

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE CONCEPCIÓN – REY BALDIUNO DE BÉLGICA

Propuesta técnica – económica para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar en la Universidad Federico Santa María sede Concepción

Trabajo de titulación para optar al título de Ingeniero De Ejecución En Química Mención Control.

Alumno:

Renato Andrés Aburto Hidalgo

Profesor guía:

Víctor Hugo Lizama Molina

2025



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: Propuesta técnica – económica para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar en la Universidad Federico Santa María sede Concepción

Nombre del candidato(a): Renato Andres Aburto Hidalgo

Carrera / Grado: Ingeniero De Ejecución En Química Mención Control.

Campus: Concepcion; Departamento: Química y Medio ambiente

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, ^{VICTOR}~~LIZAMA~~ 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

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:

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: 09-01-2026 ; Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 09-01-2026 ; 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.

Resumen

KEYWORDS: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA; CONECTADO A LA RED;
GENERACIÓN ELÉCTRICA: ENERGIA RENOVABLE

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica conectado a la red eléctrica en la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción. El proyecto surge como una propuesta para reducir el consumo de energía eléctrica proveniente de la red pública, disminuir los costos operacionales de la institución y fomentar el uso de energías renovables en el ámbito educacional.

El desarrollo del estudio considera, en primer lugar, un análisis del recurso solar disponible en el lugar de emplazamiento, evaluando las condiciones climáticas, la irradiación solar y la ubicación geográfica del terreno seleccionado. A partir de estos antecedentes, se realiza el diseño técnico del sistema fotovoltaico, definiendo la cantidad de módulos, su orientación e inclinación, la selección del inversor, las estructuras de soporte, el cableado y los sistemas de protección eléctrica necesarios para un funcionamiento seguro y eficiente. El diseño se realiza considerando el cumplimiento de la normativa vigente, particularmente lo establecido por la Ley N° 20.571 y las exigencias técnicas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y de la empresa distribuidora.

Posteriormente, se desarrolla un estudio económico del proyecto, en el cual se analizan los costos de inversión, operación y mantenimiento, junto con la estimación de la energía generada y los ingresos asociados. La evaluación económica se realiza mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales permiten determinar la rentabilidad del sistema fotovoltaico en un horizonte de evaluación acorde a su vida útil. Resultando que el proyecto es técnica y económicamente viable, permitiendo generar ahorros sostenidos en el consumo eléctrico de la universidad.

Índice

Portada.....	I
Resumen.....	II
índice.....	III
Siglas y simbología.....	IV
Introducción.....	1
Objetivo general.....	2
Objetivo específico.....	2
Alcance.....	3
Marco teórico.....	4
Metodología.....	22
Capítulo 1.....	24
Capítulo 2.....	32
Capítulo 3.....	47
Conclusiones y recomendaciones.....	53
Anexos.....	55
Bibliografía.....	80

Siglas y simbología

m^2 = metros cuadrados

W = watts

KW = Kilo watts

KWh = Kilo watts hora

SEC = Superintendencia de energía y combustibles

ERNC = Energía renovable no convencionales

MPPT = Seguimiento del punto de máxima potencia

Wp = watts peak

VAN = Valor anual neto

TIR = Tasa de interna de retorno

PRI = Periodo de recuperación de la inversión

PR = Performance ratio

Introducción

En la actualidad, el alza de los costos energéticos en Chile es un problema que afecta tanto a las organizaciones como a los hogares, lo que ha obligado a buscar alternativas que permitan reducir sus costos energéticos, que al mismo tiempo contribuir a la protección del medio ambiente. Un mecanismo más utilizado para alcanzar este objetivo es el aprovechamiento de los metros cuadrados disponibles, principalmente en techumbres y terrazas para la instalación de paneles solares fotovoltaicos capaces de generar electricidad a partir de la energía del sol.

En Chile, el desarrollo de este tipo de proyectos ha sido impulsado significativamente por la promulgación de la ley N° 20,571, conocida como la ley de Netbilling, la cual los usuarios residenciales, comerciales e instituciones inyectan a la red eléctrica la energía generada por sistemas fotovoltaicos y recibir un descuento en su facturación eléctrica. La implementación de la ley ha incentivado a incorporar tecnologías solares como medida efectiva para el ahorro.

La Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción, está ubicada en un lugar ideal para el aprovechamiento de la radiación solar, presentando techos y superficies amplias que podrían destinarse a la instalación de paneles fotovoltaicos, esto no solo permitiría reducir los costos asociados al consumo eléctrico, sino fortalecer el compromiso institucional con la sostenibilidad y ofrecer una herramienta de aprendizaje para el estudiante.

De esta manera, el estudio busca demostrar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema fotovoltaico en la universidad, que sirva como ejemplo de eficiencia energética, innovación tecnológica y compromiso con el desarrollo sustentable.

Objetivo general

Formular una propuesta técnica – económica para obtención de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la Universidad Técnico Federico Santa María, sede Concepción.

Objetivos específicos

1. Evaluar técnicamente el potencial de generación de energía solar en la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción, utilizando el sitio web “Explorador solar” del ministerio de energía, para determinar la factibilidad técnica del sistema fotovoltaico.
2. Proponer una evaluación económica del proyecto, considerando la inversión inicial, costos operativos, ahorro energético estimado y los indicadores financieros (VAN, TIR Y PIR) que permitan establecer la viabilidad económica del sistema.
3. Evaluar el proyecto de instalación de paneles solares fotovoltaicos, analizando su impacto técnico, económico y ambiental, así como su contribución a la eficiencia energética y sostenibilidad.

Alcance

El estudio se centrará en el análisis del potencial solar del campus, considerando los niveles de radiación obtenidos mediante el sitio web “explorador solar” del ministerio de energía. El proyecto se desarrollará a nivel de propuesta, por lo que no incluirá la ejecución de la instalación, la tramitación ante la Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) ni los procesos administrativos de conexión con la empresa distribuidora eléctrica. Si no más bien, es una evaluación que comprenderá el dimensionamiento preliminar del sistema, hágase entender, el número de paneles, potencia instalada y área requerida, así como el análisis económico de la inversión, los costos operativos y los indicadores financieros (periodo de recuperación de la inversión).

Los resultados buscan establecer si la implementación de un sistema fotovoltaico para la generación de electricidad a partir de energía solar en la Universidad Federico Santa María en la sede Concepción es técnicamente y económica viable, y servir como una base referencial para futuros proyectos relacionado a la instalación y gestión energética dentro de la Universidad

Marco teórico

1.1. Energía Solar

El sol es la estrella que está en el centro de nuestro sistema solar, representando la mayor fuente de energía existente de nuestro planeta, siendo esta energía transmitida por medio de ondas electromagnéticas presentes en los rayos solares, esta radiación llega a la tierra en forma de luz y calor, la cual puede ser aprovechada mediante distintas tecnologías para su transformación en energía útil.

Desde el punto de vista energético, la radiación solar representa una fuente renovable, inagotable y ambientalmente limpia, por no generar emisiones directas de gases de efecto invernadero. Debido a estos principales puntos, la energía solar ha adquirido un rol fundamental en la transición energética, al ser más sostenibles y amigables con el medio ambiente, así reducir la dependencia de combustibles fósiles.

1.2. Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de todas las radiaciones electromagnéticas que el sol emite, que alcanzan la atmosfera terrestre y luego, la superficie del planeta. Durante su trayecto, esta radiación es afectada por fenómenos de absorción, dispersión y reflexión debido a la presencia de gases atmosféricos, como nubes, vapor de agua y partículas en suspensión. distinguiéndose en tres tipos de radiación solar en función de cómo inciden los rayos del sol sobre la tierra:

- Radiación directa: representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del sol [7], sin haber sido dispersada por la atmosfera. Es la componente más energética y la relevante para la generación fotovoltaica

- Radiación Difusa: corresponde a la energía solar que llega de todas las direcciones del cielo, excepto directamente desde el sol, su intensidad depende del punto del cielo de cual provenga, debido a la dispersión atmosférica, como las condiciones de la atmosfera cambian de manera aleatoria con el tiempo.
- Radiación Reflejada: es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo, supone una contribución muy pequeña y en algunos casos despreciada.

La suma de la radiación directa y difusa recibe el nombre de **radiación global**, siendo este el parámetro más utilizado para analizar el potencial solar de un sitio. Como es expresado en el ANEXO B.

1.2.1. Irradiancia e irradiación solar

Distinguir entre estos conceptos es fundamental y clave para el diseño y la evaluación de un sistema fotovoltaico. La irradiancia corresponde a la potencia instantánea de la radiación solar que incide sobre la superficie por unidad de área, se expresa como (W/m^2). Este parámetro varío en lo largo del día y alcanza su valor máximo alrededor del mediodía según el reporte de recurso solar y datos meteorológicos. [4]

La irradiación solar representa la energía solar acumulada durante un periodo determinado, como día, meses o año, y se expresa comúnmente en (Wh/ m^2) o (KWh/ m^2). Este parámetro es el más importante a la hora de estimar la producción energética de un sistema fotovoltaico, ya que permite evaluar la cantidad total de energía disponible en un sitio a lo largo del tiempo.

1.3. Geometría solar y orientación de los paneles

Unos de los factores más determinantes para el rendimiento de un sistema fotovoltaico, es la inclinación y ángulos orientación que están ubicados, su importancia radica en la cantidad de radiación solar que realmente llega al módulo y, por lo tanto, a la energía que puede producir. Su eficiencia está sujeta a cuanta radiación solar recibe, lo que está condicionada por 3 tipos de ángulos principalmente:

- Angulo de inclinación: determina cuanto tiempo al día los rayos solares inciden particularmente sobre al panel, una inclinación adecuada maximiza la irradiación captada durante el año, los estudios avalan que mientras más cercano esté el panel a la perpendicular del sol mayor potencia instantánea entrega. [7]
- Angulo de orientación: es el ángulo que indica a que punto cardinal mira el panel solar fotovoltaico determina en qué momento del día el sistema captara más radiación solar, **lo ideal es orientar en dirección cardinal hacia el norte**, considerando el reporte de recurso solar y datos meteorológicos. [4]. Que permitirá una mayor captación de radiación durante el día.
- Angulo de incidencia: es el ángulo entre la radiación que llega y la normal del panel solar fotovoltaico. A medida que aumente el ángulo de incidencia, aumenta las perdidas por reflexión que se les denomina perdidas angulares, las pérdidas son apreciables a partir de una inclinación de 60° o superiores, por lo que se recomienda que los paneles solares tengan una inclinación menor a está, sino puede provocar grandes pérdidas energéticas al amanecer, atardecer o durante el invierno. [7]

1.4. Energía solar fotovoltaica

En 1920, se habló por primera vez sobre el efecto fotovoltaico, explicado por nada menos que Albert Einstein, hablando que los electrones absorben cuantos de energía de la luz (fotones) de forma linealmente proporcional a la frecuencia de la fuente lumínica. [10]. Por esta explicación recibiría el premio Nobel de física en 1921.

El efecto fotovoltaico consiste en la emisión de electrones por un material cuando se ilumina con radiación electromagnética, la obtención de energía eléctrica se realiza a través de las llamadas celdas fotovoltaicas, produciendo el efecto fotovoltaico en productos semiconductores, siendo el silicio el material más utilizado debido a su abundancia, estabilidad y propiedades eléctricas.

El silicio que se utiliza para la fabricación de las celdas fotovoltaicas es dopado, se introducen átomos al silicio, la celda fotovoltaica tipo N es dopada con fósforo, tiene un electrón más que el silicio en su capa de valencia externa. Las celdas fotovoltaicas tipo P son dopadas con boro, tiene un electrón menos que el silicio en su capa externa, formando así la unión tipo P-N, el cual crea un campo eléctrico interno que permite la separación de cargas eléctricas cuando la celda es iluminada, dando paso a un diferencial de potencial y, por ende, la generación de corriente eléctrica.

