad o la producción de calor. Debido a su carácter renovable, abundante y ampliamente disponible en la naturaleza, la energía solar se ha consolidado como una de las principales fuentes de energía renovable a nivel mundial (International Energy Agency, 2022).

Dentro de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar, una de las más utilizadas es la energía solar fotovoltaica, la cual permite convertir directamente la radiación

solar en energía eléctrica mediante el uso de dispositivos semiconductores conocidos como celdas fotovoltaicas. Estas celdas se encuentran integradas en módulos o paneles solares, los cuales al ser expuestos a la radiación solar generan una corriente eléctrica que puede ser utilizada para el abastecimiento energético o inyectada a la red eléctrica (Duffie & Beckman, 2013).

El funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos se basa en el denominado efecto fotovoltaico, fenómeno físico mediante el cual ciertos materiales semiconductores, como el silicio, generan una corriente eléctrica cuando son expuestos a la radiación solar. Cuando los fotones provenientes de la luz solar impactan sobre la superficie del material semiconductor, estos liberan electrones, generando un flujo de corriente eléctrica continua que posteriormente puede ser transformada en corriente alterna para su utilización en sistemas eléctricos convencionales (Messenger & Ventre, 2010).

Entre las principales ventajas de la energía solar fotovoltaica se encuentran su carácter renovable, la ausencia de emisiones directas de gases contaminantes durante su operación y la posibilidad de instalar sistemas de generación a diferentes escalas, desde pequeños sistemas residenciales hasta grandes plantas de generación eléctrica. Además, los avances tecnológicos y la reducción de los costos de los paneles solares han favorecido su expansión a nivel global en las últimas décadas.

4.3.2 Desarrollo en Chile

En el caso de Chile, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo debido a las favorables condiciones de radiación solar presentes en el territorio nacional. En particular, el norte y centro del país presentan algunos de los niveles de radiación solar más altos del mundo, lo que ha impulsado el desarrollo de

numerosos proyectos solares en los últimos años. Como resultado, la energía solar se ha convertido en una de las principales fuentes de generación eléctrica dentro del Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo de manera significativa a la diversificación de la matriz eléctrica y al avance del país hacia una transición energética más sostenible (Ministerio de Energía, 2023).

A pesar de las múltiples ventajas asociadas a la energía solar fotovoltaica, su desarrollo presenta ciertos desafíos que deben ser considerados en el contexto del sistema eléctrico. Uno de los principales corresponde a la intermitencia del recurso, ya que la generación depende directamente de la disponibilidad de radiación solar, la cual varía a lo largo del día y del año. Esta característica puede generar desbalances entre la oferta y la demanda de energía, especialmente en sistemas con alta penetración de generación solar.

Asimismo, en el caso chileno, el crecimiento acelerado de la capacidad instalada de energía solar ha dado lugar a fenómenos como la sobreoferta de energía en determinados horarios y la reducción de los precios en el mercado spot, lo que puede afectar la rentabilidad de los proyectos. En este contexto, aspectos como la ubicación del proyecto, la posibilidad de almacenamiento de energía y la estrategia de comercialización adquieren un rol fundamental en la viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

De esta manera, el desarrollo de proyectos solares no solo debe considerar su potencial técnico de generación, sino también las condiciones del mercado eléctrico y los desafíos asociados a la integración de energías renovables en el sistema.

4.4 Estructura y funcionamiento de una planta solar fotovoltaica

Una planta solar fotovoltaica es una instalación destinada a la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la radiación solar a través de sistemas fotovoltaicos. Estas plantas están compuestas por diversos componentes que permiten captar la energía solar, transformarla en electricidad y posteriormente inyectarla al sistema eléctrico para su distribución y consumo. El funcionamiento de estas instalaciones se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos interconectados (Messenger & Ventre, 2010).

La **Figura 5** presenta un esquema general del funcionamiento de una planta solar fotovoltaica y los principales componentes que intervienen en el proceso de generación e inyección de energía a la red eléctrica.

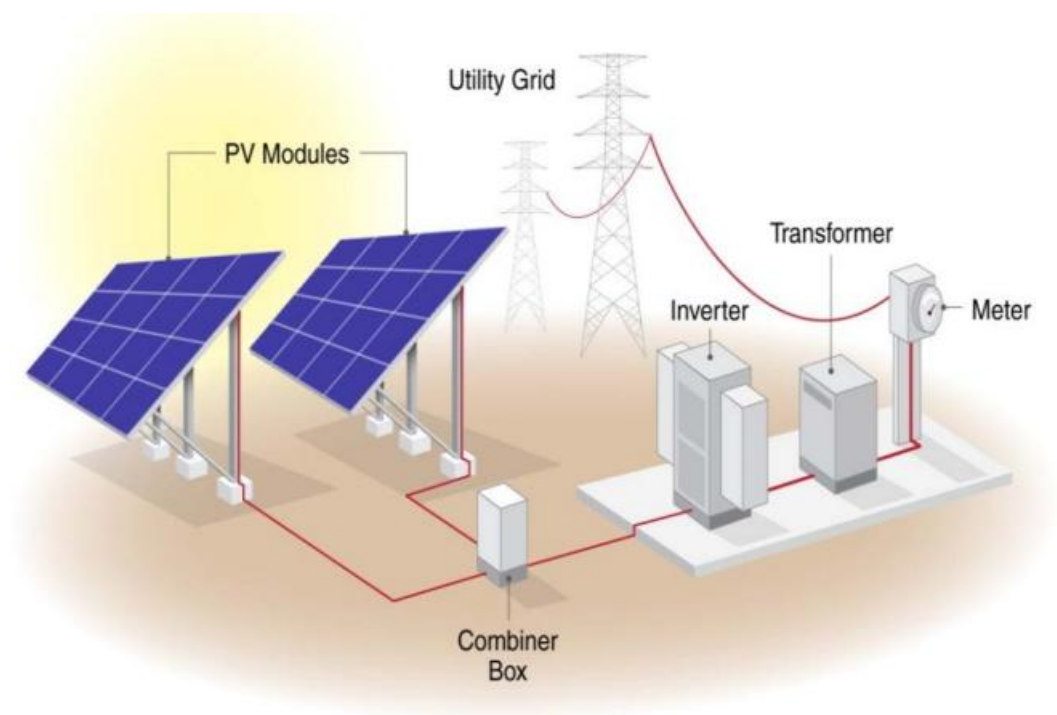


Figura 5 Esquema general de funcionamiento de una planta solar fotovoltaica y sus principales componentes. (Facility-Scale Solar Photovoltaic Guidebook (2015).

4.4.1 Componentes principales

Las plantas solares fotovoltaicas están compuestas por diversos elementos que permiten la captación, conversión y transmisión de la energía eléctrica generada.

4.4.1.1 Paneles solares

Los módulos fotovoltaicos son el componente central de la planta, ya que en ellos se produce la conversión directa de la radiación solar en electricidad en corriente continua. Un módulo está formado por un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas eléctrica y físicamente, encapsuladas para protegerlas del ambiente y montadas sobre una estructura rígida. De forma general, un módulo incluye celdas solares, encapsulante, cubierta frontal de vidrio, lámina posterior o segunda lámina de vidrio, marco y caja de conexiones. La tecnología del módulo depende principalmente del material semiconductor utilizado en las celdas; en el mercado predominan los módulos de silicio cristalino, especialmente monocristalinos y policristalinos, aunque también existen tecnologías de película delgada.

La **Figura 6** muestra la estructura interna de un módulo fotovoltaico y las principales capas que lo componen.

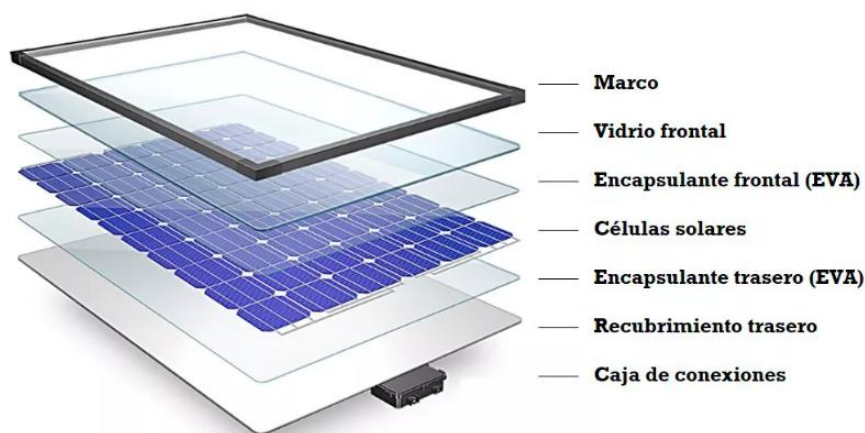


Figura 6. Estructura y componentes principales de un módulo fotovoltaico.

4.4.1.2 Inversores

Los inversores cumplen la función de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna, compatible con la red eléctrica y con los equipos de transformación y distribución. Además de esta función básica, los inversores modernos realizan tareas de control, monitoreo, sincronización con la red, y gestión de variables eléctricas como tensión, frecuencia y factor de potencia. En sistemas interconectados, su desempeño es clave para la estabilidad operativa y el cumplimiento de los requisitos de conexión.

Existen distintas configuraciones de inversores. En instalaciones de gran escala suelen emplearse principalmente inversores string e inversores centrales. Los primeros ofrecen mayor modularidad, flexibilidad de diseño y, en ciertos casos, ventajas frente a pérdidas por sombreados parciales o diferencias entre strings; los segundos concentran mayor potencia en una menor cantidad de equipos, lo que puede simplificar ciertas tareas de operación y mantenimiento en plantas grandes. La selección entre ambas alternativas depende del tamaño del proyecto, estrategia de O&M, topología del terreno, costo total instalado y condiciones específicas.

El proceso de conversión de energía dentro de una planta fotovoltaica se inicia en los módulos solares, donde la radiación solar es transformada en electricidad en forma de corriente continua. Posteriormente, esta energía es conducida hacia el inversor, el cual realiza la conversión a corriente alterna, permitiendo su posterior uso o inyección a la red eléctrica.

La **Figura 7** ilustra de manera simplificada este proceso de conversión y el flujo de energía desde los paneles solares hasta el sistema eléctrico.

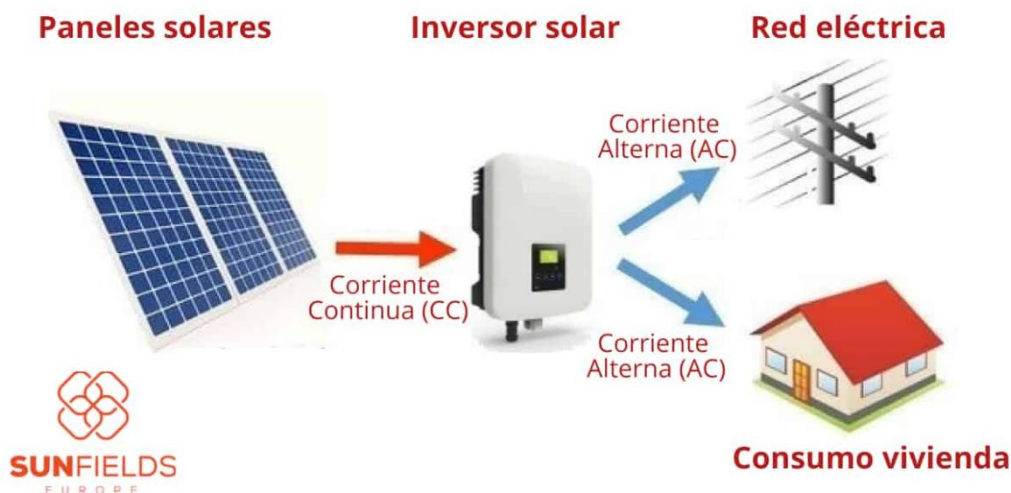


Figura 7. Proceso de conversión de energía en un sistema fotovoltaico, desde los paneles solares hasta la red eléctrica. (Sunfields Europe)

4.4.1.3 Estructura de soporte

Las estructuras de soporte corresponden a los elementos encargados de sostener y fijar los módulos fotovoltaicos en el terreno, asegurando su correcta orientación e inclinación para maximizar la captación de radiación solar. Estas estructuras deben garantizar estabilidad frente a condiciones ambientales como viento, peso propio y, en algunos casos, cargas sísmicas, siendo un componente fundamental para el desempeño y la durabilidad del sistema.

En plantas fotovoltaicas, las estructuras suelen ser instaladas directamente sobre el suelo mediante sistemas de anclaje o fundaciones. Desde el punto de vista de su configuración, se distinguen principalmente dos tipos: estructuras fijas y seguidores solares. Las estructuras fijas mantienen una inclinación constante, presentando menor complejidad y costos de mantenimiento, mientras que los seguidores solares ajustan la posición de los módulos durante el día para seguir la trayectoria del sol, permitiendo aumentar la producción energética, aunque con mayores requerimientos de inversión y operación.

4.4.1.4 Sistema de conexión

El sistema de conexión eléctrica corresponde al conjunto de componentes encargados de conducir, agrupar y proteger la energía generada desde los módulos fotovoltaicos y los inversores hasta el punto de conexión con la red eléctrica. Este sistema incluye elementos tanto en corriente continua (DC) como en corriente alterna (AC).

En el lado de corriente continua, los módulos fotovoltaicos se conectan en serie formando strings, los cuales corresponden a agrupaciones de paneles que permiten alcanzar niveles adecuados de tensión para su operación. A su vez, varios strings pueden agruparse en dispositivos denominados cajas combinadoras (combiner boxes), cuya función es reunir la energía proveniente de distintos strings y conducirla de manera ordenada y segura hacia los inversores. Este sistema incluye además cableado DC, conectores y dispositivos de protección que resguardan la instalación frente a fallas eléctricas.

Por su parte, en el lado de corriente alterna, el sistema de conexión incluye cableado AC, tableros eléctricos, que corresponden a equipos donde se concentran y organizan los distintos circuitos para la distribución y control de la energía, así como sistemas de protección, diseñados para resguardar la instalación frente a fallas eléctricas como cortocircuitos o sobrecargas, y equipos de maniobra, que permiten conectar o desconectar distintas partes del sistema para facilitar su operación y mantenimiento. En conjunto, estos elementos permiten transportar la energía desde los inversores hacia los transformadores y la red eléctrica, asegurando una operación segura y confiable.

4.4.1.5 Subestación

La subestación eléctrica corresponde al conjunto de equipos encargados de adaptar la energía eléctrica generada por la planta fotovoltaica a los niveles de tensión requeridos para su inyección al sistema eléctrico. Su función principal es elevar el voltaje de la energía proveniente de los inversores, permitiendo su transporte eficiente y su compatibilidad con la red de distribución o transmisión.

Entre sus componentes principales se encuentran los transformadores, que modifican el nivel de tensión, y equipos de protección, maniobra y medición, que permiten asegurar una operación segura y controlada del sistema.

En una planta fotovoltaica, la subestación representa la etapa final del proceso de generación dentro de la instalación, ya que desde este punto la energía es inyectada al sistema eléctrico.

La **Figura 8** muestra de manera esquemática el proceso de elevación de tensión y la conexión de una planta fotovoltaica al sistema eléctrico a través de una subestación.

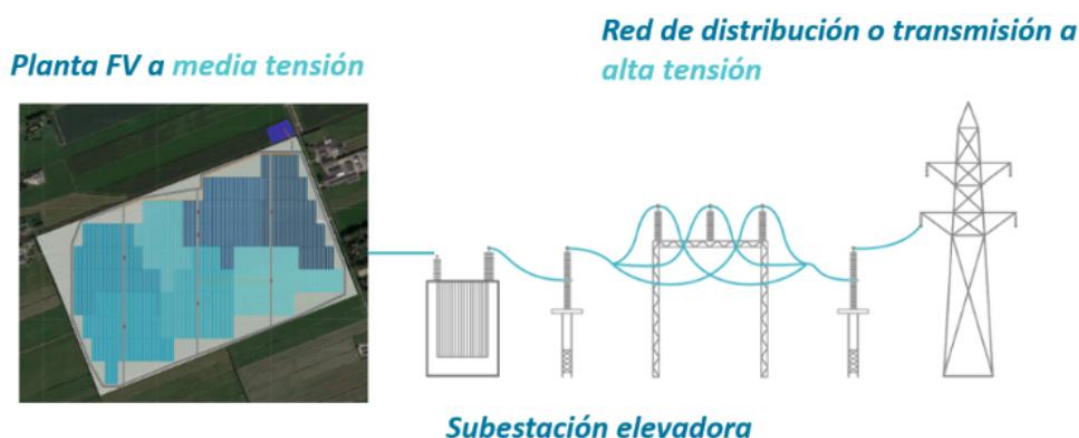


Figura 8. Esquema de conexión de una planta fotovoltaica a la red eléctrica mediante subestación elevadora.

4.4.2 Proceso de generación

El proceso de generación de energía en una planta solar fotovoltaica comienza con la captación de la radiación solar por parte de los módulos fotovoltaicos, los cuales absorben la energía proveniente del sol a través de sus celdas. A partir de este proceso, y mediante el efecto fotovoltaico, la radiación incidente genera un flujo de electrones, produciendo energía eléctrica en forma de corriente continua (DC).

Posteriormente, esta energía es conducida hacia los inversores, donde se transforma en corriente alterna (AC), permitiendo su compatibilidad con el sistema eléctrico. Finalmente, la energía generada es transportada a través del sistema de conexión y la subestación eléctrica, donde se ajusta el nivel de tensión requerido para su inyección a la red eléctrica, permitiendo su distribución y consumo.

4.4.3 Factores que afectan la producción

La producción de energía en una planta solar fotovoltaica depende de diversos factores tanto ambientales como de diseño, los cuales influyen directamente en el rendimiento del sistema y en la cantidad de energía generada.

Adicionalmente, el desempeño de una planta fotovoltaica suele evaluarse mediante indicadores técnicos que permiten analizar su eficiencia operativa. Uno de los más relevantes es el Performance Ratio (PR), el cual representa la relación entre la energía efectivamente generada por el sistema y la energía teórica que podría producir bajo condiciones ideales. Este indicador permite cuantificar las pérdidas del sistema asociadas a factores como temperatura, suciedad, pérdidas eléctricas y eficiencia de los equipos.

Otro indicador clave corresponde al factor de planta, el cual expresa la relación entre la energía generada en un periodo determinado y la energía máxima que podría haberse producido si la planta operara a plena capacidad durante todo el tiempo. Este parámetro es ampliamente utilizado en la evaluación de proyectos de generación eléctrica, ya que permite comparar el rendimiento entre distintas tecnologías y ubicaciones.

En el diseño de plantas fotovoltaicas, también es relevante la selección de la configuración del sistema, pudiendo optar entre estructuras fijas o sistemas con seguimiento solar. Los sistemas con seguidores permiten aumentar la captación de radiación solar al ajustar la orientación de los módulos durante el día, lo que traduce en una mayor producción energética. No obstante, esta alternativa implica mayores costos de inversión y mantenimiento, por lo que su implementación debe ser evaluada en función de las condiciones económicas del proyecto.

Radiación Solar

Es el factor más determinante en la generación de energía, ya que define la cantidad de energía disponible para ser transformada en electricidad. La producción energética de la planta está directamente relacionada con los niveles de irradiancia del sitio, siendo mayor en zonas con alta disponibilidad de radiación solar.

Temperatura

Si bien la generación depende de la radiación solar, el aumento de la temperatura en los módulos fotovoltaicos puede reducir su eficiencia. A medida que la temperatura de operación se incrementa, el rendimiento de las celdas disminuye, afectando negativamente la producción total de energía.

Orientación e inclinación

La orientación y el ángulo de inclinación de los paneles influyen en la cantidad de radiación solar captada a lo largo del día. Una correcta disposición permite maximizar la exposición solar y, por ende, optimizar el rendimiento del sistema. En el hemisferio sur, y particularmente en Chile, los módulos fotovoltaicos se orientan hacia el norte geográfico con el fin de captar la mayor cantidad de radiación solar durante el año.

En cuanto a la inclinación, esta suele definirse en función de la latitud del lugar de instalación, ya que existe un ángulo óptimo que permite maximizar la captación de energía solar a lo largo del año. En términos generales, la inclinación de los paneles se aproxima a la latitud del sitio, pudiendo ajustarse levemente según criterios de diseño y objetivos específicos de generación.

Sombras

La presencia de sombras ya sea por elementos naturales o artificiales, puede reducir significativamente la producción de energía. Incluso sombras parciales pueden afectar el desempeño de los módulos, disminuyendo la eficiencia del sistema en su conjunto.

Degradación de los módulos

Con el paso del tiempo, los módulos fotovoltaicos experimentan una disminución progresiva en su capacidad de generación, fenómeno conocido como degradación. Esta pérdida de rendimiento suele ser gradual y se considera en la evaluación de proyectos, ya que influye en la producción energética a lo largo de la vida útil de la planta.

Suciedad en los módulos

La acumulación de polvo, suciedad u otros elementos sobre la superficie de los paneles puede reducir la cantidad de radiación solar que llega a las celdas fotovoltaicas, afectando la producción de energía. Este fenómeno, conocido como soiling, depende de las condiciones ambientales del entorno y puede mitigarse mediante planes de limpieza y mantenimiento.

4.5 Evaluación de proyectos

4.5.1 Etapas del ciclo de proyecto

El ciclo de un proyecto corresponde al conjunto de etapas sucesivas mediante las cuales una iniciativa de inversión es concebida, analizada, evaluada y eventualmente ejecutada. Estas etapas permiten reducir la incertidumbre progresivamente, aumentando el nivel de información disponible para la toma de decisiones.

El ciclo del proyecto comprende las fases de identificación, perfil, prefactibilidad, factibilidad y ejecución, avanzando desde un nivel inicial de formulación hacia un mayor grado de precisión técnica, económica y operativa. En este proceso, las etapas tempranas de preinversión son especialmente relevantes, ya que permiten determinar si una idea de proyecto justifica continuar hacia niveles más profundos de análisis.

Identificación

Esta etapa corresponde al momento inicial del proyecto, en el cual se reconoce una necesidad, problema u oportunidad que podría ser abordada mediante una iniciativa. En esta fase se busca delimitar de manera preliminar la situación que se desea resolver, el objetivo general del proyecto y su posible contribución dentro de un determinado contexto económico,

social o productivo. Su propósito principal es transformar una idea general en una posible alternativa de proyecto.

Perfil

La etapa de perfil constituye el primer nivel formal de análisis del proyecto y se desarrolla a partir de información secundaria, antecedentes generales y estimaciones preliminares. En esta fase se realiza una primera aproximación a los aspectos técnicos, económicos, institucionales y ambientales del proyecto, con el fin de evaluar si la iniciativa presenta condiciones mínimas para continuar su estudio. El perfil permite descartar alternativas claramente inviables y seleccionar aquellas que justifican una evaluación más profunda, por lo que su función principal es servir como filtro inicial.

Prefactibilidad

La prefactibilidad corresponde a una etapa intermedia dentro del ciclo de proyecto, en la cual una iniciativa es evaluada con un mayor nivel de profundidad que en la etapa de perfil, pero sin alcanzar aún el grado de precisión propio de un estudio de factibilidad. Su propósito principal es reducir la incertidumbre asociada al proyecto mediante el análisis más detallado de las alternativas disponibles, entregando una base técnica y económica suficientemente sólida para decidir si resulta conveniente continuar con su desarrollo.

En esta etapa se busca avanzar desde una formulación preliminar hacia una evaluación más estructurada del proyecto. Para ello, se analizan con mayor detalle los principales aspectos técnicos, económicos, regulatorios y, cuando corresponde, ambientales, con el fin de determinar si la iniciativa presenta condiciones razonables de viabilidad.

Desde el punto de vista metodológico, la prefactibilidad no busca entregar una definición exhaustiva de ingeniería ni todos los antecedentes necesarios para la ejecución inmediata del proyecto. Más bien, su función es ofrecer un nivel de análisis suficiente para sustentar una decisión informada respecto de la continuidad de la iniciativa. En este sentido, si los resultados del estudio son favorables, el proyecto puede avanzar hacia una etapa de factibilidad; en caso contrario, puede modificarse, postergarse o descartarse.

Factibilidad

La factibilidad corresponde a una fase de análisis más detallada, en la cual se profundiza en la alternativa seleccionada hasta alcanzar un nivel de definición suficiente para sustentar una decisión final de inversión. En esta fase se trabaja con información más precisa, estudios específicos y mayores antecedentes técnicos, económicos, legales y ambientales, buscando confirmar la conveniencia y viabilidad definitiva del proyecto.

Ejecución

La etapa de ejecución comprende la materialización del proyecto, incluyendo la implementación de las obras, la adquisición de equipos, la contratación de servicios y la puesta en marcha de la iniciativa. En esta fase, el proyecto deja de ser una alternativa evaluada y pasa a convertirse en una inversión en desarrollo, por lo que adquieren relevancia aspectos asociados a la programación, supervisión, control y cumplimiento de plazos, costos y especificaciones técnicas.

4.5.2 Tipos de evaluación

En el contexto de la etapa de prefactibilidad, la evaluación de un proyecto se realiza a través del análisis de distintos ámbitos que permiten determinar su viabilidad de manera

integral. Dado que en esta etapa se busca reducir la incertidumbre y contar con una base sólida para la toma de decisiones, resulta necesario considerar no solo aspectos económicos, sino también técnicos, ambientales y regulatorios. De esta forma, la evaluación del proyecto se aborda desde una perspectiva multidimensional, permitiendo identificar sus principales fortalezas, limitaciones y condiciones de implementación.

Evaluación Técnica

La evaluación técnica tiene como finalidad analizar la factibilidad del proyecto desde el punto de vista de su diseño y operación. En esta etapa se consideran aspectos como la disponibilidad de recursos, la selección de la tecnología adecuada, la capacidad de producción, las condiciones del emplazamiento y los requerimientos de infraestructura necesarios para su funcionamiento.

Esta evaluación se realiza mediante la identificación y comparación de alternativas técnicas, la estimación de capacidades y requerimientos del sistema, y el análisis de variables que pueden afectar su desempeño. Su objetivo es determinar si el proyecto puede ser implementado de manera eficiente y operativamente viable.

Evaluación Económica

La evaluación económica busca determinar la conveniencia del proyecto en función de la relación entre los costos y los beneficios asociados a su implementación. En esta etapa se analizan elementos como la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, y los ingresos o beneficios esperados.

Metodológicamente, esta evaluación se basa en la estimación de flujos de costos y beneficios a lo largo del tiempo, permitiendo determinar la rentabilidad del proyecto y su

capacidad para generar valor. Su finalidad es apoyar la toma de decisiones respecto a la conveniencia de ejecutar la inversión.

Evaluación Ambiental

La evaluación ambiental tiene como objetivo identificar los posibles impactos que el proyecto puede generar sobre el entorno, así como las medidas necesarias para prevenir, mitigar o compensar dichos efectos. Esta evaluación permite asegurar que el proyecto se desarrolle de manera sostenible y en concordancia con las normativas ambientales vigentes.

Evaluación Regulatoria

La evaluación regulatoria analiza el cumplimiento del marco normativo aplicable al proyecto, considerando los permisos, autorizaciones y requisitos legales necesarios para su implementación. Este análisis permite identificar posibles restricciones o condiciones que puedan afectar el desarrollo del proyecto desde el punto de vista legal e institucional.

4.6 Evaluación de proyectos fotovoltaicos

La evaluación de proyectos fotovoltaicos corresponde al análisis de distintos aspectos que permiten determinar la viabilidad de iniciativas de generación eléctrica basadas en energía solar. Este tipo de proyectos presenta características particulares asociadas a su dependencia del recurso solar, su estructura de costos, su modalidad de comercialización y su impacto ambiental, lo que hace necesario abordarlos desde una perspectiva específica dentro del proceso de evaluación.

En este sentido, la evaluación de proyectos de energías renovables requiere considerar tanto el desempeño técnico del sistema como los flujos económicos asociados a su implementación y operación. Para ello, resulta fundamental analizar variables como la

inversión inicial, la generación esperada, los costos operacionales, los ingresos proyectados y los criterios financieros utilizados para apoyar la toma de decisiones de inversión.

4.6.1 Evaluación económica y financiera

La evaluación económica y financiera tiene como objetivo determinar la rentabilidad de la inversión en función de los costos y beneficios asociados a su implementación. En proyectos de generación renovable, este análisis puede estructurarse mediante la construcción de flujos de caja durante un horizonte de evaluación, incorporando la producción eléctrica esperada, los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento, los ingresos proyectados y los indicadores financieros utilizados para apoyar la decisión de inversión (National Renewable Energy Laboratory [NREL], s. f.; Short et al., 1995).

Inversión inicial

La inversión inicial corresponde al conjunto de costos necesarios para la construcción y puesta en marcha del proyecto. En el caso de una planta solar fotovoltaica, esta inversión está compuesta principalmente por el costo del terreno, ya sea asociado a su adquisición o arriendo, el cual debe cumplir con condiciones adecuadas de superficie, topografía y accesibilidad. Asimismo, incluye la adquisición de los equipos principales, tales como módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, transformadores y sistemas eléctricos, los cuales constituyen el núcleo del sistema de generación.

Adicionalmente, se consideran los costos asociados a las obras civiles e instalación, que comprenden la preparación del terreno, la ejecución de fundaciones, el montaje de estructuras, la instalación de equipos y la construcción de infraestructura complementaria,

como caminos internos y cercos perimetrales. A lo anterior se suman los costos de ingeniería y desarrollo, que incluyen los estudios técnicos, el diseño del proyecto, la planificación, la gestión y la supervisión de la implementación. Finalmente, la inversión inicial incorpora los costos legales y de permisos, relacionados con la obtención de autorizaciones, evaluaciones ambientales y el cumplimiento de la normativa vigente para la ejecución del proyecto.

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) corresponden a aquellos gastos necesarios para asegurar el funcionamiento continuo y eficiente de una planta fotovoltaica durante su vida útil. En sistemas fotovoltaicos, una adecuada planificación del O&M permite mejorar la confiabilidad del activo, reducir riesgos de desempeño y hacer más predecibles los costos operacionales a lo largo del tiempo (Walker, 2018).

Dentro de los principales costos de operación y mantenimiento se encuentran las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, las cuales incluyen la inspección periódica de los equipos, la limpieza de los módulos fotovoltaicos, la revisión de conexiones eléctricas y la reparación de eventuales fallas en componentes como los inversores. Asimismo, se consideran los costos asociados a la operación y monitoreo del sistema, que comprenden la supervisión del desempeño de la planta, la gestión de datos de generación, el control remoto de la instalación y la administración técnica de su funcionamiento.

Adicionalmente, los costos de O&M incluyen la reposición de equipos, considerando el reemplazo de componentes que presentan desgaste o fallas a lo largo del tiempo, así como los seguros, que cubren riesgos asociados a daños en la infraestructura, eventos climáticos o fallas operativas. Finalmente, se incorporan los costos de gestión administrativa,

relacionados con la administración del proyecto, el cumplimiento normativo y la elaboración de reportes necesarios para su operación.

Ingresos del proyecto

Los ingresos en proyectos fotovoltaicos corresponden a los beneficios económicos obtenidos a partir de la generación y comercialización de energía eléctrica, los cuales dependen principalmente de la cantidad de energía producida y del precio al cual esta es vendida en el mercado eléctrico.

La producción de energía está directamente influenciada por la disponibilidad del recurso solar y por las condiciones técnicas del sistema, tales como la eficiencia de los equipos, la orientación e inclinación de los módulos, así como las pérdidas asociadas a la operación. En este sentido, el nivel de generación constituye un factor determinante en la estimación de los ingresos del proyecto.

Por otra parte, los ingresos también dependen de la modalidad de comercialización de la energía. En términos generales, los proyectos de generación pueden obtener ingresos mediante la venta en el mercado spot o a través de contratos de suministro de largo plazo, los cuales permiten establecer condiciones previamente acordadas de precio y cantidad de energía.

En el caso de proyectos que operan bajo el régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), existe además la posibilidad de acogerse a un sistema de precio estabilizado, el cual permite vender la energía a un valor determinado por la autoridad. Este mecanismo reduce la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico, otorgando mayor certidumbre en los ingresos del proyecto.

Flujo de caja proyectado

El flujo de caja proyectado corresponde a la estimación de los ingresos y egresos asociados a un proyecto a lo largo de su vida útil, permitiendo analizar su comportamiento financiero en el tiempo.

En proyectos fotovoltaicos, el flujo de caja se construye a partir de la proyección de los ingresos por venta de energía, los costos de operación y mantenimiento, y la inversión inicial requerida para la implementación del proyecto. Estos elementos se organizan en función de un horizonte de evaluación, el cual generalmente coincide con la vida útil de la planta.

El flujo de caja permite identificar los periodos en los cuales el proyecto genera excedentes o presenta déficits, facilitando el análisis de su sostenibilidad financiera. Asimismo, constituye la base para la aplicación de indicadores financieros.

Indicadores Financieros

Los indicadores financieros permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto a partir de los flujos de caja proyectados, constituyendo herramientas fundamentales para la toma de decisiones en la evaluación de inversiones. Estos indicadores permiten analizar si los beneficios esperados justifican los costos asociados al proyecto, considerando el valor del dinero en el tiempo.

Entre los principales indicadores utilizados en la evaluación de proyectos se encuentran:

Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto corresponde al valor presente de los flujos de caja futuros generados por el proyecto, descontados a una tasa determinada, menos la inversión inicial. Este indicador permite medir el valor que genera una inversión en términos monetarios actuales, considerando tanto la magnitud como el momento en que se producen los flujos de caja.

El VAN incorpora el concepto de valor del dinero en el tiempo, lo que implica que los flujos futuros son actualizados a valor presente mediante una tasa de descuento. Esta tasa representa el costo de oportunidad del capital, permitiendo evaluar si el proyecto genera beneficios superiores a otras alternativas de inversión con un nivel de riesgo similar.

El cálculo del Valor Actual Neto se basa en una serie de variables que permiten estimar el valor. Entre los principales considerados se encuentran la inversión inicial, los flujos netos de efectivo generados a lo largo del tiempo, la tasa de descuento o costo de oportunidad del capital, y el horizonte de evaluación del proyecto. La inversión inicial representa el desembolso necesario para la implementación del proyecto, mientras que los flujos de caja corresponden a los ingresos y egresos generados durante su operación. Por su parte, la tasa de descuento permite reflejar el valor del dinero en el tiempo, y el periodo de evaluación define el horizonte temporal en el cual se analizan los resultados económicos del proyecto.

Tasa interna de retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno corresponde a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto del proyecto sea igual a cero. Este indicador permite determinar la rentabilidad

de una inversión en términos porcentuales, considerando los flujos de caja generados a lo largo del tiempo.

La TIR incorpora el concepto de valor del dinero en el tiempo, ya que considera la distribución temporal de los flujos de caja y permite evaluar la eficiencia de la inversión. En este sentido, la TIR representa la tasa máxima de rentabilidad que puede generar un proyecto sin incurrir en pérdidas económicas.

El cálculo se basa en los mismos elementos que el VAN, tales como la inversión inicial, los flujos netos de efectivo y el horizonte de evaluación del proyecto. La TIR no entrega un valor monetario, sino que expresa la rentabilidad en términos porcentuales, lo que facilita la comparación entre distintas alternativas de inversión.

Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad corresponde a una herramienta utilizada en la evaluación de proyectos que permite analizar cómo varían los resultados económicos frente a cambios en las variables clave del modelo. Su objetivo es identificar el grado de impacto que tienen ciertas incertidumbres sobre la rentabilidad del proyecto, contribuyendo a una mejor comprensión del riesgo asociado.

En proyectos fotovoltaicos, el análisis de sensibilidad se aplica sobre variables relevantes como el precio de la energía, la producción esperada y los costos de operación y mantenimiento. Estas variables pueden presentar variaciones a lo largo del tiempo debido a cambios en el mercado, condiciones climáticas o factores técnicos, lo que puede afectar directamente los flujos de caja del proyecto.