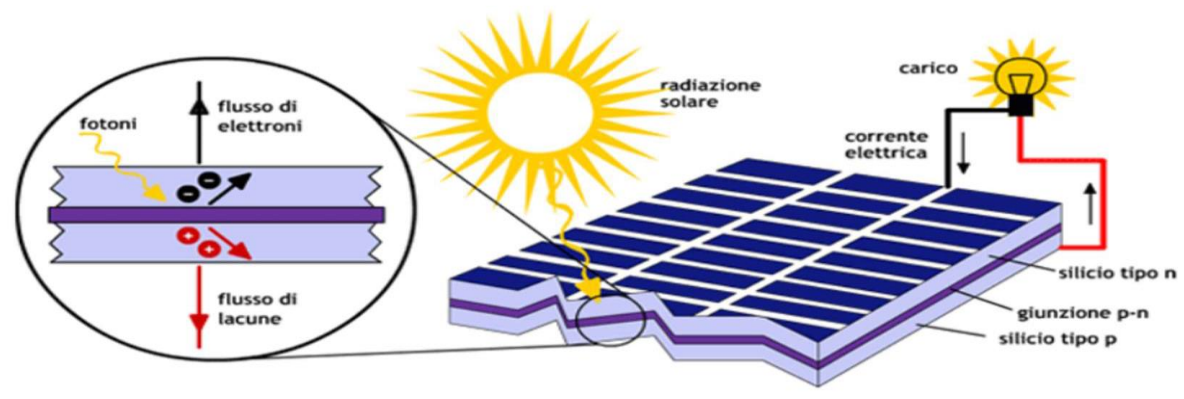


Figura 1: AIEP - Curso de instalador de paneles solares (2024) [1]

1.5. Tecnologías de paneles fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas están compuestas por un conjunto de celdas conectadas eléctricamente y encapsuladas para su protección. las principales tecnologías utilizadas actualmente son:

- Silicio monocristalino: fabricado mediante el proceso Czochralski, que produce un silicio con una pureza 99,9%, por lo que tiene una estructura cristalina muy pura y eficiente (16 – 20%).
- Silicio policristalino: fabricado con silicio fundido en bloques, tiene cristales con diferentes orientaciones, afectando a su estructura y a su eficiencia (12-14%).
- Silicio amorfo: fabricado a partir de silicio, vidrio y plástico, requiere menos procesos de fabricación, su eficiencia es menor (12-14%)

1.6. Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico integra diversos componentes, no solo está compuesto por los módulos solares, estos componentes permiten la conversión, acondicionamiento y uso de la energía generada. principalmente son:

1.6.1. Paneles fotovoltaicos

El panel solar es el encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica en corriente continua (CC) mediante el efecto fotovoltaico. Están formadas por un conjunto de celdas conectadas en serie y paralelo, encapsuladas y protegidas contra las condiciones ambientales. Los módulos monocristalinos al presentan mayor eficiencia, resulta adecuado para la superficie disponible en la UTFSM, donde el espacio constituye una restricción relevante.

El potencial nominal de modulo se expresa en watts peak (Wp) y se determina bajo condiciones estandarizadas, las cuales consideran una irradiancia de 1000 W/m^2 , una temperatura de celda de 25°C .



Figura 2: extraída del sitio web “Alusinsolar”. [2]

1.6.2. Inversor de corriente

Transforma la corriente continua de baja tensión, generada por los paneles fotovoltaicos, a corriente alterna (CA) de una magnitud y frecuencia necesaria, en este caso de 220 volts y 50 Hz de frecuencia compatible con la red eléctrica y los equipos de consumo. Un inversor al funcionar ocurre las siguientes etapas:

- **Etapa modulación:** cumple la función de generar los pulsos a una frecuencia similar a la frecuencia de la red eléctrica
- **Etapa elevación de tensión:** Esta formada por transistores que cumplen la función de amplificar la señal pulsante de la etapa osciladora, a un nivel suficiente para elevar el voltaje.
- **Etapa elevadora de voltaje:** un transformador de voltaje se encarga de elevar la tensión a 220 volts para que de esta forma se puedan conectar artefactos eléctricos. A la salida se obtiene una señal senoidal de característica similar a la de la red eléctrica.

Además, cumple funciones tales como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), sincronización con la red eléctrica, monitoreo del sistema, protección ante fallas eléctricas. la selección del inversor es un aspecto clave del diseño, ya que influye directamente en la eficiencia y confiabilidad del sistema.



Figura 3: extraída del sitio web [6]

1.6.3. Cableado y protecciones eléctricas

El sistema de cableado permite la conducción de la energía eléctrica que genera desde los módulos hasta el inversor y el punto de conexión. Este debe ser dimensionado adecuadamente para minimizar pérdidas eléctricas y cumplir con las normas de seguridad. Las protecciones eléctricas incluyen dispositivos como fusibles, interruptores, protecciones contra subcorrientes y sobrecorrientes, los cuales aseguran el sistema y protegen los equipos, ante todo.

1.6.4. Estructura de soporte

La estructura de soporte permite la correcta fijación de los paneles fotovoltaicos sobre la superficie de instalación, así garantiza la estabilidad mecánica del sistema frente a cargas de viento, de esta manera, la estructura define la inclinación y orientación de los módulos, influyendo directamente en la cantidad de la radiación solar captada y, por ende, en la producción energética.

1.6.5. Mantenimiento de la instalación

Que la superficie del panel se encuentre siempre limpia y libre de sombras, como arboles u otros obstáculos que impida la incidencia directa de la luz sobre el panel, el cableado del sistema debe mantenerse en perfectas condiciones, con el fin de evitar sobrecalentamiento de los conductores, para lo cual se recomienda realizar inspecciones en periodos.

1.6.6. Sistema conectado a la red

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red, también conocidos como sistema ON-GRID, permiten el consumo directo de la energía generada y la inyección de los excedentes a la red eléctrica. En este tipo de sistemas no se requiere almacenamiento, ya que la red actuaría como el respaldo energético. En el funcionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, la energía generada por los módulos fotovoltaicos es convertida en energía alterna por el inversor y utilizada prioritariamente para el autoconsumo del usuario. La generación al superar el consumo instantáneo, el excedente de esa energía es inyectado a la red de distribución eléctrica. Por el contrario, cuando la generación fotovoltaica es insuficiente para cubrir la demanda del usuario, la energía es suministrada por la red eléctrica.

1.6.7. Rendimiento y pérdidas de sistemas fotovoltaicos

El rendimiento de un sistema fotovoltaico se rige en relación entre la energía eléctrica efectivamente generada y la energía solar disponible en el sitio de instalación. En condiciones ideales, el sistema fotovoltaico podría convertir una fracción significativa de la radiación solar incidente en energía eléctrica, sin embargo, en la práctica, el rendimiento real se ve bastante reducido por pérdidas de carácter físico, eléctrico y operacional.

Estas pérdidas se producen en distintas etapas del proceso de conversión energética, desde la captación de la radiación solar, hasta la entrega final de la energía eléctrica al sistema de consumo o la red de distribución. Por esta razón la estimación del rendimiento real del sistema requiere considerar múltiples factores que afectan su desempeño.

1.6.7.1. Pérdidas por temperatura

La temperatura de los módulos fotovoltaicos es uno de los factores más relevantes que influyen en su rendimiento. A medida que la temperatura de la celda aumenta, la tensión de salida del módulo disminuye, lo que provoca una reducción de la potencia eléctrica generada.

Los fabricantes de paneles solares especifican un coeficiente de temperatura de potencia, expresado generalmente en $\%/^{\circ}\text{C}$, en cual indica la variación de la potencia respecto a la temperatura de referencia bajo condiciones estándar (que es a los 25°C). En Chile las pérdidas térmicas pueden representar entre un 5% y un 10% de la energía anual generada.

1.6.7.2. Pérdidas por orientación e inclinación

La energía solar aprovechable por un sistema fotovoltaico depende directamente de la orientación y la inclinación de los módulos respecto al sol. Una desviación respecto a la orientación óptima o una inclinación inadecuada reduce la radiación incidente sobre el módulo solar, estas pérdidas suelen ser moderadas y pueden alcanzar valores del 2% al 8% si la orientación o inclinación no son óptimas.

1.6.7.3. Perdidas por suciedad y sombreado

La acumulación de polvo, suciedad, hojas u otros residuos sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos genera una disminución de la radiación efectiva que llega a las celdas, reduciendo la producción de energía.

1.6.7.4. Perdidas electricidad en conductores

En el transporte de energía eléctrica, desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor y posteriormente hacia el punto de conexión, se producen pérdidas resistivas en los conductores eléctricos. Estas pérdidas dependen de la longitud del cableado, la sección del conductor y la intensidad de corriente que circula. Un buen diseño del sistema eléctrico permite limitar estas pérdidas entre un 1% y 3 %, cumpliendo con los criterios de eficiencia y seguridad establecidos por las normativas técnicas vigentes.

1.6.7.5. Perdidas en el inversor

Los inversores modernos presentan eficiencias elevadas, generalmente superiores al 95% sin embargo, las pérdidas asociadas a estos componentes pueden representar entre un 2% y un 5% de la energía total generada, debido a las limitaciones propias del equipo.

1.6.7.6. Performance ratio

Para evaluar de manera global el desempeño de un sistema fotovoltaico, se utiliza un indicador denominado performance ratio (PR). Este parámetro relaciona la energía eléctrica real generada por el sistema con la energía teórica que podría haberse producido a partir de

la irradiación disponible en el sitio. El PR no solo considera este parámetro, sino que integra todas las pérdidas del sistema, incluyendo pérdidas térmicas, eléctricas, ópticas y operacionales. En sistemas fotovoltaicos conectados a la red bien definidos, el valor de PR suele ser un rango de 0,70 a 0,85, dependiendo de las condiciones climáticas, el diseño del sistema y la calidad de los componentes utilizados.

1.7. Marco normativo de la generación fotovoltaica en Chile

El desarrollo e implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Chile se encuentra regulado por un marco normativo que tiene como objetivo garantizar la seguridad de las instalaciones, la calidad del suministro eléctrico y la correcta integración de la generación distribuida al sistema eléctrico nacional. Este marco normativo ha permitido impulsar la incorporación de energías renovables no convencionales, fomentando la participación de usuarios residenciales, comerciales e institucionales en la generación de energía eléctrica.

La principal normativa que regula la generación distribuida en Chile es la Ley N°20.571, conocida como la Ley de Netbilling. [ANEXO A]. Esta ley establece el derecho de los usuarios finales sujetos a regulación tarifaria a generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales o sistemas de cogeneración eficiente, destinada principalmente a su autoconsumo, permitiendo además la inyección de los excedentes de energía a la red de distribución eléctrica. [8]

La ley fija como límite una potencia instalada máxima 100 KW por usuario, condición bajo la cual, cumple el presente estudio. Este límite permite que la institución como la Universidad Federico Santa María puedan implementar sistemas fotovoltaicos sin ser considerados generadoras a gran escala, simplificando los procesos administrativos y técnicos asociados a la conexión.

La ley N°20.571 es el mecanismo de valorización de los excedentes de energía eléctrica inyectadas a la red. La normativa establece que la energía inyectada debe ser valorizada al mismo precio al que la empresa distribuidora traspasa la energía a sus clientes regulados, considerando además el efecto de las menores pérdidas eléctricas asociadas a la generación distribuida.

La energía inyectada se descuenta directamente de la facturación eléctrica mensual del usuario. En este caso de existir un remanente a favor del usuario, este puede ser imputado a facturaciones posteriores o, según las condiciones contractuales, ser pagado por la misma empresa Distribuidora. Incentivando el dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico, priorizando el autoconsumo por sobre la inyección excesiva a la red.

1.7.1. Requisitos técnicos de conexión a la red

La conexión de sistemas fotovoltaicos a la red de distribución debe cumplir una serie de requisitos técnicos orientados a garantizar usuarios, la protección de los bienes y estabilidad del sistema eléctrico. Estos requisitos se encuentran definidos en los reglamentos asociados a la ley N°20.571 y en las normativas técnicas emitidas por la autoridad competente. Por ende, el cumplimiento de estos requisitos es fundamental para autorizar la conexión del sistema fotovoltaico y permitir la inyección segura de energía a la red.

Los Principales aspectos técnicos exigidos son:

- Cumplimiento de estándares de calidad y certificación de los equipos
- Sistemas de protección ante sobrecorrientes y sobretensiones
- Mecanismos de desconexión automáticas ante fallas de la red
- Sincronización adecuada del inversor con la red eléctrica

1.7.2. Rol de la superintendencia de electricidad y combustibles (SEC)

La superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de normativas eléctrica vigente en Chile. En este contexto de la generación fotovoltaica distribuida, la SEC tiene la responsabilidad de supervisar que las instalaciones cumplan con los estándares técnicos y de seguridad, resolver controversias entre usuarios y empresas distribuidoras, dictar instrucciones técnicas complementarias y velar por la correcta aplicación de la ley N°20.571. En proyectos de este carácter, como el analizado en este estudio, la SEC cumple el rol clave en la validación técnica del sistema y en la autorización de su operación.

El presente estudio se enmarca en los límites y disposiciones establecidos por la ley N°20.571, considerando un sistema fotovoltaico conectado a la red con una potencia instalada inferior a 100 KW, destinada al autoconsumo de energía eléctrica en la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción. Si bien el alcance del proyecto no contempla la ejecución ni tramitación formal ante la SEC, el diseño del sistema considera los criterios técnicos y normativos vigentes, asegurando que la propuesta sea factible desde el punto de vista legal y regulatorio.

1.8. Evaluación económica del proyecto

La evaluación económica de proyectos energéticos corresponde al análisis sistemático de los costos e ingresos asociados a una inversión, con el objetivo de determinar su rentabilidad y viabilidad financiera en el tiempo. En el caso de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, la evaluación económica permite establecer si la inversión inicial se justifica en función de los ahorros generados por la reducción del consumo eléctrico y la valorización de los excedentes inyectados a la red.

Dado que los proyectos fotovoltaicos presentan una inversión inicial significativa y costos operativos relativamente bajos, su rentabilidad depende principalmente de la producción energética anual, la tarifa eléctrica vigente y la vida útil del sistema.