Desde el punto de vista metodológico, el análisis de sensibilidad consiste en modificar una o más variables de entrada y observar el efecto que estas variaciones generan sobre indicadores financieros. Esto permite identificar cuáles son las variables más críticas para el desempeño del proyecto y evaluar su nivel de exposición al riesgo.

4.6.2 Evaluación ambiental

La evaluación ambiental en proyectos fotovoltaicos tiene como finalidad identificar, analizar y gestionar los impactos que estas instalaciones pueden generar sobre el entorno durante todas las etapas del proyecto. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, este análisis puede complementarse mediante un enfoque de ciclo de vida, el cual permite considerar los impactos asociados a etapas como fabricación, transporte, instalación, operación y disposición final de los componentes (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme [IEA PVPS], 2024).

En este tipo de proyectos, los principales aspectos ambientales a considerar se relacionan con la ocupación del territorio y las intervenciones necesarias para la instalación de la infraestructura. En este sentido, uno de los factores relevantes es el uso de suelo, dado que las plantas fotovoltaicas requieren superficies extensas para su emplazamiento, lo que puede implicar cambios en el uso del terreno y en la dinámica del área intervenida.

Asimismo, la intervención en el entorno constituye un aspecto importante, ya que la instalación de la planta puede generar alteraciones en el paisaje y en los ecosistemas locales. En esta fase, se pueden producir impactos asociados al movimiento de tierra, generación de polvo, ruido y alteraciones temporales en la flora y fauna del sector.

Otro aspecto relevante corresponde a la gestión de residuos, tanto durante la construcción como en la operación del proyecto. Esto incluye residuos asociados a materiales de embalaje, mantenimiento de equipos y, a largo plazo, la disposición de componentes al final de su vida útil. En este contexto, la adecuada gestión de residuos resulta fundamental para minimizar impactos negativos sobre el medio ambiente.

Adicionalmente, se considera el ciclo de vida de los componentes, ya que su fabricación, uso y disposición final forman parte del impacto global del proyecto. Este enfoque permite comprender de manera más integral los efectos ambientales asociados a este tipo de tecnología.

La evaluación ambiental contempla la identificación de impactos, su caracterización y la definición de medidas de prevención, mitigación o compensación. Estas acciones permiten reducir los efectos negativos y asegurar que el proyecto se desarrolle en equilibrio con el entorno.

4.7 Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno corresponde al conjunto de instituciones, actores y mecanismos que permiten la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país. Su funcionamiento se basa en un modelo competitivo en generación, con regulación en los segmentos de transmisión y distribución, lo que permite asegurar el suministro eléctrico de manera eficiente y continua (Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.).

El funcionamiento del mercado eléctrico chileno se basa en la coordinación de los distintos actores del sistema, con el objetivo de garantizar el suministro continuo de energía

al menor costo posible. La operación del sistema es coordinada por el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad encargada de planificar y supervisar el despacho de las unidades de generación, asegurando el equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real.

En este contexto, las centrales de generación son despachadas en función de sus costos variables, priorizando aquellas con menores costos de producción. Este mecanismo permite optimizar el uso de los recursos disponibles y asegurar la eficiencia del sistema eléctrico.

4.7.1 Estructura del mercado

El mercado eléctrico chileno se organiza a partir de la participación de distintos actores que cumplen funciones específicas dentro de la cadena de suministro eléctrico. En primer lugar, se encuentran las empresas generadoras, encargadas de producir energía eléctrica a partir de diversas fuentes de generación, tales como centrales térmicas, hidráulicas, solares, eólicas u otras tecnologías. Estas empresas inyectan la energía producida al sistema eléctrico y participan en el mercado mediante la venta de electricidad a distribuidores, clientes libres o a través del mercado spot.

Por otra parte, las empresas transmisoras cumplen la función de transportar la energía eléctrica en alta tensión desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Este segmento resulta fundamental para la operación del sistema, ya que permite trasladar grandes volúmenes de energía a largas distancias, conectando las zonas donde se produce electricidad con aquellas donde se concentra la demanda.

Las empresas distribuidoras, en cambio, son responsables de entregar la energía eléctrica a los usuarios finales mediante redes de menor tensión. Su función se relaciona

directamente con el abastecimiento de clientes regulados, tales como hogares, comercios y pequeñas industrias, asegurando la continuidad y calidad del suministro eléctrico en sus respectivas zonas de concesión.

En cuanto a los consumidores, el mercado distingue entre clientes regulados y clientes libres. Los clientes regulados adquieren energía bajo tarifas definidas mediante procesos regulados por la autoridad, mientras que los clientes libres cuentan con la posibilidad de negociar directamente sus condiciones de suministro con empresas generadoras o comercializadoras, de acuerdo con sus necesidades de consumo.

Adicionalmente, el sistema eléctrico chileno cuenta con la participación del Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente encargado de coordinar la operación del sistema eléctrico. Su rol no corresponde a la compra o venta de energía, sino a asegurar la operación segura, eficiente y continua del sistema, coordinando el despacho de las unidades de generación y velando por el equilibrio entre oferta y demanda.

4.7.2 Formación del precio y comercialización de la energía

En el mercado eléctrico chileno, la formación del precio de la energía y su comercialización se encuentran estrechamente relacionadas, ya que ambas responden a las condiciones de operación del sistema y a las dinámicas de oferta y demanda. Estos elementos determinan tanto el valor al cual se transa la energía como los mecanismos mediante los cuales esta es comercializada.

En el corto plazo, el precio de la energía se determina en el mercado spot, el cual se basa en el concepto de costo marginal. Este corresponde al costo de producción de la última unidad de generación necesaria para satisfacer la demanda en un momento determinado. En

este contexto, las centrales son despachadas en función de sus costos variables, priorizando aquellas de menor costo, lo que permite optimizar la operación del sistema eléctrico. Como resultado, el precio de la energía puede variar en el tiempo.

En paralelo, la comercialización de la energía eléctrica se realiza a través de distintos mecanismos que permiten a los generadores obtener ingresos por la energía producida. Uno de estos mecanismos corresponde a la participación en el mercado spot, donde la energía es valorizada al precio marginal del sistema, lo que implica una mayor exposición a la variabilidad de los precios.

Adicionalmente, la energía puede ser comercializada mediante contratos de suministro de largo plazo, conocidos como contratos PPA, en los cuales se establecen condiciones de precio y cantidad de energía previamente acordadas entre las partes. Estos contratos permiten reducir la incertidumbre asociada a la volatilidad del mercado spot, otorgando mayor estabilidad en los ingresos de los generadores.

De esta forma, en el mercado eléctrico chileno coexisten mecanismos de formación de precios de corto plazo, basados en el costo marginal, y esquemas de comercialización de largo plazo, basados en contratos. Esta combinación permite equilibrar eficiencia operativa y estabilidad económica, configurando el marco en el cual se desarrollan las transacciones de energía eléctrica.

Factores que afectan el precio

El precio de la energía en el mercado eléctrico chileno está influenciado por un conjunto de factores técnicos, económicos y operativos que inciden en el equilibrio entre la oferta y la demanda. Estos factores afectan el costo marginal del sistema en el corto plazo y,

por lo tanto, el valor al cual se transa la energía en el mercado spot, así como las condiciones bajo las cuales se establecen los contratos de suministro.

Uno de los factores relevantes corresponde a la disponibilidad de recursos energéticos, ya que la generación eléctrica depende de recursos primarios como agua, radiación solar, viento o combustibles fósiles. Las variaciones en la disponibilidad de estos recursos pueden modificar la participación de las distintas tecnologías en el despacho eléctrico, afectando el costo marginal del sistema.

Las condiciones climáticas también influyen en el comportamiento del mercado eléctrico, especialmente en sistemas con alta participación de generación renovable. Factores como sequías, variaciones en la radiación solar o cambios en la intensidad del viento pueden afectar la capacidad de generación de determinadas tecnologías, generando cambios en la oferta disponible de energía.

Otro elemento relevante corresponde a los costos de combustibles, principalmente en aquellas centrales térmicas que utilizan carbón, diésel o gas natural para la generación eléctrica. Cuando estos costos aumentan, se incrementa el costo de operación de dichas centrales, lo que puede influir directamente en el costo marginal del sistema cuando estas unidades son requeridas para satisfacer la demanda.

El nivel de demanda eléctrica constituye igualmente un factor determinante, ya que el consumo varía según horarios, estaciones del año, actividad económica y condiciones climáticas. En periodos de mayor demanda, puede ser necesario despachar centrales de mayor costo, lo que tiende a elevar el precio de la energía en el mercado spot.

Finalmente, la capacidad y condición del sistema eléctrico también inciden en la formación de precios. La disponibilidad de infraestructura de transmisión, la capacidad instalada de generación y la existencia de restricciones en la red pueden afectar la operación del sistema y generar diferencias en los precios de la energía. En este sentido, limitaciones en la transmisión o congestiones en determinados puntos del sistema pueden modificar el despacho de las centrales y afectar los costos asociados a la generación.

En conjunto, estos factores determinan la dinámica del precio de la energía en el mercado eléctrico, reflejando tanto las condiciones técnicas de operación del sistema como las variables económicas que inciden en la generación y comercialización de electricidad.

4.8 Marco regulatorio del sistema eléctrico chileno

El desarrollo de proyectos de generación eléctrica en Chile se encuentra regulado por un conjunto de normas, leyes e instituciones que establecen las condiciones para su implementación, operación y conexión al sistema eléctrico. Este marco regulatorio tiene como objetivo asegurar el funcionamiento eficiente del sistema, promover la inversión y garantizar el cumplimiento de estándares técnicos, económicos y ambientales.

El sector eléctrico chileno se rige principalmente por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), contenida en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, la cual establece las bases para la organización, funcionamiento y regulación del sistema eléctrico nacional. Esta normativa define los roles de los distintos actores del mercado, así como las condiciones bajo las cuales se desarrollan las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (DFL N° 4/20.018, 2007).

Asimismo, el sistema considera la participación de diversas instituciones, entre las que destacan el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Coordinador Eléctrico Nacional, cada una con funciones específicas en la planificación, regulación, fiscalización y operación del sistema eléctrico.

4.8.1 Evolución de la normativa en energías renovables

El desarrollo de las energías renovables en Chile ha sido impulsado mediante una serie de modificaciones regulatorias orientadas a facilitar la incorporación de nuevos medios de generación al sistema eléctrico, diversificar la matriz energética y promover la participación de tecnologías renovables en la generación de electricidad.

En este contexto, la Ley N° 19.940, conocida como “Ley Corta I”, introdujo modificaciones relevantes al marco eléctrico, incorporando disposiciones asociadas al acceso de pequeños generadores al mercado eléctrico y a las redes de distribución. Esta normativa permitió establecer condiciones para la participación de medios de generación de menor escala, favoreciendo su integración al sistema eléctrico (Ley N° 19.940, 2004).

Posteriormente, la Ley N° 20.018, conocida como “Ley Corta II”, modificó el marco normativo del sector eléctrico e incorporó mecanismos de licitación de suministro eléctrico por parte de las empresas distribuidoras. Esta modificación permitió reducir parte de la incertidumbre asociada a la inversión en generación y promovió la entrada de nuevos actores al mercado eléctrico (Ley N° 20.018, 2005).

Más adelante, la Ley N° 20.257, conocida como Ley ERNC, introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación eléctrica con fuentes de

energías renovables no convencionales. Esta normativa estableció la obligación de que un porcentaje de la energía comercializada proviniera de fuentes ERNC, promoviendo la diversificación de la matriz eléctrica nacional (Ley N° 20.257, 2008).

Posteriormente, la Ley N° 20.698 fortaleció este marco normativo al propiciar una mayor participación de energías renovables no convencionales dentro de la matriz energética, aumentando progresivamente las exigencias de incorporación de estas fuentes en el sistema eléctrico chileno (Ley N° 20.698, 2013).

De esta forma, la evolución normativa del sector eléctrico chileno ha generado condiciones favorables para el desarrollo de proyectos de generación renovable, permitiendo una mayor participación de tecnologías como la solar fotovoltaica y facilitando su integración al sistema eléctrico nacional.

4.8.2 Pequeños medios de generación distribuida (PMGD)

En el contexto del sistema eléctrico chileno, los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) corresponden a centrales de generación de menor escala que se conectan a redes de distribución eléctrica. Este tipo de proyectos resulta especialmente relevante para la incorporación de energías renovables, ya que permite desarrollar generación eléctrica cercana a los centros de consumo y aprovechar recursos energéticos disponibles a nivel local.

El marco regulatorio asociado a los PMGD tuvo una base relevante en el Decreto Supremo N° 244, el cual aprobó el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Esta normativa reguló aspectos técnicos y comerciales relacionados con la conexión,

operación y comercialización de la energía generada por este tipo de instalaciones (Decreto Supremo N° 244, 2006).

Posteriormente, el Decreto N° 88 aprobó el reglamento para medios de generación de pequeña escala, actualizando disposiciones aplicables a proyectos conectados a instalaciones del sistema eléctrico. Este reglamento resulta relevante para el análisis de proyectos PMGD, ya que establece condiciones asociadas a su conexión, operación, coordinación y comercialización de energía (Decreto N° 88, 2020).

Una de las principales características de los PMGD es su operación bajo un esquema de auto-despacho, en el cual el generador decide la cantidad de energía que inyecta al sistema, debiendo cumplir con las condiciones técnicas establecidas por la normativa vigente y por los organismos competentes. Este mecanismo otorga mayor autonomía operativa en comparación con centrales de mayor tamaño, aunque exige el cumplimiento de requisitos técnicos para asegurar la operación segura de la red.

En términos de comercialización, los proyectos PMGD pueden optar por distintas modalidades de venta de energía. Por una parte, pueden participar en el mercado spot, donde la energía es valorizada de acuerdo con el costo marginal del sistema. Por otra parte, existe la posibilidad de acogerse a un sistema de precio estabilizado, el cual permite vender la energía a un valor determinado bajo criterios regulatorios, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico.

Adicionalmente, la normativa establece que las empresas distribuidoras deben evaluar la conexión de proyectos PMGD que cumplan con los requisitos técnicos correspondientes. Este proceso puede requerir estudios que determinen las condiciones de conexión, la

capacidad disponible de la red y la necesidad de ejecutar obras de adecuación en la infraestructura existente.

De esta forma, los PMGD representan un mecanismo relevante para la integración de energías renovables al sistema eléctrico, contribuyendo a la descentralización de la generación y al aprovechamiento de recursos energéticos locales.

4.8.3 Permisos y exigencias para proyectos de generación

La implementación de proyectos de generación eléctrica requiere el cumplimiento de una serie de requisitos técnicos, regulatorios y ambientales, los cuales dependen de las características del proyecto y su ubicación.

Entre los principales aspectos regulatorios se encuentran:

4.8.3.1 Conexión al sistema eléctrico

La conexión de proyectos de generación al sistema eléctrico constituye una etapa fundamental dentro del desarrollo de una central, ya que permite la inyección de la energía generada a la red. En el caso de los proyectos PMGD, esta conexión se realiza a redes de distribución eléctrica, debiendo cumplir con los procedimientos técnicos y administrativos establecidos por la normativa vigente.

El proceso de conexión se encuentra regulado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y se desarrolla en coordinación con la empresa distribuidora correspondiente. Este proceso considera la evaluación de la factibilidad de conexión del proyecto, en función de las características técnicas de la red y de la instalación propuesta.

La conexión se formaliza mediante la presentación de antecedentes técnicos a través de formularios estandarizados, los cuales contienen información relevante del proyecto, como su potencia instalada, ubicación, tecnología de generación, esquema de conexión y condiciones de operación. Estos antecedentes permiten a la empresa distribuidora analizar el impacto del proyecto sobre la red eléctrica.

A partir de esta evaluación, se determina si el proyecto genera un impacto significativo o no significativo en la red de distribución. En función de este resultado, pueden establecerse requisitos técnicos adicionales, tales como la necesidad de realizar estudios complementarios o ejecutar obras de adecuación en la infraestructura existente.

Asimismo, el proceso de conexión considera aspectos como la capacidad disponible de la red, los niveles de tensión, la coordinación de protecciones y las condiciones de operación del sistema, con el objetivo de asegurar la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico.

De esta forma, la conexión al sistema eléctrico representa un elemento clave en la viabilidad de proyectos de generación, ya que condiciona tanto su implementación como su operación dentro del sistema eléctrico.

4.8.3.2 Evaluación Ambiental

La evaluación ambiental de proyectos energéticos en Chile se encuentra regulada por la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, la cual establece el marco normativo para la protección del medio ambiente y la gestión de los impactos asociados a actividades productivas. En este contexto, el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

(SEIA) constituye el principal instrumento para evaluar proyectos que puedan generar efectos sobre el entorno (Ley N° 19.300, 1994).

El SEIA se encuentra reglamentado por el Decreto N° 40, el cual aprueba el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y establece las disposiciones que regulan el ingreso, evaluación y participación dentro del proceso ambiental. Dependiendo de sus características, los proyectos deben ingresar al sistema mediante una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) (Decreto N° 40, 2013). La Ley N° 19.300 y el Decreto N° 40 están disponibles en LeyChile/BCN.

La selección entre DIA o EIA depende del nivel de impacto que el proyecto pueda generar sobre el medio ambiente. En términos generales, aquellos proyectos que no presentan impactos significativos pueden ser evaluados mediante una DIA, mientras que aquellos que implican efectos relevantes deben someterse a un EIA, el cual requiere un análisis más detallado y la implementación de medidas de mitigación, compensación o reparación.

En el caso de proyectos de generación eléctrica, incluyendo plantas fotovoltaicas, el ingreso al SEIA depende de factores como su potencia instalada, localización, intervención de recursos naturales, obras asociadas y posibles efectos sobre comunidades o ecosistemas. En este sentido, proyectos de menor escala, como los PMGD, pueden en ciertos casos no requerir ingreso al sistema, o bien hacerlo a través de una DIA, dependiendo de sus características específicas.

De esta forma, la evaluación ambiental constituye un requisito fundamental dentro del desarrollo de proyectos energéticos, permitiendo asegurar el cumplimiento de la normativa vigente y la adecuada consideración de los impactos sobre el entorno.

4.9 Impacto ambiental de la generación eléctrica y huella de carbono

4.9.1 Emisiones asociadas a la generación eléctrica

La generación de energía eléctrica implica la emisión de gases a la atmósfera, ya sea de forma directa durante el proceso de producción o de manera indirecta a lo largo de su ciclo de vida.

Estas emisiones corresponden principalmente a gases de efecto invernadero (GEI), los cuales son compuestos gaseosos presentes en la atmósfera que tienen la capacidad de absorber y emitir radiación infrarroja, contribuyendo a la retención de calor y al denominado efecto invernadero (United Nations Framework Convention on Climate Change [UNFCCC], 1992). Entre los principales GEI se encuentran el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O).

En el contexto de la generación eléctrica, el CO_2 se produce principalmente durante la combustión de combustibles fósiles como carbón, diésel o gas natural, siendo el principal subproducto de este proceso. Sin embargo, las emisiones asociadas a la generación no se limitan únicamente a la etapa de operación, sino que también pueden originarse en otras fases del ciclo de vida de las tecnologías.

4.9.2 Emisiones según tipo de tecnología de generación

Las emisiones asociadas a la generación eléctrica varían de manera significativa según la tecnología utilizada, principalmente en función del tipo de fuente energética y del proceso mediante el cual se produce la electricidad.

En el caso de las centrales térmicas basadas en combustibles fósiles, como carbón, diésel o gas natural, las emisiones de gases de efecto invernadero son elevadas debido a la

combustión necesaria para generar energía. Entre estas tecnologías, el carbón presenta los mayores niveles de emisiones de CO₂ por unidad de energía producida, seguido por el diésel y el gas natural (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2021).

Por otro lado, tecnologías como la energía hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica no generan emisiones directas de gases de efecto invernadero durante su operación. Sin embargo, al considerar el ciclo de vida completo, estas tecnologías pueden presentar emisiones indirectas asociadas a procesos como la fabricación de equipos, transporte e instalación, las cuales son considerablemente menores en comparación con las tecnologías térmicas.

Adicionalmente, existen tecnologías como la generación geotérmica o de biomasa, cuyas emisiones dependen de sus características específicas de operación y del tipo de recurso utilizado, presentando niveles intermedios en comparación con las tecnologías fósiles y otras energías renovables.

4.9.3 Huella de carbono en la generación eléctrica

La huella de carbono corresponde a un indicador que permite cuantificar la totalidad de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a una actividad, proceso o sistema, expresadas generalmente en unidades de dióxido de carbono equivalente (CO₂-eq). Este concepto considera no solo las emisiones directas, sino también aquellas generadas de manera indirecta a lo largo de todo el ciclo de vida.

En el ámbito de la generación eléctrica, la huella de carbono permite evaluar el impacto ambiental de las distintas tecnologías considerando todas las etapas involucradas, desde la extracción de materias primas y fabricación de los equipos, hasta la construcción,

operación y disposición final de las instalaciones. Este enfoque integral es conocido como análisis de ciclo de vida (Life Cycle Assessment, LCA), el cual permite una comparación más precisa entre distintas fuentes de generación (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2021).

La cuantificación de la huella de carbono en generación eléctrica suele expresarse en términos de emisiones por unidad de energía producida, comúnmente en gramos de CO₂ equivalente por kilovatio-hora (gCO₂-eq/kWh). Este indicador permite comparar el desempeño ambiental de diferentes tecnologías de generación de manera estandarizada.

4.9.4 Impacto ambiental de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica corresponde a una tecnología de generación eléctrica que convierte la radiación solar en electricidad mediante el uso de semiconductores, sin requerir procesos de combustión durante su operación.

Desde el punto de vista operacional, los sistemas fotovoltaicos no generan emisiones directas de gases de efecto invernadero, ya que la producción de electricidad se realiza a partir de una fuente renovable sin transformación térmica. No obstante, al considerar el ciclo de vida completo, es posible identificar emisiones indirectas asociadas a etapas como la extracción de materias primas, la fabricación de los módulos, el transporte, la instalación y la disposición final de los equipos.

La evaluación mediante análisis de ciclo de vida permite cuantificar la huella de carbono de esta tecnología, evidenciando que, si bien existen emisiones asociadas a su implementación, estas se distribuyen a lo largo de su vida útil y resultan significativamente

menores en comparación con aquellas tecnologías basadas en combustibles fósiles (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2021).

El impacto ambiental de esta tecnología se encuentra influenciado por factores como la eficiencia de los módulos, la vida útil de los sistemas y las condiciones de instalación, los cuales inciden en la cantidad total de energía generada y, por tanto, en las emisiones por unidad de energía producida.

5 Desarrollo

5.1 Metodología

La metodología del presente estudio se estructura bajo un enfoque de prefactibilidad, orientado a evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de una planta solar fotovoltaica de 3 MW en la Región del Maule. Para ello, se desarrolla un análisis aplicado que permite integrar información del sitio de emplazamiento, datos del recurso solar, criterios de diseño fotovoltaico, antecedentes económicos, condiciones regulatorias y variables ambientales relevantes para el proyecto.

El desarrollo metodológico se organiza en etapas sucesivas, comenzando con la caracterización del terreno y del recurso solar disponible, para posteriormente avanzar hacia el diseño preliminar de la planta, la estimación de generación energética, la evaluación económica y el análisis ambiental. Esta estructura permite abordar el proyecto de manera ordenada, diferenciando los aspectos técnicos, financieros y ambientales que inciden en su viabilidad.

Dado que el estudio se sitúa en una etapa de prefactibilidad, los resultados obtenidos no buscan reemplazar estudios de ingeniería de detalle, mediciones definitivas en terreno ni procesos formales de tramitación sectorial. Sin embargo, entregan una base suficiente para analizar la conveniencia preliminar del proyecto y determinar si existen condiciones favorables para avanzar hacia etapas posteriores de evaluación.

5.1.1 Enfoque de estudio

El presente estudio se aborda bajo un enfoque de prefactibilidad, orientado a evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de una planta solar fotovoltaica

de 3 MW en la Región del Maule. Este enfoque permite analizar los principales aspectos que condicionan el desarrollo del proyecto, entregando antecedentes suficientes para apoyar una decisión informada respecto de su conveniencia.

Desde esta perspectiva, la investigación no busca desarrollar la ingeniería de detalle ni la ejecución del proyecto, sino examinar de manera estructurada sus condiciones preliminares de implementación. Para ello, se consideran variables asociadas al recurso solar disponible, los requerimientos técnicos del sistema, los costos de inversión y operación, los ingresos esperados por la comercialización de energía y el impacto ambiental asociado al proyecto.

Asimismo, el estudio posee un carácter aplicado, ya que utiliza conceptos y herramientas de evaluación de proyectos para analizar un caso específico de generación eléctrica renovable en el contexto chileno. En este sentido, el enfoque combina dimensiones técnicas, económicas, regulatorias y ambientales, permitiendo abordar el proyecto desde una visión integral y coherente con los objetivos planteados.

5.1.2 Etapa de análisis

El desarrollo del estudio se estructura en una serie de etapas que permiten abordar de manera sistemática la evaluación de prefactibilidad del proyecto fotovoltaico, considerando sus principales dimensiones técnicas, económicas y ambientales.

En primer lugar, se realiza una evaluación técnica, orientada a analizar las condiciones del emplazamiento, la disponibilidad del recurso solar y los principales criterios de diseño del sistema fotovoltaico. Esta etapa permite definir la configuración preliminar de la planta, seleccionar los equipos principales y estimar la generación energética anual del proyecto.

En segundo lugar, se desarrolla una evaluación económica, en la cual se estiman la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, y los ingresos proyectados por la venta de energía. Para la estimación de ingresos se consideran las alternativas de valorización disponibles para proyectos PMGD, con especial énfasis en la venta a costo marginal y el precio estabilizado. A partir de estos antecedentes, se construye un flujo de caja proyectado que permite evaluar la rentabilidad del proyecto mediante indicadores económicos y analizar su sensibilidad frente a variaciones en variables relevantes.

Posteriormente, se incorpora una evaluación ambiental, enfocada en identificar los principales impactos asociados a la implementación y operación del proyecto, así como estimar su contribución en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con tecnologías convencionales de generación eléctrica.

Finalmente, se realiza un análisis integrado de resultados, en el cual se interpretan los resultados obtenidos en las distintas etapas, permitiendo establecer una visión global de la prefactibilidad del proyecto.

5.1.3 Variables consideradas

En el desarrollo del presente estudio se consideran diversas variables que influyen en la evaluación de la viabilidad del proyecto fotovoltaico, las cuales se agrupan en dimensiones técnicas, económicas y ambientales.

En el ámbito técnico, se contemplan variables asociadas al recurso solar disponible, tales como la radiación solar, la temperatura ambiente, la ubicación geográfica del terreno y las condiciones climáticas del sitio. Asimismo, se incorporan parámetros propios del sistema

fotovoltaico, incluyendo la potencia instalada, la eficiencia de los módulos, la orientación e inclinación del arreglo, las pérdidas del sistema y la degradación anual de los módulos.

En el ámbito económico, se consideran variables relacionadas con la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, el precio de venta de la energía y los ingresos proyectados por la venta de electricidad. Para la valorización de ingresos se utiliza como referencia la barra BA S/E TENO 154 kV BP1, correspondiente al punto eléctrico de referencia económico del proyecto. Además, se incorporan variables financieras como la tasa de descuento, el horizonte de evaluación, la depreciación tributaria, el impuesto a la renta y el valor residual del terreno.

Por otra parte, en el ámbito ambiental, se consideran variables asociadas a la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero y a la cuantificación de la reducción de emisiones derivada de la generación eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

De esta forma, la consideración conjunta de estas variables permite abordar el análisis del proyecto desde una perspectiva integral.

5.1.4 Fuentes de información

Para el desarrollo del estudio se utilizaron fuentes de información técnicas, económicas, regulatorias y ambientales, seleccionadas de acuerdo con la naturaleza de cada etapa de evaluación.

La caracterización del recurso solar y del emplazamiento se realizó a partir de información obtenida del Explorador Solar, herramienta que permitió analizar la radiación solar disponible, variables meteorológicas del sitio y comportamiento mensual y horario del

recurso. Esta información fue complementada con antecedentes geográficos del terreno, revisión del entorno inmediato y análisis de las condiciones físicas del emplazamiento.

Posteriormente, la estimación de generación energética del proyecto se desarrolló mediante simulación en PVsyst, incorporando la configuración técnica definida para la planta, la potencia instalada, orientación e inclinación de los módulos, características de los equipos seleccionados y pérdidas asociadas a la operación del sistema. A partir de esta simulación se obtuvo la generación anual esperada y el perfil horario de producción, antecedentes utilizados tanto en la evaluación técnica como en la estimación de ingresos del proyecto.

Para la evaluación económica se utilizaron cotizaciones y valores de mercado para la estimación de la inversión inicial, incluyendo módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, materiales eléctricos, instalación, transporte, tramitación y terreno. Los costos de operación y mantenimiento se estimaron a partir de referencias unitarias por potencia instalada, desagregadas en operación y administración, limpieza y mantenimiento preventivo, mantenimiento eléctrico, seguridad y seguro operacional.

La estimación de ingresos se realizó a partir de la generación horaria obtenida en la simulación de PVsyst y de los costos marginales históricos asociados a la barra BA S/E TENO 154 kV BP1. Para ello, se utilizó una base de datos de costos marginales correspondiente al periodo 2017–2024.

Adicionalmente, se consideró el precio estabilizado PMGD como alternativa de valorización de la energía, utilizando los valores correspondientes al nudo de referencia asociado a Teno 154. Esta comparación permite evaluar la conveniencia relativa entre la

venta a costo marginal y el régimen de precio estabilizado, considerando el perfil horario de generación del proyecto.

Para el análisis regulatorio se revisó la normativa aplicable a proyectos de generación distribuida, particularmente aquella relacionada con los Pequeños Medios de Generación Distribuida, sus condiciones de conexión y sus alternativas de comercialización de energía. Esto permitió contextualizar el proyecto dentro del marco normativo vigente y definir los criterios utilizados para su evaluación económica.

Finalmente, para la evaluación ambiental se utilizaron antecedentes bibliográficos y factores de emisión asociados a la generación eléctrica, con el objetivo de estimar la reducción potencial de emisiones de gases de efecto invernadero derivada de la operación de la planta fotovoltaica. Estas fuentes permiten comparar el aporte ambiental del proyecto frente a tecnologías convencionales de generación eléctrica.

5.2 Evaluación técnica

5.2.1 Localización del proyecto

El proyecto se emplaza en la comuna de Teno, en la Región del Maule, específicamente en un terreno de carácter rural ubicado en las coordenadas 34°52'00.4"S y 71°15'26.0"W. El sitio seleccionado presenta una superficie total cercana a 10 hectáreas, lo que permite disponer del espacio necesario para la instalación de una planta fotovoltaica de aproximadamente 3 MW de potencia.

La elección del terreno respondió a un análisis de competitividad del sitio para el desarrollo del proyecto, considerando tanto sus condiciones físicas y de acceso como su cercanía a infraestructura eléctrica existente y su valor comercial dentro del mercado local.

En este sentido, se priorizó un emplazamiento que permitiera disponer de una superficie suficiente para la instalación de la planta, facilitar las labores de construcción y operación, reducir posibles restricciones asociadas al relieve o sombreado, y favorecer la conexión al sistema eléctrico. De esta manera, la selección del terreno no solo responde a su disponibilidad, sino también a su capacidad para cumplir con las condiciones necesarias para el desarrollo técnico y económico del proyecto.



Figura 9. Ubicación y delimitación del terreno a evaluar en el proyecto.

El terreno se encuentra colindante a la ruta J-40, lo que le otorga una adecuada accesibilidad para el transporte de equipos, la ejecución de obras y la posterior operación del proyecto. Esta condición facilita la logística asociada a la construcción de la planta, así como las labores de mantenimiento durante su vida útil.

Desde el punto de vista eléctrico, el emplazamiento presenta una ventaja relevante, ya que en la misma ruta se dispone de una red de distribución eléctrica de media tensión, lo cual favorece la conexión del proyecto al sistema eléctrico bajo el esquema de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Esta cercanía permite reducir potenciales costos asociados a obras de conexión y facilita la integración del proyecto a la red.

En términos físicos, el terreno presenta una topografía predominantemente plana, lo que simplifica la instalación de los sistemas fotovoltaicos y minimiza la necesidad de movimientos de tierra. Asimismo, no se presentan elementos relevantes de sombreado en el entorno, tales como edificaciones o relieves cercanos, lo que permite un adecuado aprovechamiento del recurso solar y una operación eficiente del sistema.

El terreno corresponde a un predio de uso agrícola y se encuentra mayoritariamente despejado, sin presencia de construcciones o infraestructura relevante que limite su utilización para fines energéticos. Esta condición favorece su habilitación para la instalación de la planta fotovoltaica, al disminuir la necesidad de obras previas de despeje o adecuación. Si bien hay presencia de árboles en el sector oriente del terreno, estos se ubican hacia un costado del predio, por lo que deberán ser considerados en el diseño del layout para evitar posibles efectos de sombreado sobre los módulos fotovoltaicos.

Desde el punto de vista económico, el terreno presenta un valor estimado de aproximadamente 11.039,20 UF, equivalente a \$450.000.000 CLP, considerando una UF base de 40.763,82 CLP/UF. Dado que el predio posee una superficie cercana a 10 hectáreas, esto representa un valor aproximado de 1.103,92 UF por hectárea, o cerca de \$45.000.000 CLP por hectárea.

Para evaluar la coherencia de este valor, se realizó previamente un estudio de mercado, comparando precios de terrenos rurales disponibles en el sector y en zonas cercanas con características similares. A partir de este análisis, el valor del terreno se considera acorde a las condiciones del mercado local y competitivo para el desarrollo del proyecto.

En conjunto, el terreno presenta condiciones favorables para el desarrollo del proyecto, al reunir características relevantes. La superficie disponible permite proyectar una distribución adecuada de los módulos, considerando espacios para separación entre filas, caminos internos, equipos eléctricos y áreas de operación. Asimismo, el acceso directo por la ruta J-40 facilita la entrada y salida para la construcción.

Desde el punto de vista eléctrico, la cercanía a una red de distribución de media tensión constituye una condición favorable para una eventual conexión bajo el régimen PMGD. Por otra parte, la topografía plana, la condición despejada del predio y la baja presencia de sombras relevantes favorecen el aprovechamiento del recurso solar y disminuyen restricciones para el diseño del layout. Finalmente, el valor comercial del terreno, coherente con el mercado local, refuerza su pertinencia como alternativa de emplazamiento para el proyecto.

5.2.2 Recurso solar

La evaluación del recurso solar constituye un elemento fundamental dentro del análisis técnico del proyecto, ya que la generación eléctrica de una planta fotovoltaica depende directamente de la radiación disponible en el sitio de emplazamiento. Para este estudio, la caracterización del recurso se realizó mediante el Explorador Solar, herramienta que entrega información de radiación solar y variables meteorológicas a partir de modelación numérica y datos satelitales de alta resolución. Si bien el reporte indica que la información ha sido validada con observaciones, sus resultados deben ser corroborados mediante mediciones in situ en etapas posteriores del proyecto.

Para la generación del reporte se ingresaron antecedentes específicos del proyecto, tales como ubicación geográfica, potencia instalada estimada, configuración de sistema fijo

inclinado, orientación norte, inclinación cercana a la latitud del sitio, eficiencia del inversor y pérdidas globales del sistema. El punto de simulación se ubica en la latitud $34,8673^{\circ}$ S, longitud $71,2572^{\circ}$ O y a una elevación aproximada de 237 m s.n.m., correspondientes al terreno seleccionado para el proyecto.

A partir de los datos anuales del reporte, la radiación global horizontal presenta un promedio aproximado de $5,12 \text{ kWh/m}^2$ por día, equivalente a cerca de 1.870 kWh/m^2 por año. Por su parte, la radiación global incidente sobre un plano de 35° de inclinación alcanza un promedio aproximado de $5,49 \text{ kWh/m}^2$ por día, equivalente a cerca de 2.004 kWh/m^2 por año. Este último valor representa de mejor manera la radiación recibida por módulos fotovoltaicos en el proyecto a evaluar.

Tabla 1. Resumen del recurso solar del sitio de emplazamiento.

Variable	Valor
Latitud del terreno	$34,8673^{\circ}$ S
Longitud del terreno	$71,2572^{\circ}$ O
Elevación	237 m s.n.m.
Radiación global horizontal promedio	$5,13 \text{ kWh/m}^2$ por día
Radiación global horizontal anual	1.872 kWh/m^2 por año
Radiación global plano inclinado promedio	$5,49 \text{ kWh/m}^2$ por día
Radiación global plano inclinado anual.	2.004 kWh/m^2 por año

Fuente: Elaboración propia a partir del explorador solar, Reporte de generación fotovoltaica, 2026.

La distribución mensual de la radiación evidencia un comportamiento estacional marcado. En el plano horizontal, los mayores valores se registran durante los meses de verano, alcanzando $8,87 \text{ kWh/m}^2$ por día en enero y $8,77 \text{ kWh/m}^2$ por día en diciembre, mientras que los menores valores se presentan en invierno, con $1,68 \text{ kWh/m}^2$ por día en junio y $1,81 \text{ kWh/m}^2$ por día en julio. En el plano inclinado, los valores también muestran una

disponibilidad favorable del recurso, con aproximadamente 7,86 kWh/m² por día en enero, 7,70 kWh/m² por día en febrero.

La **Figura 10** permite visualizar la variación mensual del recurso solar, evidenciando una mayor disponibilidad durante los meses de primavera y verano, y una disminución durante el periodo invernal. Esta estacionalidad es relevante para el proyecto, ya que permite anticipar una generación energética variable a lo largo del año, con una mayor producción esperada en los meses de mayor radiación y una menor producción durante invierno.

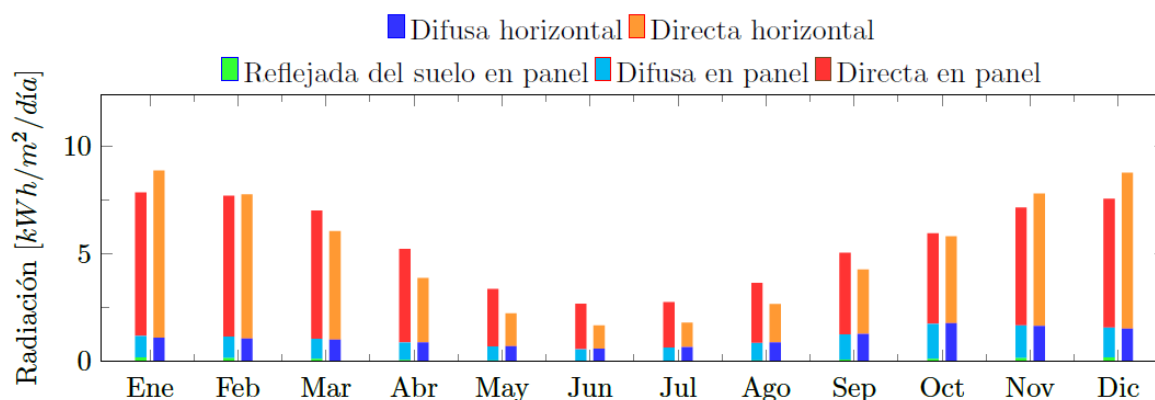


Figura 10. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en plano horizontal y plano inclinado para el sitio del proyecto.

Además del análisis mensual, el comportamiento horario de la radiación resulta relevante para comprender la distribución diaria del recurso. El reporte muestra que la radiación global incidente en el plano inclinado se concentra principalmente durante las horas centrales del día, especialmente entre las 10:00 y 15:00 horas, periodo en el cual se presentan los mayores valores de radiación durante gran parte del año. Esta condición es favorable para la operación de una planta fotovoltaica, ya que permite concentrar la generación en las horas de mayor disponibilidad solar.

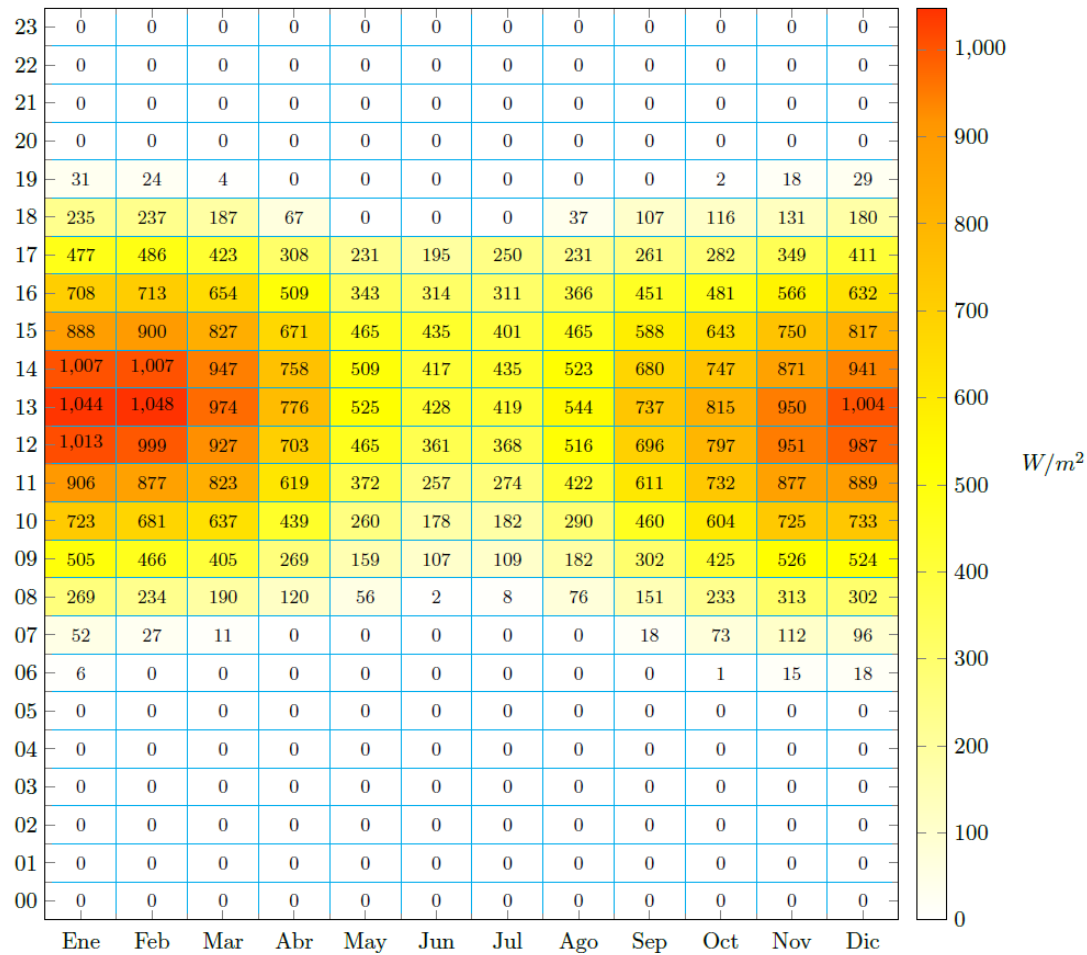


Figura 11. Radiación global incidente en un plano inclinado para cada hora y mes del año.

La **Figura 11** permite observar la distribución diaria-anual de la radiación solar sobre el plano inclinado. Durante los meses de verano se aprecia una mayor extensión horaria de radiación relevante, mientras que durante invierno la disponibilidad solar disminuye tanto en magnitud como en duración diaria. Este comportamiento será considerado posteriormente en la estimación de generación energética, dado que la producción de la planta depende no solo del promedio anual de radiación, sino también de su distribución mensual y horaria.

Adicionalmente, el reporte incorpora variables meteorológicas complementarias que inciden en el desempeño del sistema fotovoltaico, tales como nubosidad, temperatura y

velocidad del viento. La nubosidad afecta la radiación incidente sobre los módulos; la temperatura influye en la eficiencia de las celdas fotovoltaicas; y el viento puede contribuir al enfriamiento de los módulos, afectando su rendimiento operativo. Para el sitio evaluado, la temperatura media mensual varía aproximadamente entre 7,52 °C en julio y 20,25 °C en enero, mientras que la nubosidad diurna presenta menores valores durante los meses estivales y mayores niveles durante invierno.

El análisis de sombras topográficas del reporte considera la topografía dentro de un radio de 180 km desde el sitio seleccionado; sin embargo, no incorpora obstáculos locales como edificaciones, árboles, cables u otros elementos cercanos. Esta precisión resulta relevante, ya que permite diferenciar entre sombras asociadas al relieve y sombras producidas por elementos específicos del entorno inmediato. Para el caso en estudio, la inspección visual del emplazamiento indica ausencia de relieves cercanos que generen sombreados relevantes, aunque los árboles presentes en el sector oriente deberán ser considerados posteriormente en el diseño del layout.

5.2.3 Selección de tecnología

La selección de tecnología constituye una etapa central dentro de la evaluación técnica del proyecto, ya que define los principales componentes que conformarán la planta fotovoltaica y condiciona su desempeño energético, configuración eléctrica, requerimientos de instalación y costos asociados. En este apartado se seleccionan los equipos principales del sistema, considerando módulos fotovoltaicos e inversores, para posteriormente establecer la configuración tecnológica base de la planta.

El análisis se desarrolla a partir de criterios técnicos asociados a potencia nominal, eficiencia, compatibilidad eléctrica, confiabilidad, vida útil, condiciones de operación en

terreno y adecuación a una planta fotovoltaica conectada a red. De esta manera, la selección tecnológica permite establecer una base coherente para el diseño preliminar de planta, la estimación de generación energética y la evaluación económica posterior.

5.2.3.1 Selección de módulos fotovoltaicos

La selección de los módulos fotovoltaicos tiene como finalidad identificar una alternativa tecnológica adecuada para alcanzar la potencia objetivo del proyecto, manteniendo una relación favorable entre rendimiento, superficie requerida, confiabilidad y vida útil. Dado que los módulos constituyen el componente encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica, su elección incide directamente en la cantidad de unidades requeridas, la ocupación del terreno, la configuración eléctrica del sistema y la generación energética esperada.

Para el presente proyecto se priorizó la evaluación de módulos de alta potencia, orientados a instalaciones fotovoltaicas sobre suelo y de escala comercial o industrial. Esta condición permite reducir la cantidad total de unidades necesarias para alcanzar la potencia objetivo, simplificar parcialmente el montaje y favorecer una distribución más ordenada del campo fotovoltaico. Asimismo, se consideraron módulos bifaciales de doble vidrio y tecnologías de celda tipo N o equivalentes, debido a su mayor eficiencia, menor degradación y mejor desempeño esperado en proyectos de generación eléctrica de largo plazo.

La preselección de alternativas se realizó considerando fabricantes con presencia en el mercado fotovoltaico, disponibilidad de fichas técnicas, garantías de potencia de largo plazo y compatibilidad con sistemas de corriente continua de alto voltaje. En función de estos criterios, se compararon modelos de potencia similar, dentro del rango aproximado de 600 W a 640 W, pertenecientes a los fabricantes LONGi Solar, Trina Solar, Jinko Solar y JA Solar.

Tabla 2. Síntesis comparativa de módulos fotovoltaicos evaluados.

Fabricante	Modelo	Potencia Nominal	Eficiencia	Coeficiente de Pérdida de potencia
LONGi Solar	Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M	620 W	23,00 %	-0,280 %/°C
Trina Solar	Vertex N TSM-NEG19RC.20-620W	620 W	23,00 %	-0,290 %/°C
Jinko Solar	Tiger Neo JKM620N-66HL4M-BDV	620 W	22,95 %	-0,290 %/°C
JA Solar	DeepBlue 4.0 Pro JAM72D42 LB	625 W	22,40 %	-0,290 %/°C

Fuente: Elaboración propia a partir de fichas técnicas de fabricantes.

La comparación detallada de especificaciones técnicas, incluyendo tecnología de celda, tipo de módulo, bifacialidad, degradación y antecedentes complementarios, se presenta en el **Anexo 1**. En el cuerpo del análisis se muestran únicamente los criterios principales utilizados para justificar la selección del módulo, con el fin de mantener una lectura clara y enfocada en la decisión técnica del proyecto.

A partir de la comparación realizada, se observa que todas las alternativas evaluadas corresponden a módulos de alta potencia y tecnologías actuales, por lo que resultan técnicamente adecuadas para proyectos fotovoltaicos conectados a red. Sin embargo, el módulo LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M presenta una combinación favorable entre potencia nominal, eficiencia, comportamiento térmico, degradación y compatibilidad con el diseño proyectado.

En primer lugar, el módulo LONGi de 620 W permite alcanzar la potencia objetivo utilizando una menor cantidad de unidades respecto de alternativas de menor potencia. De manera referencial, para una potencia instalada cercana a 3 MW DC se requieren aproximadamente 4.839 módulos. No obstante, para el diseño preliminar del proyecto se adopta una cantidad de 4.800 módulos, lo que permite mantener la potencia instalada bajo el límite definido y facilitar una configuración eléctrica ordenada en strings e inversores.

Desde el punto de vista de eficiencia, el modelo LONGi presenta un valor de 23,00 %, similar al módulo Trina de igual potencia y superior a las alternativas Jinko y JA Solar. Esta característica resulta relevante, ya que una mayor eficiencia permite obtener más potencia por unidad de superficie, favoreciendo el aprovechamiento del terreno disponible.

Otro criterio relevante corresponde al comportamiento térmico. El módulo LONGi presenta un coeficiente de pérdida de potencia de $-0,280 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, valor levemente más favorable que el de las demás alternativas evaluadas. Dado que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye cuando aumenta la temperatura de operación, un menor coeficiente térmico contribuye a reducir pérdidas de generación durante periodos de alta radiación y temperatura.

En relación con la durabilidad, el módulo seleccionado presenta una degradación inferior al 1 % durante el primer año y una degradación anual de 0,4 % entre los años 2 y 30, junto con una garantía de potencia lineal de 30 años. Esta característica es relevante para el proyecto, ya que permite proyectar una producción más estable durante la vida útil de la planta y mantener coherencia con el horizonte de evaluación considerado.

Adicionalmente, el módulo LONGi corresponde a una tecnología bifacial de doble vidrio, característica que permite captar radiación tanto por la cara frontal como por la cara posterior del módulo. Si bien el aporte efectivo de la bifacialidad dependerá de variables como el albedo del terreno, la altura de instalación, la separación entre filas y la configuración definitiva del layout, esta tecnología representa una ventaja potencial para plantas fotovoltaicas instaladas sobre suelo.

Desde el punto de vista mecánico y de montaje, el módulo LONGi presenta dimensiones y peso compatibles con instalaciones fotovoltaicas de escala comercial e industrial, lo que facilita su transporte, manipulación, montaje sobre estructuras y distribución en terreno. Finalmente, el módulo seleccionado es compatible con sistemas de alto voltaje DC, condición adecuada para plantas fotovoltaicas conectadas a red y proyectos de escala PMGD. Sus parámetros eléctricos, tales como tensión de circuito abierto, tensión en máxima potencia, corriente de cortocircuito y corriente en máxima potencia, serán utilizados posteriormente para el dimensionamiento de strings y la verificación de compatibilidad con los inversores seleccionados.

5.2.3.2 Selección de inversores

La selección del inversor constituye una etapa relevante dentro del diseño técnico de la planta, debido a que este equipo permite convertir la energía generada en corriente continua por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna compatible con la red eléctrica. Además de esta función principal, el inversor cumple labores de control, seguimiento del punto de máxima potencia, monitoreo de variables eléctricas y protección del sistema frente a condiciones anormales de operación.

Para el presente proyecto se considera el uso de inversores string trifásicos, ya que esta tecnología resulta la adecuada para plantas fotovoltaicas de escala media conectadas a red. Este tipo de inversores permite una configuración modular del sistema, facilita la sectorización de la planta y entrega flexibilidad para distribuir los strings en distintos seguidores MPPT. Esta característica es relevante en instalaciones sobre terreno, donde la distribución física de los módulos puede organizarse en bloques de generación asociados a distintos inversores.

La selección del inversor se realiza considerando su compatibilidad con el módulo fotovoltaico definido previamente. En este caso, el módulo LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M presenta una potencia nominal de 620 W, tensión de circuito abierto de 48,78 V, tensión en máxima potencia de 40,91 V, corriente de cortocircuito de 16,05 A y corriente en máxima potencia de 15,16 A. Estos parámetros condicionan la tensión y corriente de los strings, por lo que el inversor debe presentar rangos de entrada compatibles con la configuración eléctrica del sistema.

Bajo este criterio, se priorizaron inversores con tensión máxima de entrada de 1.100 V DC, múltiples seguidores MPPT, alta eficiencia de conversión, protección para operación

en exteriores y capacidad para trabajar con módulos fotovoltaicos de alta potencia y corriente. Asimismo, se consideraron fabricantes con presencia en el mercado fotovoltaico y disponibilidad de documentación técnica para proyectos comerciales e industriales.

Para la comparación se revisaron alternativas de inversores string trifásicos en el rango aproximado de 120 kW a 150 kW, considerando modelos de Solis, Sungrow, Huawei y GoodWe. La **Tabla 3** presenta las principales características técnicas de las alternativas evaluadas.

Tabla 3. Comparación de alternativas de inversor.

Fabricante	Modelo	Potencia Nominal AC	MPPT/ Entradas	Tensión Maxima	Eficiencia	Protección
Solis	S6-GC125K	125 kW	10 MPPT/ 20 Strings	1.100 V	98,7 %	IP66
Sungrow	SG125CX- P2	125 kW	12 MPPT/ 24 Strings	1.100 V	98,5 %	IP66 / C5
Huawei	SUN2000- 150K-MG0	150 kW	7 MPPT / 21 Strings	1.100 V	98,6 %	IP66
GoodWe	GW120K- HT	120 kW	12 MPPT / 24 Strings	1.100 V	98,6 %	IP66

Fuente: Elaboración propia a partir de fichas técnicas y antecedentes de fabricantes

A partir de la comparación realizada, se observa que todas las alternativas evaluadas corresponden a inversores técnicamente compatibles con plantas fotovoltaicas conectadas a red, presentando tensión máxima de entrada de 1.100 V DC, alta eficiencia de conversión y grado de protección adecuado para instalación en exteriores. Por lo tanto, la selección final

no depende únicamente de la eficiencia nominal del equipo, ya que los valores comparados son similares, sino de su compatibilidad eléctrica con el módulo seleccionado, potencia unitaria, cantidad de equipos requeridos, disponibilidad de entradas y flexibilidad para la configuración de strings.

Los inversores de 120 kW y 125 kW, como los modelos GoodWe, Solis y Sungrow, representan alternativas técnicamente viables para el proyecto. Su mayor cantidad de seguidores MPPT puede entregar flexibilidad en la distribución de strings y sectorización del sistema. Sin embargo, al presentar menor potencia nominal por equipo, su utilización implicaría requerir un mayor número de inversores para alcanzar la potencia objetivo de la planta, aumentando la cantidad de equipos, conexiones, tableros, protecciones, canalizaciones y labores asociadas a instalación y mantenimiento.

Por otra parte, el inversor Huawei SUN2000-150K-MG0 presenta una potencia nominal de 150 kW AC, superior a las demás alternativas evaluadas. Esta condición permite reducir la cantidad total de inversores requeridos para el proyecto, manteniendo una configuración más compacta y ordenada. Además, dispone de 7 seguidores MPPT y 21 entradas en corriente continua, lo que permite distribuir los strings de manera compatible con el diseño preliminar de la planta.

Desde el punto de vista de compatibilidad con el módulo seleccionado, el inversor Huawei resulta adecuado para trabajar con módulos de alta potencia y corriente. Esta condición es relevante debido a que el módulo LONGi seleccionado presenta una corriente en máxima potencia de 15,16 A y una corriente de cortocircuito de 16,05 A, valores que deben mantenerse dentro de los límites admisibles de entrada del inversor. La verificación

específica de corriente por entrada y por MPPT se desarrolla posteriormente en la configuración tecnológica del sistema.

En términos de eficiencia, el Huawei SUN2000-150K-MG0 presenta una eficiencia máxima de 98,6 %, valor similar al de las alternativas comparadas. Por lo tanto, si bien la eficiencia no constituye por sí sola un criterio diferenciador determinante, el equipo mantiene un desempeño competitivo dentro del conjunto de inversores evaluados. Asimismo, su grado de protección IP66 permite su operación en condiciones exteriores, aspecto relevante para una planta fotovoltaica emplazada sobre terreno.

En consecuencia, para el presente proyecto se selecciona el inversor Huawei SUN2000-150K-MG0 como tecnología base para el diseño preliminar de la planta. Esta elección se fundamenta en su mayor potencia unitaria, su adecuada compatibilidad con módulos fotovoltaicos de alta corriente, su elevada eficiencia de conversión, su protección para operación en exteriores y la reducción en la cantidad total de inversores requeridos. Estas características permiten establecer una configuración técnica más compacta y robusta para una planta fotovoltaica de 3 MW conectada a red.

5.2.3.3 Configuración tecnológica

Una vez seleccionados el módulo fotovoltaico y el inversor, se define la configuración tecnológica base de la planta. Esta etapa no tiene como objetivo volver a comparar alternativas de equipos, sino establecer la forma en que los componentes seleccionados se conectan entre sí, verificando la compatibilidad eléctrica del sistema.

Para el presente análisis se considera el módulo LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M, de 620 W, y el inversor Huawei SUN2000-150K-MG0, de 150 kW AC. Los principales parámetros eléctricos utilizados para la configuración se resumen en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Resumen de parámetros eléctricos para la configuración.

Parámetro	Modulo Seleccionado	Inversor Seleccionado
Potencia nominal	620 W	-
Tensión de circuito abierto, Voc	48,78 V	-
Tensión en máxima potencia, Vmp	40,91 V	-
Corriente de cortocircuito, Isc	16,05 A	-
Corriente en máxima potencia, Imp	15,16 A	-
Tensión máxima de entrada DC	-	1.100 V
Rango de operación MPPT	-	200-1.000 V
Número de seguidores MPPT	-	7
Entradas DC disponibles	-	21
Corriente máxima por entrada	-	23 A
Corriente máxima por MPPT	-	48 A
Corriente máxima de cortocircuito por MPPT	-	66 A

Fuente: Elaboración propia a partir de fichas técnicas de los equipos seleccionados.

El primer criterio de configuración corresponde a determinar la cantidad de módulos necesarios para alcanzar una potencia instalada cercana a 3 MW. Para ello, se divide la potencia objetivo del proyecto por la potencia nominal del módulo seleccionado:

$$\text{Nº de módulos} = \text{Potencia objetivo} / \text{Potencia nominal del módulo}$$

Al aplicar esta relación, se obtiene un valor de 4.838,7 módulos. Dado que la cantidad de módulos debe corresponder a un número entero y que la potencia instalada no debe superar los 3 MW considerados para el proyecto, el máximo número teórico sería de 4.838 módulos, equivalente a una potencia aproximada de 2,999 MW DC. Sin embargo, para el diseño preliminar se adopta una cantidad de 4.800 módulos, ya que esta alternativa permite mantener la potencia instalada bajo el límite definido y, al mismo tiempo, facilita una configuración eléctrica ordenada en strings e inversores. La potencia total instalada con 4.800 módulos corresponde a 2,976 MW DC.

Posteriormente, se analiza la cantidad de módulos a conectar en serie por string. Esta decisión es relevante porque la conexión en serie incrementa la tensión, por lo que se debe verificar que la tensión total del string no supere los límites admisibles del inversor. Para ello, se consideran principalmente dos parámetros eléctricos del módulo: la tensión de circuito abierto (V_{oc}), utilizada para verificar el límite máximo de tensión del inversor, y la tensión en máxima potencia (V_{mp}), utilizada para comprobar que el string opere dentro del rango MPPT del equipo. En esta evaluación se analizan configuraciones de 19, 20, 21 y 22 módulos.

Tabla 5. Comparativa de configuración por strings

Configuración	Potencia por String	Voc String	Margen respecto a 1100 V	Vmp String
19 módulos	11,78 kW	926,8 V	173,2 V	777,3 V
20 módulos	12,40 kW	975,6 V	124,4 V	818,2 V
21 módulos	13,02 kW	1024,4 V	75,6 V	859,1 V
22 módulos	13,64 kW	1073,2 V	26,8 V	900,0 V

Fuente: Elaboración propia a partir de parámetros técnicos del módulo LONGi Hi-MO 7 LR8-

66HGD-620M.

De acuerdo con la **Tabla 5**, todas las configuraciones evaluadas presentan tensiones en máxima potencia dentro del rango MPPT del inversor. Sin embargo, la selección final no depende únicamente de este criterio, sino también de la holgura frente a la tensión máxima, la división exacta del número total de módulos, la cantidad de strings resultante y la posibilidad de distribuirlos de manera equilibrada entre los inversores.

La configuración de 19 módulos por string presenta una tensión de circuito abierto de 926,8 V, por lo que mantiene una holgura amplia respecto del límite de 1.100 V. No obstante, su menor potencia por string implica aumentar la cantidad de strings requeridos para alcanzar la potencia del proyecto. Además, la división de los 4.800 módulos en grupos de 19 no entrega un número entero de strings, lo que obliga a modificar la cantidad total de módulos o a incorporar strings incompletos, condición no conveniente para una configuración preliminar ordenada.

La configuración de 22 módulos por string permite aumentar la potencia individual de cada string, pero alcanza una tensión de circuito abierto de 1.073,2 V, quedando a solo 26,8 V del límite máximo de entrada del inversor. Esta holgura resulta reducida para una etapa de prefactibilidad, especialmente considerando que la tensión de circuito abierto de los módulos puede aumentar en condiciones de baja temperatura. Por esta razón, esta alternativa se descarta por operar demasiado cerca del límite máximo admisible del equipo.

La configuración de 21 módulos por string presenta una condición intermedia, con una tensión de circuito abierto de 1.024,4 V y un margen de 75,6 V respecto de la tensión máxima del inversor. Si bien técnicamente es viable, entrega una holgura menor que la alternativa de 20 módulos y tampoco permite dividir de forma exacta los 4.800 módulos definidos para la planta. Por lo tanto, se considera menos adecuada para el diseño base.

En consecuencia, se selecciona una configuración de 20 módulos por string. Esta alternativa permite mantener una tensión de circuito abierto de 975,6 V, equivalente a un margen de 124,4 V respecto del límite máximo del inversor, y una tensión en máxima potencia de 818,2 V, dentro del rango MPPT del equipo. Además, permite dividir exactamente los 4.800 módulos en strings completos, favoreciendo una distribución eléctrica más simple, ordenada y compatible con la cantidad de inversores seleccionada.

Definida la cantidad de módulos por string, la planta queda conformada por 240 strings, obtenidos a partir de los 4.800 módulos totales y una configuración de 20 módulos por string. A continuación, se determina la cantidad de inversores requeridos, considerando no solo la potencia nominal de cada equipo, sino también la cantidad total de strings, la disponibilidad de entradas DC, la capacidad de los seguidores MPPT y la relación entre la potencia instalada en corriente continua y la potencia nominal en corriente alterna.

Con el objetivo de mantener una distribución equilibrada del sistema, se seleccionan 16 inversores Huawei SUN2000-150K-MG0. Bajo esta configuración, cada inversor recibe 15 strings, equivalentes a una potencia DC de 186 kW por inversor. Considerando que cada equipo posee una potencia nominal de salida de 150 kW AC, la relación DC/AC resultante corresponde a 1,24.

Esta relación representa un sobredimensionamiento de la potencia en corriente continua respecto de la potencia nominal en corriente alterna. Dicho criterio es habitual en plantas fotovoltaicas conectadas a red, ya que permite mejorar el aprovechamiento del inversor durante periodos de irradiancia media o baja, sin alcanzar una relación excesiva que incremente significativamente las pérdidas por limitación de potencia.

Si bien el inversor dispone de 21 entradas en corriente continua, no se considera conveniente utilizar la totalidad de dichas entradas como criterio para reducir el número de inversores. La cantidad de entradas disponibles no representa por sí sola la capacidad óptima de operación del equipo, ya que también debe evaluarse la potencia DC asignada a cada inversor, la relación DC/AC resultante, la corriente por MPPT, las pérdidas por limitación de potencia y la holgura operacional del sistema.

En efecto, si se buscara reducir la cantidad de inversores utilizando un mayor número de entradas por equipo, la potencia DC conectada a cada inversor aumentaría significativamente. Por ejemplo, una configuración con 20 strings por inversor implicaría conectar 248 kW DC a un equipo de 150 kW AC, alcanzando una relación DC/AC de 1,65. En una condición extrema de 21 strings por inversor, la potencia DC asignada sería de 260,4 kW DC, con una relación DC/AC de 1,74. Estos valores son considerablemente superiores a la relación definida para el caso base y podrían incrementar las pérdidas por recorte de potencia durante las horas de mayor irradiancia.

Tabla 6. Comparación de escenarios de carga DC por inversor.

Strings por inversor	Potencia DC por inversor	Potencia AC del inversor	Relación DC/AC
15	186 kW DC	150 kW AC	1,24
20	248 kW DC	150 kW AC	1,65
21	260,4 kW DC	150 kW AC	1,74

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la comparación anterior, se observa que utilizar un mayor número de strings por inversor permitiría reducir la cantidad de equipos, pero a costa de aumentar significativamente la relación DC/AC. En una etapa de prefactibilidad, donde no se ha desarrollado una simulación comparativa específica de pérdidas por clipping para distintas relaciones DC/AC, se adopta una configuración más conservadora y técnicamente equilibrada. Por esta razón, la selección de 15 strings por inversor no busca maximizar el uso físico de entradas disponibles, sino mantener una relación adecuada entre potencia DC y potencia AC, reducir riesgos de pérdidas por limitación de potencia y conservar holgura para ajustes posteriores de ingeniería.

Posteriormente, se verifica la compatibilidad de la configuración con las entradas y seguidores MPPT del inversor. Cada inversor dispone de 21 entradas DC distribuidas en 7 seguidores MPPT, con un máximo de 3 entradas por MPPT. Al conectar 15 strings por inversor, se utilizan 15 entradas DC, manteniendo 6 entradas disponibles como margen para ajustes posteriores.

La distribución de 15 strings en 7 MPPT no puede realizarse asignando únicamente 2 strings por MPPT, ya que en ese caso solo se conectarían 14 strings. Por lo tanto, la distribución más equilibrada consiste en utilizar 6 MPPT con 2 strings cada uno y 1 MPPT con 3 strings. Esta alternativa permite utilizar todos los seguidores MPPT disponibles, evitar la concentración innecesaria de strings en pocos MPPT y mantener las corrientes dentro de los límites admisibles del equipo.

La verificación de corriente se resume en la **Tabla 7**. En ella se observa que la corriente por entrada se mantiene bajo el límite admisible de 23 A. Asimismo, los MPPT con 2 strings y el MPPT con 3 strings operan dentro de los límites de corriente máxima y corriente

de cortocircuito establecidos por el inversor. No obstante, el MPPT con 3 strings presenta menor holgura respecto del límite de corriente máxima

Tabla 7. Resumen de verificación de compatibilidad eléctrica del inversor.

Parámetro	Valor
Strings por inversor	15
Entradas DC disponibles por inversor	21
Entradas DC utilizadas	15
MPPT disponibles por inversor	7
Distribución propuesta	6 MPPT con 2 strings y 1 MPPT con 3 strings
Corriente por entrada	15,16 A
Límite de corriente por entrada	23 A
Corriente por MPPT con 2 strings	30,32 A
Corriente por MPPT con 3 strings	45,48 A
Límite de corriente por MPPT	48 A
Corriente Cortocircuito con 2 strings	32,10 A
Corriente Cortocircuito con 3 strings	48,15 A
Límite de corriente de cortocircuito	66 A

Fuente: Elaboración propia a partir de parámetros técnicos del módulo e inversor seleccionados.

Finalmente, la configuración técnica seleccionada para la planta fotovoltaica se resume en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Configuración técnica seleccionada para la planta fotovoltaica.

Parámetro	Valor
Módulo seleccionado	LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M
Potencia nominal del módulo	620 W
Número total de módulos	4.800
Potencia instalada DC	2,976 MW DC
Módulos por string	20
Número total de strings	240
Potencia por string	12,4 kW DC
Inversor seleccionado	Huawei SUN2000-150K-MG0
Potencia nominal del inversor	150 kW AC
Número de inversores	16
Strings por inversor	15
Potencia DC por inversor	186 kW DC
Potencia total AC	2,4 MW AC
Relación DC/AC	1,24

Fuente: Elaboración propia.

La selección de esta configuración responde a criterios de compatibilidad eléctrica, holgura frente a los límites de tensión, distribución ordenada de strings, uso adecuado de entradas y seguidores MPPT, cumplimiento de límites de corriente y una relación DC/AC técnicamente razonable para una planta solar fotovoltaica conectada a red. En consecuencia, esta configuración se adopta como base para las etapas posteriores de dimensionamiento

técnico, diseño preliminar de planta, estimación de generación energética y evaluación económica del proyecto.

5.2.4 Evaluación de almacenamiento

El almacenamiento de energía constituye una alternativa tecnológica relevante para complementar la operación de plantas solares fotovoltaicas, especialmente en contextos donde se busca gestionar la variabilidad propia del recurso solar, desplazar energía hacia horarios de mayor demanda, reducir eventuales vertimientos o mejorar la flexibilidad operacional del sistema. En este tipo de proyectos, el almacenamiento suele implementarse mediante sistemas de baterías, conocidos como BESS, por sus siglas en inglés Battery Energy Storage System, los cuales permiten acumular parte de la energía generada durante periodos de alta radiación solar para inyectarla posteriormente a la red.

No obstante, la incorporación de almacenamiento modifica de manera significativa el alcance técnico y económico del proyecto. Un sistema BESS no corresponde únicamente a un componente adicional, sino a una unidad tecnológica con requerimientos propios de diseño, operación, control, seguridad, mantenimiento y reposición. Su evaluación exige definir, entre otros aspectos, la capacidad de almacenamiento en MWh, la potencia de carga y descarga, la eficiencia del ciclo, la profundidad de descarga, la degradación de las baterías, la vida útil esperada, la estrategia de operación y los sistemas de protección asociados.

En el caso del presente estudio, la planta se define como una instalación solar fotovoltaica conectada a red, con una configuración orientada a la inyección directa de energía al sistema eléctrico. Bajo este esquema, el almacenamiento no constituye un requisito técnico indispensable para la operación de la planta, ya que la energía generada por los

módulos puede ser convertida por los inversores e inyectada directamente a la red durante los periodos de disponibilidad solar.

Desde el punto de vista técnico, incorporar baterías requeriría modificar el diseño base del proyecto, incorporando espacio adicional para equipos de almacenamiento, sistemas de conversión, tableros, protecciones, canalizaciones, sistemas de climatización, monitoreo y medidas de seguridad específicas. Además, sería necesario definir una estrategia operacional que establezca cuándo cargar y descargar las baterías, qué proporción de la energía se almacena y qué proporción se inyecta directamente a la red.

Desde el punto de vista económico, la inclusión de almacenamiento aumentaría la inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento del proyecto. Para justificar su incorporación, los ingresos adicionales obtenidos deberían compensar el mayor costo de inversión, la degradación de las baterías y una eventual reposición durante la vida útil del sistema. En consecuencia, su análisis requiere una modelación económica específica, distinta a la evaluación base de una planta fotovoltaica sin almacenamiento.