1.8.1. Inversión inicial

La inversión inicial de un sistema fotovoltaico contempla todos los costos asociados a la adquisición e instalación del sistema, tales como:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor
- Estructuras de soporte
- Cableado y protecciones
- Mano de obra e instalaciones
- Ingeniería y diseño

Se entiende como el principal costo a recuperar mediante los ahorros energéticos generados durante la vida útil del sistema.

1.8.2. Costos de operación y mantenimiento

Los costos operacionales en comparación a otras tecnologías de generación presentan un bajo costos, sin embargo, es necesario considerar costos asociados a:

- Mantenimiento preventivo
- Limpieza de módulos
- Reposición eventual de componentes
- Monitoreo del sistema

Estos costos suelen presentar un pequeño porcentaje de la inversión inicial anualizada (**en esta propuesta de proyecto será del 1%**). Pero de igual manera, deben incorporarse en el análisis para obtener resultados realistas

1.8.3. Ahorro económico por autoconsumo y valorización de excedentes

El principal beneficio económico de un sistema fotovoltaico conectado a red proviene del ahorro generado por el autoconsumo de la energía producida. Cada kilowatt-hora (kWh) generado y consumido internamente evita la compra de energía a la empresa distribuidora, generando un ahorro equivalente a la tarifa eléctrica vigente.

En este sentido, el autoconsumo suele ser más rentable que la inyección de excedentes, ya que la energía auto consumida se valoriza al precio completo de compra, mientras que la energía inyectada se remunera según el mecanismo establecido por la normativa de Netbilling.

En caso de existir generación superior al consumo instantáneo, el excedente puede ser inyectado a la red de distribución eléctrica. De acuerdo con la Ley N° 20.571, esta energía es valorizada y descontada de la facturación eléctrica mensual.

La correcta estimación del porcentaje de autoconsumo y de inyección resulta clave para el dimensionamiento óptimo del sistema, ya que un sobredimensionamiento puede reducir la rentabilidad del proyecto.

1.8.4. Indicadores económicos

Para evaluar la viabilidad financiera del proyecto se utilizan indicadores económicos que permiten analizar la recuperación de la inversión y la rentabilidad esperada.

1.8.4.1. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)}

Corresponde al tiempo necesario para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de ahorro generados por el proyecto. Calculando como:

$$PRI = \frac{\textit{Inversión inicial}}{\textit{Ahorro anual neto}}$$

Este indicador permite estimar en cuantos años el proyecto recupera el capital invertido.

1.8.4.2. Valor actual neto (VAN)

El VAN considera el valor del dinero en el tiempo, descontando los flujos futuros a una tasa de descuento determinada. Calculándose como:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{f_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde:

- F_t = Flujo de caja en el año t

- r = Tasa de descuento
- I_0 = inversión inicial

Un VAN positivo indica que el proyecto genera el valor económico y es financieramente viable.

1.8.4.3. Tasa de retorno (TIR)

El TIR corresponde a la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Este indicador permite comparar la rentabilidad del proyecto en otras alternativas con otras alternativas de inversión. Por lo tanto, si el TIR es superior a la tasa mínima aceptable de rendimiento, el proyecto se considera económicamente atractivo.

1.8.5. Vida útil del sistema

Los sistemas fotovoltaicos presentan una vida útil estimada de aproximadamente de 25 años [11], contando con un valor medio estimado de degradación anual de un panel en del 0,5% [12], aunque estos valores varían dependiendo el tipo de tecnología empleada y las condiciones climatológicas a las que han sido expuestas las celdas fotovoltaicas. Considerando que la zona de instalación de los paneles es de un clima moderado, puede tener índice de degradación muy bajos (aproximadamente del 0,2% anual).

La vida útil del proyecto influye directamente en la rentabilidad, ya que los ahorros energéticos se extienden por un periodo prolongado una vez recuperada la inversión inicial.

Metodología

Se recopilarán antecedentes necesarios para el desarrollo del estudio, como la obtención de datos de radiación solar y condiciones climáticas de la sede, utilizando el sitio web “explorador solar” del ministerio de energía. Revisión de antecedentes normativos y técnicos asociados a la generación de fotovoltaica en Chile, incluye la ley N°20.571, reglamentos de la SEC y normativas de conexión a red. Esta información servirá como base para determinar el potencial solar disponible para el diseño del sistema. Según los datos obtenidos permitirá evaluar la factibilidad técnica, donde se identificará la superficie disponible en la Sede para la instalación de los módulos fotovoltaicos, a consecuencia se determinaría el dimensionamiento del sistema, considerando estos parámetros:

- El tipo y la cantidad de los paneles solares requeridos
- Potencial nominal instalado
- Orientación e inclinación óptima
- Selección de inversor
- Estimación de energía eléctrica generada anualmente, mediante el análisis de radiación solar y eficiencia de los componentes.

Ya definidos los parámetros, se realizará la evaluación económica del proyecto, que incluirá la estimación de inversión, incorporando los costos de adquisición, instalación y mantenimiento del sistema fotovoltaico. Se determinará el ahorro económico de la generación eléctrica a partir de energía solar y el mecanismo de inyectar su excedente de electricidad a la red pública, según la ley Netbilling. Aplicar herramientas de evaluación como el PRI (Periodo de recuperación de la inversión), con el propósito de determinar la viabilidad económica del proyecto.

Finalmente, se evaluarán los resultados a partir de los resultados para establecer la factibilidad general del proyecto, formulándose conclusiones y recomendaciones orientadas a la implementación y operación a la instalación de paneles solares en la Universidad Federico Santa María, Sede Concepción.

CAPÍTULO 1: Potencial energético

1.1. Introducción

La estimación del recurso solar constituye una etapa fundamental en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, ya que la cantidad y distribución temporal de la radiación solar condicionan directamente la producción energética esperada, el dimensionamiento del sistema y su posterior evaluación económica. [ANEXO B].

El presente capítulo tiene como finalidad dar cumplimiento al primer objetivo específico del trabajo de titulación, el cual consiste en evaluar técnicamente el potencial de generación de energía solar en la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción, utilizando información proveniente del Explorador Solar del Ministerio de Energía.

El capítulo se enfoca en caracterizar el recurso solar disponible, analizar los principales parámetros meteorológicos relevantes y establecer las bases técnicas que permitan determinar la factibilidad de implementar un sistema fotovoltaico en el campus universitario.

1.2. Funcionamiento del explorador solar

La plataforma Explorador Solar Fotovoltaico, desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile, es una herramienta pública de apoyo a la evaluación preliminar del recurso solar y al análisis de factibilidad técnica de proyectos de generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos. Su principal objetivo es facilitar el acceso a información solar y meteorológica confiable, basada en modelos numéricos y datos satelitales, para la toma de decisiones en etapas tempranas de proyectos solares.

Se presenta información sobre el recurso solar basado en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución. El modelo utilizado para la transferencia radiactiva en cielo despejado es el modelo CLIRAD-SW, el cual considera interacciones de la radiación con la atmósfera por bandas espectrales, utilizando datos tales como la temperatura, humedad y aerosoles de reanálisis meteorológicos y datos climatológicos de CO₂, CH₄ y O₃.

El modelo utilizado para la nubosidad proviene de los satélites GOES-EAST para los años 2004 a 2016. Con esa recopilación de datos se ha identificado la nubosidad y sus características radiactivas, siendo a través de este modelo se ha modificado el resultado obtenido para una atmósfera con cielo despejado para adaptarlo a una condición de cielo nublado.

Los resultados obtenidos han sido validados a partir de observaciones, se recomienda que no deba ser considerado como definitivo antes de ser corroborado con mediciones **IN SITU**.

Uno de los principales resultados entregados por el Explorador Solar es la caracterización detallada del recurso solar. La plataforma proporciona valores de radiación solar **global, directa y difusa**, expresados tanto en promedios mensuales como anuales. Estos datos se presentan para superficies horizontales y para planos inclinados y orientados, generalmente con una inclinación igual a la latitud del sitio y orientación hacia el norte, configuración comúnmente utilizada como referencia para sistemas fotovoltaicos fijos en el hemisferio sur.

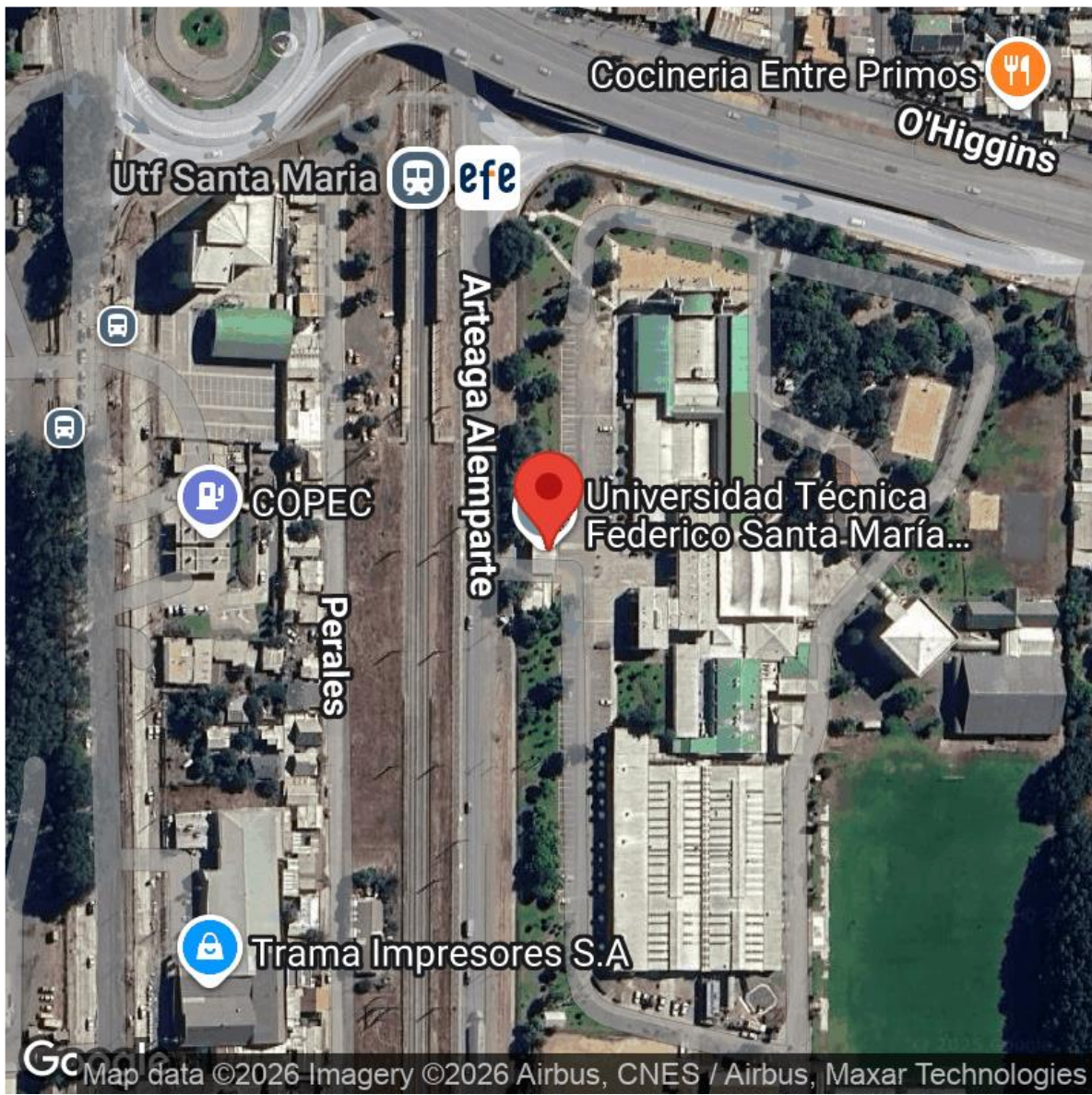
1.3. Características del sitio

El sitio de estudio corresponde a la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción, ubicada en la Región del Biobío, Chile. Para la evaluación del recurso solar se utilizaron las coordenadas geográficas aproximadas del campus, las cuales fueron ingresadas en la plataforma Explorador Solar.

La sede Concepción de la UTFSM se encuentra ubicada en una zona con disponibilidad del recurso solar aprovechable para la generación fotovoltaica. Para la evaluación técnica del potencial solar se emplean los datos proporcionados por el Explorador Solar del Ministerio de Energía.

De acuerdo con el reporte obtenido, el sitio presenta una latitud aproximada de $36,78^{\circ}$ S, longitud $73,08^{\circ}$ O y una elevación cercana a 19 m sobre el nivel del mar. Estas condiciones geográficas influyen directamente en el comportamiento anual y diario de la radiación solar.

El entorno del campus presenta características urbanas, con edificaciones y superficies disponibles en techumbres que pueden ser aprovechadas para la instalación de sistemas fotovoltaicos, la implementación de sistemas fotovoltaicos en universidades contribuye no solo a la reducción de costos operacionales, sino también al fortalecimiento del compromiso con la sostenibilidad ambiental y a la generación de espacios de aprendizaje práctico para estudiantes de ingeniería y ciencias aplicadas.



Fuente 4: Mapa del sitio_Explorador solar [4]

1.3.1. Propuesta de zona específica

Se propone una zona específica del campus universitario para la instalación del sistema fotovoltaico, seleccionada en función de criterios técnicos tales como disponibilidad de superficie, exposición solar, orientación favorable y mínima afectación por sombras, con el objetivo de maximizar el aprovechamiento del recurso solar disponible. Cabe señalar que esta propuesta corresponde a una evaluación preliminar, definida exclusivamente para efectos del análisis técnico del presente estudio. Sin abordar en esta etapa aspectos constructivos ni de ingeniería de detalle.

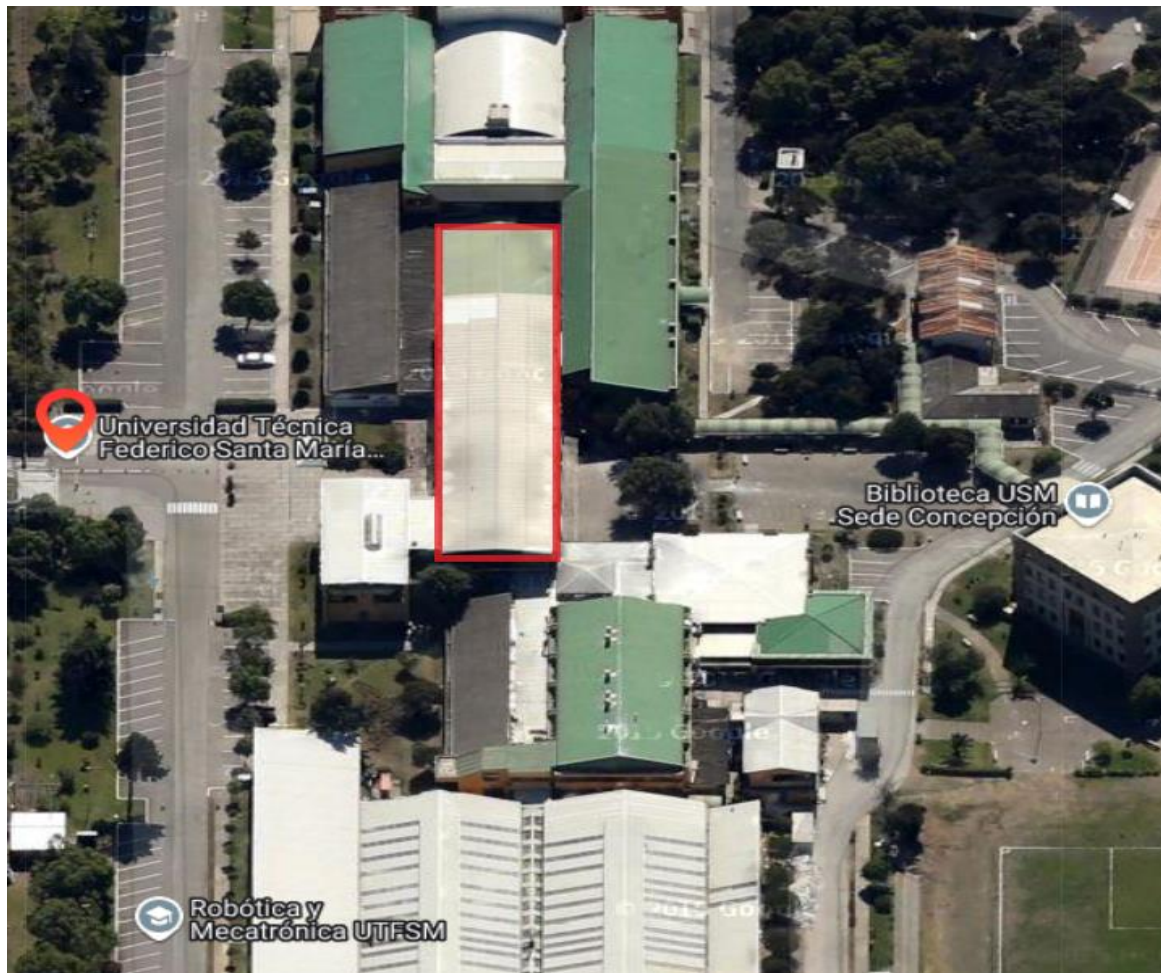


Figura 5: Zona específica del campus universitario (edificio B)

Como se observa en la figura 5, con el fin de aprovechar el recurso solar disponible eficientemente, se propone la instalación de los paneles solares fotovoltaicos en la techumbre del edificio B, área la cual cuenta:

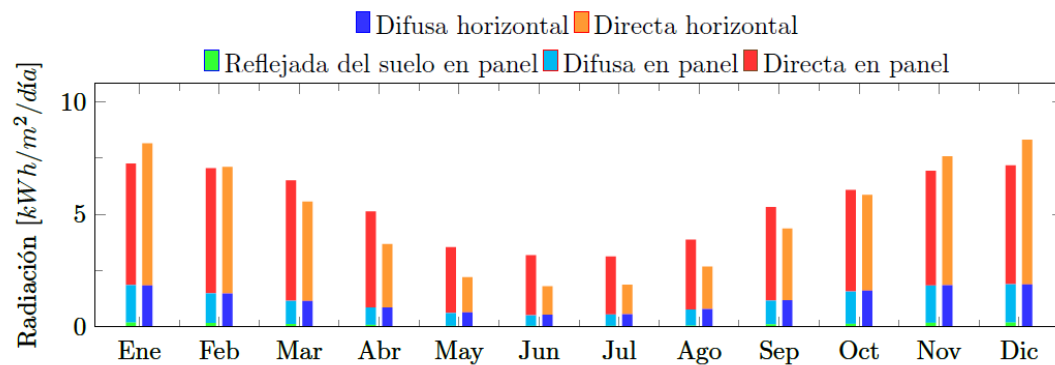
- Un área total disponible estimada: 873 m²

Cabe señalar que la zona propuesta para la instalación del sistema fotovoltaico corresponde a una alternativa preliminar, definida exclusivamente para efectos del análisis técnico y económico del presente estudio, **no constituyendo una decisión definitiva de implementación.**

1.4. Antecedentes específicos

La radiación solar constituye el principal insumo energético para la generación fotovoltaica. Para la sede Concepción, el Explorador Solar entrega información sobre radiación global, directa y difusa, expresada en términos de irradiación mensual y anual, así como la radiación solar diaria promedio. Cómo es reflejado en las tablas a continuación:

Gráfico 1. Promedio mensual de insolación diaria incidente



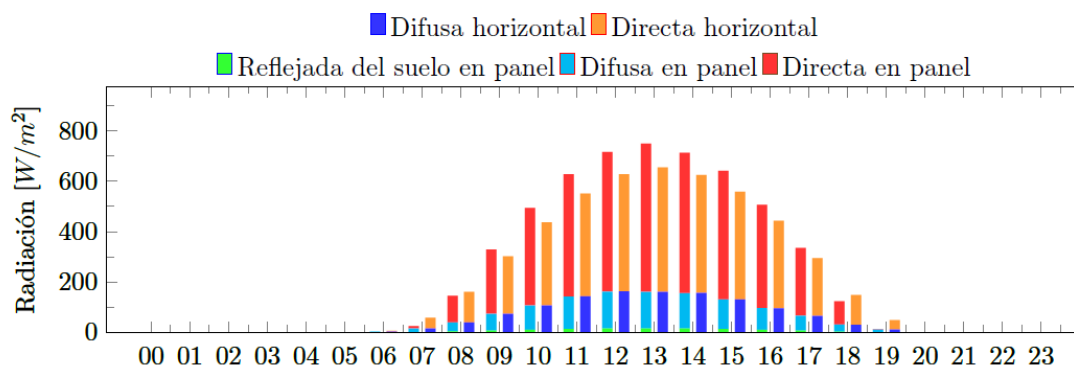
Fuente: Explorador solar (4)

Tabla 1. Datos de radiación mensual

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	5.4	5.55	5.35	4.27	2.92	2.66	2.58	3.1	4.16	4.5	5.1	5.28
Difusa	1.66	1.33	1.03	0.77	0.57	0.48	0.5	0.71	1.06	1.44	1.66	1.7
Suelo	0.2	0.17	0.13	0.09	0.05	0.04	0.05	0.06	0.11	0.14	0.18	0.2
Global	7.26	7.05	6.51	5.13	3.54	3.18	3.13	3.87	5.33	6.08	6.94	7.18

Fuente: Explorador solar. (4)

Gráfico 2. Promedio horario de la radiación global instantánea incidente



Fuente: Explorador solar. (4)

Tabla 2. Ciclo diario de radiación

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.58	105.93	256.04	387.56	486.22
Difusa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.58	14.4	35.67	65.89	95.93	128.4
Suelo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.16	1.4	3.9	7.3	10.56	13.33
Global	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.74	25.38	145.5	329.23	494.05	627.95
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	554.73	588.4	557.42	510.17	410.38	268.84	92.82	1.93	0.0	0.0	0.0	0.0
Difusa	146.55	144.87	140.81	117.71	85.67	58.97	27.19	9.98	0.67	0.0	0.0	0.0
Suelo	15.16	15.82	15.09	13.5	10.71	7.13	3.59	1.17	0.03	0.0	0.0	0.0
Global	716.44	749.09	713.32	641.38	506.76	334.94	123.6	13.08	0.7	0.0	0.0	0.0

Fuente: Explorador solar. (4)

El sitio presenta condiciones favorables en términos de irradiación solar global anual, así como una topografía que no introduce restricciones significativas por sombras topográficas de gran escala.

Con los valores de irradiación global anual es permitido estimar la energía solar disponible por unidad de superficie, lo que resulta fundamental para el dimensionamiento preliminar de un sistema fotovoltaico. Asimismo, la distribución mensual de la irradiación evidencia una estacionalidad típica, con mayores valores durante los meses de primavera y verano, y menores durante el período invernal.

1.5. Evaluación preliminar

A partir de la disponibilidad del recurso solar y de las condiciones del sitio, es posible establecer que la sede Concepción de la UTFSM dispone de un potencial solar técnicamente aprovechable para la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Esta evaluación preliminar constituye la base para las etapas posteriores del estudio, en las cuales se abordará el dimensionamiento del sistema, la estimación de la energía generada y el análisis económico del proyecto. De este modo, el presente capítulo sienta los fundamentos técnicos necesarios para avanzar hacia la formulación integral de la propuesta de generación fotovoltaica.

CAPÍTULO 2: Estudio económica

1.1. Introducción

Se evalúa la viabilidad económica del proyecto de instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la Universidad Técnica Federico Santa María, sede Concepción. Para ello, se realiza una estimación de los costos de inversión, los ahorros económicos asociados a la generación de energía eléctrica y los costos de operación y mantenimiento del sistema propuesto.

El análisis económico se desarrolla a partir de un flujo de caja del proyecto, construido mediante estimaciones, debido a la no disponibilidad de información histórica real de consumo eléctrico institucional. Estas estimaciones se basan en parámetros representativos de generación fotovoltaica, valores referenciales de costos energéticos y antecedentes de mercado obtenidos a partir de cotizaciones reales.

Con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto, se emplean indicadores clásicos de evaluación de proyectos de inversión, específicamente el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de la Inversión (PRI), los cuales permiten analizar el desempeño económico del sistema y establecer su factibilidad económica.

1.2. Estimación de producción anual de energía

Para la siguiente propuesta de proyecto se consideran **180 módulos fotovoltaicos Monocristalino**, cada uno con una potencia nominal de 550 W, lo que permite alcanzar una potencia instalada total aproximada de 99 kW. Cada panel presenta una superficie cercana a 1,67 m², lo que determina el área total requerida para la instalación. el valor presente de los flujos de caja generados serán acorde a lo largo de su vida útil (20 - 25 años).

La energía anual generada por el sistema fotovoltaico se estima considerando la potencia instalada, el recurso solar disponible en el sitio y el rendimiento global del sistema, representado por el Performance Ratio (PR).

La Producción anual se calcula mediante la formula:

$$Energia\ anual = Potencia\ instalada \cdot Horas\ solares\ picos\ anuales \cdot PR$$

Donde:

- Potencia instalada corresponde a la potencia instalada (KW)
- Recurso solar en el sitio (KW/m²/Año)
- PR al performance ratio del sistema

Lo cual, para el presente proyecta se considera un PR = 0,75, valor representativo de sistemas fotovoltaicos conectados a red en condiciones reales.