Asimismo, desde el punto de vista ambiental, la incorporación de baterías ampliaría el alcance de la evaluación, al incluir impactos asociados a la fabricación, transporte, operación, degradación, reposición y disposición final de los sistemas de almacenamiento. Por lo tanto, su inclusión también exigiría una evaluación ambiental complementaria respecto del ciclo de vida de estos componentes.

Considerando lo anterior, para el presente estudio no se incorpora almacenamiento de energía en la configuración base del proyecto, manteniendo un alcance coherente con el diseño preliminar desarrollado. La incorporación de baterías transformaría el proyecto en un

sistema híbrido fotovoltaico con almacenamiento, lo que requeriría una evaluación técnico-económica independiente y de mayor profundidad.

5.2.5 Diseño de planta

El diseño preliminar de planta tiene como finalidad establecer la disposición física de los principales componentes del sistema fotovoltaico dentro del terreno seleccionado. A diferencia de la configuración tecnológica, que define la cantidad de módulos, strings e inversores desde el punto de vista eléctrico, este apartado se orienta a representar la implantación general de la planta en el predio, considerando criterios de orientación, inclinación, separación entre filas, circulación interna, ubicación de equipos y condiciones generales de operación y mantenimiento.

El layout preliminar se desarrolla a partir de la configuración técnica definida en el apartado anterior, compuesta por 4.800 módulos fotovoltaicos LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M de 620 W, organizados en 240 strings de 20 módulos en serie y conectados a 16 inversores Huawei SUN2000-150K-MG0. Esta configuración permite organizar el campo fotovoltaico en bloques de generación asociados a los inversores, facilitando la sectorización del sistema y el ordenamiento físico de los equipos dentro del terreno.

La planta se emplaza sobre un terreno de aproximadamente 10 hectáreas, superficie que permite incorporar el campo fotovoltaico, separación entre hileras, espacios de circulación, zonas de instalación de inversores, canalizaciones, áreas de operación y franjas de seguridad. Si bien la superficie directa ocupada por los módulos corresponde aproximadamente a 1,30 hectáreas, este valor considera únicamente el área física de los paneles y no representa la superficie total requerida por la planta. En un diseño sobre suelo, la superficie efectiva aumenta debido a la necesidad de evitar sombreado entre hileras,

permitir el tránsito interno y asegurar condiciones adecuadas para montaje, inspección, limpieza y mantenimiento.

Los módulos se proyectan orientados hacia el norte geográfico, con una inclinación de 35° . Estos se disponen sobre estructuras metálicas fijas instaladas sobre el suelo, de acuerdo con una configuración orientada a maximizar la captación anual de radiación solar y mantener una operación simple desde el punto de vista constructivo y de mantenimiento.

En la representación preliminar del layout, cada fila corresponde a un conjunto de 20 paneles fotovoltaicos instalados de manera vertical sobre la estructura de soporte. Esta disposición responde a la configuración eléctrica adoptada, en la cual cada string está compuesto por 20 módulos conectados en serie. De esta manera, la representación gráfica permite relacionar la configuración eléctrica del sistema con su distribución física en terreno.

Un criterio relevante dentro del diseño corresponde a la separación entre filas de módulos. Para este proyecto se considera una distancia de 5,5 metros entre una fila y otra, valor calculado con el objetivo de evitar sombras entre líneas de paneles. Esta separación permite disminuir el riesgo de sombreado mutuo, especialmente en periodos de menor altura solar, y contribuye a reducir pérdidas de generación asociadas a la proyección de sombras entre hileras.

Junto con la separación entre filas, se considera una distancia de 20 metros entre columnas o agrupaciones de filas. Este espaciamiento se incorpora con el propósito de facilitar el tránsito interno durante las etapas de construcción, operación y mantenimiento, permitiendo el desplazamiento de personal, herramientas, equipos menores y vehículos de apoyo. Asimismo, esta distancia permite disponer sectores intermedios para la instalación de

inversores, reduciendo la longitud del cableado en corriente continua entre los strings y los equipos de conversión.

La organización general del campo fotovoltaico se plantea a partir de bloques asociados a los inversores. Cada inversor recibe 15 strings, equivalentes a 300 módulos fotovoltaicos, por lo que cada bloque de generación posee una potencia de 186 kW DC y una potencia nominal de salida de 150 kW AC. Esta sectorización permite ordenar la planta en unidades funcionales, facilitar la identificación de fallas, simplificar labores de operación y mantenimiento, y mantener una distribución coherente entre la configuración eléctrica y la disposición física del sistema.

La representación eléctrica de un bloque de generación asociado a un inversor se presenta en el **Anexo 2**. En dicho esquema se observa la conexión de 15 strings hacia un inversor, incorporando los principales parámetros eléctricos de cada string y permitiendo relacionar la configuración tecnológica definida previamente con la organización modular considerada para el diseño preliminar de planta.

Por su parte, la distribución preliminar de los módulos fotovoltaicos sobre el terreno se presenta en el **Anexo 3**. En esta representación se observa la disposición regular de las filas dentro del polígono disponible, manteniendo separación entre hileras y adaptando el diseño a la geometría del predio. Esta imagen permite verificar, a nivel de prefactibilidad, que la configuración tecnológica seleccionada puede emplazarse dentro del terreno disponible, considerando una ocupación ordenada del espacio y dejando áreas libres para circulación, operación y mantenimiento.

Es importante señalar que el layout desarrollado corresponde a una representación preliminar de prefactibilidad y no a un plano constructivo definitivo. Su objetivo es verificar la factibilidad espacial de emplazar la configuración seleccionada dentro del terreno, considerando orientación, inclinación, separación entre filas, organización por bloques y espacios de circulación. En etapas posteriores de ingeniería de detalle, el diseño deberá ser ajustado y validado mediante levantamiento topográfico, análisis de sombras locales, definición de caminos internos, ubicación exacta de inversores, canalizaciones, protecciones, transformadores, punto de conexión y criterios constructivos definitivos.

El diseño preliminar de planta permite comprobar que la configuración seleccionada puede distribuirse de forma ordenada dentro del terreno disponible. La separación de 5,5 metros entre filas permite reducir el riesgo de sombreado entre líneas de módulos, mientras que la distancia de 20 metros entre columnas o agrupaciones de filas favorece el tránsito interno y la instalación de inversores. De esta manera, el layout propuesto entrega una base coherente para las etapas posteriores de estimación energética y evaluación económica del proyecto.

5.2.6 Estimación de generación energética

La estimación de generación energética tiene como finalidad determinar la producción anual esperada de la planta fotovoltaica, a partir de la configuración técnica definida en los apartados anteriores. Este resultado constituye un insumo central para la evaluación económica del proyecto, ya que permite proyectar los ingresos asociados a la energía que será inyectada a la red.

Para esta etapa se utilizó PVsyst como herramienta principal de simulación, debido a que permite modelar el desempeño energético de sistemas fotovoltaicos conectados a red incorporando parámetros específicos del diseño, tales como configuración de módulos e inversores, orientación, inclinación, separación entre filas, sombreados cercanos, pérdidas eléctricas y disponibilidad del sistema. La simulación se desarrolló con paso horario, considerando la configuración base del proyecto: 4.800 módulos LONGi LR8-66HGD-620M de 620 Wp, 16 inversores Huawei SUN2000-150K-MG0, potencia instalada de 2.976 kWp, potencia nominal AC de 2.400 kW, inclinación de 35° y orientación norte.

Los resultados obtenidos indican que la planta tendría una generación anual estimada de 5.515.835 kWh inyectados a red, equivalente a 5,516 GWh/año. La producción específica alcanza 1.853 kWh/kWp/año y el Performance Ratio corresponde a 84,94 %. Este último indicador representa el desempeño global del sistema, considerando las pérdidas asociadas a la operación real de la planta respecto de la energía teórica disponible.

A partir del Performance Ratio obtenido, se puede interpretar que las pérdidas globales del sistema alcanzan aproximadamente un 15,06 % respecto del potencial energético de referencia. Este valor considera el efecto conjunto de las pérdidas. Por lo tanto, el resultado refleja un desempeño energético propicio para una planta fotovoltaica conectada a red.

Tabla 9. Resultados principales de la simulación energética.

Indicador	Valor
Potencia instalada DC	2976 kWp
Potencia instalada AC	2400 kW AC
Energía anual inyectada a red	5,516 GWh/año
Producción específica	1853 kWh/kWp/año
Performance Ratio	84,94 %

Fuente: Elaboración propia a partir de simulación en PVsyst.

El valor de generación obtenido mediante PVsyst se adopta como base para la evaluación económica del proyecto, ya que corresponde a una simulación más específica de la configuración técnica seleccionada. A diferencia de una estimación general del recurso solar, esta modelación incorpora pérdidas propias del sistema, tales como sombreados cercanos, suciedad, efecto del ángulo de incidencia, pérdidas por temperatura, desajustes entre módulos, pérdidas en cableado, eficiencia de inversores e indisponibilidad operacional.

Como referencia complementaria, el resultado se comparó con el reporte del Explorador Solar utilizado en la caracterización del recurso. Dicho reporte estima una generación anual de 5,76 GWh para una planta de 2.976 kW, mientras que PVsyst estima 5,516 GWh inyectados a red. La diferencia entre ambos resultados es de aproximadamente 4,3 %, dado que ambas herramientas utilizan fuentes meteorológicas, modelos de cálculo y supuestos de pérdidas distintos.

En cuanto al comportamiento mensual, la generación presenta una marcada estacionalidad, coherente con la variación anual del recurso solar. Los mayores niveles de

producción se concentran durante los meses de verano y comienzos de otoño, mientras que la menor generación se presenta en invierno, principalmente en junio y julio.

Tabla 10. Generación mensual estimada.

Mes	Energía inyectada a red
Enero	587,87 MWh
Febrero	538,72 MWh
Marzo	586,42 MWh
Abril	500,00 MWh
Mayo	401,95 MWh
Junio	210,82 MWh
Julio	289,17 MWh
Agosto	361,91 MWh
Septiembre	428,58 MWh
Octubre	510,63 MWh
Noviembre	521,33 MWh
Diciembre	578,43 MWh

Fuente: Elaboración propia a partir de simulación en PVsyst.

Los resultados mensuales muestran que enero, marzo y diciembre presentan las mayores generaciones del año, con valores cercanos a 580 MWh mensuales. En contraste, junio registra la menor producción, con 210,82 MWh. Esta variación responde principalmente a la menor radiación disponible durante invierno, menor duración del día y condiciones meteorológicas menos favorables para la generación solar.

Un aspecto relevante de la simulación corresponde al análisis de pérdidas del sistema, ya que permite comprender la diferencia entre la energía solar disponible en el plano de los módulos y la energía que finalmente es inyectada a la red. En este sentido, PVsyst no solo entrega un valor anual de generación, sino que también permite identificar los principales factores que reducen el desempeño energético de la planta durante su operación.

Dentro de las pérdidas más relevantes identificadas en la simulación se encuentran las pérdidas por temperatura, equivalentes a -3,24 %, las pérdidas por ángulo de incidencia, con -2,40 %, las pérdidas por suciedad, con -2,00 %, las pérdidas por mismatch de módulos y strings, con -2,05 %, y las pérdidas de inversor durante operación, con -1,97 %. Estos factores concentran una parte importante de la reducción energética del sistema.

Tabla 11. Principales pérdidas energéticas.

Pérdidas energéticas	Valor
Temperatura de operación	3,24 %
Ángulo de incidencia	2,40 %
Suciedad de módulos	2,00 %
Mismatch de módulos y strings	2,05 %
Pérdidas de inversor	1,97 %

Fuente: Elaboración propia a partir de la simulación.

Las pérdidas térmicas corresponden al mayor efecto individual dentro del sistema, lo que se relaciona con el comportamiento propio de los módulos fotovoltaicos, cuya eficiencia disminuye a medida que aumenta la temperatura de operación. Por su parte, las pérdidas por ángulo de incidencia y suciedad afectan la cantidad de radiación que logra ser aprovechada

por los módulos, mientras que el mismatch y las pérdidas de inversor responden a condiciones eléctricas propias de la operación real del sistema.

Adicionalmente, la simulación considera pérdidas de menor magnitud asociadas a degradación inicial, pérdidas óhmicas en corriente continua y alterna, indisponibilidad del sistema, consumo nocturno y limitación por potencia nominal del inversor.

Un resultado relevante corresponde a la pérdida por limitación de potencia del inversor, estimada en 0,27 %. Este valor indica que el recorte de potencia asociado a la capacidad de conversión AC es bajo para la configuración seleccionada, respaldando la relación DC/AC de 1,24 definida previamente. De esta manera, el sobredimensionamiento del campo fotovoltaico respecto de la potencia nominal de los inversores permite aprovechar mejor la generación en condiciones de irradiancia media, sin provocar pérdidas significativas por limitación de potencia. En conjunto, el nivel global de pérdidas, equivalente aproximadamente a 15,06 %, se encuentra dentro de un rango razonable para una planta fotovoltaica conectada a red y confirma que la configuración técnica adoptada presenta un desempeño energético adecuado.

5.3 Evaluación económica

La evaluación económica tiene por objetivo determinar la viabilidad financiera del proyecto, a partir de la estimación de la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, los ingresos por venta de energía y los flujos de caja generados durante el horizonte de evaluación.

El análisis se desarrolla en unidades de fomento, utilizando una UF base de 40.763,82 CLP/UF, con el fin de expresar los resultados en términos reales. Se considera un horizonte

de evaluación de 25 años, asociado a la vida útil esperada de los principales componentes del sistema fotovoltaico.

Los ingresos del proyecto se estiman a partir de la generación horaria obtenida en la evaluación técnica, lo que permite valorizar la energía producida según los precios observados en los horarios efectivos de inyección a la red. Asimismo, se incorpora la degradación anual de los módulos fotovoltaicos, de manera que la producción proyectada refleje la disminución esperada del rendimiento del sistema durante su operación.

La evaluación considera la inversión inicial, la compra del terreno, los costos de operación y mantenimiento, la depreciación de activos, el impuesto a la renta y el valor residual del terreno al término del horizonte de evaluación. El flujo de caja se construye como flujo económico del proyecto, sin incorporar financiamiento externo, con el fin de analizar la rentabilidad propia del activo.

Finalmente, la viabilidad económica se determina mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, el periodo de recuperación de la inversión y el índice de rentabilidad. Complementariamente, se desarrolla un análisis de sensibilidad sobre las principales variables del modelo, con el propósito de identificar los factores con mayor incidencia sobre los resultados del proyecto.

5.3.1 Inversión inicial

La inversión inicial del proyecto se estimó a partir de la configuración técnica definida en la evaluación anterior. En esta etapa, los costos asociados se organizaron en ocho partidas principales: módulos fotovoltaicos, inversores, terreno, estructuras de montaje, materiales eléctricos, instalación y mano de obra, transporte y tramitación.

Las partidas de módulos, inversores y estructuras se calcularon a partir de valores unitarios disponibles para el proyecto, mientras que las partidas de materiales eléctricos, instalación, transporte y tramitación se estimaron mediante valores referenciales de mercado por kW de potencia instalado.

Para los componentes principales se utilizaron valores unitarios con IVA incluido, definidos para el proyecto. El costo de los módulos fotovoltaicos corresponde a \$117.798 por unidad, el costo de los inversores a \$7.734.988 por unidad y el costo de las estructuras de soporte a \$797.288 por cada fila de 20 módulos. Considerando la configuración técnica seleccionada, se requieren 4.800 módulos, 16 inversores y 240 estructuras o filas de soporte.

La compra del terreno se incorpora como parte de la inversión inicial, dado que el proyecto considera la adquisición del predio y no su arriendo. Para este ítem se considera un valor de \$450.000.000, el cual se registra como desembolso inicial en el año 0 del flujo de caja.

La partida de materiales eléctricos agrupa los elementos requeridos para la conexión interna y evacuación de la energía generada, incluyendo cableado en corriente continua y alterna, protecciones, tableros, canalizaciones, puesta a tierra, transformación y conexión en media tensión. Para esta partida se considera un costo referencial de \$70.000/kWp instalado.

La partida de instalación y mano de obra incorpora las actividades necesarias para materializar la planta en terreno, incluyendo preparación básica del sitio, montaje de estructuras, instalación de módulos e inversores, ejecución de obras civiles menores, instalación eléctrica, pruebas y puesta en marcha. Para esta partida se considera un valor referencial de \$78.000/kWp instalado.

El transporte considera la logística y traslado de módulos, inversores, estructuras y materiales eléctricos hasta el terreno del proyecto, con un valor estimado de \$14.200/kWp. Por su parte, la tramitación incluye ingeniería, permisos, estudios técnicos, gestión documental y antecedentes requeridos para el desarrollo del proyecto, considerando un valor referencial de \$17.850/kWp instalado.

La conversión a unidades de fomento se realizó utilizando como fecha base junio de 2026, con un valor promedio de referencia de \$40.763,82 CLP/UF. La **Tabla 12** presenta la estimación preliminar de inversión inicial.

Tabla 12. Estimación preliminar de inversión inicial.

Ítem	Costo unitario CLP	Costo unitario UF	Cantidad	Costo total UF
Módulos Fotovoltaicos	\$117.798	2,89	4.800 módulos	13.870,90
Inversores	\$7.734.988	189,75	16 inversores	3.036,02
Terreno	\$450.000.000	11.039,20	1 terreno	11.039,20
Estructura de montaje	\$797.288	19,56	240 estructuras	4.694,09
Materiales eléctricos	\$70.000	1,72	2.976 kWp	5.110,41
Instalación y mano de obra	\$78.000	1,91	2.976 kWp	5.694,46
Transporte	\$14.200	0,35	2.976 kWp	1.036,68
Tramitación	\$17.850	0,44	2.976 kWp	1.303,16
Total				45.784,93

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la estimación anterior, la inversión inicial preliminar asciende a 45.784,93 UF. Este monto considera los principales desembolsos requeridos para la implementación del proyecto. Para analizar su composición, las partidas fueron agrupadas en categorías mayores, permitiendo identificar los componentes de mayor incidencia económica dentro del proyecto.

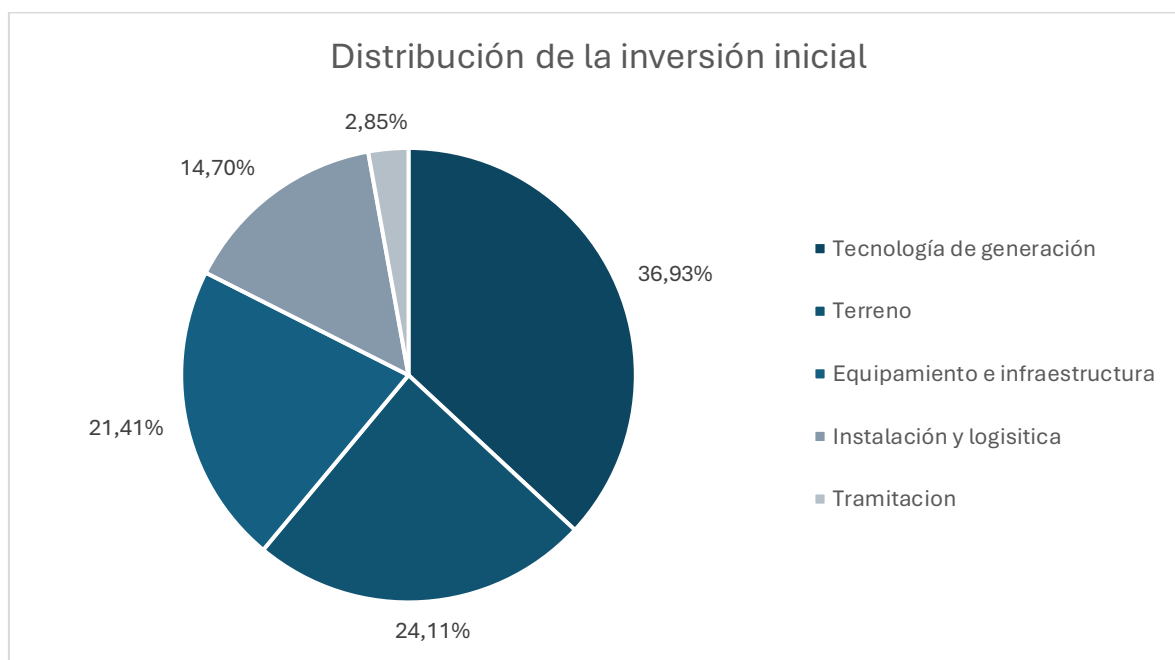
Tabla 13. Resumen de inversión inicial por categoría.

Categoría	Ítems incluidos	Costo total UF	% Participación
Tecnología	Módulos e inversores	16.906,92	36,93 %
Terreno	Compra del predio	11.039,20	24,11 %
Infraestructura	Estructuras de montaje y materiales eléctricos.	9.804,50	21,41 %
Instalación y logística	Instalación, mano de obra y transporte.	6.731,15	14,70 %
Tramitación	Ingeniería, permisos y estudios.	1.303,16	2,85 %

Fuente: Elaboración propia.

Con el objetivo de representar gráficamente la composición de la inversión inicial, la **Figura 12** muestra la participación porcentual de cada categoría sobre el total estimado.

Figura 12. Distribución porcentual de la inversión inicial del proyecto.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la distribución presentada, se observa que el proyecto posee una estructura de inversión concentrada principalmente en partidas técnicas y de habilitación. La tecnología de generación, la infraestructura eléctrica y de soporte, y la instalación y logística representan en conjunto el 73,04 % de la inversión inicial. Esto indica que la mayor parte del desembolso se encuentra directamente vinculada con la adquisición, montaje y puesta en operación del sistema fotovoltaico.

El terreno representa el 24,11 % de la inversión total, lo que constituye una participación relevante dentro del desembolso inicial. Sin embargo, esta partida debe interpretarse de manera distinta al resto de los costos, ya que corresponde a un activo que conserva valor y no a un componente sujeto al mismo nivel de desgaste técnico que los equipos de generación.

Al excluir el terreno, la inversión directamente asociada al sistema fotovoltaico y su implementación asciende a 34.745,73 UF, equivalente al 75,89 % de la inversión total. Esto permite diferenciar el costo propio de construcción y habilitación de la planta respecto del costo de adquisición del predio. En términos específicos, la inversión total corresponde a aproximadamente 15,39 UF/kWp instalado, mientras que la inversión sin considerar terreno alcanza aproximadamente 11,68 UF/kWp instalado.

5.3.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se estiman con el objetivo de incorporar en el flujo de caja los egresos anuales necesarios para mantener la planta en condiciones adecuadas de funcionamiento durante el horizonte de evaluación. Estos costos consideran actividades de operación, monitoreo, limpieza, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo menor, seguros y seguridad.

La estimación se realiza en función de la potencia instalada del proyecto, correspondiente a 2.976 kWp. Este criterio permite utilizar valores referenciales por unidad de potencia instalada y mantener coherencia con la metodología aplicada en la inversión inicial. Como referencia, NREL considera los costos de operación y mantenimiento como gastos fijos anuales requeridos para operar y mantener una planta fotovoltaica durante su vida útil, incluyendo actividades como administración de activos, seguros, seguridad, limpieza, manejo del sitio y atención de fallas de componentes. Asimismo, referencias de EPRI señalan que las actividades de operación y mantenimiento en plantas fotovoltaicas pueden representar anualmente entre 1 % y 5 % del costo de inversión, dependiendo de la escala y del alcance de las actividades consideradas (NREL, 2024; EPRI, 2016, citado en Mercados Energéticos, 2018).

A partir de estas referencias, y considerando que el proyecto corresponde a una planta fotovoltaica de escala media, conectada a red, sin almacenamiento, se adopta un costo anual de operación y mantenimiento de \$18.300/kWp año.

La estimación se organiza en cinco partidas principales: operación, monitoreo y administración; limpieza y mantenimiento preventivo; mantenimiento eléctrico y correctivo menor; seguro operacional; y seguridad.

Tabla 14. Estimación de costos anuales de operación y mantenimiento.

Ítem	Actividades	Costo unitario CLP/kWp-Año	Costo anual UF
Operación y administración	Supervisión, monitoreo y gestión operacional	\$5.000	365,03
Limpieza y mantenimiento preventivo	Limpieza de módulos, inspecciones y mantenciones programadas	\$4.300	313,93
Mantenimiento eléctrico	Revisión de conexiones, protecciones, tableros y reparaciones menores	\$3.300	240,92
Seguridad	Inspecciones en terreno, control de acceso, seguridad.	\$3.000	219,02
Seguro operacional	Cobertura frente a riesgos operacionales, daños, robo o eventos catastróficos.	\$2.700	197,12
Total O&M		\$18.300	1.336,02

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la estimación anterior, el costo anual de operación y mantenimiento asciende a 1.336,02 UF/año. Respecto de la inversión inicial total, incluyendo terreno, este monto representa aproximadamente un 2,92 %. Sin embargo, esta relación debe interpretarse con precaución, ya que el terreno corresponde a un activo que conserva valor.

Por esta razón, resulta más representativo comparar el costo anual de O&M con la inversión directamente asociada al sistema fotovoltaico y su implementación, es decir, excluyendo el terreno. Bajo este criterio, el O&M equivale aproximadamente a un 3,85 % de la inversión sin terreno. Esta relación permite interpretar de mejor manera el peso del gasto operacional respecto de los activos que efectivamente requieren operación, limpieza, inspección, mantenimiento y supervisión técnica.

Al tratarse principalmente de un costo fijo asociado a la potencia instalada, su peso relativo aumenta cuando la generación disminuye. Esto es relevante en una planta fotovoltaica, ya que la energía anual puede reducirse progresivamente por degradación de módulos, suciedad, fallas menores, indisponibilidad o variaciones del recurso solar. En consecuencia, una adecuada gestión de limpieza, monitoreo y mantenimiento preventivo contribuye a proteger la generación proyectada y, por lo tanto, los ingresos esperados.

En términos específicos, considerando la generación anual estimada de 5.515,84 MWh, el costo de operación y mantenimiento equivale aproximadamente a 0,24 UF/MWh durante el primer año de operación.

El valor adoptado no considera reemplazos mayores de equipos principales, tales como inversores o transformadores. Estos eventos deberán analizarse de manera independiente dentro del flujo económico si se decide incorporar reposición de activos durante el horizonte de evaluación.

5.3.3 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto se estiman a partir de la energía eléctrica generada e inyectada a la red. En una planta fotovoltaica conectada al sistema eléctrico, esta variable constituye la principal fuente de entrada del flujo de caja, por lo que su estimación debe considerar no solo la energía generada, sino también el mecanismo de comercialización seleccionado y el precio de venta asociado.

De acuerdo con la normativa aplicable a medios de generación de pequeña escala, los proyectos PMGD pueden valorizar sus inyecciones de energía a costo marginal o acogerse al mecanismo de estabilización de precios. En esta etapa del estudio se descarta la alternativa de contrato bilateral o PPA, debido a que requiere una negociación comercial con un tercero, condiciones contractuales específicas y un precio acordado que no se encuentra garantizado.

Por lo tanto, la evaluación de ingresos se concentra en dos alternativas directamente aplicables al proyecto: la venta a costo marginal y la venta bajo régimen de precio estabilizado PMGD. La primera permite valorizar la energía de acuerdo con las condiciones horarias del mercado eléctrico, reflejando de manera directa la variación de precios del sistema, aunque expone al proyecto a una mayor volatilidad. La segunda entrega una mayor estabilidad relativa, al utilizar precios regulados por intervalos temporales, pero se encuentra sujeta a actualizaciones normativas y puede no representar necesariamente el mayor ingreso para el perfil horario de generación del proyecto.

La comparación entre ambas alternativas se realiza considerando como referencia la Subestación Teno, debido a su relación con el punto eléctrico de valorización de las inyecciones. A partir de este análisis se define posteriormente el mecanismo de valorización utilizado como escenario base para la proyección de ingresos del flujo de caja.

Venta a costo marginal

La primera alternativa evaluada corresponde a la venta de energía a costo marginal. Bajo este mecanismo, la energía inyectada por el proyecto se valoriza de acuerdo con el costo marginal horario correspondiente al punto eléctrico de referencia. Este mecanismo permite reflejar las condiciones reales del mercado eléctrico, pero expone los ingresos del proyecto a una alta variabilidad horaria, diaria y mensual.

Esta alternativa debe evaluarse con especial atención, ya que la generación se concentra en horas solares. Por lo tanto, no basta con utilizar un costo marginal promedio diario o mensual, ya que dicho valor podría incorporar horas nocturnas en las que la planta no genera energía. Para representar adecuadamente el ingreso del proyecto, se cruza la generación horaria obtenida en PVsyst con el costo marginal correspondiente a cada hora.

Para caracterizar el perfil de generación del proyecto, se utiliza el ciclo diario de generación fotovoltaica obtenido en la simulación de PVsyst. Esta información permite identificar las horas en que la planta presenta mayor inyección de energía y, por lo tanto, los horarios que tienen mayor peso en la valorización económica. El detalle horario de generación se presenta en el **Anexo 4**.

La generación se concentra principalmente entre las 08:00 y las 18:00 horas, alcanzando su mayor nivel entre las 12:00 y las 14:00 horas. Este comportamiento es determinante para la evaluación de ingresos, ya que la planta no genera energía en horario nocturno. Por lo tanto, los costos marginales observados durante la noche no tienen incidencia relevante en la valorización de la energía.

Para evaluar esta alternativa se utilizaron datos históricos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional para la barra **BA S/E TENO 154 kV BP1**, considerada como referencia para la valorización económica del proyecto. Se consideraron los registros disponibles entre 2017 y 2024, con el objetivo de construir un perfil horario representativo del costo marginal.

La base consolidada incluyó 66.056 registros horarios únicos, correspondientes al periodo comprendido entre enero de 2017 y julio de 2024. Sin embargo, para la determinación del costo marginal representativo del proyecto se consideraron únicamente los años completos entre 2017 y 2023, totalizando 61.351 registros únicos fecha-hora. Esta decisión se adopta debido a que el año 2024 presenta información parcial, con registros disponibles solo hasta el 14 de julio, por lo que su incorporación podría sesgar el promedio horario anual y afectar la comparabilidad con los años completos.

De esta forma, se obtuvo un perfil horario de costo marginal histórico representativo para el periodo 2017–2023, el cual permite relacionar los precios observados en el mercado eléctrico con el horario efectivo de generación de la planta fotovoltaica. Este enfoque evita que los precios de horarios sin generación, especialmente durante la noche, incidan de manera artificial en la valorización de los ingresos del proyecto.

La valorización horaria bajo costo marginal se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Ingresos_h = E_h \times CM_h$$

Donde:

- $Ingresos_h$, ingresos por venta de energía a costo marginal en la hora h , expresados en pesos chilenos (CLP)

- E_h , Energía generada en la hora h , expresada en kWh.
- CM_h , Costo marginal promedio de la hora h , expresado en CLP/kWh.
- h , hora del día considerada en la valorización.

A partir de este cálculo, el detalle horario de valorización se presenta en el **Anexo 5**, mientras que la **Tabla 15** resume los resultados por bloques horarios.

Tabla 15. Síntesis de valorización por bloques horarios a costo marginal.

Bloque horario	Energía anual aproximada	Participación en la generación	CMg ponderado	Ingresos estimados
06:00–07:59	28.105 kWh	0,51 %	\$57,32/kWh	39,51 UF
08:00–11:59	1.672.065 kWh	30,31 %	\$44,26/kWh	1.815,65 UF
12:00–15:59	2.876.565 kWh	52,15 %	\$43,01/kWh	3.034,92 UF
16:00–19:59	939.145 kWh	17,03 %	\$48,76/kWh	1.123,23 UF
Total	5.515.835 kWh	100,00 %	\$44,44/kWh	6.013,27 UF

Fuente: Elaboración propia a partir de simulación en PVsyst y costos marginales del Coordinador Eléctrico Nacional.

El resultado de la valorización horaria permite calcular el precio efectivo ponderado de la energía bajo la alternativa de venta a costo marginal. Este precio no corresponde al promedio simple de los costos marginales horarios, sino al promedio ponderado por la generación efectiva del proyecto. Es decir, las horas con mayor generación tienen mayor incidencia en el precio final obtenido, mientras que las horas sin generación no afectan el ingreso del proyecto, aun cuando presenten costos marginales elevados.

El precio efectivo ponderado se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Precio ponderado CMg} = \sum(E_h \times CM_h) \div \sum E_h$$

Donde:

- E_h , Energía generada en la hora h , expresada en kWh.
- CM_h , Costo marginal promedio de la hora h , expresado en CLP/kWh.
- h , hora del día considerada en la valorización.

A partir de este cálculo, el precio efectivo ponderado bajo costo marginal alcanza \$44,44/kWh. Este valor se obtiene al relacionar el ingreso total valorizado hora a hora con la energía anual generada por el proyecto. Por lo tanto, representa el precio promedio realmente capturado por la planta, considerando su perfil horario de generación.

Con este precio ponderado, la venta a costo marginal genera un ingreso estimado de 6.013,27 UF durante el primer año de operación.

La valorización horaria muestra que los mayores costos marginales promedio se presentan principalmente en horarios de tarde-noche y noche. No obstante, dichos valores tienen baja incidencia sobre los ingresos del proyecto, debido a que la planta fotovoltaica no genera energía durante la noche. En cambio, el ingreso se concentra en las horas solares, especialmente entre las 09:00 y las 17:00 horas, periodo en el cual existe generación significativa y los precios horarios tienen mayor peso sobre el ingreso anual.

Por lo tanto, la venta a costo marginal no debe evaluarse a partir de un promedio general de precios, sino mediante una valorización horaria ponderada por generación. Este enfoque permite representar de mejor manera el ingreso que efectivamente podría capturar una planta fotovoltaica, ya que relaciona el precio de mercado con el momento en que la energía es producida e inyectada a la red.

Precio estabilizado PMGD

La segunda alternativa evaluada corresponde al régimen de precio estabilizado PMGD. Este mecanismo permite valorizar la energía mediante precios definidos por la autoridad para distintos intervalos temporales del día. A diferencia de la venta a costo marginal, donde la valorización puede variar hora a hora según las condiciones reales del sistema eléctrico, el precio estabilizado agrupa el día en bloques horarios y asigna un precio de referencia para cada uno de ellos.

Se consideran los precios estabilizados publicados para la Subestación Teno, los cuales se encuentran diferenciados en seis intervalos temporales de cuatro horas cada uno. Esta forma de valorización permite reconocer que el valor de la energía no es uniforme durante todo el día, sino que depende del horario en que se produce la inyección.

Para aplicar este mecanismo, la generación horaria del proyecto se agrupa según los intervalos utilizados por el régimen de precio estabilizado.

El ingreso bajo precio estabilizado se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Ingresos\ PE = \sum (E_i \times PE_i)$$

Donde:

- E_i , Energía generada en el intervalo temporal i , expresada en kWh.
- PE_i , Precio estabilizado correspondiente al intervalo i , expresado en CLP/kWh.
- i , intervalo temporal de valorización.

Aplicando los precios estabilizados a la generación anual de primer año, agrupada según el perfil horario del proyecto, se obtiene:

Tabla 16. Estimación de ingreso bajo precio estabilizado PMGD.

Intervalo	Horario	Energía anual kWh/año	Precio estabilizado (CLP/kWh)	Ingresos UF
1	00:00–03:59	0	\$55,55	0,00
2	04:00–07:59	32.993	\$55,64	45,03
3	08:00–11:59	1.612.279	\$39,15	1.548,45
4	12:00–15:59	2.921.588	\$38,64	2.769,37
5	16:00–19:59	948.975	\$48,42	1.127,21
6	20:00–23:59	0	\$59,43	0,00
Total	-	5.515.835	\$40,57	5.490,06

Fuente: Elaboración propia a partir de antecedentes de la Comisión Nacional de Energía.