Se muestra a continuación, la tabla del recurso solar disponible en el sitio. Información extraída de explorador solar. [4]

Tabla 3. Recurso solar disponible en el sitio

Mes	mes (kWh/m ² /día)	Días
Ene	7,26	31
Feb	7,05	28
Mar	6,51	31
Abr	5,13	30
May	3,54	31
Jun	3,18	30
Jul	3,08	31
Ago	3,87	31
Sep	4,97	30
Oct	5,49	31
Nov	6,76	30
Dic	7,18	31

Fuente: Elaboración propia a partir del explorador solar. [4]

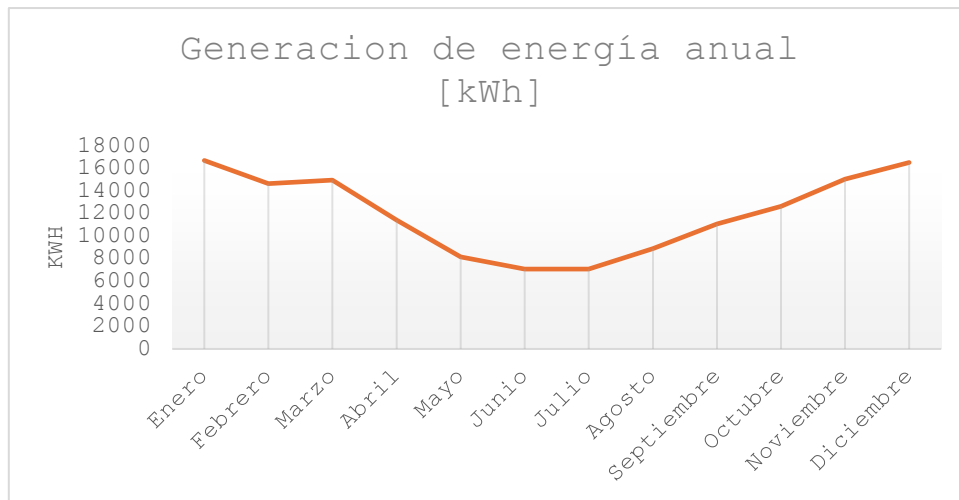
Así, dando un resultado estimado de generación anual.

Tabla 4. Generación de energía anual

Mes	Energía mensual [kWh]
Enero	16711
Febrero	14657
Marzo	14984
Abril	11427
Mayo	8148
Junio	7083
Julio	7089
Agosto	8908
Septiembre	11071
Octubre	12637
Noviembre	15058
Diciembre	16527

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 3. Gráfico de generación de energía anual



Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. Datos calculados

Energía	KWh
Energía generada mensual promedio	12.025
Energía generada anual	144.300

Fuente: Elaboración propia

1.3. Estimación de ingresos y ahorro

El presente estudio económico se desarrolla bajo ciertas restricciones asociadas a la disponibilidad de información. En particular, la institución no proporcionó registros históricos detallados de consumo eléctrico, lo que impide realizar un análisis basado en datos reales de facturación.

Debido a que no se dispone de información histórica detallada sobre el consumo eléctrico real de la institución, los cálculos asociados a la reducción del consumo de energía eléctrica desde la red se basan en estimaciones técnicas fundamentadas.

Dichas estimaciones se elaboraron utilizando parámetros típicos de operación de sistemas fotovoltaicos conectados a red, valores referenciales de consumo eléctrico institucional. Con el objetivo de obtener resultados representativos y coherentes con la realidad del sistema propuesto.

Los resultados obtenidos deben interpretarse como una aproximación representativa del comportamiento esperado del sistema, siendo plenamente válidos para fines de evaluación técnico-económica, sin perjuicio de que futuros estudios puedan ser refinados mediante la incorporación de datos reales de consumo.

Tabla 6. Datos de consumo eléctrico de la universidad estimados.

Costos	datos	\$
Costo energía CGE	300	\$/kWh
Consumo	10.000	kWh/mes
Costo energía	3.000.000	\$/mes

Fuente: Elaboración propia

El ahorro anual se calcula multiplicando la energía generada por el precio promedio de la energía eléctrica pagada por la institución.

Tabla 7. Datos calculados de ahorro

Ahorro	\$
Ahorro mensual	607.492
Ahorro anual	7.289.903

Fuente: Elaboración propia

1.4. Previsión de gastos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red son bajos en comparación con otros sistemas de generación eléctrica.

Estos costos se incluyen:

- Limpieza periódica de los paneles
- Inspección de conexiones eléctricas
- Mantenimiento preventivo del inversor

Por lo tanto, se le considera un costo anual de operación y mantenimiento un pequeño porcentaje de la inversión inicial, en este caso, **corresponderá el 1%**.

1.5. Flujo de caja

La inversión inicial del proyecto se considera en el año 0 del flujo de caja, representando la salida de capital para la implementación necesaria para la implementación del sistema fotovoltaico.

En el año 1, solo se considera como partes de los costos la operación y mantenimiento, limpieza de módulos, revisión eléctrica y eventual mantenimiento de inversor, siendo esto solo el 1% del total de la inversión inicial por año.

Flujo neto anual se calcula a partir de esta fórmula:

$$\textit{Flujo neto} = \textit{Ahorros} - \textit{Costos}$$

Tabla 8. Flujo de caja acumulado.

Año	Ahorro (CLP)	costos (CLP)	flujo acumulado (CLP)
0	0	62.200.000	-62.200.000
1	7.289.903	622.000	-55.532.097
2	7.289.903	622.000	-48.864.194
3	7.289.903	622.000	-42.196.290
4	7.289.903	622.000	-35.528.387
5	7.289.903	622.000	-28.860.484
6	7.289.903	622.000	-22.192.581
7	7.289.903	622.000	-15.524.677
8	7.289.903	622.000	-8.856.774
9	7.289.903	622.000	-2.188.871
10	7.289.903	622.000	4.479.033
11	7.289.903	622.000	11.146.936
12	7.289.903	622.000	17.814.839
13	7.289.903	622.000	24.482.742
14	7.289.903	622.000	31.150.646
15	7.289.903	622.000	37.818.549
16	7.289.903	622.000	44.486.452
17	7.289.903	622.000	51.154.355
18	7.289.903	622.000	57.822.259
19	7.289.903	622.000	64.490.162
20	7.289.903	622.000	71.158.065

Fuente: Elaboración propia

El flujo de caja del proyecto se construye a partir de estimaciones técnicas fundamentadas, elaboradas con base en los costos de inversión obtenidos desde cotizaciones reales y en parámetros representativos de generación y ahorro energético, debido a la no disponibilidad de información histórica de consumo eléctrico real proporcionada por la institución.

Se adjuntan tablas estimaciones técnicas con las cotizaciones reales:

Tabla 9. Cotizaciones de equipos principales (53% de la inversión inicial)

Item / Componente	Descripción	Cantidad aprox.	Precio estimado (CLP)
Paneles solares	Paneles ~550 W cada uno	180	36.000.000
Inversor On-Grid	100kW, red monofásica	1	\$8.000.000 – \$10.000.000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10. Mano de obra de la instalación

Ítem	Descripción	Subtotal estimado (CLP)
Montaje estructuras	Instalación mecánica	\$2.500.000 – \$4.000.000
Montaje paneles	Alineación y fijación	\$2.000.000 – \$3.500.000
Instalación eléctrica DC	Strings y canalizaciones	\$2.000.000 – \$3.500.000
Instalación eléctrica AC	Conexión trifásica	\$1.500.000 – \$2.500.000
Puesta en marcha	Pruebas y parametrización	\$800.000 – \$1.200.000
Estructura de montaje	Aluminio anodizado / acero galvanizado	\$6.000.000 – \$8.000.000
Pernos, anclajes y fijaciones	Acero inoxidable	Incluido
Ingeniería de estructura	Cálculo de cargas y viento	\$500.000 – \$800.000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Sistema eléctrico y protecciones

Ítem	Descripción	Subtotal estimado (CLP)
Cableado DC FV	Cable solar certificado	\$2.000.000 – \$3.000.000
Cableado AC trifásico	Desde inversor a tablero general	\$1.200.000 – \$2.000.000
Conectores MC4	Certificados FV	\$300.000 – \$500.000
Tableros DC	Fusibles, seccionadores, SPD	\$1.500.000 – \$2.500.000
Tablero AC	Interruptores, protecciones, medición	\$1.200.000 – \$2.000.000
Sistema de puesta a tierra	Malla, jabalinas, conductores	\$800.000 – \$1.500.000

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. ingeniería y tramites (SEC)

Ítem	Descripción	Subtotal estimado (CLP)
Ingeniería eléctrica	Planos y memorias	\$1.500.000 – \$2.500.000
Tramitación SEC	Declaración TE4 / conexión	\$800.000 – \$1.500.000
Coordinación con distribuidora	Medición e inspección	\$500.000 – \$1.000.000

Fuente: Elaboración propia

1.6. Cálculo del VAN, TIR y PRI

Con el fin de evaluar la viabilidad económica del proyecto de instalación fotovoltaica propuesto, se emplean indicadores clásicos de evaluación de proyectos de inversión, específicamente el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de la Inversión (PRI).

La tasa de descuento a utilizar será del 8%, ya que el valor presente de distintas alternativas de inversión. En Chile, suele utilizarse como referencia la Tasa representativa para proyectos de energía renovable no convencional fijada por el banco central. [3] representativo para proyectos de inversión en energías renovables no convencionales.

Estos indicadores permiten analizar la rentabilidad del sistema desde distintas perspectivas: el VAN determina el valor económico generado por el proyecto considerando el valor del dinero en el tiempo; la TIR representa la rentabilidad anual implícita del proyecto, mientras que el PRI permite estimar el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial a partir de los flujos de caja generados

1.6.1. Valor actual neto

$$\text{VAN} = \$ 16.663.248$$

El Valor Actual Neto (VAN) obtenido es positivo, lo que indica que el proyecto es económicamente rentable al considerar el valor del dinero en el tiempo.

1.6.2. Tasa interna de retorno

$$\text{TIR} = 11,87\%$$

La Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida es superior a la tasa de descuento considerada, lo que confirma la rentabilidad económica del proyecto.

1.6.3. Periodo de recuperación de la inversión

Tabla 13. Flujo de caja acumulado para el cálculo del PRI.

Año	Ahorro (CLP)	costos (CLP)	flujo acumulado (CLP)
0	0	62.200.000	-62.200.000
1	7.289.903	622.000	-55.532.097
2	7.289.903	622.000	-48.864.194
3	7.289.903	622.000	-42.196.290
4	7.289.903	622.000	-35.528.387
5	7.289.903	622.000	-28.860.484
6	7.289.903	622.000	-22.192.581
7	7.289.903	622.000	-15.524.677
8	7.289.903	622.000	-8.856.774
9	7.289.903	622.000	-2.188.871
10	7.289.903	622.000	4.479.033

Fuente: Elaboración propia

Formula ocupada para realizar el cálculo del periodo de recuperación de la inversión a partir del flujo acumulado claro:

$$PRI = n + \left(\frac{I_0 - \sum_{t=1}^N F_t}{F_{N+1}} \right)$$

Donde:

- I_0 = inversión inicial
- F = flujo acumulado
- F_t = Flujo acumulado del año que pasa de negativo a positivo
- n = Último año como flujo acumulado negativo
- $n+1$ = primero año como flujo acumulado positivo

Dando como resultado:

$$PRI = 9 + \frac{2.188.871}{7.289.903} = 9,3 \text{ Años}$$

El Período de Recuperación de la Inversión (PRI) se determina a partir del flujo de caja acumulado del proyecto. Como se observa en la Tabla 13, la inversión inicial se recupera en 9,3 años de operación, momento en el cual el flujo acumulado cambia de signo, pasando de un valor negativo a positivo.

Cabe recalcar, que el estudio se basa en estimaciones técnicas fundamentadas, debido a la no disponibilidad de datos reales de consumo eléctrico institucional. No obstante, **los resultados obtenidos son representativos para una evaluación técnico-económica preliminar y constituyen una base sólida para la toma de decisiones y el desarrollo de futuros estudios que incorporen información real de operación.**

Los resultados obtenidos del flujo de caja y las estimaciones económicas desarrolladas en este capítulo constituyen la base para la evaluación final del proyecto, cuyos indicadores financieros y análisis de viabilidad se presentan en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 3: Evaluación de proyecto

1.1. Introducción a la evaluación del proyecto

Con el objetivo de evaluar la viabilidad económica y financiera del proyecto de instalación de un sistema fotovoltaico en la Universidad Técnica Federico Santa María sede Concepción, se consideran los antecedentes técnicos desarrollados en los capítulos anteriores y los datos económicos recopilados durante el desarrollo del estudio.

Este análisis se desarrolla considerando un horizonte de evaluación acorde a la vida útil del sistema fotovoltaico, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento, junto con los beneficios económicos derivados del ahorro en el consumo de energía eléctrica y la inyección de excedentes a la red.

1.2. inversión inicial del proyecto

La inversión inicial del proyecto contempla todos los costos necesarios para la implementación y puesta en marcha del sistema fotovoltaico. Estos costos incluyen principalmente:

- Adquisición de los paneles solares
- Inversor y equipos eléctricos asociados
- Estructuras y soporte
- Sistemas de protección y puesta a tierra
- Costos de instalación y montaje

1.3. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico corresponden a aquellos gastos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento del sistema a lo largo de su vida útil. Estos costos son relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de generación eléctrica y consideran principalmente:

- Limpieza de los paneles solares
- Inspecciones eléctricas preventivas
- Mantenimiento menor de estructuras y cableado

Estos costos se consideran anuales y constantes durante el horizonte del proyecto.

1.4. Beneficios económicos del proyecto

Los beneficios económicos del proyecto provienen principalmente de dos fuentes:

- 1- Ahorro por el autoconsumo de energía eléctrica, al reducir la cantidad de energía adquirida desde la red de distribución
- 2- Valorización de excedentes de energía inyectados a la red, según lo establecido por la normativa vigente

La energía generada por el sistema fotovoltaico permite disminuir el gasto energético anual a la universidad, generando un flujo de ingresos indirecto que se reflejan en los indicadores financieros.

Tabla 14. Indicadores financieros

Indicador financiero	Valor
Inversión inicial	\$62.200.000
Ahorro anual estimado	7.289.903 \$
Energía generada mensual promedio	12.025 KWh
Costo de mantención (1%)	607.492 \$
Valor Actual Neto (VAN)	\$16.663.245
Tasa Interna de Retorno (TIR)	11,87%
Tasa de descuento	8%
Período de Recuperación (PRI)	9,3 años
Horizonte de evaluación	20 - 25 años

1.5. Análisis de resultados

El análisis conjunto de los indicadores económicos permite concluir que el proyecto de instalación del sistema fotovoltaico es económicamente viable y financieramente conveniente para la Universidad Técnica Federico Santa María.

La obtención de un VAN positivo, una TIR superior a la tasa de descuento y un PRI acotado dentro del horizonte del proyecto demuestran que la inversión no solo permite reducir costos energéticos, sino que también genera valor económico en el largo plazo.

1.6. Discusión del proyecto

el Valor Actual Neto (VAN) positivo obtenido demuestra que el proyecto genera valor económico durante su vida útil, incluso al considerar el valor del dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento del 8%. Este resultado indica que los beneficios económicos asociados al ahorro en consumo eléctrico y a la valorización de la energía generada superan los costos de inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento del sistema. Desde el punto de vista financiero, un VAN positivo constituye un criterio suficiente para recomendar la ejecución del proyecto, ya que implica que la inversión no solo se recupera, sino que además genera un excedente económico para la institución.

la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida es superior a la tasa de descuento considerada, confirma que el proyecto presenta una rentabilidad atractiva en comparación con otras alternativas de inversión de bajo riesgo. En el contexto de proyectos de energías renovables no convencionales aplicados a instituciones educativas, una TIR en el orden del 10–12% es consistente con proyectos económicamente viables, especialmente cuando se trata de inversiones orientadas al autoconsumo energético y a la reducción de costos operacionales de largo plazo.

El Período de Recuperación de la Inversión (PRI), estimado en aproximadamente 9,3 años, se encuentra dentro de un rango aceptable considerando la vida útil del sistema fotovoltaico, la cual se estima en al menos 20 años. Esto implica que, una vez recuperada la inversión inicial, el sistema continuará generando ahorros netos durante un período significativo, fortaleciendo la conveniencia económica del proyecto en el largo plazo. Para una institución como la universidad, cuyo horizonte de planificación es de carácter permanente, un PRI inferior a la mitad de la vida útil del sistema puede considerarse favorable.

Es importante destacar que el análisis económico se basa en estimaciones técnicas fundamentadas, debido a la ausencia de registros históricos detallados de consumo eléctrico institucional. No obstante, los supuestos utilizados como el precio promedio de la energía eléctrica y costos de operación se encuentran alineados con valores referenciales de mercado y con experiencias reportadas en proyectos fotovoltaicos de características similares. Por ello, los resultados obtenidos son representativos para una evaluación técnico-económica preliminar y permiten extraer conclusiones válidas para la toma de decisiones.

Adicionalmente, el proyecto presenta un perfil de riesgo bajo, dado que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red poseen costos de operación reducidos, tecnologías maduras y una alta confiabilidad operacional. La principal variable de incertidumbre corresponde al precio futuro de la energía eléctrica; sin embargo, un eventual aumento en las tarifas eléctricas incrementaría directamente los ahorros anuales, mejorando aún más los indicadores económicos del proyecto.

Si bien la evaluación se basa en estimaciones técnicas fundamentadas, debido a la ausencia de registros históricos detallados de consumo eléctrico institucional, los supuestos utilizados se encuentran alineados con valores referenciales de mercado y con experiencias reportadas en proyectos fotovoltaicos de características similares. En consecuencia, los resultados obtenidos son representativos para una evaluación técnico–económica preliminar y permiten sustentar la toma de decisiones respecto a la implementación del proyecto.

Conclusiones y recomendaciones

El desarrollo del presente trabajo de titulación permitió evaluar la factibilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica conectado a la red eléctrica en la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Concepción, cumpliendo con los objetivos inicialmente planteados.

Desde el punto de vista técnico, el sistema fotovoltaico diseñado se ajusta adecuadamente a las condiciones climáticas y de irradiación solar del emplazamiento seleccionado. El análisis del recurso solar permitió definir una correcta orientación, inclinación y configuración de los módulos fotovoltaicos, asegurando un aprovechamiento eficiente de la energía disponible durante el año. Asimismo, la selección de los equipos principales se realizó considerando criterios de eficiencia, seguridad y compatibilidad eléctrica, cumpliendo con las exigencias técnicas establecidas por la normativa vigente.

El diseño del sistema conectado a red permite la inyección directa de la energía generada hacia la red de distribución, eliminando la necesidad de sistemas de almacenamiento mediante baterías. Esta configuración simplifica la operación del sistema, reduce los costos de inversión inicial y disminuye los requerimientos de mantenimiento, lo que resulta especialmente adecuado para una institución educacional. Las protecciones eléctricas incorporadas garantizan un funcionamiento seguro del sistema y la protección de las personas y de la infraestructura.

Desde el punto de vista financiero, el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) de \$16.663.248, lo que evidencia la generación de valor económico durante el horizonte de evaluación considerado. Este resultado confirma que los flujos de caja proyectados permiten no solo recuperar la inversión inicial, sino también obtener beneficios netos superiores al costo de oportunidad del capital.

Asimismo, la Tasa Interna de Retorno (TIR) calculada alcanza un 11.87%, superando la tasa de descuento empleada en la evaluación, lo que indica que la rentabilidad del proyecto es consistente con los criterios financieros de aceptación. Complementariamente, el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) es de 9,3 años, plazo que resulta adecuado en relación con la vida útil estimada del sistema fotovoltaico, la cual supera los 20 – 25 años de operación.

Desde el punto de vista normativo, el proyecto se enmarca en lo establecido por la Ley N° 20.571, que regula la generación distribuida y la inyección de excedentes de energía a la red eléctrica. El análisis del proceso de conexión demuestra que el sistema propuesto es viable desde el punto de vista reglamentario, siempre que se cumplan los procedimientos técnicos y administrativos exigidos por los organismos competentes.

Finalmente, la implementación del sistema fotovoltaico es recomendable para su ejecución ya que, aporta beneficios ambientales y académicos relevantes, al promover el uso de energías renovables, reducir el impacto ambiental asociado al consumo energético convencional y fortalecer la formación práctica de los estudiantes. En conclusión, el proyecto desarrollado demuestra que la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red en la Universidad Técnica Federico Santa María es técnica, económica y operativamente viable, constituyendo una solución eficiente y sustentable para la institución.

Como recomendación se podría evaluar a futuro la posibilidad de ampliar la capacidad instalada del sistema fotovoltaico o replicar este tipo de proyectos en otras dependencias, considerando la disponibilidad de superficie, el crecimiento de la demanda eléctrica y las eventuales mejoras tecnológicas y normativas.

Anexos

ANEXO A: Ley N°20.571 (Netbilling)



Tipo Norma	:Ley 20571
Fecha Publicación	:22-03-2012
Fecha Promulgación	:20-02-2012
Organismo	:MINISTERIO DE ENERGÍA
Título	:REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES
Tipo Versión	:Unica De : 06-09-2014
Inicio Vigencia	:06-09-2014
Id Norma	:1038211
URL	: http://www.leychile.cl/N?i=1038211&f=2014-09-06&p=

LEY NÚM. 20.571

REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES

Teniendo presente que el H. Congreso Nacional ha dado su aprobación al siguiente proyecto de ley que tuvo su origen en una Moción del Honorable Senador señor Antonio Horvath Kiss.

Proyecto de ley:

"Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica:

1) Agrégase, en el inciso final del artículo 149, la siguiente oración final:

"No se aplicarán las disposiciones del presente inciso a aquellas instalaciones de generación que cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis, en cuyo caso deberán regirse por las disposiciones establecidas en él."

2) Incorpóranse, como artículos 149 bis, 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies, los siguientes:

"Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.

Se entenderá por energías renovables no convencionales aquellas definidas como tales en la letra aa) del artículo 225 de la presente ley. Asimismo, se entenderá por instalaciones de cogeneración eficiente a aquellas definidas como tales en la letra ac) del mismo artículo.

Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.

La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la



habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas que implique un cambio relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento. En caso alguno podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y resolver fundadamente los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes.

Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas, las cuales deberán valorizarse del mismo modo que las pérdidas medias a que se refiere el numeral 2 del artículo 182 y ser reconocidas junto a la valorización de estas inyecciones. El reglamento fijará los procedimientos para la valorización de las inyecciones realizadas por los medios de generación a que se refiere este artículo, cuando ellos se conecten en los sistemas señalados en el artículo 173.

Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes a que se refiere este artículo, deberán ser reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplaza, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para efectos de la aplicación de lo establecido en este artículo las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas por el reglamento, entre las que se deberán considerar, al menos, el equipamiento de generación del usuario final y sus características técnicas esenciales, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados a que se refiere el artículo siguiente y su periodicidad, y demás conceptos básicos que establezca el reglamento.

Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.

Artículo 149 ter.- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.

Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.

Con dicho fin, anualmente, y cada vez que sea solicitado, la respectiva concesionaria de servicio público de distribución remitirá al cliente un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios de generación renovables no convencionales. Copia de dicho certificado será remitida a las Direcciones de Peajes de los CDEC para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso sexto del artículo 150 bis. Mensualmente, y conjuntamente con cada facturación, la concesionaria deberá informar al cliente el monto agregado de inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado a



que se refiere este inciso.

El certificado de inyecciones leídas constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis, por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. El reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.

Artículo 149 quinquies.- Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de los derechos que les confieren los artículos 149 bis y 149 ter, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado.

No podrán acogerse a lo dispuesto en el inciso precedente, aquellos contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa, con excepción de aquellos acogidos a los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974.

Las concesionarias de servicio público de distribución deberán emitir las facturas que den cuenta de las inyecciones materializadas por aquellos clientes finales que gocen de la exención de Impuesto al Valor Agregado señalada en el inciso precedente, siempre que dichos clientes finales no sean contribuyentes acogidos a lo dispuesto en los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, caso en el cual éstos deberán emitir la correspondiente factura.

El Servicio de Impuestos Internos establecerá mediante resolución, la forma y plazo en que las concesionarias deberán emitir las facturas a que se refiere el inciso precedente."

Artículo transitorio.- Esta ley entrará en vigencia una vez publicado el reglamento a que se refiere el artículo 149 bis.

Durante el período comprendido entre la fecha de publicación del reglamento del artículo 149 bis y hasta la entrada en vigencia de la fijación de tarifas del valor agregado de distribución correspondiente al cuatrienio 2012-2015, los clientes que deseen inyectar sus excedentes de energía a la red, de acuerdo a lo señalado en el artículo 149 bis, y para efectos del pago de sus retiros de energía y potencia, podrán seguir adscritos a la opción tarifaria contratada a esa fecha."

Y por cuanto he tenido a bien aprobarlo y sancionarlo; por tanto promúlguese y llévese a efecto como Ley de la República.

Santiago, 20 de febrero de 2012.- SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE, Presidente de la República.- Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.- Felipe Larraín Bascuñán, Ministro de Hacienda.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Sergio del Campo F., Subsecretario de Energía.

ANEXO B: Reporte de explorador solar (Facultad de ciencias física y matemáticas de la universidad de chile, 2025)

Reporte

Generación fotovoltaica y datos meteorológicos

06/01/2026

1 Introducción

En este reporte se presenta información sobre el recurso solar basada en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución. El producto obtenido ha sido validado con observaciones, sin embargo, no debe ser considerado como definitivo antes de ser corroborado con mediciones in situ.

El modelo utilizado para la transferencia radiativa en cielo despejado es el modelo CLIRAD-SW, el cual considera las interacciones de la radiación con la atmósfera por bandas espectrales de manera independiente. El modelo utiliza datos de temperatura, humedad y aerosoles de reanálisis meteorológicos y datos climatológicos de CO₂, CH₄ y O₃.

La información para la nubosidad que se ha utilizado proviene de los satélites GOES-EAST para los años 2004 a 2016. Con esta base de datos se ha identificado la nubosidad y sus características radiativas, y a través de un modelo empírico se ha modificado el resultado obtenido para una atmósfera con cielo despejado para adaptarlo a una condición de cielo nublado.