A partir de la estimación, el precio efectivo ponderado bajo el régimen de precio estabilizado alcanza \$40,57/kWh. Este valor se obtiene al relacionar el ingreso total valorizado por intervalos con la energía anual generada por el proyecto. Por lo tanto, representa el precio promedio realmente capturado por la planta bajo esta alternativa, considerando el horario en que se produce e inyecta la energía.

Al valorizar la energía bajo el régimen de precio estabilizado, se obtiene un ingreso anual estimado de 5.490,06 UF durante el primer año de operación. Este resultado se explica principalmente por la concentración de generación en los intervalos 3, 4 y 5, correspondientes al periodo solar del día. En particular, el intervalo 4 concentra la mayor generación anual, por lo que tiene la mayor incidencia en el ingreso total.

La valorización por intervalos evidencia que los precios más altos del régimen estabilizado se presentan en horarios nocturnos o de baja generación fotovoltaica. Sin

embargo, dichos valores tienen una incidencia nula o muy reducida sobre los ingresos del proyecto, debido a que la planta no genera energía durante la noche.

Comparación de alternativas

Una vez estimados los ingresos bajo venta a costo marginal y bajo precio estabilizado PMGD, corresponde comparar ambos mecanismos de valorización con el objetivo de definir el escenario base que será utilizado en el flujo de caja del proyecto. Esta comparación considera el ingreso anual obtenido, la forma en que cada precio fue construido, la información utilizada y el nivel de exposición al mercado asociado a cada alternativa.

Tabla 17. Comparación de ingresos del año 1.

Alternativa	Precio ponderado (CLP/kWh)	Ingreso Anual (UF)
Costo marginal	\$44,44	6.013,27
Precio estabilizado PMGD	\$40,57	5.490,06

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que la venta a costo marginal presenta el mayor ingreso anual estimado durante el primer año de operación, alcanzando 6.013,27 UF/año, mientras que el régimen de precio estabilizado PMGD alcanza 5.490,06 UF/año. La diferencia entre ambas alternativas corresponde a 523,21 UF/año a favor de la venta a costo marginal.

Esta diferencia se explica por el precio efectivo ponderado obtenido en cada mecanismo de valorización. En el caso del costo marginal, el precio ponderado alcanza \$44,44/kWh, valor calculado a partir del cruce entre la generación horaria del proyecto y el costo marginal promedio horario observado en la base histórica disponible para la barra BA S/E TENO 154 kV BP1. En cambio, el precio estabilizado alcanza un precio efectivo

ponderado de \$40,57/kWh, determinado a partir de los precios regulados por intervalo temporal y la energía generada en cada bloque horario.

No obstante, la selección del escenario base no se fundamenta únicamente en que la venta a costo marginal presente un ingreso superior. Esta alternativa fue construida a partir de información histórica real publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional, considerando los años completos disponibles entre 2017 y 2023. Esto permite incorporar distintos comportamientos del mercado eléctrico y evitar que la estimación dependa exclusivamente de un único periodo anual.

Durante el tratamiento de la información se observaron variaciones relevantes en los costos marginales, lo cual es esperable considerando que este precio responde a las condiciones operacionales del sistema eléctrico. En la serie histórica existen horas con valores elevados, especialmente en periodos de tarde-noche y noche, así como también valores más bajos durante determinados horarios solares. Estos registros no fueron descartados, ya que corresponden a valores reales publicados para la barra analizada y reflejan la variabilidad propia del mercado spot.

Además, el precio utilizado en la evaluación no corresponde a un promedio simple de todos los costos marginales, sino a un precio ponderado por la generación efectiva del proyecto. Esto es relevante, ya que los costos marginales más altos de la serie tienden a presentarse en horarios donde la generación fotovoltaica es baja o nula. Por lo tanto, aunque dichos valores forman parte del comportamiento real del mercado, su efecto sobre los ingresos del proyecto se reduce al cruzarlos con el perfil horario de generación solar.

Por su parte, el precio estabilizado PMGD entrega un ingreso anual menor, pero presenta una menor exposición relativa a la variabilidad horaria del mercado eléctrico. Este mecanismo permite valorizar la energía mediante precios regulados por intervalos temporales, reduciendo la incertidumbre asociada a las variaciones horarias del costo marginal. Sin embargo, tampoco debe interpretarse como un valor fijo durante todo el horizonte de evaluación, ya que está sujeto a actualizaciones regulatorias.

Con lo anterior, para el caso de la evaluación económica se selecciona la venta a costo marginal, debido a que presenta un mayor ingreso anual estimado, se construye a partir de datos históricos asociados directamente a la barra de referencia del proyecto y permite representar de manera más directa la valorización de la energía en el mercado eléctrico.

Proyección de ingresos en horizonte de evaluación

Una vez definido el mecanismo de valorización, se proyectan los ingresos del proyecto durante el horizonte de evaluación de 25 años. Esta proyección se realiza a partir de dos variables principales: la energía anual generada y el precio de venta de la energía.

La energía anual inyectada a la red se obtiene a partir de la simulación energética desarrollada en la evaluación técnica, correspondiente a 5.515,84 MWh/año durante el primer año de operación. Este valor constituye la base para proyectar la generación durante el horizonte de evaluación. Para los años posteriores, se considera una degradación anual de 0,4 %, asociada a la disminución progresiva del rendimiento de los módulos seleccionados.

La energía proyectada para cada año se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_t = E_1 \times (1 - D)^{(t-1)}$$

Donde:

- E_t , Energía generada en el año t .
- E_1 , Energía generada en el primer año de operación.
- D , Tasa anual de degradación de los módulos.
- t , año de evaluación.

Junto con la degradación energética de los módulos fotovoltaicos, se incorpora una variación real del precio de venta de energía durante el horizonte de evaluación. Para definir este supuesto, se analizó la evolución histórica del costo marginal ponderado por generación horaria del proyecto durante el periodo 2017–2023.

La **Tabla 18** presenta la evolución anual del costo marginal ponderado por generación, junto con la variación porcentual respecto del año anterior. Esta información permite identificar el comportamiento general del precio representativo del proyecto y sirve como base para analizar si existe una tendencia de aumento o disminución que pueda ser incorporada en la proyección de ingresos.

Tabla 18. Evolución del costo marginal ponderado por generación, periodo 2017-2023.

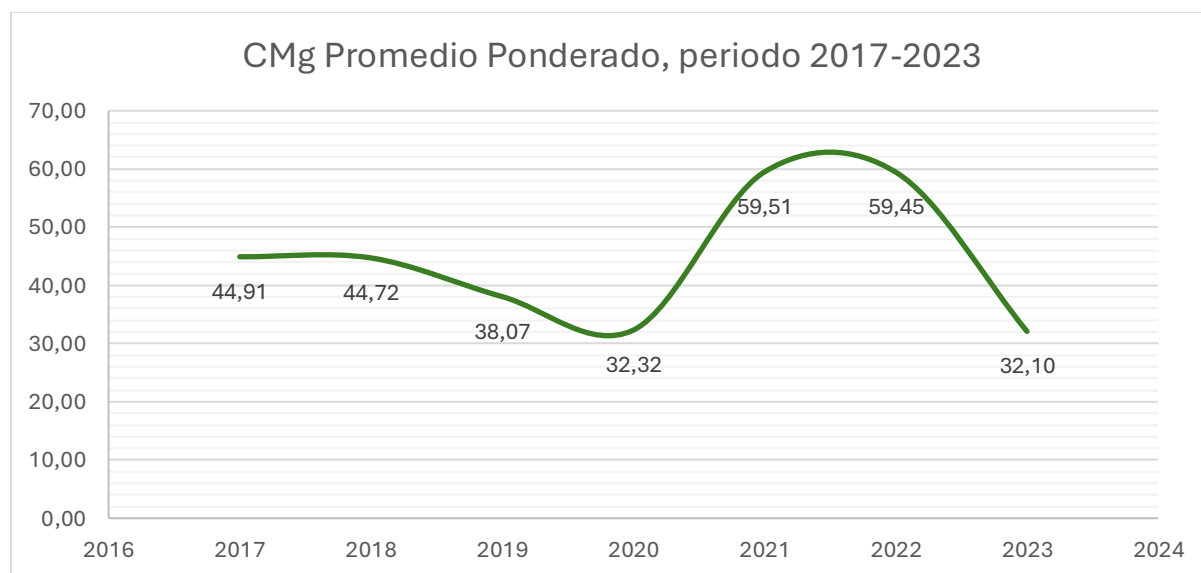
Año	CMg ponderado por generación [CLP/kWh]	Variación anual
2017	\$44,91	-
2018	\$44,72	-0,44 %
2019	\$38,07	-14,86 %
2020	\$32,32	-15,10 %
2021	\$59,51	84,11 %
2022	\$59,45	-0,10 %
2023	\$32,10	-46,01 %

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la tabla anterior, se observa que el costo marginal ponderado presenta un comportamiento variable durante el periodo analizado. Entre 2017 y 2020 se registra una disminución progresiva, pasando de 44,91 CLP/kWh a 32,32 CLP/kWh. Posteriormente, durante 2021 y 2022 se observa un aumento relevante, alcanzando valores cercanos a 59,5 CLP/kWh. Sin embargo, en 2023 el indicador disminuye nuevamente hasta 32,10 CLP/kWh, valor inferior al registrado al inicio de la serie. Este comportamiento se aprecia con mayor claridad en la

Figura 13, donde se representa la evolución anual del costo marginal ponderado.

Figura 13. Evolución anual del costo marginal ponderado por generación, periodo 2017–2023.

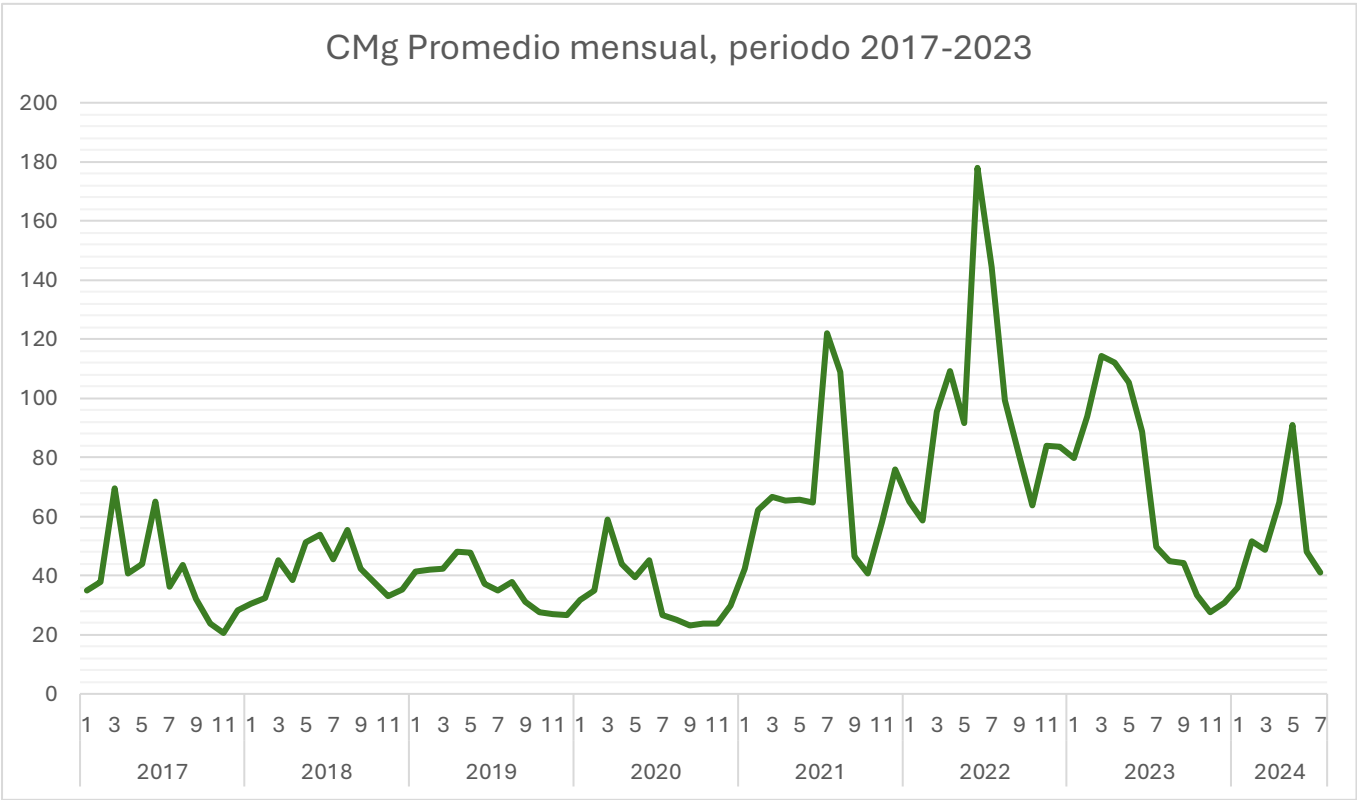


Fuente: Elaboración propia.

La evolución anual permite concluir que no existe una tendencia creciente sostenida en el largo plazo. Si bien los años 2021 y 2022 presentan valores superiores al promedio del periodo, estos corresponden a aumentos puntuales dentro de una serie altamente variable. Por

ello, además del análisis anual, se revisó el comportamiento mensual de los costos marginales, con el objetivo de observar la variabilidad interanual y la forma en que los precios se comportan dentro de cada año y a lo largo del tiempo.

Figura 14. Comportamiento mensual del costo marginal promedio, periodo 2017–2023.



Fuente: Elaboración propia.

Considerando en conjunto la **Tabla 18**, la **Figura 13** de evolución anual y la **Figura 14** de comportamiento mensual, se identifica que la serie histórica presenta alta variabilidad, con años de disminución, años de aumento relevante y posteriores caídas. En consecuencia, no resulta metodológicamente adecuado aplicar de forma directa la variación anual histórica observada, ya que valores extremos, como el aumento de 2021 o la disminución de 2023, podrían distorsionar la proyección de ingresos futuros.

No obstante, la serie tampoco permite sostener un escenario de crecimiento real del precio de venta. El valor observado en 2023 se ubica por debajo del registrado al inicio del periodo, y el comportamiento mensual evidencia una dinámica variable, sin una tendencia creciente clara. Además, la mayor participación de generación renovable variable, especialmente solar fotovoltaica, puede ejercer presión a la baja sobre los costos marginales durante los horarios de mayor generación solar.

Por lo anterior, se adopta un supuesto de disminución anual del precio de venta equivalente a 0,5 %. Este valor permite incorporar una señal moderada de reducción del precio sin sobre castigar los ingresos del proyecto. A diferencia de una extrapolación directa de la serie histórica, el 0,5 % anual reconoce la ausencia de una tendencia clara y sostenida, pero incorpora el hecho de que el comportamiento observado no respalda un crecimiento real del precio en el escenario base.

Dado que la evaluación económica se desarrolla en unidades de fomento, esta variación corresponde a una disminución real del precio de la energía y no a un efecto inflacionario. De esta forma, el precio de venta se proyecta durante el horizonte de evaluación considerando una reducción real anual, complementaria a la degradación anual de la generación fotovoltaica.

El precio de venta proyectado para cada año se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_t = P_1 \times (1 - g)^{(t-1)}$$

Donde:

- P_t es el precio de venta de la energía en el año t.

- P_1 , es el precio efectivo ponderado del primer año.
- g , Tasa de decrecimiento real anual del precio de venta.
- t , año de evaluación

Se utiliza un precio efectivo ponderado inicial de \$44,44/kWh durante el primer año de operación. A partir de este valor, se aplica el decrecimiento real anual de 0,5 %, junto con la generación anual proyectada para cada año. Para el cálculo de ingresos en UF, el precio proyectado en CLP/kWh se convierte previamente a UF/kWh utilizando el valor de referencia de la UF definido para la evaluación económica.

El ingreso anual se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Ingresos_t = E_t \times P_t$$

Donde:

- $Ingresos_t$, Ingreso estimado en el año t , expresado en UF
- E_t , Energía generada en el año t , expresada en kWh.
- P_t , Precio de venta de la energía en el año t , expresado en UF/kWh.
- t , año de evaluación

Aplicando esta metodología, se obtiene la proyección de ingresos durante los 25 años de evaluación. Con el fin de facilitar el análisis de la evolución del flujo de ingresos, la **Tabla 19** presenta una síntesis de los primeros años de operación y de periodos particulares posteriores.

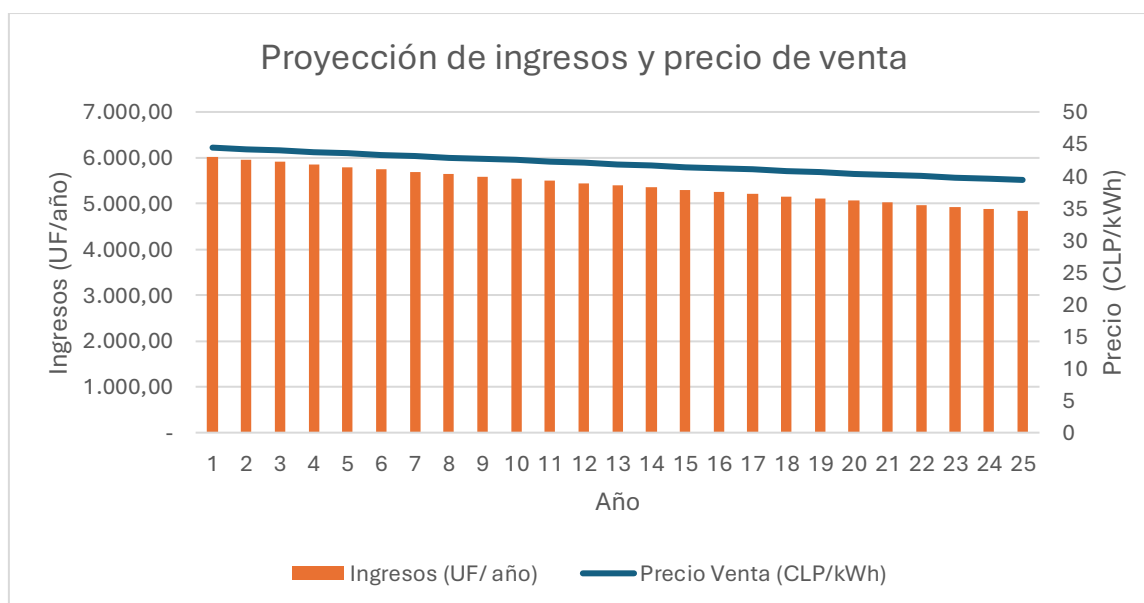
Tabla 19. Proyección resumida de ingresos durante el horizonte de evaluación.

Año	Energía Generada (kWh)	Precio Venta (CLP/kWh)	Ingresos (UF/ año)
1	5.515.835	\$44,44	6.013,27
2	5.493.772	\$44,22	5.959,27
3	5.471.797	\$44,00	5.905,76
4	5.449.909	\$43,78	5.852,72
5	5.428.110	\$43,56	5.800,16
10	5.320.413	\$42,48	5.544,37
15	5.214.852	\$41,43	5.299,86
20	5.111.386	\$40,40	5.066,13
25	5.009.973	\$39,40	4.842,71

Fuente: Elaboración propia.

Complementariamente, la **Figura 15** presenta la evolución anual de los ingresos proyectados y del precio de venta. Esta representación permite observar de manera gráfica la disminución gradual de ambas durante el horizonte de evaluación.

Figura 15. Evolución proyectada de ingresos y precio de venta.



Fuente: Elaboración propia.

La figura evidencia una trayectoria decreciente tanto en los ingresos anuales como en el precio de venta de energía. Esta evolución responde al criterio adoptado para la proyección, donde se incorpora un decrecimiento real anual de 0,5 % en el precio de venta, junto con la degradación técnica de los módulos fotovoltaicos, estimada en 0,4 % anual. Por lo tanto, la reducción de los ingresos no se explica por un único factor, sino por el efecto combinado entre una menor generación anual y una menor valorización real de la energía inyectada.

En términos energéticos, la degradación de los módulos reduce gradualmente la energía disponible para inyección, pasando de 5.515,84 MWh en el primer año a 5.009,97 MWh en el año 25. Sin embargo, la disminución de los ingresos es más pronunciada que la reducción energética por sí sola, debido a que junto con la menor generación se incorpora una disminución progresiva del precio de venta, el cual pasa de \$44,44/kWh en el primer año a \$39,40/kWh en el año 25.

Este comportamiento permite observar que el ingreso del proyecto es sensible no solo al desempeño técnico de la planta, sino también a la evolución del precio de la energía. En consecuencia, la proyección utilizada evita sobreestimar los flujos futuros, ya que no asume que las condiciones de valorización del primer año se mantendrán constantes durante toda la vida útil del proyecto.

Durante el horizonte completo, el ingreso acumulado sin descontar alcanza aproximadamente 135,2 mil UF. Este valor representa la entrada bruta total estimada por venta de energía antes de considerar costos de operación y mantenimiento, impuestos, financiamiento u otros egresos del flujo de caja. Por lo tanto, constituye la base de ingresos sobre la cual se desarrollará posteriormente la evaluación económica del proyecto.

A partir de lo anterior, la proyección de ingresos obtenida permite establecer la base para la posterior evaluación económica del proyecto. Al considerar simultáneamente la degradación técnica del sistema fotovoltaico y una disminución del precio de venta, se evita asumir condiciones constantes de generación y valorización durante toda la vida útil de la planta. De esta forma, los ingresos proyectados representan una estimación de la capacidad del proyecto para generar flujos futuros, constituyendo el punto de partida para el análisis de rentabilidad y viabilidad económica.

5.3.4 Flujo de caja

Una vez definidos los ingresos del proyecto, los costos de operación y mantenimiento y la inversión inicial, se construye el flujo de caja económico del proyecto. Este flujo permite estimar los excedentes netos generados durante el horizonte de evaluación y constituye la base para calcular posteriormente los indicadores de rentabilidad.

El flujo de caja se desarrolla en unidades de fomento y considera un horizonte de evaluación de 25 años. En el año 0 se incorpora la inversión inicial total del proyecto, mientras que entre los años 1 y 25 se consideran los ingresos por venta de energía, los costos operacionales, la depreciación tributaria, el impuesto y el valor residual del terreno al término del periodo de evaluación.

Para efectos de esta evaluación, el flujo se construye como flujo de caja del proyecto, es decir, sin considerar financiamiento externo. Este enfoque permite analizar la capacidad económica del proyecto en función de sus propios ingresos y egresos operacionales, antes de evaluar una eventual estructura de deuda o crédito.

Los principales parámetros utilizados para la construcción del flujo de caja se presentan en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Parámetros utilizados en el flujo de caja.

Parámetro	Valor utilizado	Criterio de aplicación
Horizonte de evaluación	25 años	Vida útil económica considerada para el proyecto.
Moneda de evaluación	UF	Permite trabajar en términos reales.
Valor UF base	\$40.763,82 CLP	Valor de referencia utilizado para la conversión.
Inversión inicial	45.784,93 UF	Egreso en el año 0.
Ingresos	Según proyección realizada.	Venta a costo marginal, con degradación y decrecimiento real del precio.
Costos O&M	1.336,02 UF/año	Costo anual constante en términos reales
Tasa de impuesto	27 %	Impuesto de Primera Categoría.
Base depreciable	26.711,42 UF	Módulos, inversores, estructuras y materiales eléctricos.
Vida útil depreciable	10 años	Depreciación lineal.
Depreciación anual	2.671,14 UF/año	Aplicada entre los años 1 y 10
Tasa de descuento	8 %	Tasa real anual utilizada para descontar los flujos.
Valor residual	11.039,20 UF	Recuperación del valor del terreno en el año 25.

Fuente: Elaboración propia.

Los ingresos utilizados corresponden a la proyección definida en el apartado anterior, considerando venta de energía a costo marginal, degradación anual de la generación y decrecimiento real del precio de venta. Por su parte, los costos de operación y mantenimiento se mantienen constantes en términos reales durante el horizonte de evaluación, debido a que el flujo se expresa en unidades de fomento. Estos costos ascienden a 1.336,02 UF/año e

incluyen operación y administración, limpieza y mantenimiento preventivo, mantenimiento eléctrico, seguridad y seguro operacional.

Para efectos tributarios, se incorpora la depreciación de los activos técnicos directamente asociados a la generación y operación eléctrica del sistema fotovoltaico. La depreciación no representa una salida efectiva de caja, pero se considera para determinar la utilidad afecta a impuesto. Posteriormente, se adiciona nuevamente al flujo neto, debido a que no constituye un desembolso real del periodo.

La vida útil utilizada para la depreciación se define a partir de la tabla de vida útil de bienes físicos del activo inmovilizado del Servicio de Impuestos Internos. En dicha tabla, dentro de la categoría de empresas eléctricas, los equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación presentan una vida útil normal de 10 años. Por esta razón, los módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte y materiales eléctricos se deprecian linealmente en dicho periodo.

Cabe señalar que esta vida útil corresponde a un criterio tributario para efectos de depreciación y no necesariamente a la vida útil técnica total del proyecto fotovoltaico. En efecto, el horizonte de evaluación económica se mantiene en 25 años, mientras que la depreciación tributaria se aplica únicamente durante los primeros 10 años.

La base depreciable considera módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte y materiales eléctricos. La instalación y mano de obra se mantiene dentro de la inversión inicial del proyecto, pero no se incorpora dentro de la base depreciable.

Tabla 21. Base depreciable considerada en el flujo de caja.

Activo depreciable	Costo total UF
Módulos fotovoltaicos	13.870,90
Inversores	3.036,02
Estructuras de soporte	4.694,09
Materiales eléctricos	5.110,41
Total base depreciable	26.711,42

Fuente: Elaboración propia.

La depreciación se calcula mediante el método lineal, considerando una vida útil de 10 años para los activos técnicos incluidos en la base depreciable. De esta forma, la depreciación anual corresponde a:

$$\text{Depreciación anual} = \text{Base depreciable} / \text{Vida útil}$$

$$\text{Depreciación anual} = 26.711,42 \text{ UF} / 10 \text{ años} = 2.671,14 \text{ UF/año}$$

La depreciación se aplica entre los años 1 y 10. A partir del año 11, los activos considerados se encuentran completamente depreciados para efectos del flujo económico.

El terreno no se deprecia, debido a que corresponde a un activo que conserva valor al término del horizonte de evaluación. Por ello, se incorpora como valor residual en el año 25 por un monto de 11.039,20 UF, equivalente al valor considerado en la inversión inicial.

Una vez definida la depreciación tributaria, se estructura el flujo de caja económico del proyecto. En primer lugar, se calcula el EBITDA como la diferencia entre los ingresos por venta de energía y los costos de operación y mantenimiento. Posteriormente, se descuenta la depreciación tributaria para obtener el resultado antes de impuesto. Sobre este resultado se

aplica la tasa de Impuesto de Primera Categoría, siempre que exista utilidad afecta. Finalmente, dado que la depreciación no representa un desembolso efectivo, se adiciona nuevamente para obtener el flujo neto del periodo.

La secuencia de cálculo utilizada es la siguiente:

- $EBITDA = \text{Ingresos} - \text{Costos}$
- $\text{Resultado antes de impuestos} = EBITDA - \text{Depreciación}$
- $\text{Impuesto} = \text{Resultado antes de impuesto} \times \text{Tasa de impuesto}$
- $\text{Flujo neto} = \text{Utilidad después de impuesto} + \text{Depreciación} + \text{Valor residual}$

En el año 0, el flujo de caja corresponde exclusivamente al egreso por inversión inicial, equivalente a 45.784,93 UF. Durante los años 1 al 24, el flujo neto se obtiene a partir de la utilidad después de impuesto más la depreciación del periodo. En el año 25, además de este flujo operacional, se incorpora el valor residual del terreno, correspondiente a 11.039,20 UF, debido a que dicho activo no se deprecia durante el horizonte de evaluación.

La estructura utilizada permite separar adecuadamente los efectos operacionales, tributarios y de recuperación de valor del proyecto. Adicionalmente, para evaluar los flujos en términos de valor presente, se calcula el flujo descontado. Este procedimiento permite traer los flujos futuros a valor económico en el presente. Para ello, se utiliza una tasa de descuento anual de 8 %.

Finalmente, se calcula el flujo acumulado y el flujo descontado acumulado. El primero permite observar la recuperación nominal de la inversión, mientras que el segundo permite analizar dicha recuperación considerando el valor del dinero en el tiempo. Este

último será utilizado como base para el cálculo del Valor Actual Neto y para complementar el análisis del periodo de recuperación del proyecto.

En la **Tabla 22** se muestra un extracto correspondiente a los primeros años de evaluación

Tabla 22. Extracto del flujo de caja económico del proyecto, año 0 al 5.

Ítem \ Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos						
Energía generada (kWh)	-	5.515.835	5.493.772	5.471.797	5.449.909	5.428.110
Precio Energía (CLP/kWh)	-	44,44	44,22	44,00	43,78	43,56
Precio Energía (UF/kWh)	-	0,001090	0,001085	0,001079	0,001074	0,001069
Ingresos por venta de energía (UF)	-	6.013,27	5.959,27	5.905,76	5.852,72	5.800,16
Costos operacionales						
Operación y administración (UF)	-	(365,03)	(365,03)	(365,03)	(365,03)	(365,03)
Limpieza y mantenimiento preventivo (UF)	-	(313,93)	(313,93)	(313,93)	(313,93)	(313,93)
Mantenimiento eléctrico (UF)	-	(240,92)	(240,92)	(240,92)	(240,92)	(240,92)
Seguridad (UF)	-	(219,02)	(219,02)	(219,02)	(219,02)	(219,02)
Seguro operacional (UF)	-	(197,12)	(197,12)	(197,12)	(197,12)	(197,12)
Total costos O&M (UF)	-	(1.336,02)	(1.336,02)	(1.336,02)	(1.336,02)	(1.336,02)
EBITDA (UF)	-	4.677,25	4.623,25	4.569,74	4.516,70	4.464,14
Depreciación (-)(UF)	-	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)
EBIT (UF)	-	2.006,11	1.952,11	1.898,59	1.845,56	1.793,00
Impuesto (UF)	-	(541,65)	(527,07)	(512,62)	(498,30)	(484,11)
Utilidad después de impuesto (UF)	-	1.464,46	1.425,04	1.385,97	1.347,26	1.308,89
Depreciación (+) (UF)	-	2.671,14	2.671,14	2.671,14	2.671,14	2.671,14
Valor residual (UF)	-	-	-	-	-	-
Inversión inicial (UF)	(45.784,93)	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto (UF)	(45.784,93)	4.135,60	4.096,18	4.057,12	4.018,40	3.980,03
Flujo de caja acumulado (UF)	(45.784,93)	(41.649,33)	(37.553,15)	(33.496,03)	(29.477,63)	(25.497,60)
Flujo de caja neto descontado (UF)	(45.784,93)	3.829,26	3.511,81	3.220,67	2.953,64	2.708,74
Flujo descontado acumulado (UF)	(45.784,93)	(41.955,67)	(38.443,86)	(35.223,19)	(32.269,54)	(29.560,80)

Fuente: Elaboración propia

5.3.5 Indicadores de rentabilidad económica

A partir del flujo de caja económico desarrollado en el apartado anterior, se calculan los indicadores de rentabilidad del proyecto, con el propósito de evaluar su desempeño económico bajo los supuestos definidos. Estos indicadores permiten analizar la capacidad del proyecto para recuperar la inversión inicial, generar valor económico y alcanzar la rentabilidad mínima exigida.

La evaluación considera un horizonte de 25 años, flujos expresados en unidades de fomento y una tasa de descuento real anual de 8 %. Esta tasa se utiliza para actualizar los flujos futuros a valor presente, permitiendo incorporar el valor del dinero en el tiempo dentro del análisis económico. Además, el flujo corresponde a un flujo de caja económico del proyecto, sin considerar financiamiento externo, por lo que los resultados reflejan la capacidad del proyecto para sostenerse a partir de sus propios ingresos y egresos operacionales.

Los indicadores considerados corresponden al Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión y el índice de rentabilidad (IR). En conjunto, estos permiten obtener una visión más completa del proyecto, ya que cada uno entrega información distinta respecto de su conveniencia económica.

Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto corresponde al valor presente de los flujos netos generados por el proyecto, descontada la inversión inicial. Este indicador permite determinar si los beneficios económicos futuros son suficientes para compensar el desembolso inicial y cumplir con la rentabilidad mínima exigida por la tasa de descuento.

La expresión general utilizada para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

- I_0 , corresponde a la inversión inicial.
- FC_t , corresponde al flujo neto del año t .
- r , corresponde a la tasa de descuento.
- t , al año de evaluación.

En este caso, la inversión inicial se registra en el año 0, por lo que se incorpora directamente dentro del cálculo, sin aplicar descuento. Los flujos netos generados durante los años 1 al 25 se actualizan a valor presente utilizando la tasa de descuento anual de 8 %.

Para el proyecto se obtiene un valor actual neto de -6.160,49 UF. Esto indica que los flujos futuros del proyecto, al ser descontados a la tasa exigida, no logran compensar completamente la inversión inicial. En consecuencia, del punto de vista del VAN, el proyecto no genera valor económico suficiente para cubrir la inversión inicial bajo las condiciones evaluadas.

Es importante señalar que un VAN negativo no implica que el proyecto no genere ingresos o flujos operacionales positivos durante su vida útil. De hecho, el flujo de caja muestra excedentes anuales desde el inicio de la operación. Sin embargo, al actualizar dichos flujos a valor presente, estos no alcanzan a cubrir la inversión inicial junto con la rentabilidad exigida del 8 % anual. Por esta razón, el análisis del VAN debe complementarse con otros

indicadores, especialmente la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

Tasa interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno corresponde a la rentabilidad interna generada por los flujos netos del proyecto durante el horizonte de evaluación. Este indicador representa la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos futuros con la inversión inicial, haciendo que el VAN sea igual a cero.

La TIR permite complementar el análisis del VAN, ya que entrega una medida relativa de rentabilidad que puede compararse directamente con la tasa de descuento utilizada en la evaluación. Si la TIR es superior a la tasa de descuento, el proyecto genera una rentabilidad mayor a la exigida; en cambio, si la TIR es inferior, el proyecto no alcanza el rendimiento mínimo requerido.

Para el proyecto bajo las condiciones evaluadas, se obtiene una tasa interna de retorno de 6,33 %. Este valor se encuentra por debajo de la tasa de descuento utilizada en la evaluación. Por lo que desde este punto el proyecto no alcanza la rentabilidad mínima exigida.

Este resultado es consistente con el VAN negativo obtenido previamente. Si bien el proyecto genera flujos operacionales positivos durante su vida útil, la rentabilidad interna de dichos flujos no es suficiente para compensar el costo de oportunidad representado por la tasa de descuento.

Periodo de recuperación de la inversión (Payback)

El periodo de recuperación de la inversión permite estimar el tiempo necesario para recuperar el desembolso inicial del proyecto a partir de los flujos netos generados durante la operación. Este indicador entrega una medida simple de liquidez y recuperación del capital invertido, aunque no necesariamente refleja por sí solo la rentabilidad económica total del proyecto.

En el presente análisis se consideran dos enfoques: el periodo de recuperación simple y el periodo de recuperación descontado. El primero utiliza los flujos netos anuales sin actualizar, mientras que el segundo considera los flujos descontados a valor presente mediante la tasa de descuento definida.

A partir del flujo acumulado simple, el proyecto recupera la inversión inicial entre los años 12 y 13, con un periodo estimado de recuperación de 12,04 años. Esto indica que, sin considerar el valor del dinero en el tiempo, los flujos netos del proyecto permiten cubrir la inversión inicial dentro del horizonte de evaluación.

Sin embargo, al considerar el flujo descontado acumulado, el proyecto no logra recuperar la inversión inicial dentro de los 25 años evaluados. Esto se debe a que los flujos generados en años futuros tienen un menor valor económico al ser actualizados a valor presente mediante la tasa de descuento. Por lo tanto, aunque el proyecto presenta flujos netos positivos durante su operación, estos no son suficientes para compensar el desembolso inicial cuando se incorpora el costo de oportunidad del capital.

Esta diferencia entre el periodo de recuperación simple y el descontado es relevante, ya que evidencia que el proyecto genera caja en términos operacionales, pero presenta una

recuperación insuficiente cuando se incorpora el costo de oportunidad del capital. Por lo tanto, el periodo de recuperación descontado refuerza la conclusión obtenida mediante el VAN y la TIR.

Índice de rentabilidad (IR)

El índice de rentabilidad permite relacionar el valor presente de los flujos futuros del proyecto con la inversión inicial requerida. Este indicador complementa el análisis del VAN, ya que expresa el resultado en términos proporcionales, mostrando cuánto valor presente se genera por cada unidad monetaria invertida.

La expresión general utilizada es la siguiente:

$$\text{Índice de rentabilidad} = \text{Valor presente de los flujos futuros} / \text{Inversión inicial}$$

Un índice de rentabilidad superior a 1 indica que el proyecto genera beneficios descontados mayores a la inversión inicial, por lo que sería económicamente conveniente. En cambio, un valor inferior a 1 refleja que los flujos futuros actualizados no alcanzan a cubrir el capital invertido.

En el proyecto se obtiene un índice de rentabilidad de 0,87. Esto significa que, por cada 1 UF invertida, el proyecto genera aproximadamente 0,87 UF en valor presente de flujos futuros. En consecuencia, el índice se encuentra por debajo del umbral de aceptación, lo que confirma que el proyecto no logra recuperar la totalidad de la inversión inicial en términos descontados.

Este resultado es coherente con el VAN negativo y con una TIR inferior a la tasa de descuento. Por lo tanto, el índice de rentabilidad refuerza la interpretación económica del

proyecto desde una perspectiva proporcional, mostrando que el valor presente de los beneficios generados no es suficiente frente al nivel de inversión requerido.

Los resultados obtenidos para el caso base se presentan en la **Tabla 23**, la cual sintetiza el desempeño económico del proyecto y permite contrastar cada indicador con su criterio de aceptación.

Tabla 23. Indicadores de rentabilidad económica del proyecto.

Indicador	Resultado	Criterio de evaluación	Interpretación
Valor Actual Neto	-6.160,49 UF	$VAN > 0$	No cumple
Tasa Interna de Retorno	6,33 %	$TIR > 8 \%$	No cumple
Periodo de recuperación simple	12,04 años	Recuperación dentro del horizonte	Cumple
Periodo de recuperación descontado	No se recupera	Recuperación dentro del horizonte	No cumple
Índice de rentabilidad	0,87	$IR > 1$	No cumple

Fuente: Elaboración propia.

En términos generales, los indicadores muestran que el proyecto genera flujos operacionales positivos durante el horizonte de evaluación y logra recuperar la inversión inicial en términos simples. Sin embargo, al incorporar el valor del dinero en el tiempo, los indicadores descontados no alcanzan los criterios mínimos de aceptación. El VAN negativo, la TIR inferior a la tasa de descuento y el índice de rentabilidad menor a 1 evidencian que, bajo el escenario base evaluado, el proyecto no genera valor económico suficiente para justificar la inversión inicial desde una perspectiva descontada.

No obstante, el hecho de que el proyecto presente flujos netos positivos y recuperación simple dentro del horizonte de evaluación permite identificar un margen de mejora ante variaciones favorables en variables críticas, tales como el precio de venta de la energía, la inversión inicial, los costos de operación, la tasa de descuento o la existencia de mecanismos de financiamiento. Por esta razón, resulta pertinente complementar el análisis mediante una evaluación de sensibilidad que permita determinar bajo qué condiciones el proyecto podría alcanzar rentabilidad económica.

5.3.6 Análisis de sensibilidad

Una vez calculados los indicadores económicos del caso base, se desarrolla un análisis de sensibilidad con el objetivo de evaluar cómo varían los resultados del proyecto frente a alteraciones en sus principales variables críticas. Este análisis permite identificar qué parámetros tienen mayor incidencia sobre la rentabilidad, evaluar la robustez de los resultados obtenidos y determinar bajo qué condiciones el proyecto podría mejorar o deteriorar su desempeño económico.

Para ello, se seleccionan variables directamente asociadas a la generación de valor del proyecto: el precio inicial de venta de energía, la tasa anual del precio de venta, la inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento. Estas variables fueron escogidas debido a su incidencia directa sobre los ingresos, los egresos operacionales y el desembolso inicial requerido para materializar la planta.

La **Tabla 24** presenta las variables consideradas en el análisis de sensibilidad, junto con el valor base utilizado y los escenarios evaluados.

Tabla 24. Variables consideradas en el análisis de sensibilidad.

Variable sensibilizada	Caso base	Escenarios evaluados	Justificación
Precio inicial de venta de energía	44,44 CLP/kWh	-20 %, -10 %, base, +10 %, +20 %	Incide directamente en los ingresos por venta de energía.
Costos de operación y mantenimiento	1.336,02 UF/año	-20 %, -10 %, base, +10 %, +20 %	Afectan el margen operacional anual del proyecto.
Inversión inicial	45.784,93 UF	-20 %, -10 %, base, +10 %, +20 %	Corresponde al principal egreso del proyecto en el año 0.
Tasa real anual del precio de venta	-0,5% anual	+1 %, 0 %, -0,5 %, -1 % y -2 %	Refleja la incertidumbre asociada a la evolución futura del precio de energía.

Fuente: Elaboración propia.

El análisis se desarrolla, en primer lugar, de manera individual, modificando una variable a la vez y manteniendo constantes las demás condiciones del caso base. Posteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad conjunta, con el fin de evaluar el efecto simultáneo de dos variables críticas sobre el Valor Actual Neto del proyecto.

Sensibilidad del precio inicial de venta de energía

El precio inicial de venta de energía constituye una de las variables más relevantes del flujo de caja, debido a que incide directamente en los ingresos anuales del proyecto. En este análisis se modifica el precio efectivo ponderado inicial, manteniendo constante las demás variables.

La **Tabla 25** presenta los resultados obtenidos ante variaciones de $\pm 10\%$ y $\pm 20\%$ respecto del precio inicial considerado en el caso base.

Tabla 25. Sensibilidad del precio inicial de venta de energía.

Variación del precio inicial	Precio inicial aplicado	VAN (UF)	TIR	Año de recuperación	IR
+20 %	53,33	2.558,29	8,67 %	10	1,06
+10 %	48,88	-1.806,01	7,52 %	11	0,96
Base	44,44	-6.160,49	6,33 %	13	0,87
-10 %	40,00	-10.515,01	5,11 %	15	0,77
-20 %	35,55	-14.879,31	3,83 %	17	0,68

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que el precio inicial de venta de energía tiene una incidencia significativa sobre la rentabilidad del proyecto. En el escenario base, el Valor actual neto alcanza -6.160,49 UF, mientras que una disminución de 10 % en el precio inicial reduce el VAN a -10.515,01 UF. Por el contrario, un aumento de 10 % mejora el resultado, aunque el VAN se mantiene negativo.

El proyecto alcanza un VAN positivo únicamente cuando el precio inicial aumenta en 20 %, escenario en el cual se obtiene un VAN de 2.558,29 UF, una TIR de 8,67 % y un índice de rentabilidad de 1,06. Esto evidencia que el proyecto es altamente sensible al precio de venta de energía y que variaciones favorables en este parámetro mejoran de manera importante su desempeño económico.

Sensibilidad de la tasa real anual del precio de venta

Además del precio inicial, se sensibiliza la tasa anual aplicada al precio de venta de energía. Esta variable permite analizar el efecto de distintas trayectorias futuras del precio durante el horizonte de evaluación. A diferencia de la sensibilidad anterior, este análisis no

modifica el precio del primer año, sino la evolución anual del precio durante los 25 años evaluados.

La **Tabla 26** presenta los resultados obtenidos para distintos escenarios de variación real anual del precio, considerando desde un escenario optimista con crecimiento de 1,0 % anual hasta un escenario muy pesimista con una disminución de 2,0 % anual.

Tabla 26. Sensibilidad de la tasa anual del precio de venta.

Escenario	Tasa anual del precio	VAN (UF)	TIR	Año de recuperación	IR
Optimista	+1,00 %	-500,29	7,88 %	11	0,99
Precio Constante	0,00 %	-4.389,62	6,85 %	12	0,90
Caso Base	-0,50 %	-6.160,49	6,33 %	13	0,87
Pesimista	-1,00 %	-7.826,23	5,82 %	13	0,83
Muy Pesimista	-2,00 %	-10.870,93	4,79 %	14	0,76

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados indican que la trayectoria futura del precio de venta también afecta de manera relevante los indicadores económicos. En el escenario optimista, donde el precio aumenta 1,0 % anual en términos reales, el VAN mejora considerablemente y alcanza -500,29 UF, quedando cercano al punto de equilibrio. Sin embargo, aun en este escenario, el VAN se mantiene negativo y la TIR alcanza 7,88 %, valor todavía inferior a la tasa de descuento utilizada.

A medida que la tasa anual del precio se vuelve más desfavorable, los indicadores se deterioran progresivamente. En el escenario muy pesimista, con una reducción real anual de 2,0 %, el VAN disminuye a -10.870,93 UF y la TIR baja a 4,79 %. Esto confirma que la

trayectoria futura del precio influye en la rentabilidad del proyecto, aunque no logra revertir por sí sola el resultado negativo del caso base dentro de los escenarios evaluados.

Sensibilidad de la inversión inicial

La inversión inicial representa el principal egreso del proyecto y se registra en el año 0 del flujo de caja. Por esta razón, su magnitud tiene un impacto directo sobre los indicadores de rentabilidad. En este análisis se evalúan variaciones de $\pm 10\%$ y $\pm 20\%$ respecto de la inversión considerada en el caso base.

Tabla 27. Sensibilidad de la inversión inicial.

Variación inversión inicial	Inversión Inicial (UF)	VAN (UF)	TIR	Año de recuperación	IR
+20 %	54.941,92	-15.317,48	4,45 %	16	0,72
+10 %	50.363,42	-10.738,98	5,32 %	14	0,79
Base	45.784,93	-6.160,49	6,33 %	13	0,87
-10 %	41.206,44	-1.582,00	7,53 %	11	0,96
-20 %	36.627,94	2.996,49	8,98 %	10	1,08

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que la inversión inicial es una de las variables con mayor impacto en la rentabilidad del proyecto. Un aumento de 20 % en la inversión reduce el VAN a -15.317,48 UF, disminuye la TIR a 4,45 % y extiende el periodo de recuperación simple a 16 años. Esto evidencia que un mayor costo de implementación deteriora de forma importante la viabilidad económica.

Por el contrario, una reducción de 10 % en la inversión inicial mejora el VAN hasta -1.582,00 UF, acercando el proyecto al punto de equilibrio. En el escenario más favorable, con una disminución de 20 % de la inversión, el proyecto obtiene un VAN positivo de

2.996,49 UF, una TIR de 8,98 % y un índice de rentabilidad de 1,08. En este escenario, el proyecto alcanza rentabilidad económica.

Este resultado es especialmente relevante al analizar la composición de la inversión inicial. Dentro del caso base se considera la compra del terreno, cuyo valor asciende a 11.039,20 UF. Dado que la inversión total corresponde a 45.784,93 UF, el terreno representa aproximadamente un 24,1 % de la inversión inicial. Por lo tanto, una alternativa de estructuración del proyecto que no considere la compra directa del terreno, sino un mecanismo de arriendo podría reducir el desembolso inicial en una magnitud similar al escenario de disminución de 20 % evaluado en la sensibilidad.

En este sentido, la sensibilidad de inversión inicial permite identificar una posible estrategia concreta para mejorar la rentabilidad del proyecto. La reducción del desembolso inicial asociado al terreno no elimina necesariamente el costo de uso del sitio, ya que podría transformarse en un gasto operacional periódico, pero sí disminuye de manera importante la barrera de entrada del proyecto.

Sensibilidad de los costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a egresos recurrentes durante la vida útil del proyecto. En este análisis se evalúa el efecto de variaciones de ± 10 % y ± 20 % sobre los costos O&M anuales, manteniendo constantes las demás variables del caso base.

Tabla 28. Sensibilidad de costos de operación y mantenimiento.

Variación costos O&M	Costo anual (UF)	VAN (UF)	TIR	Payback simple (años)	IR
20 %	1.603,22	-8.242,70	5,75 %	13	0,82
10 %	1.469,62	-7.201,60	6,04 %	13	0,84
0 %	1.336,02	-6.160,49	6,33 %	13	0,87
-10 %	1.202,42	-5.119,39	6,62 %	12	0,89
-20 %	1.068,82	-4.078,28	6,91 %	12	0,91

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que los costos de operación y mantenimiento afectan los indicadores económicos, aunque su impacto es menor en comparación con las otras variables evaluadas. Una disminución de 20 % en los costos O&M mejora el VAN desde -6.160,49 UF hasta -4.078,28 UF, mientras que un aumento de 20 % lo reduce a -8.242,70 UF.

Si bien la reducción de costos operacionales mejora el desempeño del proyecto, no es suficiente para alcanzar un VAN positivo ni una TIR superior a la tasa de descuento en los escenarios evaluados. Esto se explica porque, aunque los costos O&M corresponden a egresos recurrentes, su magnitud anual es menor en comparación con la inversión inicial y con el efecto acumulado de los ingresos por venta de energía. Por lo tanto, los costos O&M constituyen una variable relevante para optimizar el margen operacional, pero no representan el principal factor de rentabilidad del proyecto.

A partir de las sensibilidades individuales, se observa que las variables con mayor incidencia sobre la rentabilidad del proyecto son el precio inicial de venta de energía y la inversión inicial. Ambas variables permiten alcanzar escenarios con VAN positivo cuando se modifican favorablemente en un 20 %.

En contraste, la tasa real anual del precio de venta tiene un impacto relevante sobre la trayectoria de ingresos, pero no logra por sí sola revertir el resultado negativo del caso base dentro de los escenarios evaluados. Por su parte, los costos de operación y mantenimiento presentan una incidencia menor, ya que incluso reducciones importantes en estos costos no reducen en gran magnitud el valor negativo del VAN.

En consecuencia, el desempeño económico del proyecto se encuentra principalmente condicionado por el nivel de ingresos anuales y por la magnitud de la inversión requerida. Por lo que, se desarrolla un análisis de sensibilidad conjunta, orientado a evaluar el efecto simultáneo de variables críticas sobre el Valor Actual Neto del proyecto.

Sensibilidad conjunta del Valor Actual Neto

Con el fin de profundizar el análisis, se desarrollan matrices de sensibilidad conjunta que permiten evaluar el efecto simultáneo de dos variables críticas sobre el Valor Actual Neto del proyecto. En estas matrices se utiliza el VAN como indicador principal, debido a que permite identificar directamente las combinaciones de escenarios bajo las cuales el proyecto genera o destruye valor económico.

La primera matriz combina variaciones en el precio inicial de venta de energía con distintos supuestos de tasa real anual del precio. La segunda matriz relaciona el precio inicial de venta con la inversión inicial del proyecto, permitiendo evaluar el efecto conjunto entre una variable asociada a los ingresos y una variable asociada al desembolso inicial.

Sensibilidad conjunta entre precio inicial y tasa anual del precio

La **Tabla 29** presenta la sensibilidad conjunta del VAN frente a variaciones simultáneas en el precio inicial de venta de energía y en la tasa anual del precio. Esta matriz permite

identificar cómo cambia la rentabilidad del proyecto cuando se modifican tanto el punto de partida del precio como su evolución futura durante el horizonte de evaluación.

Tabla 29. Sensibilidad conjunta del VAN frente al precio inicial y la tasa anual.

Variación de la tasa anual del precio de venta	Variación del precio inicial de venta de energía					
	Escenario	-20 %	-10 %	Base	10 %	20 %
	Optimista (+1,0 %)	-10.351,40	-5.420,32	-500,31	4.419,69	9.350,78
	Precio Constante (0,0 %)	-13.462,69	-8.921,06	-4.389,63	141,79	4.683,42
	Caso Base (-0,5 %)	-14.879,31	-10.515,01	-6.160,51	-1.806,01	2.558,29
	Pesimista (-1,0 %)	-16.211,82	-12.014,32	-7.826,25	-3.638,17	559,33
	Muy Pesimista (-2,0 %)	-18.670,71	-14.754,82	-10.870,95	-6.987,07	-3.094,45

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los valores corresponden al VAN del proyecto, expresado en UF.

Los resultados muestran que el precio inicial de venta de energía tiene un efecto dominante sobre la rentabilidad del proyecto. Cuando el precio inicial disminuye en 10 % o 20 %, el VAN se mantiene negativo en todos los escenarios de tasa real anual evaluados, incluso bajo una evolución optimista del precio. Esto evidencia que una trayectoria futura favorable no resulta suficiente para compensar un precio inicial bajo, debido a que el proyecto parte desde una base de ingresos reducida durante todo el horizonte de evaluación.

Por otra parte, los escenarios con aumento del precio inicial permiten identificar el umbral a partir del cual el proyecto comienza a generar valor económico. Con un incremento de 10 % en el precio inicial, el VAN se vuelve positivo únicamente cuando la tasa anual del precio es optimista o cuando el precio se mantiene constante. En cambio, con un incremento

de 20 % en el precio inicial, el proyecto obtiene VAN positivo, inclusive con una reducción moderada de la tasa anual del precio.

Con lo anterior, la tasa anual del precio actúa como una variable que puede amplificar o reducir el resultado económico del proyecto, sin embargo, su efecto es limitado cuando el precio inicial es bajo. Por ello, asegurar una adecuada valorización de la energía desde el inicio de la operación resulta más determinante que depender únicamente de una evolución futura favorable del precio.

Sensibilidad conjunta entre precio e inversión iniciales.

La **Tabla 30** presenta la sensibilidad conjunta del VAN frente a variaciones simultáneas en el precio inicial de venta de energía y en la inversión inicial del proyecto. Esta matriz permite evaluar el efecto combinado entre una variable que determina los ingresos y otra que representa el principal egreso del proyecto.

Tabla 30. Sensibilidad conjunta del VAN frente al precio y la inversión iniciales.

Variación de la inversión inicial	Variación del precio inicial de venta de energía					
	Escenario	-20 %	-10 %	Base	10 %	20 %
	20 %	-24.036,29	-19.671,99	-15.317,48	-10.963,00	-6.598,70
	10 %	-19.457,80	-15.093,50	-10.738,98	-6.384,51	-2.020,21
	Base	-14.879,31	-10.515,01	-6.160,49	-1.806,01	2.558,29
	-10 %	-10.300,81	-5.936,51	-1.582,00	2.772,48	7.136,78
	-20 %	-5.722,32	-1.358,02	2.996,49	7.350,97	11.715,27

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados evidencian que la inversión inicial y el precio de venta de energía actúan como variables críticas y complementarias para la viabilidad económica del proyecto. Los escenarios más desfavorables se concentran en la parte superior izquierda de la matriz, donde

se combinan aumentos de inversión con disminuciones del precio inicial. En estos casos, el VAN se vuelve significativamente negativo, reflejando una reducción simultánea de ingresos y un mayor desembolso inicial.

En contraste, los escenarios favorables se concentran en la parte inferior derecha de la matriz, donde se combinan menores niveles de inversión con mayores precios iniciales de venta. Esta zona muestra que el proyecto puede alcanzar VAN positivo cuando existe una mejora suficiente en al menos una de las dos variables críticas.

La matriz también permite observar que un aumento de la inversión inicial deteriora significativamente el desempeño económico, incluso cuando el precio inicial mejora. En efecto, con una inversión 20 % superior al caso base, el VAN se mantiene negativo en todos los escenarios de precio evaluados. Esto muestra que el proyecto tiene una capacidad limitada para absorber sobrecostos de inversión

En consecuencia, la sensibilidad conjunta entre precio e inversión iniciales permite identificar que la viabilidad económica del proyecto depende tanto de asegurar una adecuada valorización de la energía como de optimizar el desembolso inicial. La rentabilidad se vuelve factible cuando se combinan mejores condiciones de ingreso o menores costos de inversión.

El análisis de sensibilidad permite establecer que las principales oportunidades de mejora económica del proyecto se encuentran en la optimización de la inversión inicial y en la obtención de mejores condiciones de valorización de la energía. Si bien el caso base no alcanza los criterios de rentabilidad descontada, los escenarios evaluados muestran que el proyecto puede acercarse o superar el umbral de rentabilidad bajo condiciones más favorables de inversión o precio de venta.

El precio inicial de venta de energía incide directamente sobre los ingresos anuales, mientras que la inversión inicial condiciona la magnitud del desembolso requerido para materializar el proyecto. En conjunto, ambas variables explican gran parte de la variación del VAN observada en las sensibilidades individuales y conjuntas. Por su parte, la tasa real anual del precio de venta y los costos de operación y mantenimiento también afectan los resultados, pero presentan una incidencia menor en comparación con las variables anteriores.

Por lo tanto, estas variables deben ser priorizadas en una eventual etapa de optimización técnica, comercial y financiera del proyecto. En particular, la evaluación de alternativas para reducir el desembolso inicial, como una modalidad distinta de acceso al terreno, y la búsqueda de mejores condiciones de valorización de la energía podrían mejorar significativamente la rentabilidad económica del proyecto.

5.3.7 Escenario alternativo del proyecto

A partir del análisis de sensibilidad, se identificó que la inversión inicial corresponde a una de las variables con mayor incidencia sobre la rentabilidad económica del proyecto. En particular, una reducción de 20 % en la inversión inicial permite obtener un VAN positivo. Este resultado adquiere especial relevancia al considerar que el caso base contempla la compra del terreno, cuyo valor asciende a 11.039,20 UF, equivalente aproximadamente al 24,1 % de la inversión inicial total.

En consecuencia, se desarrolla un escenario alternativo orientado a evaluar distintas modalidades de acceso al terreno. Para ello, se consideran dos opciones: la primera corresponde al arriendo del terreno, eliminando su compra dentro de la inversión inicial; mientras que la segunda considera la compra del terreno mediante crédito, financiando el 90 % de su valor a una tasa anual de 4,0 %. El objetivo de este análisis es determinar si una

menor exigencia de desembolso inicial permite mejorar los indicadores económicos del proyecto, considerando los efectos que cada alternativa genera sobre el flujo de caja.

De esta forma, el análisis no reemplaza el caso base, sino que lo complementa. El caso base mantiene la compra directa del terreno dentro de la inversión inicial, mientras que las alternativas buscan evaluar si una distinta estructura de acceso al terreno puede mejorar el desempeño económico del proyecto.

5.3.7.1 Alternativa 1: arriendo del terreno

La primera alternativa considera que el proyecto no adquiere el terreno al inicio de la evaluación, sino que accede a este mediante un contrato de arriendo. Bajo esta modalidad, el valor del terreno se elimina de la inversión inicial del año 0, reduciendo el desembolso requerido para materializar el proyecto. Sin embargo, se incorpora un costo anual asociado al uso del terreno durante todo el horizonte de evaluación.

Para efectos del análisis, se considera un arriendo anual equivalente al 3,5 % del valor del terreno. Dado que el terreno tiene un valor de 11.039,20 UF, el costo anual de arriendo corresponde a 386,37 UF/año. Este monto se incorpora como un egreso operacional adicional durante los 25 años de evaluación.

Tabla 31. Parámetros de la alternativa de arriendo del terreno.

Concepto	Valor
Valor del terreno	11.039,20 UF
Inversión inicial caso base	45.784,93 UF
Inversión inicial sin compra del terreno	34.745,73 UF
Tasa de arriendo anual	3,5 % del valor del terreno
Arriendo anual estimado	386,37 UF/año
Costos O&M caso base	1.336,02 UF/año
Costos O&M ajustados con arriendo	1.722,39 UF/año
Valor residual del terreno	0 UF

Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, la inversión inicial disminuye desde 45.784,93 UF a 34.745,73 UF, debido a que el terreno deja de ser adquirido como activo del proyecto. Esta reducción tiene un efecto positivo inmediato sobre el flujo de caja, ya que disminuye la magnitud del desembolso inicial que debe ser recuperado a través de los flujos operacionales futuros.

Sin embargo, el arriendo anual incrementa los costos de operación, pasando desde 1.336,02 UF/año en el caso base a 1.722,39 UF/año en la alternativa de arriendo. Este aumento reduce el EBITDA y, en consecuencia, también disminuye la utilidad antes de impuestos y el flujo de caja neto anual.

Además, al no considerar la compra del terreno, esta alternativa no incorpora valor residual al final del horizonte de evaluación.

La **Tabla 32** presenta un extracto del flujo de caja para los primeros cinco años de operación bajo la alternativa de arriendo del terreno.

Tabla 32. Extracto del flujo de caja para la alternativa de arriendo del terreno.

Ítem \ Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos						
Energía generada (kWh)	-	5.515.835	5.493.772	5.471.797	5.449.909	5.428.110
Precio Energía (CLP/kWh)	-	44,44	44,22	44,00	43,78	43,56
Precio Energía (UF/kWh)	-	0,001090	0,001085	0,001079	0,001074	0,001069
Ingresos por venta de energía (UF)	-	6.013,27	5.959,27	5.905,76	5.852,72	5.800,16
Costos operacionales						
Operación, y administración (UF)	-	(365,03)	(365,03)	(365,03)	(365,03)	(365,03)
Limpieza y mantenimiento preventivo (UF)	-	(313,93)	(313,93)	(313,93)	(313,93)	(313,93)
Mantenimiento eléctrico (UF)	-	(240,92)	(240,92)	(240,92)	(240,92)	(240,92)
Seguridad (UF)	-	(219,02)	(219,02)	(219,02)	(219,02)	(219,02)
Seguro operacional (UF)	-	(197,12)	(197,12)	(197,12)	(197,12)	(197,12)
Arriendo terreno (UF)	-	(386,37)	(386,37)	(386,37)	(386,37)	(386,37)
Total, costos O&M (UF)	-	(1.722,39)	(1.722,39)	(1.722,39)	(1.722,39)	(1.722,39)
EBITDA (UF)	-	4.290,88	4.236,88	4.183,37	4.130,33	4.077,77
Depreciación (-)(UF)	-	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)
EBIT (UF)	-	1.619,74	1.565,74	1.512,22	1.459,19	1.406,63
Impuesto (UF)	-	(437,33)	(422,75)	(408,30)	(393,98)	(379,79)
Utilidad después de impuesto (UF)	-	1.182,41	1.142,99	1.103,92	1.065,21	1.026,84
Depreciación (+) (UF)	-	2.671,14	2.671,14	2.671,14	2.671,14	2.671,14
Valor residual (UF)	-	-	-	-	-	-
Inversión inicial (UF)	(34.745,73)	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto (UF)	(34.745,73)	3.853,55	3.814,13	3.775,07	3.736,35	3.697,98
Flujo de caja acumulado (UF)	(34.745,73)	(30.892,18)	(27.078,05)	(23.302,98)	(19.566,63)	(15.868,65)
Flujo de caja neto descontado	(34.745,73)	3.568,10	3.270,00	2.996,77	2.746,33	2.516,79
Flujo descontado acumulado	(34.745,73)	(31.177,63)	(27.907,62)	(24.910,86)	(22.164,53)	(19.647,74)

Fuente: Elaboración propia.

A partir del flujo de caja presentado, se observa que la alternativa de arriendo permite reducir considerablemente el desembolso inicial del proyecto. En comparación con el caso base, esta condición mejora la recuperación de la inversión y disminuye la presión financiera durante los primeros años de operación. No obstante, el arriendo del terreno incrementa los costos operacionales anuales, lo que se refleja en un EBITDA menor al del caso base.

En el año 1, los ingresos por venta de energía alcanzan 6.013,27 UF, mientras que los costos operacionales ajustados ascienden a 1.722,39 UF, generando un EBITDA de 4.290,88 UF. Luego de considerar depreciación e impuestos, el flujo de caja neto del primer año corresponde a 3.853,55 UF. Este flujo disminuye progresivamente durante los años siguientes, debido al efecto combinado de la degradación anual de la generación y la disminución real del precio de venta de la energía.

En términos generales, esta alternativa permite mejorar el perfil económico del proyecto, principalmente por la reducción de la inversión inicial.

5.3.7.2 Alternativa 2: compra del terreno mediante crédito

La segunda alternativa considera mantener la compra del terreno, pero financiando el 90 % de su valor mediante crédito. A diferencia de la alternativa de arriendo, en este caso el terreno sí pasa a formar parte de los activos del proyecto, por lo que se mantiene el valor residual al término del horizonte de evaluación. Sin embargo, se reduce el desembolso inicial, ya que en el año 0 solo se paga el 10 % del valor del terreno como aporte inicial.

Esta modalidad permite evaluar una estructura intermedia entre la compra directa y el arriendo. Por una parte, el proyecto conserva la propiedad del terreno y, con ello, el valor patrimonial asociado a este activo. Por otra parte, se evita desembolsar la totalidad de su valor al inicio, lo que permite disminuir la inversión inicial requerida. No obstante, esta alternativa incorpora pagos anuales asociados al crédito, los cuales reducen los flujos de caja disponibles durante la operación del proyecto.

Para efectos del análisis, se considera una tasa anual de crédito de 4,0 % y un plazo de 25 años, equivalente al horizonte de evaluación del proyecto. Bajo estas condiciones, se

calcula una cuota anual constante de 635,98 UF/año, compuesta por intereses y amortización de capital.

Tabla 33. Supuestos de la alternativa de compra del terreno mediante crédito.

Concepto	Valor
Valor del terreno	11.039,20 UF
Porcentaje financiado	90 %
Monto financiado	9.935,28 UF
Pie o aporte inicial del terreno	1.103,92 UF
Tasa anual del crédito	4,00 %
Plazo del crédito	25 años
Cuota anual estimada	635,98 UF/año
Inversión inicial ajustada	35.849,65 UF
Valor residual del terreno	11.039,20 UF

Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, el monto financiado corresponde al 90 % del valor del terreno, equivalente a 9.935,28 UF. El proyecto solo desembolsa inicialmente el 10 % restante, correspondiente a 1.103,92 UF. Por esta razón, la inversión inicial ajustada disminuye desde 45.784,93 UF en el caso base a 35.849,65 UF en la alternativa con crédito.

A diferencia del arriendo, esta alternativa mantiene el valor residual del terreno al año 25, ya que el activo es adquirido por el proyecto

La **Tabla 34** presenta un extracto del flujo de caja para los primeros cinco años bajo la alternativa de compra del terreno mediante crédito.

Tabla 34. Extracto del flujo de caja para la alternativa de compra con crédito.

Ítem \ Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos						
Energía generada (kWh)	-	5.515.835	5.493.772	5.471.797	5.449.909	5.428.110
Precio Energía (CLP/kWh)	-	44,44	44,22	44,00	43,78	43,56
Precio Energía (UF/kWh)	-	0,001090	0,001085	0,001079	0,001074	0,001069
Ingresos por venta de energía (UF)	-	6.013,27	5.959,27	5.905,76	5.852,72	5.800,16
Costos operacionales						
Operación, y administración (UF)	-	(365,03)	(365,03)	(365,03)	(365,03)	(365,03)
Limpieza y mantenimiento preventivo (UF)	-	(313,93)	(313,93)	(313,93)	(313,93)	(313,93)
Mantenimiento eléctrico (UF)	-	(240,92)	(240,92)	(240,92)	(240,92)	(240,92)
Seguridad (UF)	-	(219,02)	(219,02)	(219,02)	(219,02)	(219,02)
Seguro operacional (UF)	-	(197,12)	(197,12)	(197,12)	(197,12)	(197,12)
Total costos O&M (UF)	-	(1.336,02)	(1.336,02)	(1.336,02)	(1.336,02)	(1.336,02)
EBITDA (UF)	-	4.677,25	4.623,25	4.569,74	4.516,70	4.464,14
Depreciación (-)(UF)	-	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)	(2.671,14)
Intereses crédito del terreno	-	(397,41)	(387,87)	(377,94)	(367,62)	(356,89)
EBIT (UF)	-	1.608,69	1.564,24	1.520,65	1.477,94	1.436,11
Impuesto (UF)	-	(434,35)	(422,34)	(410,58)	(399,04)	(387,75)
Utilidad después de impuesto (UF)	-	1.174,35	1.141,89	1.110,07	1.078,89	1.048,36
Depreciación (+) (UF)	-	2.671,14	2.671,14	2.671,14	2.671,14	2.671,14
Amortización crédito	-	-238,57	-248,11	-258,03	-268,35	-279,09
Valor residual (UF)	-	-	-	-	-	-
Inversión inicial (UF)	(35.849,65)	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto (UF)	(35.849,65)	3.606,92	3.564,93	3.523,18	3.481,68	3.440,42
Flujo de caja acumulado	(35.849,65)	(32.242,72)	(28.677,80)	(25.154,61)	(21.672,93)	(18.232,51)
Flujo de caja neto descontado	(35.849,65)	3.339,74	3.056,35	2.796,82	2.559,14	2.341,49
Flujo descontado acumulado	(35.849,65)	(32.509,90)	(29.453,55)	(26.656,74)	(24.097,59)	(21.756,10)

Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja de esta alternativa muestra que el crédito permite reducir el desembolso inicial respecto del caso base, disminuyendo la inversión inicial desde 45.784,93 UF a 35.849,65 UF. Esta reducción mejora la posición inicial del proyecto y permite disminuir la brecha de recuperación de la inversión durante los primeros años.

En el año 1, el proyecto mantiene los mismos ingresos operacionales y costos de O&M del caso base. Sin embargo, se incorpora el costo financiero del crédito. Durante el primer año, los intereses ascienden a 397,41 UF, mientras que la amortización de capital corresponde a 238,57 UF. En conjunto, ambos componentes conforman la cuota anual de 635,98 UF.

La incorporación del crédito afecta el flujo de caja en dos niveles. Primero, los intereses reducen el resultado antes de impuestos, lo que disminuye parcialmente la carga tributaria. Segundo, la amortización del capital reduce directamente el flujo de caja disponible, ya que corresponde al pago efectivo de la deuda.

A medida que avanza el horizonte de evaluación, la composición de la cuota cambia: los intereses disminuyen progresivamente y la amortización aumenta, manteniéndose constante el pago total anual. Este comportamiento es propio de un crédito con cuota fija. En consecuencia, durante los primeros años el efecto tributario del interés es mayor, mientras que en los años posteriores aumenta la proporción destinada a amortizar capital.

Comparación de alternativas

Una vez desarrolladas las alternativas de arriendo del terreno y compra mediante crédito, se comparan sus resultados con el caso base, con el objetivo de identificar el efecto que tiene la modalidad de acceso al terreno sobre la rentabilidad económica del proyecto.

Esta comparación permite evaluar si la disminución del desembolso inicial logra compensar los nuevos egresos incorporados en cada alternativa, ya sea por concepto de arriendo o por servicio de deuda.

La **Tabla 35** presenta la comparación de los principales indicadores económicos obtenidos para el caso base y para las dos alternativas evaluadas.

Tabla 35. Comparación de indicadores según modalidad de acceso al terreno.

Indicador	Caso base	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión inicial / aporte inicial	45.784,93 UF	34.745,73 UF	35.849,65 UF
Costo anual asociado al terreno	0 UF/año	386,37 UF/año	635,98 UF/año
Valor residual del terreno	11.039,20 UF	0 UF	11.039,20 UF
VAN	-6.160,49 UF	255,93 UF	-2.164,60 UF
TIR	6,33 %	8,10 %	7,25 %
Payback simple	12,04 años	9,41 años	10,66 años
Payback descontado	No se recupera	24,23 años	No se recupera
Índice de rentabilidad	0,87	1,01	0,94

Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que ambas alternativas mejoran el desempeño económico del proyecto respecto del caso base. Esta mejora se explica principalmente por la disminución del desembolso inicial asociado al terreno.