A continuación encontrará los resultados del cálculo de la generación del sistema fotovoltaico evaluado, de acuerdo a los parámetros ingresados, el impacto de la radiación incidente y las condiciones meteorológicas en el sitio de interés. Además se muestra información sobre la radiación (global, directa y difusa) incidente en el panel de acuerdo a las características del arreglo fotovoltaico escogido, la radiación incidente en un plano horizontal y los promedios de la nubosidad, temperatura y la velocidad del viento en el sitio seleccionado.

2 Sitio

En esta sección se muestran las características topográficas del sitio escogido por el usuario.

Tabla 1: Ubicación del sitio seleccionado

Nombre	Mi Sitio
Latitud	36.7848 °S
Longitud	73.0851 °O
Elevación	19 m



Figura 1: Mapas del sitio seleccionado

2.1 Sombras topográficas

Se ha utilizado una base de datos de altura del terreno de 90 [m] de resolución y se ha considerado la topografía dentro de un radio de 180 [km] desde el sitio seleccionado para obtener las sombras proyectadas por los obstáculos topográficos en el entorno del sitio. Este análisis NO considera el impacto de otro tipo de obstáculos como por ejemplo edificios, árboles, cables, etc.

Tabla 2: Frecuencia de sombras.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	40.97	45.83	50.17	54.49	59.5	62.5	62.5	54.72	52.14	47.51	41.67	40.12

(a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	78.75	50.74	19.29	0.0	0.0	0.0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.79	58.5	90.92	100.0	100.0	100.0

(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.

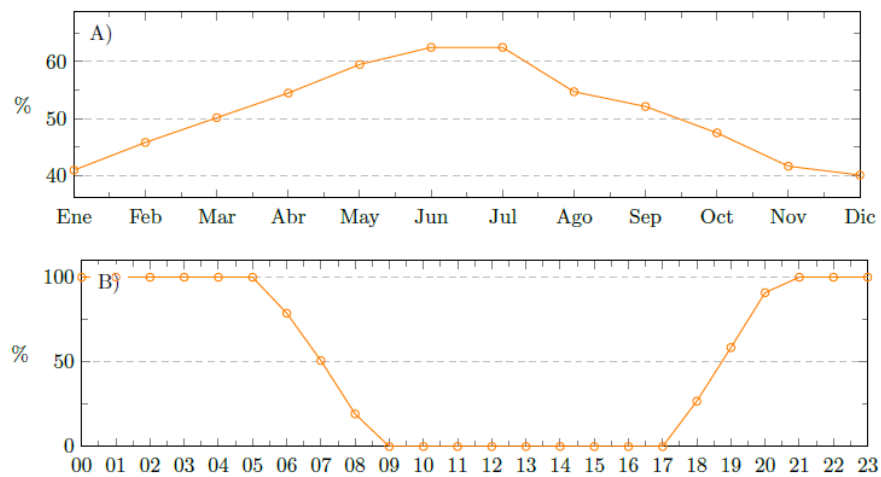


Figura 2: A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras.

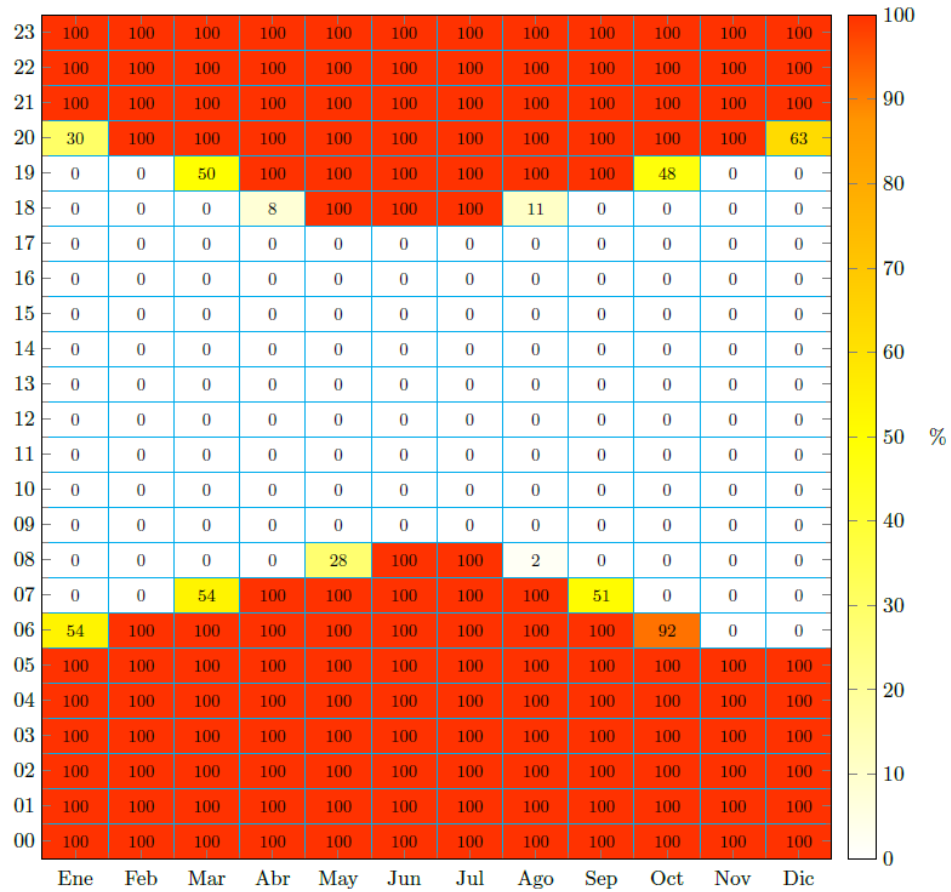


Figura 3: Porcentaje de la hora con sombras durante cada mes.

3 Generación Fotovoltaica

3.1 Características del arreglo fotovoltaico

Las características del sistema ingresadas por el usuario para la simulación de la generación fotovoltaica y los resultados se presentan en esta sección.

Tabla 3: Características del sistema fotovoltaico

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	37°
Azimut	0°
Coef. Temperatura	-0.45 %/°C
Ef. Inversor	96.0 %
Pérdidas	14 %

3.2 Resultados de la generación eléctrica fotovoltaica

Tabla 4: Resultados de la generación fotovoltaica

Capacidad Instalada	143.82 kW
Total Diario	547.0 kWh
Total Anual	199.77 MWh
Factor de Planta	16.0 %

Tabla 5: Ciclo anual de la generación fotovoltaica.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>MWh</i>	22.17	19.44	20.06	15.59	11.4	10.03	10.22	12.44	16.37	19.09	20.88	22.1

(a) Promedio de la generación total en cada mes.

Tabla 6: Ciclo diario de la generación fotovoltaica.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.16	1.89	13.69	34.21	51.31	63.99
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
kWh	71.86	74.69	71.65	65.49	52.56	34.26	10.58	0.98	0.0	0.0	0.0	0.0

(a) Promedio de la generación para cada hora.

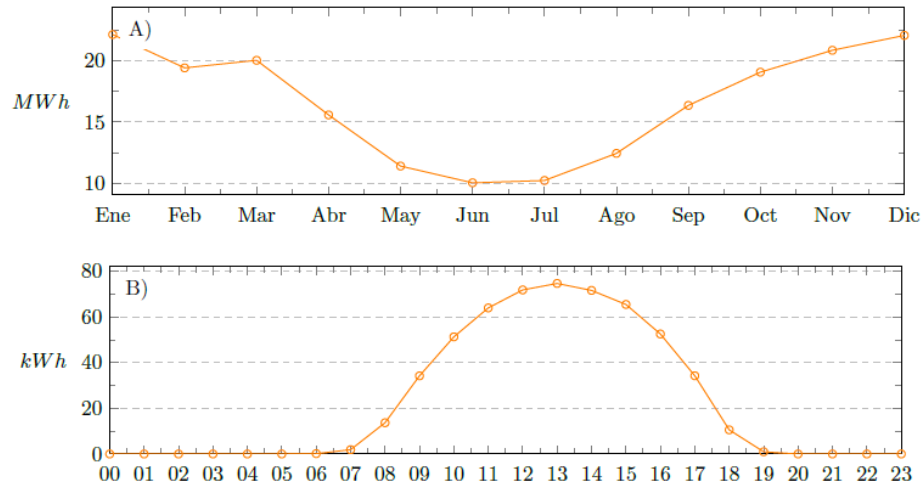


Figura 4: A) Ciclo anual de generación, B) Ciclo diario de generación

Tabla 7: Total anual de la generación para cada año en la base de datos.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MWh	188.6	192.42	192.06	199.44	195.41	203.44	216.07	209.59	198.95	203.5	198.3	202.72	196.56

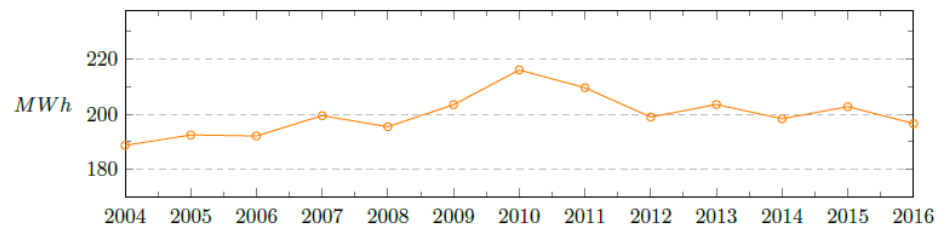


Figura 5: Variación interanual de la generación fotovoltaica.

3.3 Radiación

Las siguientes tablas y gráficos muestran los promedios de la radiación global, directa y difusa incidente sobre un plano horizontal y sobre un plano orientado hacia el norte, con una inclinación igual a la latitud del sitio.

3.3.1 Insolación mensual

Tabla 8: Promedio mensual de la insolación diaria en unidades de $[kWh/m^2/día]$.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.31	5.63	4.42	2.82	1.57	1.27	1.31	1.89	3.19	4.26	5.73	6.43
Difusa	1.84	1.48	1.15	0.86	0.64	0.54	0.56	0.79	1.18	1.61	1.85	1.89
Global	8.15	7.11	5.57	3.68	2.21	1.81	1.87	2.68	4.37	5.87	7.58	8.32

(a) Radiación incidente en el plano horizontal

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	5.4	5.55	5.35	4.27	2.92	2.66	2.58	3.1	4.16	4.5	5.1	5.28
Difusa	1.66	1.33	1.03	0.77	0.57	0.48	0.5	0.71	1.06	1.44	1.66	1.7
Suelo	0.2	0.17	0.13	0.09	0.05	0.04	0.05	0.06	0.11	0.14	0.18	0.2
Global	7.26	7.05	6.51	5.13	3.54	3.18	3.13	3.87	5.33	6.08	6.94	7.18

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

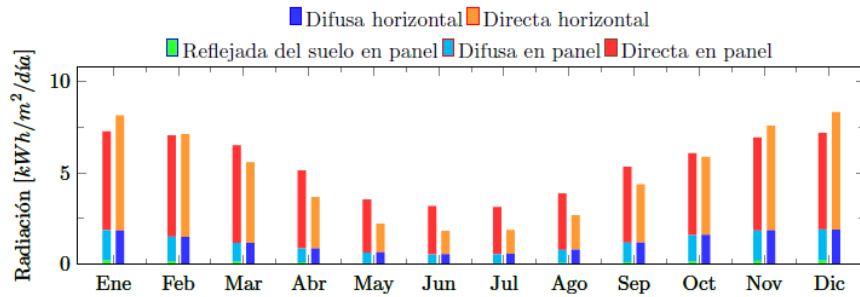


Figura 6: Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo.

3.3.2 Ciclo diario de radiación

Tabla 9: Promedio horario de la radiación incidente en unidades de $[W/m^2]$.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.81	42.01	121.68	228.76	330.21	408.85
Difusa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.87	16.01	39.66	73.26	106.67	142.77
Global	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.68	58.02	161.34	302.02	436.88	551.62

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	464.59	493.77	467.86	427.86	348.09	229.63	118.18	37.49	0.51	0.0	0.0	0.0
Difusa	162.96	161.09	156.57	130.88	95.26	65.58	30.24	11.1	0.74	0.0	0.0	0.0
Global	627.55	654.86	624.43	558.74	443.35	295.21	148.42	48.59	1.25	0.0	0.0	0.0

(a) Radiación incidente en el plano horizontal.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.58	105.93	256.04	387.56	486.22
Difusa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.58	14.4	35.67	65.89	95.93	128.4
Suelo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.16	1.4	3.9	7.3	10.56	13.33
Global	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.74	25.38	145.5	329.23	494.05	627.95

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	554.73	588.4	557.42	510.17	410.38	268.84	92.82	1.93	0.0	0.0	0.0	0.0
Difusa	146.55	144.87	140.81	117.71	85.67	58.97	27.19	9.98	0.67	0.0	0.0	0.0
Suelo	15.16	15.82	15.09	13.5	10.71	7.13	3.59	1.17	0.03	0.0	0.0	0.0
Global	716.44	749.09	713.32	641.38	506.76	334.94	123.6	13.08	0.7	0.0	0.0	0.0

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

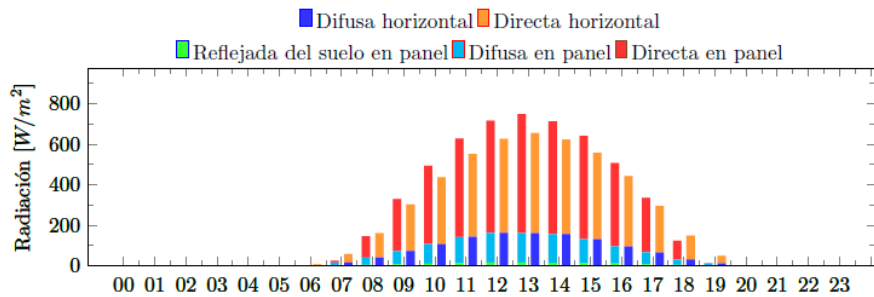


Figura 7: Promedio horario de la radiación global instantánea incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada en el suelo.