La alternativa de arriendo del terreno presenta el mejor resultado económico entre las opciones evaluadas. En este escenario, el VAN alcanza un valor positivo de 255,93 UF,

asimismo, la TIR aumenta desde 6,33 % a 8,10 %, superando levemente la tasa de descuento utilizada en la evaluación., lo que indica que, el proyecto logra generar un retorno positivo.

Sin embargo, el payback descontado se alcanza recién en el año 24,23, lo que evidencia que, si bien el proyecto logra rentabilidad positiva, esta se produce de manera ajustada y cercana al final del horizonte de evaluación.

Por su parte, la alternativa de compra del terreno mediante crédito también mejora los indicadores en relación con el caso base, aunque no logra alcanzar rentabilidad descontada, esta mejora se debe a que el crédito permite reducir el desembolso inicial, manteniendo además la propiedad del terreno y su valor residual al término del horizonte de evaluación. No obstante, el pago anual del crédito, correspondiente a 635,98 UF/año, reduce los flujos de caja disponibles durante la operación, limitando el efecto positivo del menor desembolso inicial.

Al comparar ambas alternativas, se observa que el arriendo resulta económicamente más favorable bajo los supuestos definidos. Esto se debe a que permite una mayor reducción de la inversión inicial y presenta un costo anual asociado menor que la cuota del crédito. En cambio, la compra mediante crédito conserva el valor patrimonial del terreno, pero incorpora una carga financiera anual superior, lo que afecta la generación de caja del proyecto.

Con lo anterior, el análisis del escenario alternativo confirma que la modalidad de acceso al terreno tiene una incidencia relevante sobre la viabilidad económica del proyecto. El terreno no solo representa un componente de inversión, sino una variable estratégica que puede modificar de manera significativa el perfil de flujos de caja y los indicadores de rentabilidad.

5.4 Evaluación ambiental

La evaluación ambiental del proyecto permite identificar los principales efectos que la implementación y operación de la planta fotovoltaica podrían generar sobre el entorno, considerando tanto los impactos negativos, como los beneficios ambientales derivados de la generación de energía renovable. Este análisis permite complementar la evaluación técnica y económica del proyecto.

Si bien los proyectos solares fotovoltaicos presentan una baja generación de impactos durante su etapa de operación, debido a que no requieren combustibles fósiles para producir electricidad, su evaluación ambiental no debe limitarse únicamente al funcionamiento de la planta. También es necesario considerar los impactos indirectos asociados a la fabricación, transporte, mantenimiento, reemplazo y disposición final de sus principales componentes.

En este contexto, la evaluación se desarrolla bajo una mirada de ciclo de vida simplificada, considerando los impactos potenciales asociados a la fabricación y suministro de componentes, construcción, operación y cierre del proyecto.

Por lo anterior, la evaluación ambiental se organiza en cuatro apartados: identificación de impactos ambientales, análisis por etapa del proyecto, medidas de prevención y mitigación, y estimación de reducción de emisiones. De esta manera, se busca entregar una visión integral del desempeño ambiental del proyecto, reconociendo tanto su huella ambiental, como su contribución a la generación de energía limpia durante el horizonte de operación.

5.4.1 Identificación de impactos ambientales

La identificación de impactos ambientales se realiza considerando una mirada de ciclo de vida simplificada del proyecto, incorporando las etapas de fabricación y suministro de componentes, construcción, operación y cierre. Este enfoque permite reconocer tanto los impactos directos generados en el sitio de emplazamiento como los impactos indirectos asociados a la producción, transporte, mantenimiento y disposición final de los principales equipos de la planta fotovoltaica.

Para efectos de esta evaluación, los impactos ambientales se identifican a partir de las actividades principales del proyecto y su relación con los componentes ambientales susceptibles de ser afectados. Además, se incorporan los efectos indirectos asociados a la huella ambiental de módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, cableado y demás componentes eléctricos, así como la necesidad de gestionar adecuadamente estos equipos al final de su vida útil o ante eventuales fallas durante la operación.

La matriz completa de identificación de impactos ambientales se presenta en el **Anexo 6** . En la **Tabla 36** se expone una síntesis de los principales impactos potenciales identificados para cada etapa del proyecto.

Tabla 36. Síntesis de impactos ambientales potenciales del proyecto.

Etapas	Principales impactos potenciales
Fabricación y suministro de componentes	Consumo de materias primas, uso de energía en procesos industriales y emisiones indirectas por transporte de insumos.
Construcción	Intervención superficial del suelo, compactación localizada, emisión temporal de material particulado, ruido y generación de residuos de embalaje y construcción.
Operación	Bajo consumo de agua para limpieza de módulos, ruido localizado de inversores, generación eventual de residuos por mantenimiento, falla o reemplazo de módulos e inversores, y modificación visual del terreno.
Cierre y desmantelamiento	Generación de residuos fotovoltaicos, eléctricos, electrónicos y metálicos; necesidad de reciclaje, reutilización o disposición final autorizada; y posible restauración del área intervenida.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la identificación anterior, se observa que los impactos directos del proyecto se concentran principalmente en las etapas de construcción y cierre, debido a la intervención superficial del terreno, movimiento de vehículos, uso de maquinaria y generación de residuos. Durante la operación, los impactos directos son menores y se asocian principalmente al mantenimiento, limpieza de módulos, ruido localizado de inversores y eventual reemplazo de componentes.

Asimismo, la inclusión de la etapa de fabricación y suministro permite reconocer que la planta posee impactos indirectos previos a su operación, asociados a la producción y transporte de sus componentes principales. Estos impactos no se generan directamente en el

sitio del proyecto, pero forman parte de la huella ambiental incorporada de la tecnología fotovoltaica.

Esta identificación constituye la base para el análisis posterior por etapa del proyecto, la definición de medidas de prevención, mitigación y gestión ambiental, y la estimación de reducción de emisiones asociada a la generación renovable.

5.4.2 Análisis de impactos por etapa del proyecto

Una vez identificados los impactos ambientales potenciales, se realiza un análisis según las principales etapas del proyecto: fabricación y suministro, construcción, operación y cierre. Esta clasificación permite diferenciar los impactos indirectos asociados a la cadena de producción de componentes, de aquellos impactos directos generados en el sitio durante la implementación, funcionamiento y desmantelamiento de la planta fotovoltaica.

Fabricación y suministro de componentes

En esta etapa se consideran los impactos indirectos asociados a la producción de módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, canalizaciones y demás componentes necesarios para la implementación de la planta.

Los impactos principales de esta etapa se relacionan con la huella de carbono incorporada en los componentes, el consumo de materias primas y el uso de energía en procesos industriales. En el caso de los módulos fotovoltaicos, estos impactos se asocian principalmente a la fabricación de vidrio, aluminio, silicio, cobre y otros materiales. Por su parte, los inversores y equipos eléctricos incorporan componentes electrónicos, metales y semiconductores, cuya producción también genera impactos ambientales indirectos.

A ello se suma el transporte de módulos, inversores y materiales hasta el sitio del proyecto, el cual genera emisiones indirectas asociadas al consumo de combustibles. La magnitud de este impacto depende de la distancia recorrida, el país de origen de los equipos y el medio de transporte utilizado.

Por lo tanto, esta etapa no genera impactos locales directos en el área de emplazamiento, pero sí forma parte de la huella ambiental incorporada del proyecto.

Construcción

La etapa de construcción concentra la mayor parte de los impactos ambientales directos iniciales del proyecto. Estos se originan en actividades como la preparación del terreno, movimiento de maquinaria, uso de herramientas y montaje de módulos, estructuras e inversores.

El impacto sobre el suelo se asocia principalmente a la alteración de la capa superficial y compactación localizada, producto de la habilitación del terreno y circulación de maquinaria. Este impacto es de carácter local y se restringe a las áreas intervenidas por las obras.

El movimiento de vehículos y maquinaria puede generar aumento temporal de polvo en suspensión, especialmente en periodos secos o en caminos no pavimentados. Asimismo, el uso de maquinaria y herramientas puede producir molestias temporales por ruido en el entorno cercano. También durante el montaje de equipos también se generan residuos de embalaje y materiales de instalación. Este impacto se relaciona principalmente con cartón, plásticos, pallets, restos metálicos y otros residuos menores derivados del proceso constructivo

Operación

Durante la operación, el proyecto presenta un bajo nivel de impacto ambiental directo. La planta genera electricidad a partir de radiación solar, sin combustión de combustibles fósiles y sin emisiones atmosféricas directas durante su funcionamiento.

El principal impacto positivo de esta etapa corresponde a la reducción indirecta de emisiones, al desplazar parte de la generación eléctrica convencional del sistema. Este beneficio será cuantificado posteriormente en la estimación de reducción de emisiones.

Los impactos negativos de operación son acotados y se relacionan con actividades específicas. El funcionamiento de inversores puede generar un impacto acústico menor y localizado. La limpieza de módulos implica un uso puntual de agua para mantención, mientras que las labores preventivas y correctivas pueden generar residuos menores, piezas reemplazadas o materiales eléctricos.

También se consideran posibles fallas o roturas de módulos, así como fallas o reemplazo de inversores. Estos eventos no corresponden a impactos permanentes, pero sí representan una fuente eventual de residuos durante la vida útil del proyecto.

Cierre del proyecto

La etapa de cierre considera el retiro de módulos fotovoltaicos, inversores, tableros, cableado, estructuras metálicas y demás componentes de la planta al término de su vida útil.

Los impactos principales de esta etapa se relacionan con la generación de residuos. El retiro de módulos genera residuos asociados a paneles fuera de servicio, mientras que el retiro de inversores, tableros y cableado implica residuos eléctricos y electrónicos. Las

estructuras metálicas, por su parte, representan materiales con potencial de reciclaje, principalmente acero, aluminio y otros metales.

El desmantelamiento de instalaciones puede generar impactos temporales similares a los de la construcción, tales como polvo, ruido y residuos derivados del retiro de equipos. Además, la restauración del área intervenida puede permitir una restitución parcial del uso del suelo, dependiendo de las condiciones finales del terreno.

Por lo tanto, el cierre constituye una etapa relevante desde el punto de vista ambiental, principalmente por el volumen y tipo de residuos que podrían generarse al finalizar la operación del proyecto.

A partir del análisis por etapa, se observa que los impactos negativos del proyecto se concentran principalmente en construcción y cierre, siendo en su mayoría temporales y localizados. Mientras que la fabricación y suministro incorpora impactos indirectos vinculados a la huella ambiental de los equipos.

5.4.3 Medidas de prevención, mitigación y gestión ambiental

A partir de los impactos identificados y analizados por etapa, se establecen medidas de prevención, mitigación y gestión ambiental orientadas a reducir los efectos negativos del proyecto y fortalecer su desempeño ambiental durante todo su ciclo de vida. Estas medidas se organizan considerando las etapas, manteniendo coherencia con la identificación de impactos desarrollada previamente.

Las medidas de prevención buscan evitar o reducir la ocurrencia de impactos desde el diseño y planificación del proyecto. Las medidas de mitigación se orientan a disminuir la magnitud de aquellos impactos que no pueden evitarse completamente, mientras que las

medidas de gestión ambiental permiten asegurar un manejo adecuado de residuos, recursos y componentes durante la operación y cierre de la planta.

La matriz detallada de medidas ambientales se presenta en el

Anexo 7. En la **Tabla 37** se expone un resumen de las principales medidas consideradas para cada etapa del proyecto.

Tabla 37. Síntesis de medidas ambientales por etapa del proyecto.

Etapas	Medidas principales
Fabricación y suministro	Priorizar equipos con respaldo técnico, alta eficiencia, vida útil prolongada y antecedentes ambientales del proveedor. Optimizar la logística de transporte y reducir traslados innecesarios de materiales.
Construcción	Delimitar áreas de trabajo y tránsito, controlar polvo y ruido durante las faenas, ordenar zonas de acopio y gestionar residuos de embalaje, montaje y construcción mediante reciclaje o entrega a empresas autorizadas para su manejo.
Operación	Aplicar mantenimiento preventivo, utilizar métodos eficientes de limpieza de módulos, controlar el funcionamiento de inversores y gestionar adecuadamente piezas, módulos o equipos reemplazados durante la vida útil del proyecto.
Cierre y desmantelamiento	Planificar el retiro ordenado de módulos, inversores, cableado y estructuras. Separar materiales valorizables y priorizar reciclaje, reutilización o disposición autorizada de residuos fotovoltaicos, eléctricos y metálicos.

Fuente: Elaboración propia.

Las medidas propuestas permiten abordar los impactos más relevantes del proyecto sin modificar su configuración técnica ni su capacidad de generación. Su importancia radica en que actúan sobre las etapas donde se concentran los principales riesgos ambientales: construcción y cierre, por la generación de residuos, polvo, ruido e intervención superficial del terreno; y fabricación y suministro, por la huella ambiental incorporada en los equipos. En la operación, si bien los impactos directos son menores, la mantención preventiva y el manejo adecuado de componentes fuera de servicio resultan claves para conservar el desempeño ambiental del proyecto durante su vida útil.

Así, la aplicación de estas medidas permite reducir los impactos negativos identificados y fortalecer la gestión ambiental del proyecto bajo una mirada de ciclo de vida. De esta forma, la planta fotovoltaica no solo aporta mediante la generación de energía renovable, sino que también incorpora criterios de responsabilidad ambiental en todo el ciclo del proyecto.

5.4.4 Estimación de reducción de emisiones y huella de carbono

La estimación de reducción de emisiones permite cuantificar el aporte ambiental del proyecto en términos de gases de efecto invernadero evitados. Dado que la planta fotovoltaica genera electricidad sin combustión de combustibles fósiles, no produce emisiones directas de CO₂ durante su operación. Sin embargo, su contribución ambiental puede estimarse a partir de la energía generada y del factor de emisión promedio del Sistema Eléctrico Nacional.

Para esta evaluación se utiliza como referencia el factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional informado por el Programa HuellaChile para el año 2023, equivalente a 0,2421 kgCO₂e/kWh. Este valor corresponde al promedio anual del SEN.

La estimación se realiza multiplicando la energía generada por el proyecto por el factor de emisión del sistema eléctrico. En el primer año de operación, la planta genera 5.515.835 kWh, lo que equivale a una reducción estimada de 1.335,38 tCO₂e. Considerando el horizonte de evaluación, la generación acumulada alcanza aproximadamente a 131,48 GWh, lo que permite estimar una reducción acumulada de 31.830,21 tCO₂e durante los 25 años.

Tabla 38. Estimación de emisiones evitadas por generación fotovoltaica.

Concepto	Valor
Generación año 1	5.515.835 kWh
Factor de emisión SEN utilizado	0,2421 kgCO ₂ e/kWh
Emisiones evitadas año 1	1.335,38 tCO ₂ e
Generación acumulada 25 años	131.475.464 kWh
Emisiones evitadas acumuladas 25 años	31.830,21 tCO ₂ e

Fuente: Elaboración propia en base a generación proyectada del proyecto y factor de emisión SEN 2023 informado por HuellaChile.

De esta forma, el proyecto presenta un aporte ambiental relevante al desplazar generación eléctrica del sistema mediante una fuente renovable. Si bien la estimación utiliza un factor promedio del SEN y no representa el despacho horario específico que sería reemplazado por la planta, permite dimensionar el beneficio climático asociado a la energía generada durante el horizonte de evaluación.

No obstante, para evaluar el aporte ambiental de manera más completa, también se debe reconocer que la tecnología fotovoltaica posee una huella de carbono incorporada. Esta huella se genera principalmente en etapas previas a la operación, tales como extracción de materias primas, fabricación de módulos, producción de equipos eléctricos y transporte.

Para representar este efecto se utiliza como referencia una intensidad de ciclo de vida de 45 gCO₂e/kWh para sistemas fotovoltaicos. Este valor corresponde a la mediana armonizada reportada por Hsu et al. para sistemas fotovoltaicos de silicio cristalino, estudio desarrollado en el marco de análisis de ciclo de vida asociados al National Renewable Energy Laboratory.

Aplicando este factor sobre la generación acumulada del proyecto, la huella referencial de ciclo de vida de la planta se estima en 5.916,40 tCO₂e durante los 25 años de evaluación.

Al contrastar las emisiones evitadas con la huella referencial de ciclo de vida, se obtiene un balance ambiental neto positivo. Las emisiones evitadas acumuladas alcanzan 31.830,21 tCO₂e, mientras que la huella referencial del sistema fotovoltaico corresponde a 5.916,40 tCO₂e. Por lo tanto, el balance neto referencial del proyecto se estima en 25.913,81 tCO₂e evitadas durante el horizonte de evaluación.

Tabla 39. Balance referencial de emisiones del proyecto.

Concepto	Valor
Emisiones evitadas acumuladas	31.830,21 tCO ₂ e
Huella FV referencial	5.916,40 tCO ₂ e
Balance neto referencial	25.913,81 tCO ₂ e evitadas

Fuente: Elaboración propia.

Comparación referencial con otras tecnologías de generación

Con el objetivo de contextualizar el desempeño ambiental del proyecto, se compara la huella de carbono que generarían distintas tecnologías para producir la misma energía acumulada por la planta fotovoltaica durante 25 años. Esta comparación se realiza utilizando factores referenciales de emisiones de ciclo de vida, los cuales consideran no solo la operación, sino también etapas como extracción de combustibles o materias primas, fabricación de componentes, construcción, mantenimiento y cierre.

Para esta comparación se utilizan valores medianos de emisiones de ciclo de vida reportados por el IPCC para tecnologías de generación eléctrica. En dicho informe se indican valores de 820 gCO₂e/kWh para carbón, 490 gCO₂e/kWh para gas natural de ciclo combinado y 11 gCO₂e/kWh para eólica terrestre.

Tabla 40. Comparación referencial de emisiones de ciclo de vida por tecnología.

Tecnología de generación	Factor referencial de ciclo de vida	Emisiones para generar 131,48 GWh
Carbón	820 gCO ₂ e/kWh	107.809,88 tCO ₂ e
Gas natural	490 gCO ₂ e/kWh	64.422,98 tCO ₂ e
Solar fotovoltaica	45 gCO ₂ e/kWh	5.916,40 tCO ₂ e
Eólica terrestre	11 gCO ₂ e/kWh	1.446,23 tCO ₂ e

Fuente: Elaboración propia en base a generación proyectada del proyecto y factores referenciales de ciclo de vida reportados por IPCC.

A partir de la comparación anterior, se evidencia que la principal ventaja ambiental de la tecnología fotovoltaica no radica únicamente en que no genera emisiones directas durante su operación, sino en que su huella de ciclo de vida se mantiene significativamente por debajo

de las tecnologías fósiles. Para producir la misma energía acumulada por el proyecto durante 25 años, una central a carbón emitiría aproximadamente 107.809,88 tCO₂e, mientras que una central a gas natural de ciclo combinado alcanzaría 64.422,98 tCO₂e. En contraste, la alternativa fotovoltaica presenta una huella de 5.916,40 tCO₂e, lo que representa una diferencia sustantiva.

Esta diferencia permite observar que la mayor carga ambiental de las tecnologías fósiles se encuentra asociada a su operación continua, debido al uso permanente de combustibles. En cambio, en la tecnología fotovoltaica, las emisiones se concentran principalmente en etapas previas. Por lo tanto, una vez construida la planta, la generación de energía durante su vida útil permite compensar progresivamente la huella incorporada inicial.

Si bien la energía eólica terrestre, presenta menores emisiones de ciclo de vida que la solar fotovoltaica, la planta evaluada mantiene un desempeño ambiental favorable. Esto es relevante porque demuestra que el proyecto no solo reduce emisiones frente a fuentes fósiles, sino que se inserta dentro de las alternativas renovables con menor impacto climático relativo.

En este sentido, la comparación permite dimensionar el aporte ambiental del proyecto desde una perspectiva más amplia. La generación fotovoltaica evaluada emitiría aproximadamente 18 veces menos que el carbón y cerca de 11 veces menos que el gas natural para producir la misma energía.

Por ello, aun considerando su huella de fabricación y ciclo de vida, el proyecto representa una alternativa efectiva para disminuir la intensidad de carbono de la matriz eléctrica y contribuir a la transición hacia fuentes de generación más limpias.

Por lo tanto, el proyecto no debe entenderse como una tecnología exenta de impactos, sino como una alternativa de generación eléctrica de baja emisión, cuyo beneficio ambiental depende tanto de la energía renovable producida como de una adecuada gestión de sus componentes durante construcción, operación y cierre.

5.5 Análisis y discusión de resultados

El análisis y discusión de resultados tiene por objetivo integrar los principales hallazgos obtenidos en la evaluación técnica, económica y ambiental del proyecto, con el fin de establecer una visión global de su prefactibilidad. A diferencia de los apartados anteriores, donde cada dimensión fue evaluada de manera específica, esta sección busca interpretar los resultados en conjunto, identificando las fortalezas, restricciones y condiciones bajo las cuales el proyecto podría avanzar hacia una etapa posterior.

5.5.1 Resultados técnicos

Desde el punto de vista técnico, los resultados obtenidos permiten establecer que el proyecto presenta condiciones óptimas para la instalación de una planta solar fotovoltaica de 3 MW en la comuna de Teno. Esta conclusión no se sustenta únicamente en la disponibilidad de superficie o en la potencia instalada, sino en la coherencia entre el recurso solar disponible, la tecnología seleccionada, la configuración eléctrica adoptada, el diseño preliminar de planta y la generación energética simulada.

El primer elemento relevante corresponde al recurso solar. El sitio presenta una radiación global incidente sobre plano inclinado de aproximadamente 5,49 kWh/m²/día, equivalente a cerca de 2.004 kWh/m²/año, valor que confirma una disponibilidad adecuada para el desarrollo de una planta fotovoltaica.

La estacionalidad del recurso también es un resultado técnico importante. La radiación presenta valores superiores durante los meses de primavera y verano, y menores niveles durante invierno. Esto confirma que el proyecto se emplaza en una zona con recurso solar adecuado, pero con una producción naturalmente variable a lo largo del año. Esta condición no representa una restricción técnica, sino una característica propia de la generación fotovoltaica que debe ser considerada en la proyección energética y económica.

El uso de módulos LONGi Hi-MO 7 de 620 W, bifaciales y de alta eficiencia, permite alcanzar la potencia objetivo con una cantidad acotada de módulos, reduciendo la ocupación directa de superficie y favoreciendo un layout más ordenado. Esta decisión técnica es relevante porque no solo incide en la potencia instalada, sino también en la eficiencia de uso del terreno, la cantidad de estructuras requeridas, la longitud de cableado y la complejidad de montaje.

Por su parte, la selección de inversores string Huawei de 150 kW permite una configuración modular y sectorizada de la planta. La utilización de 16 inversores y 240 strings distribuidos en bloques de generación permite ordenar eléctricamente el sistema y facilita la operación futura de la planta. Esta modularidad es importante porque reduce la dependencia de un único equipo de gran capacidad y permite aislar eventuales fallas por sectores, lo que mejora la mantenibilidad del sistema en comparación con configuraciones menos distribuidas.

La relación DC/AC de 1,24 constituye uno de los aspectos técnicos más relevantes del diseño. Este valor refleja un sobredimensionamiento del campo fotovoltaico respecto de la capacidad nominal de los inversores. Desde el punto de vista operativo, esta relación permite aprovechar mejor los inversores durante horas de irradiancia media o baja, aumentando la

utilización del sistema sin generar un nivel significativo de recorte de potencia. Este punto queda respaldado por la simulación energética, donde la pérdida por limitación de potencia del inversor alcanza solo 0,27 %. Este resultado indica que la relación DC/AC adoptada no genera pérdidas relevantes por clipping. En consecuencia, el sistema logra aprovechar el sobredimensionamiento DC sin castigar de manera importante la energía inyectada a red. Desde una perspectiva técnica, esto confirma que la configuración seleccionada mantiene un equilibrio adecuado entre potencia instalada, capacidad de conversión y eficiencia operativa.

La simulación en PVsyst estima una generación anual de 5,516 GWh/año, con una producción específica de 1.853 kWh/kWp/año y un Performance Ratio de 84,94 %. Este indicador permite evaluar el desempeño global del sistema una vez incorporadas las pérdidas reales de operación. Un PR de 84,94 % implica que alrededor de 15,06 % del potencial energético teórico se pierde por efectos técnicos y operacionales propios del sistema.

El análisis de pérdidas permite comprender con mayor profundidad el comportamiento técnico del proyecto. Las principales pérdidas corresponden a temperatura de operación, con 3,24 %; ángulo de incidencia, con 2,40 %; suciedad de módulos, con 2,00 %; mismatch de módulos y strings, con 2,05 %; y pérdidas de inversor, con 1,97 %. Estas pérdidas no se concentran en un único factor crítico, sino que corresponden a la acumulación de efectos moderados propios de una planta fotovoltaica real.

La pérdida por temperatura es la más relevante dentro del sistema. Esto indica que, si bien el sitio cuenta con un recurso solar favorable, parte del beneficio de la alta radiación se ve reducido por el aumento de temperatura en los módulos. Este comportamiento es característico de la tecnología fotovoltaica, ya que el rendimiento de las celdas disminuye a medida que aumenta su temperatura de operación. Por lo tanto, el resultado confirma que la

disponibilidad de radiación debe analizarse siempre junto con las condiciones térmicas del sitio.

Las pérdidas por suciedad adquieren importancia operacional, ya que afecta directamente la captación de radiación y puede variar según condiciones climáticas, polvo, actividades agrícolas cercanas o frecuencia de limpieza. Por su parte, las pérdidas por mismatch e inversor reflejan el comportamiento eléctrico real del sistema, considerando diferencias entre módulos, strings y procesos de conversión de energía.

Otro indicador relevante corresponde al factor de planta. Considerando la generación anual de 5,516 GWh y la potencia nominal de 2,4 MW AC, el proyecto alcanza un factor de planta aproximado de 26,2 %. Este valor se encuentra dentro de un rango razonable para plantas solares fotovoltaicas de escala utility o PMGD conectadas a red. Como referencia, la U.S. Energy Information Administration reporta que plantas solares fotovoltaicas utility-scale en Estados Unidos operaron en promedio cerca de 25 % de factor de planta, mientras que estados con mejores recursos solares, como Arizona, Utah y California, alcanzaron valores cercanos a 28 %–29 %. Bajo esta comparación, el factor de planta estimado para el proyecto se considera competitivo y consistente con una localización de buen recurso solar.

Este resultado también permite interpretar correctamente la localización del proyecto. Un factor de planta de 26,2 % indica que el sitio de Teno presenta un recurso solar suficiente para una planta fotovoltaica técnicamente viable, ubicándose por sobre valores promedio reportados para plantas FV en condiciones generales y cercano a rangos asociados a zonas con buen recurso solar. No obstante, el resultado también refleja que la Región del Maule no posee las condiciones extremas de radiación del norte de Chile, por lo que la competitividad

del proyecto no depende solo del recurso solar, sino también de disponibilidad de terreno, costos de inversión y estrategia de valorización de energía.

5.5.2 Resultados económicos

La evaluación económica muestra que el proyecto genera flujos operacionales positivos durante el horizonte de evaluación, pero no logra crear valor económico bajo el caso base de compra directa del terreno. La inversión inicial estimada asciende a 45.784,93 UF, mientras que los ingresos del primer año alcanzan aproximadamente 6.013,27 UF, considerando un precio efectivo ponderado de 44,44 CLP/kWh bajo venta a costo marginal.

El flujo de caja del caso base entrega un VAN de -6.160,49 UF, una TIR de 6,33 %, un índice de rentabilidad de 0,87 y un periodo de recuperación simple cercano a 12,04 años. Estos resultados muestran que el proyecto logra recuperar la inversión en términos simples, pero no alcanza a compensar el costo de oportunidad del capital cuando los flujos son descontados a una tasa de 8 %. Por lo tanto, el resultado económico no se explica por una ausencia de ingresos ni por flujos operacionales negativos, sino por una relación insuficiente entre la magnitud de la inversión inicial y el valor presente de los flujos futuros.

Esta diferencia permite distinguir entre recuperación nominal y generación de valor económico. El payback simple muestra que la planta recupera el desembolso inicial durante el horizonte de evaluación; sin embargo, el VAN negativo evidencia que dicha recuperación ocurre con una rentabilidad inferior a la exigida. En este sentido, el proyecto opera con capacidad de generar caja, pero no con holgura suficiente para superar el criterio de rentabilidad descontada del caso base.

Un aspecto relevante del resultado económico es la forma en que se construyen los ingresos. El precio utilizado no corresponde a un promedio simple del costo marginal, sino a un precio efectivo ponderado por la generación horaria del proyecto. Esto permite representar de mejor manera el valor que la planta podría capturar, ya que la generación fotovoltaica se concentra en horas solares y no participa en horarios nocturnos, donde pueden existir precios más altos. Por ello, el resultado económico está condicionado no solo por la cantidad total de energía generada, sino también por el horario en que dicha energía es inyectada y valorizada.

Esta condición evidencia una limitación propia de la configuración evaluada, ya que el proyecto se considera sin sistema de almacenamiento. Al inyectar la energía de manera directa durante las horas de generación solar, la planta queda expuesta al precio existente en esos horarios, sin capacidad de desplazar energía hacia periodos de mayor valorización. En este sentido, la incorporación futura de almacenamiento podría mejorar la captura de ingresos, al permitir almacenar excedentes de generación solar e inyectarlos en horarios de mayor precio o demanda. No obstante, esta alternativa también implicaría una mayor inversión inicial, nuevos costos de operación, degradación de baterías y una estrategia de despacho específica, por lo que requeriría una evaluación técnico-económica independiente.

Por lo tanto, la evaluación económica del caso base refleja el desempeño de una planta fotovoltaica de inyección directa, cuyo ingreso depende del perfil horario solar y de la valorización efectiva de la energía en dichas horas.

El análisis de sensibilidad refuerza esta lectura. Las variables con mayor incidencia sobre la rentabilidad corresponden al precio inicial de venta de energía y a la inversión inicial. En particular, una disminución de 20 % en la inversión inicial permite obtener un VAN positivo de 2.996,49 UF, una TIR de 8,98 % y un índice de rentabilidad de 1,08. Este

resultado evidencia que el proyecto es especialmente sensible al capital inmovilizado al inicio de la evaluación, lo que vuelve determinante la estructura de inversión adoptada.

Dentro de la inversión inicial, el terreno representa 11.039,20 UF, equivalente aproximadamente al 24,1 % del total. Este componente tiene una particularidad relevante, habilita el emplazamiento del proyecto, pero no participa directamente en la generación eléctrica ni incrementa la eficiencia del sistema. A diferencia de los módulos, inversores, estructuras o materiales eléctricos, el terreno no modifica la producción energética esperada, su principal efecto económico es aumentar el desembolso inicial. Por esta razón, la modalidad de acceso al terreno se transforma en una variable estratégica para la viabilidad económica.

El escenario alternativo de arriendo del terreno confirma esta relación. Al eliminar la compra del terreno e incorporar un arriendo equivalente al 3,5 % anual de su valor, la inversión inicial se reduce a 34.745,73 UF y el proyecto alcanza un VAN positivo de 255,93 UF, una TIR de 8,10 % y un índice de rentabilidad de 1,01. Si bien el margen de rentabilidad es reducido, el resultado muestra que modificar la forma de acceso al terreno puede cambiar de manera significativa la evaluación económica del proyecto.

Por su parte, la alternativa de compra mediante crédito también mejora el desempeño respecto del caso base, aunque no logra alcanzar rentabilidad descontada. En este escenario, el VAN mejora a -2.164,60 UF y la TIR aumenta a 7,25 %. La mejora se explica por la reducción del desembolso inicial, pero el pago anual de la deuda disminuye los flujos disponibles durante la operación. En consecuencia, el financiamiento permite aliviar parcialmente la inversión inicial, pero su efecto positivo se ve limitado por el costo financiero incorporado al flujo.

En conjunto, los resultados económicos muestran que el proyecto se encuentra en una zona sensible de decisión. Bajo el caso base, la rentabilidad descontada no es suficiente; sin embargo, cambios en variables estructurales, especialmente inversión inicial y modalidad de acceso al terreno, modifican de forma relevante los indicadores. Esto permite interpretar que la evaluación económica no depende únicamente del desempeño energético de la planta, sino también de la manera en que se organiza la inversión, se valorizan los ingresos y se distribuyen los costos durante el horizonte de evaluación.

5.5.3 Resultados ambientales

Desde el punto de vista ambiental, el proyecto presenta un desempeño favorable, principalmente por su capacidad de generar electricidad renovable sin emisiones directas durante la operación. Sin embargo, la evaluación no se limita a esta condición operacional, sino que incorpora una mirada de ciclo de vida simplificada, considerando impactos asociados a la fabricación y suministro de componentes, construcción, operación y cierre. Esta aproximación permite reconocer que la tecnología fotovoltaica no es una alternativa exenta de impactos, sino una tecnología de baja emisión cuyo desempeño ambiental depende tanto de la generación renovable como del manejo de sus componentes durante toda su vida útil.

Los impactos negativos directos se concentran principalmente en las etapas de construcción y cierre. Durante la construcción, los efectos potenciales se relacionan con intervención superficial del suelo, aumento temporal de polvo, ruido, tránsito de maquinaria y generación de residuos. Durante el cierre, los impactos se vinculan con el retiro de módulos, inversores, cableado y estructuras, lo que puede generar residuos. En ambos casos, se trata

de impactos localizados, temporales y gestionables mediante medidas adecuadas de prevención, mitigación y manejo ambiental.

Durante la operación, los impactos directos son menores y se asocian principalmente a la limpieza de módulos, mantenimiento, ruido localizado de inversores y eventual reemplazo de componentes. Esta diferencia entre etapas es relevante, ya que muestra que la operación de la planta no constituye la principal fuente de impacto ambiental directa. Por el contrario, es durante esta etapa donde se concentra el principal beneficio ambiental del proyecto, debido a la generación de electricidad renovable y al desplazamiento indirecto de fuentes con mayor intensidad de carbono.

La estimación de reducción de emisiones muestra que el proyecto evitaría aproximadamente 1.335,38 tCO₂e durante el primer año de operación y 31.830,21 tCO₂e durante los 25 años de evaluación. Al incorporar una huella referencial de ciclo de vida fotovoltaica de 45 gCO₂e/kWh, la huella estimada del sistema alcanza 5.916,40 tCO₂e, obteniéndose un balance neto referencial de 25.913,81 tCO₂e evitadas en el horizonte del proyecto.

Este resultado permite distinguir entre emisiones brutas evitadas y beneficio ambiental neto. Las emisiones brutas evitadas representan el aporte del proyecto al desplazar generación del sistema eléctrico, mientras que el balance neto incorpora la huella de fabricación, transporte, instalación y cierre de la tecnología fotovoltaica.

La comparación con otras tecnologías de generación refuerza esta lectura. Para producir la misma energía acumulada por el proyecto, una central a carbón emitiría aproximadamente 107.809,88 tCO₂e, mientras que una central a gas natural de ciclo

combinado alcanzaría 64.422,98 tCO₂e. En contraste, la huella de la alternativa fotovoltaica se estima en 5.916,40 tCO₂e. Esto significa que, para la misma generación, el carbón emitiría cerca de 18 veces más que la tecnología solar fotovoltaica, mientras que el gas natural emitiría aproximadamente 11 veces más.

Este contraste evidencia que la principal ventaja ambiental del proyecto no se explica solo por la ausencia de emisiones directas durante la operación, sino por la baja intensidad de carbono de la tecnología a lo largo de su ciclo de vida. En las tecnologías fósiles, la mayor carga ambiental se mantiene durante toda la operación debido al consumo continuo de combustibles. En cambio, en la tecnología fotovoltaica, una parte relevante de la huella se concentra antes de la operación, principalmente en la fabricación de la tecnología utilizada. Por ello, mientras más energía genere la planta durante su vida útil, mayor será la compensación de esa huella inicial.

No obstante, el análisis ambiental también muestra que el desempeño favorable del proyecto depende de una gestión responsable de sus componentes. La fabricación de módulos, inversores y estructuras implica consumo de materiales y energía, mientras que el cierre requiere una adecuada gestión de residuos. Por lo tanto, el aporte ambiental del proyecto no se limita a generar electricidad renovable, sino que también depende de la selección de equipos durables, la reducción de fallas, la gestión de módulos dañados y la valorización de materiales al término de la vida útil.

En conjunto, los resultados ambientales muestran que el proyecto posee un perfil de baja emisión y un balance ambiental favorable, coherente con los objetivos de transición energética y reducción de huella de carbono. Su mayor aporte se produce durante la etapa de operación, a través de la reducción neta de emisiones, mientras que los impactos negativos

identificados se concentran principalmente en construcción, cierre y manejo de componentes fuera de servicio. Por lo tanto, el desempeño ambiental del proyecto depende no solo de la generación renovable, sino también de una adecuada gestión de sus impactos y residuos durante todo el ciclo de vida.

5.5.4 Discusión de resultados

Al integrar los resultados técnicos, económicos y ambientales, se observa que el proyecto presenta una condición de prefactibilidad diferenciada según la dimensión evaluada. Desde el punto de vista técnico, la planta presenta una configuración coherente con el recurso solar disponible, un desempeño energético adecuado para una instalación fotovoltaica conectada a red y un diseño preliminar compatible con el terreno evaluado. Desde el punto de vista ambiental, el proyecto muestra un desempeño favorable, con impactos identificables y una reducción neta significativa de emisiones. Sin embargo, desde el punto de vista económico, el caso base de compra directa del terreno no alcanza los criterios de rentabilidad descontada considerados en la evaluación.

Esta diferencia entre dimensiones constituye uno de los principales hallazgos de la evaluación. El proyecto no enfrenta su mayor restricción en la disponibilidad del recurso solar ni en la tecnología seleccionada, sino en la relación entre la inversión inicial, el precio capturado por la energía y la estructura financiera adoptada. En otras palabras, la planta funciona técnicamente y aporta ambientalmente, pero bajo las condiciones económicas del caso base los flujos proyectados no logran remunerar adecuadamente la inversión inicial a la tasa de descuento utilizada.

La evaluación técnica entrega una base sólida para el proyecto. La generación anual estimada, el Performance Ratio, el factor de planta y las bajas pérdidas por limitación de

potencia indican que la configuración seleccionada es razonable para una etapa de prefactibilidad. Esto permite descartar, al menos preliminarmente, que el resultado económico negativo se deba a un diseño técnico deficiente. Por el contrario, los resultados muestran que la restricción principal se encuentra en variables económicas y de mercado, más que en el desempeño energético de la planta.

No obstante, el resultado técnico también permite abrir una discusión relevante respecto de la localización. Si el mismo proyecto se evaluara en una zona con mayor radiación solar, la generación anual podría aumentar, elevando directamente los ingresos por venta de energía sin modificar proporcionalmente todos los costos de inversión. Esto podría mejorar indicadores como el VAN, la TIR y el periodo de recuperación. Sin embargo, una mejor radiación no garantiza por sí sola mayor rentabilidad, ya que también deben considerarse variables como distancia al punto de conexión, disponibilidad de red, costos de obras eléctricas, valor del terreno, accesibilidad y el precio de la energía.

En este sentido, la localización debe entenderse como una variable multidimensional. Un terreno con mayor radiación, pero más alejado de infraestructura eléctrica o con mayores costos de conexión, podría no mejorar el resultado global del proyecto. Por el contrario, una localización con recurso solar levemente menor, pero con menor costo de terreno, buena cercanía a red y menores restricciones de conexión podría resultar económicamente más atractiva. Por ello, la rentabilidad del proyecto no depende únicamente de maximizar la radiación solar, sino de encontrar un equilibrio entre recurso energético, costo del suelo, conexión eléctrica e inversión total requerida.

La evaluación económica confirma esta relación. El terreno representa una condición habilitante, pero no productiva: permite instalar la planta, pero no incrementa directamente

la generación eléctrica ni mejora la eficiencia del sistema. Su compra aumenta el desembolso inicial y afecta directamente el VAN, especialmente en un proyecto donde los ingresos dependen de precios horarios de energía relativamente ajustados. Esta situación explica por qué el escenario de arriendo modifica de forma importante el resultado económico, al reducir el capital inmovilizado al inicio y mejorar la relación entre inversión y flujos futuros.

Desde esta perspectiva, el análisis de sensibilidad no debe interpretarse solo como una prueba de variación de supuestos, sino como una herramienta de decisión. Los resultados permiten identificar que el proyecto no necesariamente debe descartarse, sino reformularse bajo condiciones de inversión más eficientes. En particular, el arriendo del terreno aparece como una alternativa concreta para mejorar la rentabilidad, siempre que el canon anual se mantenga en niveles compatibles con la capacidad de generación de flujos del proyecto.

La comparación entre arriendo y compra mediante crédito también entrega una lectura relevante. Ambas alternativas reducen el desembolso inicial respecto del caso base, pero sus efectos sobre el flujo de caja son distintos. El arriendo elimina la compra del terreno y disminuye el capital inmovilizado al inicio del proyecto, aunque incorpora un costo operacional permanente y elimina el valor residual del predio. El crédito, en cambio, mantiene la propiedad del terreno y su valor residual, pero incorpora pagos anuales de deuda que reducen los flujos disponibles durante la operación. Bajo las condiciones evaluadas, el arriendo resulta más conveniente desde el punto de vista del VAN, mientras que el crédito conserva una ventaja patrimonial, pero no logra revertir completamente la falta de rentabilidad descontada.

El resultado del escenario con crédito también debe analizarse en función de la tasa considerada. Una tasa de financiamiento más baja reduciría el pago anual de intereses y

mejoraría los flujos disponibles, especialmente durante los primeros años del proyecto. En un contexto económico con menores tasas de interés, mayor estabilidad financiera o mejores condiciones de acceso a crédito para proyectos renovables, la alternativa de compra financiada podría volverse más competitiva frente al arriendo. Por el contrario, en escenarios de tasas elevadas o mayor percepción de riesgo, el costo financiero puede absorber parte importante del beneficio de reducir el desembolso inicial, limitando el efecto positivo del crédito sobre la rentabilidad.

Esto muestra que la viabilidad económica del proyecto también está condicionada por factores externos al diseño técnico, tales como el costo del financiamiento, las condiciones macroeconómicas, el riesgo país, la inflación, la disponibilidad de crédito verde y las políticas de apoyo a proyectos de energía renovable. Por lo tanto, el resultado económico no debe interpretarse como un valor absoluto e inmutable.

Otro aspecto relevante corresponde a la ausencia de almacenamiento en la configuración base. La planta evaluada inyecta energía directamente durante las horas de generación solar, por lo que sus ingresos dependen del precio existente en esos horarios. Esta condición limita la capacidad del proyecto para capturar precios más altos en periodos de mayor demanda o menor generación solar. En este contexto, la incorporación de almacenamiento podría representar una alternativa de optimización futura, al permitir desplazar parte de la energía generada hacia horarios de mayor valorización.

Sin embargo, el almacenamiento no debe asumirse automáticamente como una mejora económica. Si bien permitiría una inyección más flexible y potencialmente mayores ingresos por arbitraje horario, también implicaría una inversión inicial adicional, mayores costos de operación y mantenimiento, pérdidas por eficiencia de carga y descarga,

degradación de baterías, reposición futura de equipos y una estrategia de despacho más compleja. Por esta razón, su incorporación requeriría una evaluación técnico-económica independiente, comparando el aumento de ingresos esperado con el mayor costo de inversión y operación. En otras palabras, el almacenamiento podría mejorar el perfil comercial del proyecto, pero solo sería conveniente si el diferencial de precios horarios permite compensar el costo adicional del sistema.

A nivel ambiental, el proyecto presenta una ventaja clara frente a tecnologías fósiles, debido a su bajo nivel de emisiones durante el ciclo de vida y a la reducción neta estimada durante la operación. Sin embargo, este resultado no debe utilizarse como argumento suficiente para justificar la inversión si el proyecto no cumple con condiciones económicas mínimas. La prefactibilidad debe entenderse de manera integral: un proyecto ambientalmente favorable y técnicamente posible requiere también una estructura económica que permita su sostenibilidad financiera. De lo contrario, su implementación dependería de mejores condiciones comerciales, financieras o contractuales que permitan compensar las restricciones económicas observadas en el caso base.

En este sentido, el resultado global del estudio puede interpretarse como una prefactibilidad condicionada. El proyecto es técnicamente viable y ambientalmente favorable, pero económicamente no resulta conveniente bajo el caso base de compra directa del terreno. No obstante, al modificar la modalidad de acceso al terreno mediante arriendo, los indicadores mejoran y el proyecto alcanza una rentabilidad positiva, aunque ajustada. Esto permite establecer que la iniciativa posee potencial de desarrollo, pero requiere optimización comercial y financiera antes de avanzar hacia una etapa de factibilidad.

En consecuencia, la discusión integrada muestra que la iniciativa no debe ser descartada desde una perspectiva técnica ni ambiental, pero tampoco puede recomendarse su ejecución inmediata bajo las condiciones económicas del caso base. Su continuidad hacia una etapa posterior debería condicionarse a la validación de una estrategia más eficiente de acceso al terreno, una revisión de las condiciones de valorización de energía y financiamiento, y una eventual evaluación complementaria de almacenamiento si el mercado eléctrico presenta diferenciales horarios suficientes para justificarlo.

6 Conclusiones

El presente estudio permitió evaluar la prefactibilidad técnica, económica y ambiental de una planta solar fotovoltaica de 3 MW en la comuna de Teno, Región del Maule. A partir de los resultados obtenidos, se concluye que el proyecto presenta condiciones técnicas favorables y un desempeño ambiental positivo; sin embargo, su viabilidad económica bajo el caso base de compra directa del terreno resulta limitada. Por ello, la prefactibilidad global del proyecto debe entenderse como condicionada a mejoras en la estructura de inversión, modalidad de acceso al terreno y valorización de la energía.

Desde el punto de vista técnico, el emplazamiento evaluado presenta condiciones adecuadas para el desarrollo de una planta fotovoltaica. El recurso solar disponible, la superficie del terreno, la topografía y la cercanía a infraestructura eléctrica permiten sostener que el sitio es compatible con una instalación de estas características. La configuración definida, basada en módulos de alta potencia e inversores string, permite alcanzar una generación anual del orden de 5,5 GWh, con un desempeño energético que respalda la coherencia técnica del diseño preliminar.

La evaluación técnica también permitió comprobar que la configuración seleccionada presenta una relación adecuada entre potencia instalada en corriente continua y potencia nominal en corriente alterna. Las pérdidas estimadas se mantienen dentro de rangos razonables para este tipo de sistemas, sin evidenciar restricciones técnicas críticas en la etapa de prefactibilidad. No obstante, los resultados deben ser validados en etapas posteriores mediante ingeniería de detalle, estudios de conexión, levantamiento topográfico y revisión definitiva de la infraestructura eléctrica disponible.

Desde el punto de vista económico, el caso base no alcanza los criterios de rentabilidad. Aunque el proyecto genera flujos operacionales positivos y recupera la inversión en términos simples, los flujos proyectados no son suficientes para compensar el costo de oportunidad del capital bajo la tasa de descuento del 8 %. Por ello, la principal restricción del proyecto no se encuentra en su capacidad de generación, sino en la relación entre inversión inicial, precio capturado por la energía y estructura de costos.

Uno de los factores más relevantes identificados corresponde al terreno. Su compra directa incrementa significativamente el desembolso inicial, sin aumentar la generación eléctrica del proyecto. Por esta razón, la modalidad de acceso al terreno resulta determinante para la rentabilidad. La alternativa de arriendo mejora los indicadores económicos y permite alcanzar una rentabilidad positiva, aunque ajustada, mientras que la compra mediante crédito mejora el caso base, pero no logra revertir la falta de rentabilidad descontada.

Desde el punto de vista ambiental, el proyecto presenta un balance favorable. La planta no genera emisiones directas durante su operación y permite desplazar generación eléctrica de mayor intensidad de carbono. Aun considerando una huella referencial de ciclo de vida para la tecnología fotovoltaica, el proyecto obtiene una reducción neta estimada cercana a 26 mil tCO₂e durante el horizonte de evaluación. Este resultado permite sostener que la iniciativa contribuye a los objetivos de transición energética y reducción de huella de carbono.

No obstante, el desempeño ambiental favorable depende de una adecuada gestión durante todo el ciclo de vida del proyecto. Por ello, resulta necesario considerar medidas de manejo ambiental, gestión de residuos y selección de equipos durables, con el fin de mantener el beneficio ambiental proyectado.

En relación con el mercado eléctrico, la evaluación evidencia que la valorización de la energía es una variable crítica. Al tratarse de una planta fotovoltaica sin almacenamiento, la inyección se concentra en horarios solares, por lo que los ingresos dependen directamente de los precios en esos periodos. En este sentido, se debería evaluar con mayor profundidad estrategias de comercialización, posibles contratos de suministro y alternativas de almacenamiento, siempre que los diferenciales horarios justifiquen la inversión adicional.

A partir de lo anterior, se concluye que el proyecto no debe ser descartado desde una perspectiva técnica ni ambiental, pero tampoco puede recomendarse su ejecución inmediata bajo las condiciones económicas del caso base. La continuidad hacia una etapa de factibilidad debería condicionarse a la optimización de las variables críticas identificadas, especialmente la modalidad de acceso al terreno, la reducción de la inversión inicial, la revisión de las condiciones de financiamiento, la estrategia de comercialización de energía, la validación de conexión eléctrica y la evaluación de alternativas complementarias que permitan mejorar la captura de ingresos del proyecto.

Finalmente, el estudio cumple con entregar una base de decisión para la etapa de prefactibilidad. Los resultados muestran que la instalación de una planta solar fotovoltaica cercana a 3 MW en la Región del Maule es técnicamente posible y ambientalmente favorable, pero económicamente sensible a la estructura de inversión y a las condiciones del mercado eléctrico. Por lo tanto, el proyecto presenta potencial de desarrollo, siempre que avance hacia una etapa posterior con una estrategia más eficiente de acceso al terreno, optimización de costos, validación de conexión eléctrica y análisis más detallado de escenarios comerciales y financieros.

7 Referencias

- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (s. f.). Matriz energética y eléctrica en Chile. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32492/1/BCN_Matriz_energetica_electrica_en_Chile.pdf
- Boyle, G. (2012). Renewable energy: Power for a sustainable future (3rd ed.). Oxford University Press.
- Çengel, Y. A., & Boles, M. A. (2019). Thermodynamics: An engineering approach (9th ed.). McGraw-Hill Education.
- Comisión Nacional de Energía. (2023). Informe preliminar de previsión de demanda eléctrica 2023–2043. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-Elctrica-2023-2043.pdf>
- Comisión Nacional de Energía. (2026). Precios estabilizados. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precios-estabilizados/>
- Comisión Nacional de Energía. (2026). Reporte mensual ERNC: febrero 2026. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/02/RMensual_ERNC_v202602.pdf
- Coordinador Eléctrico Nacional. (s. f.). Sistema Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2018). Reporte anual Coordinador Eléctrico Nacional 2017. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2018/10/Reporte-Anual-Coordinador-Elctrico-Nacional-2017.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2022). Operación del Sistema Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2026). Reporte energético SEN: febrero 2026. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/02/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Feb26.pdf
- Decreto con fuerza de ley N.º 4/20.018. (2007). Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N.º 1, de Minería, de 1982, Ley General

- de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- Decreto N.º 40. (2013). Aprueba reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1053563>
- Decreto N.º 88. (2020). Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437>
- Decreto Supremo N.º 244. (2006). Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=246461>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes (4th ed.). John Wiley & Sons.
- Explorador Solar. (2026). Reporte de generación eléctrica fotovoltaica [Reporte generado para el sitio del proyecto]. Ministerio de Energía de Chile.
- Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., & Cañizares, C. (2009). Electric energy systems: Analysis and operation. CRC Press.
- Hsu, D. D., O'Donoghue, P., Fthenakis, V., Heath, G. A., Kim, H. C., Sawyer, P., Choi, J.-K., & Turney, D. E. (2012). Life cycle greenhouse gas emissions of crystalline silicon photovoltaic electricity generation. Journal of Industrial Ecology, 16(S1), S122–S135. <https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2011.00439.x>
- Huawei Digital Power. (s. f.). SUN2000-150K-MG0 Smart PV Controller: Technical specification [Ficha técnica]. <https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/2c96bf796f074d8c9b1c8593351451bc.pdf>

- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). Climate change 2014: Mitigation of climate change. Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. Cambridge University Press.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2021). Climate change 2021: The physical science basis. Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>
- International Energy Agency. (2022). World energy outlook 2022. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- International Energy Agency. (2023). World energy statistics and balances. <https://www.iea.org/data-and-statistics>
- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. (2024). Environmental life cycle assessment of electricity from PV systems: 2023 data update. IEA PVPS Task 12.
- Kiatreungwattana, K., VanGeet, O., & Stoltenberg, B. (2016). Facility-scale solar photovoltaic guidebook. National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1327850>
- Ley N.º 19.300. (1994). Aprueba Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667>
- Ley N.º 19.940. (2004). Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=222380>
- Ley N.º 20.018. (2005). Modifica el marco normativo del sector eléctrico. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=238139>
- Ley N.º 20.257. (2008). Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212>

- Ley N.º 20.698. (2013). Propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Diario Oficial de la República de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1055402>
- LONGi Solar. (s. f.). Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M: Datasheet. LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.
- LONGi Solar. (s. f.). Hi-MO 7 LR8-66HGD 595–625M [Ficha técnica]. https://static.longi.com/Hi_MO_7_LR_8_66_HGD_595_625_M_30_30_and_15_Frame_ES_8e72cab24e.pdf
- Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). Photovoltaic systems engineering (3rd ed.). CRC Press.
- Ministerio de Energía. (s. f.). Balance Nacional de Energía. <https://energia.gob.cl/pelp/balance-nacional-de-energia>
- Ministerio de Energía. (2024). Reporte de proyectos en construcción e inversión en el sector energía: enero 2024. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reporte_de_proyectos_-_enero_2024.pdf
- Ministerio de Energía. (2026). Balance Nacional de Energía. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2024). Factores de emisión nivel básico, versión 3. Programa HuellaChile, Gobierno de Chile. https://huellachile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2024/11/HuellaChile-DCC-Factores-de-emision-nivel-basico_v3.pdf
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). 2024 Annual Technology Baseline: Utility-scale PV. <https://atb.nrel.gov/>
- Osorio-Aravena, J. C., Muñoz-Cerón, E., Aguilera, J., de la Casa, J., & Reyes-Chamorro, L. (2025). Enablers, trends, opportunities and scenarios for solar photovoltaic prosumers in Chile. Energy Strategy Reviews, 58, 101693. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101693>

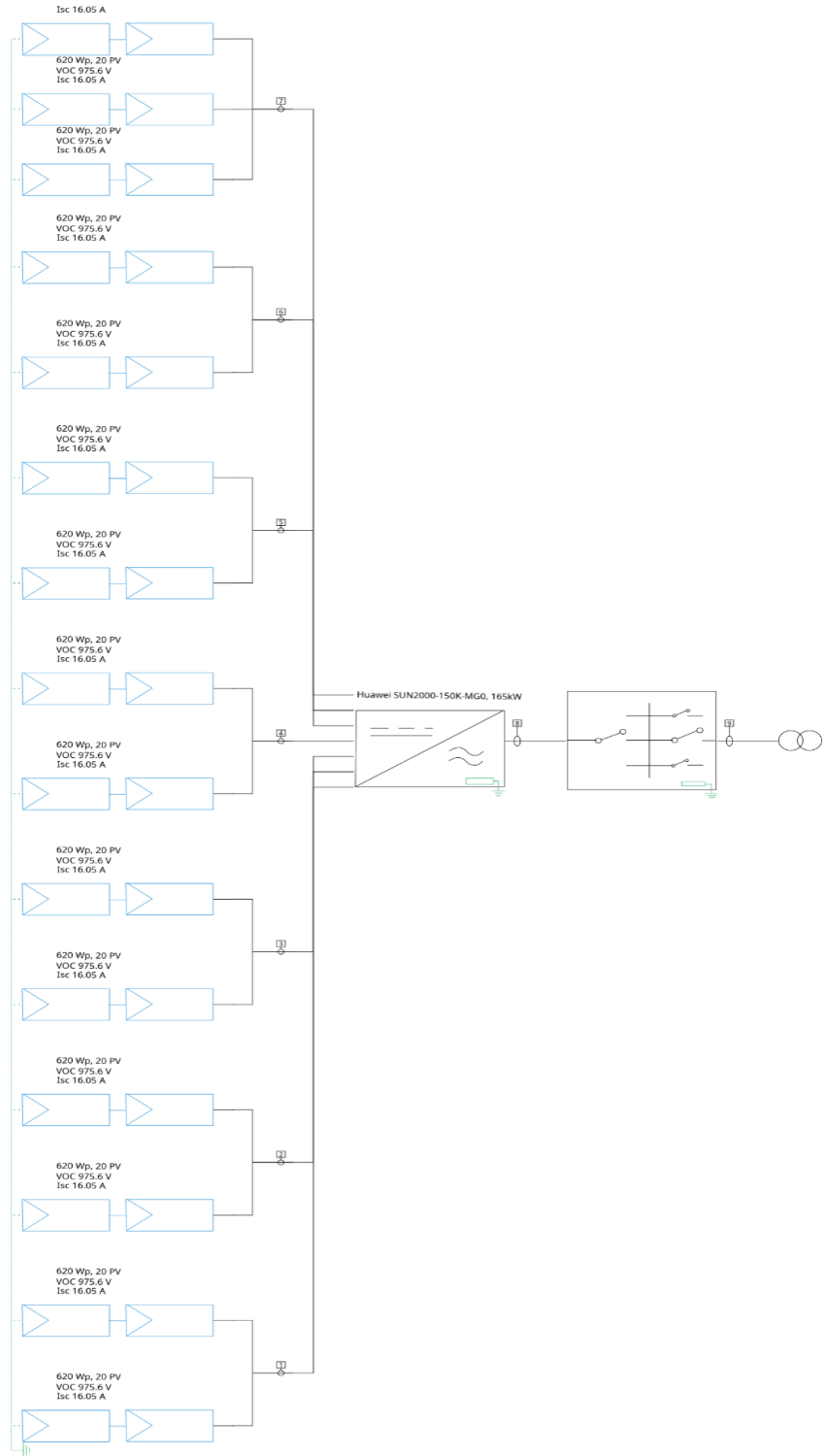
- PVsyst SA. (s. f.). PVsyst: Photovoltaic software [Software]. <https://www.pvsyst.com/>
- RatedPower. (s. f.). How to design your substation in pvDesign. <https://help.ratedpower.com/s/article/how-to-design-your-substation-in-pvdesign?language=es>
- Servicio de Impuestos Internos. (s. f.). Tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. Gobierno de Chile. https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm
- Short, W., Packey, D. J., & Holt, T.. (1995). A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/35391>
- SunFields Europe. (2025). Funcionamiento de inversores fotovoltaicos. <https://www.sfe-solar.com/inversores/funcionamiento/>
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (1992). United Nations Framework Convention on Climate Change. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>
- Universidad de Talca. (2013). Estudio del potencial de energía solar en la Región del Maule. Universidad de Talca.
- Walker, A.. (2018). Best practices for operation and maintenance of photovoltaic and energy storage systems (3rd ed.). National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1489002>
- World Bank. (2021). World development indicators. <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>

8 Anexos

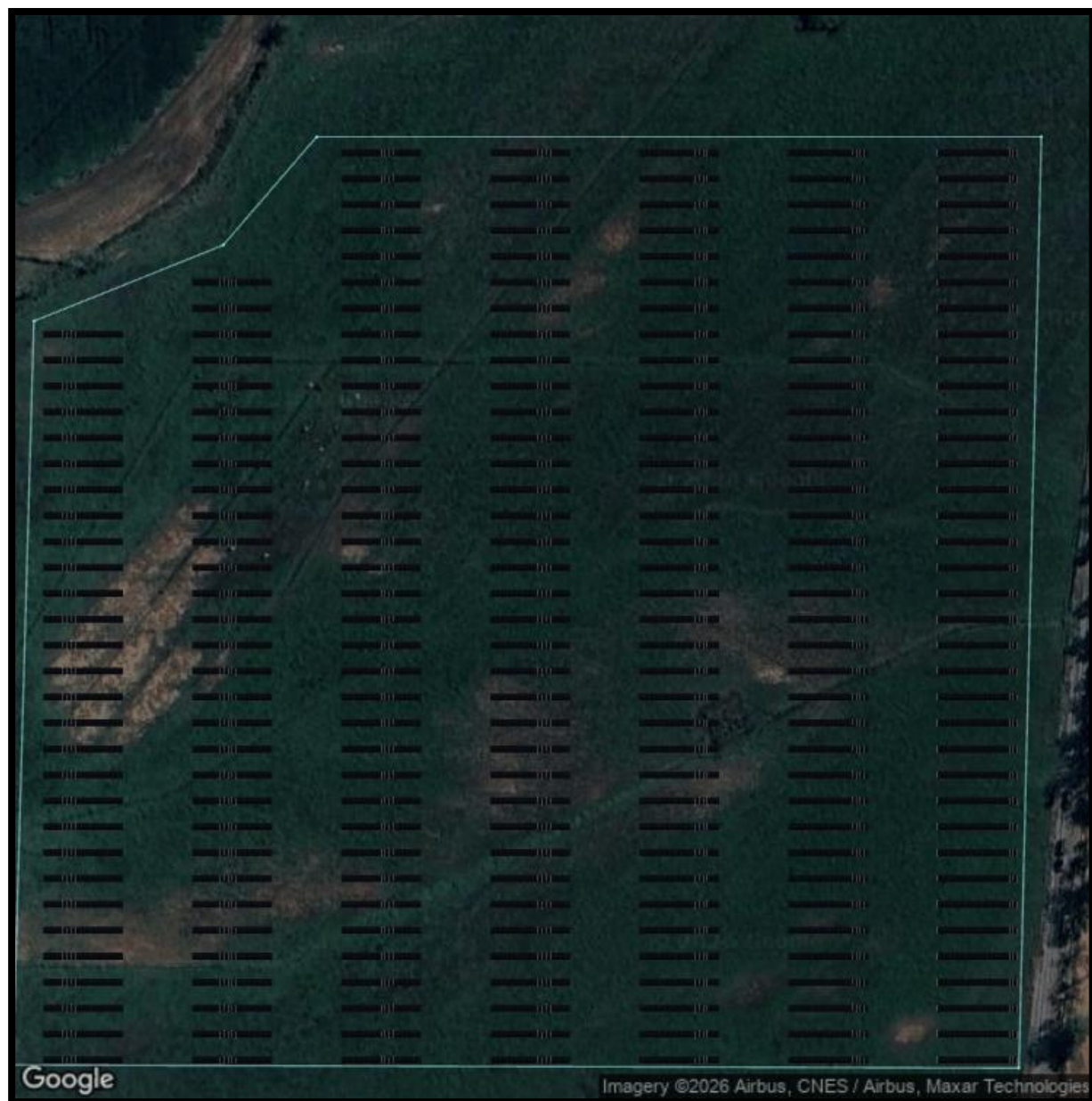
Anexo 1. Tabla comparativa de módulos fotovoltaicos evaluados.

Fabricante	Modelo	Tecnología	Potencia Nominal	Eficiencia	Coefficiente de Pérdida de potencia	Degradación
LONGi Solar	Hi-MO 7 LR8-66HGD-620M	HPDC, bifacial, doble vidrio, half-cell	620 W	23,00 %	-0,280 %/°C	<1 % primer año, 0,4 % anual del año 2 al 30
Trina Solar	Vertex N TSM-NEG19RC.20-620W	N-type TOPCon, bifacial, doble vidrio	620 W	23,00 %	-0,290 %/°C	1 % primer año, 0,4 % anual del año 2 al 30
Jinko Solar	Tiger Neo JKM620N-66HL4M-BDV	N-type, bifacial, doble vidrio	620 W	22,95 %	-0,290 %/°C	0,4 % anual lineal 30 años
JA Solar	DeepBlue 4.0 Pro JAM72D42 LB	N-type TOPCon, bifacial, doble vidrio	625 W	22,40 %	-0,290 %/°C	1 % primer año, 0,4 % anual del año 2 al 30

Anexo 2. Esquema eléctrico preliminar de bloque de generación



Anexo 3. Layout preliminar de planta fotovoltaica en terreno



Anexo 4. Generación horaria promedio de la planta fotovoltaica.

Hora	Generación Promedio MWh	Energía Anual en MWh	Energía Anual en kWh
00:00	0,000	0,000	0
01:00	0,000	0,000	0
02:00	0,000	0,000	0
03:00	0,000	0,000	0
04:00	0,000	0,000	0
05:00	0,000	0,000	0
06:00	0,010	3,650	3.650
07:00	0,067	24,455	24.455
08:00	0,440	160,600	160.600
09:00	0,956	348,940	348.940
10:00	1,406	513,190	513.190
11:00	1,779	649,335	649.335
12:00	1,989	725,985	725.985
13:00	2,085	761,025	761.025
14:00	1,999	729,635	729.635
15:00	1,808	659,920	659.920
16:00	1,416	516,840	516.840
17:00	0,899	328,135	328.135
18:00	0,239	87,235	87.235
19:00	0,019	6,935	6.935
20:00	0,000	0,000	0
21:00	0,000	0,000	0
22:00	0,000	0,000	0
23:00	0,000	0,000	0

Fuente: Elaboración propia a partir de simulación en PVsyst.

Anexo 5. Valorización horaria de la generación a costo marginal.

Hora	Energía Anual kWh/año	CMg Promedio (CLP/kWh)	Ingresos UF
00:00	0	\$61,67	0,00
01:00	0	\$57,61	0,00
02:00	0	\$54,49	0,00
03:00	0	\$53,01	0,00
04:00	0	\$53,04	0,00
05:00	0	\$55,02	0,00
06:00	3.650	\$60,13	5,38
07:00	24.455	\$56,90	34,13
08:00	160.600	\$44,72	176,18
09:00	348.940	\$42,44	363,33
10:00	513.190	\$44,59	561,38
11:00	649.335	\$44,87	714,76
12:00	725.985	\$43,72	778,58
13:00	761.025	\$42,66	796,51
14:00	729.635	\$42,75	765,21
15:00	659.920	\$42,91	694,62
16:00	516.840	\$45,45	576,21
17:00	328.135	\$51,35	413,35
18:00	87.235	\$56,91	121,79
19:00	6.935	\$69,81	11,88
20:00	0	\$77,92	0,00
21:00	0	\$77,84	0,00
22:00	0	\$73,65	0,00
23:00	0	\$68,58	0,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Anexo 6. Mariz de identificación de impactos ambientales.

Etapas	Actividad principal	Impacto ambiental potencial
Fabricación y suministro	Producción de módulos fotovoltaicos	Huella de carbono incorporada y consumo de materias primas
Fabricación y suministro	Producción de inversores y equipos eléctricos	Huella ambiental indirecta asociada a la manufactura de equipos eléctricos
Fabricación y suministro	Producción de estructuras y canalizaciones	Impactos indirectos por extracción y procesamiento de materiales
Fabricación y suministro	Transporte de módulos, inversores y materiales	Emisiones indirectas asociadas al transporte de insumos
Construcción	Preparación y habilitación del terreno	Alteración de la capa superficial y compactación localizada
Construcción	Movimiento de vehículos y maquinaria	Aumento temporal de polvo en suspensión
Construcción	Uso de maquinaria y herramientas	Molestias temporales en el entorno cercano
Construcción	Montaje de módulos, estructuras e inversores	Acumulación de residuos si no existe manejo adecuado
Operación	Generación de energía eléctrica	Reducción indirecta de emisiones al desplazar generación convencional
Operación	Funcionamiento de inversores	Impacto acústico menor y localizado
Operación	Limpieza de módulos	Uso puntual del recurso hídrico para mantención
Operación	Mantenimiento preventivo y correctivo	Residuos eléctricos, piezas reemplazadas o materiales de mantención
Operación	Falla o rotura de módulos	Necesidad de almacenamiento seguro, reciclaje o gestión autorizada
Operación	Falla o reemplazo de inversores	Manejo especializado de equipos fuera de servicio
Cierre	Retiro de módulos fotovoltaicos	Necesidad de reciclaje, reutilización o disposición final autorizada
Cierre	Retiro de inversores, tableros y cableado	Manejo mediante gestores autorizados
Cierre	Retiro de estructuras metálicas	Potencial reciclaje de acero, aluminio y otros metales
Cierre	Desmantelamiento de instalaciones	Emisión temporal de polvo, ruido y residuos
Cierre	Restauración del área intervenida	Posible restitución parcial del uso del suelo

Anexo 7. Matriz de medidas de prevención, mitigación y gestión ambiental.

Etapas	Impacto asociado	Medida propuesta
Fabricación y suministro	Huella de carbono y consumo de materias primas	Priorizar proveedores con información técnica ambiental, certificaciones, garantías de vida útil y antecedentes de trazabilidad de componentes.
Fabricación y suministro	Impactos indirectos por fabricación	Favorecer equipos de alta eficiencia y durabilidad, reduciendo la necesidad de reemplazos durante la vida útil del proyecto.
Fabricación y suministro	Emisiones indirectas por transporte	Optimizar la logística de transporte, consolidando cargas y reduciendo traslados innecesarios hacia el sitio del proyecto.
Construcción	Alteración superficial del suelo y compactación	Delimitar áreas de trabajo, tránsito y acopio, evitando intervenciones fuera de las zonas requeridas para la instalación.
Construcción	Emisión temporal de polvo en suspensión	Aplicar humectación en caminos o zonas de tránsito cuando sea necesario y controlar la velocidad de circulación de vehículos.
Construcción	Molestias temporales por ruido	Ejecutar faenas en horarios definidos y mantener maquinaria y herramientas en condiciones adecuadas de funcionamiento.
Construcción	Generación de residuos de embalaje y construcción	Implementar segregación de residuos, almacenamiento temporal ordenado y retiro mediante gestores o disposición autorizada.
Operación	Uso puntual de agua para limpieza de módulos	Utilizar métodos de limpieza eficientes, ajustando la frecuencia según condiciones reales de suciedad y disponibilidad hídrica.
Operación	Impacto acústico por funcionamiento de inversores	Ubicar equipos considerando distancia respecto de posibles receptores sensibles y verificar condiciones operativas normales.
Operación	Residuos de mantenimiento	Registrar, clasificar y almacenar temporalmente residuos eléctricos, piezas reemplazadas y materiales de mantención.
Operación	Falla o rotura de módulos fotovoltaicos	Retirar módulos dañados, almacenarlos en un área segura y gestionarlos mediante reciclaje, reutilización o disposición autorizada.
Operación	Falla o reemplazo de inversores	Gestionar equipos fuera de servicio como residuos eléctricos o electrónicos, priorizando reparación, reutilización o gestor autorizado.
Cierre	Retiro de módulos fotovoltaicos	Elaborar un plan de desmantelamiento que considere separación, almacenamiento y gestión autorizada de módulos retirados.
Cierre	Retiro de inversores, tableros y cableado	Gestionar componentes eléctricos y electrónicos mediante empresas autorizadas, evitando disposición inadecuada.
Cierre	Retiro de estructuras metálicas	Separar materiales metálicos valorizables, priorizando reciclaje de acero, aluminio, cobre y otros metales recuperables.
Cierre	Desmantelamiento de instalaciones	Controlar polvo, ruido y tránsito durante las actividades de retiro, manteniendo medidas similares a las aplicadas en construcción.
Cierre	Restauración del área intervenida	Retirar residuos remanentes y favorecer la recuperación del terreno para permitir su posible uso posterior.