3.3.3 Variabilidad año a año

Tabla 10: Promedio anual de la insolación diaria en unidades de $[kWh/m^2/día]$.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Directa	3.38	3.52	3.52	3.64	3.76	3.76	3.94	3.9	3.74	3.75	3.88	3.94	3.68
Difusa	1.36	1.31	1.31	1.26	1.12	1.2	1.16	1.13	1.17	1.19	1.08	1.09	1.17
Global	4.74	4.83	4.83	4.9	4.88	4.96	5.1	5.03	4.91	4.94	4.96	5.03	4.85

(a) Radiación incidente en el plano horizontal.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Directa	3.78	3.93	3.92	4.15	4.21	4.32	4.65	4.55	4.24	4.33	4.32	4.4	4.19
Difusa	1.23	1.18	1.18	1.13	1.0	1.08	1.04	1.01	1.05	1.07	0.97	0.98	1.05
Suelo	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Global	5.12	5.23	5.22	5.4	5.33	5.52	5.81	5.68	5.41	5.52	5.41	5.5	5.36

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

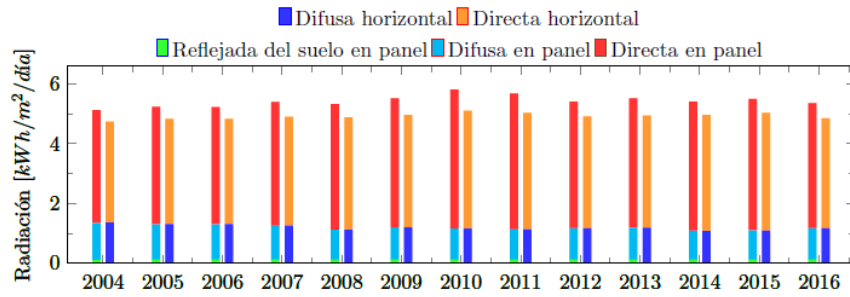


Figura 8: Promedio anual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado para cada año de simulación.

3.3.4 Ciclo diario-anual

Los siguientes gráficos muestran el ciclo diario y el ciclo anual de la radiación solar incidente. El eje horizontal indica la hora del día (UTC-4) y el eje vertical indica el mes del año. La escala de colores indica el valor medio de la radiación instantánea incidente en el panel en $[W/m^2]$ para cada hora y mes.

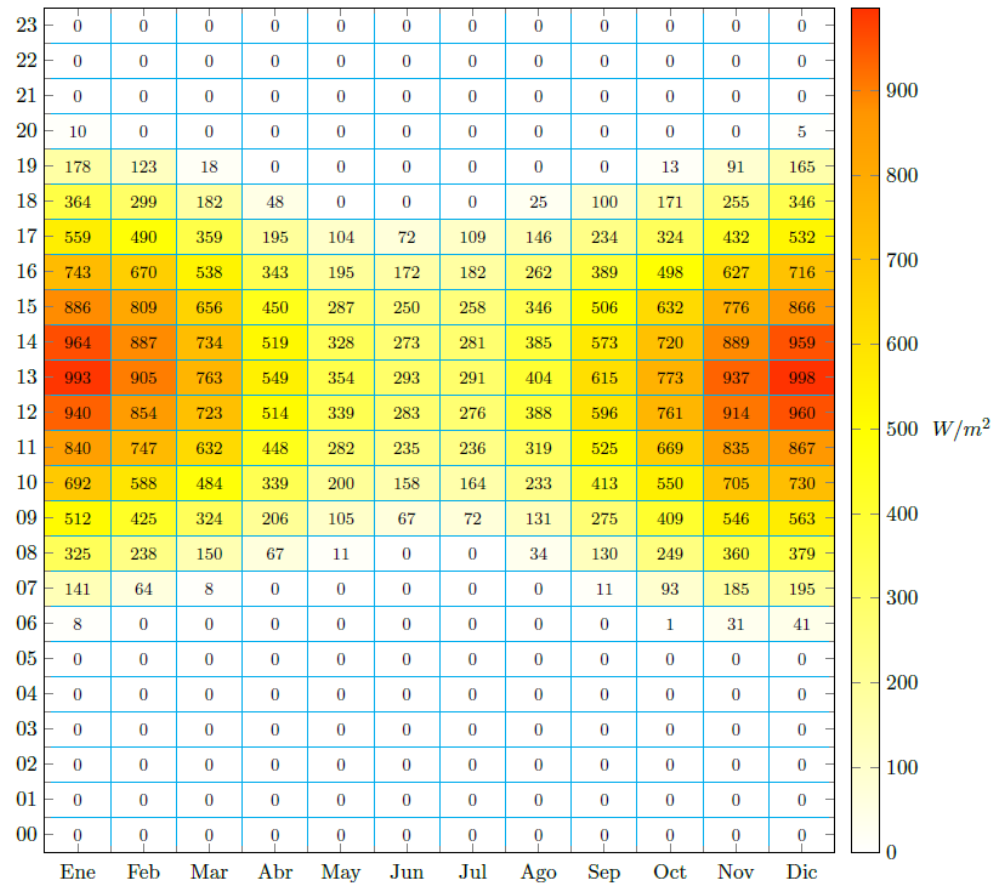


Figura 9: Promedio de la radiación global horizontal para cada hora y mes.

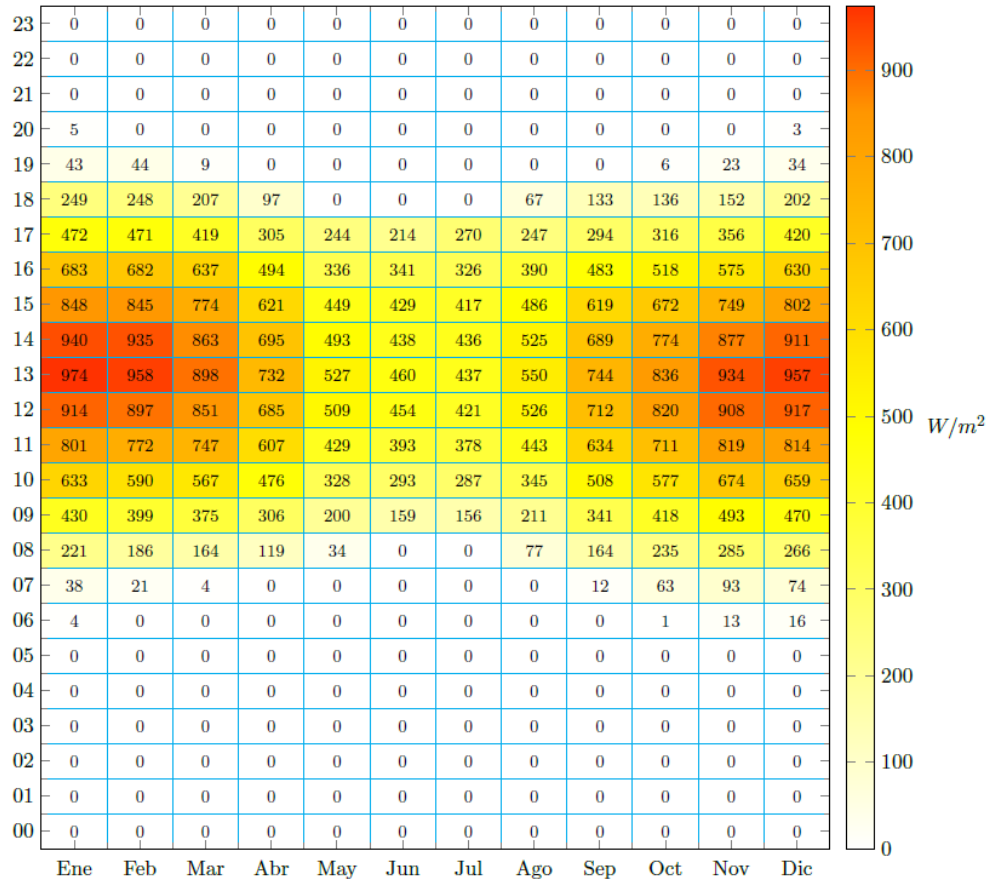


Figura 10: Promedio de la radiación global incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio, para cada hora y mes.

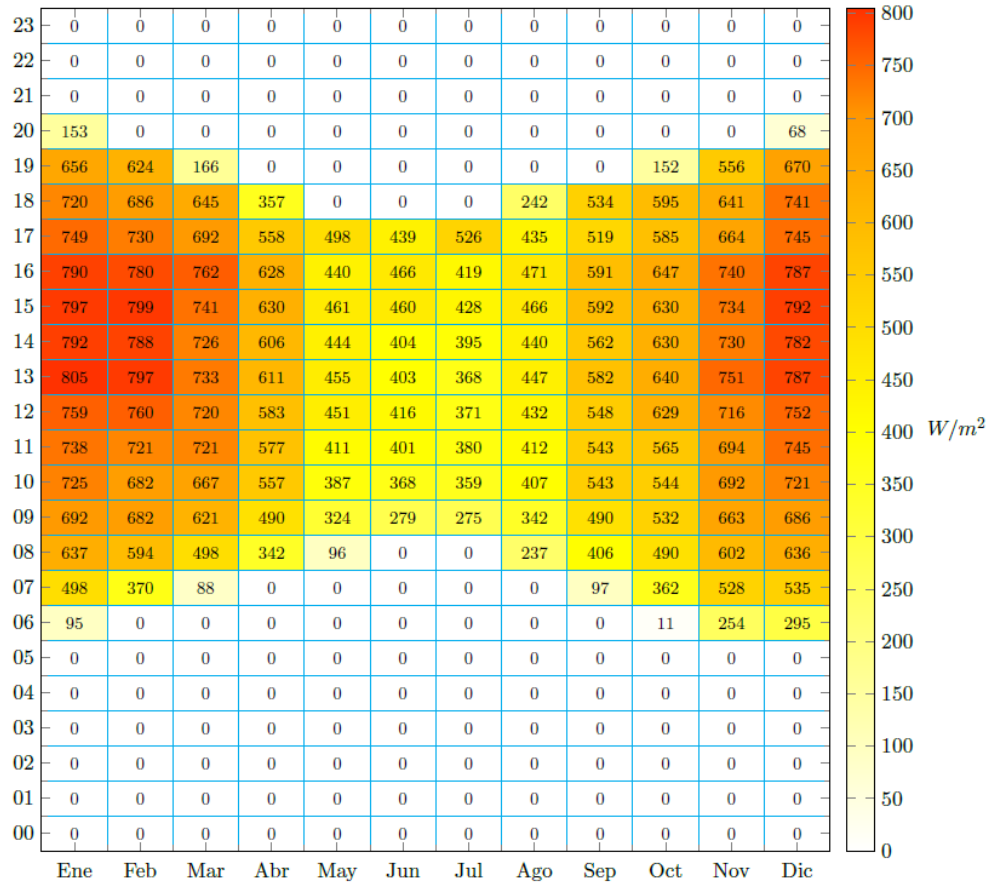


Figura 11: Promedio de la radiación directa normal para cada hora y mes.

3.4 Nubosidad

La nubosidad es la componente atmosférica que remueve mayor cantidad de radiación incidente. A partir de imágenes del satélite geostacionado GOES, se ha calculado la frecuencia de nubosidad para cada hora y mes. Debido a que para la mayor parte del país se utilizan las imágenes del canal visible en la detección de nubosidad, el dato solo está disponible para las horas diurnas.

Tabla 11: Frecuencia de la nubosidad diurna.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	15.88	14.11	13.77	16.13	20.75	18.26	19.96	22.4	19.61	20.46	17.95	16.79

(a) Porcentaje del mes con nubosidad diurna

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.66	19.08	33.87	43.42	43.28	43.63

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	43.02	41.38	41.44	37.67	34.21	27.38	13.3	2.02	0.48	0.0	0.0	0.0

(b) Porcentaje de la hora con nubosidad. Los ceros corresponden a horas donde no hay datos de nubosidad.

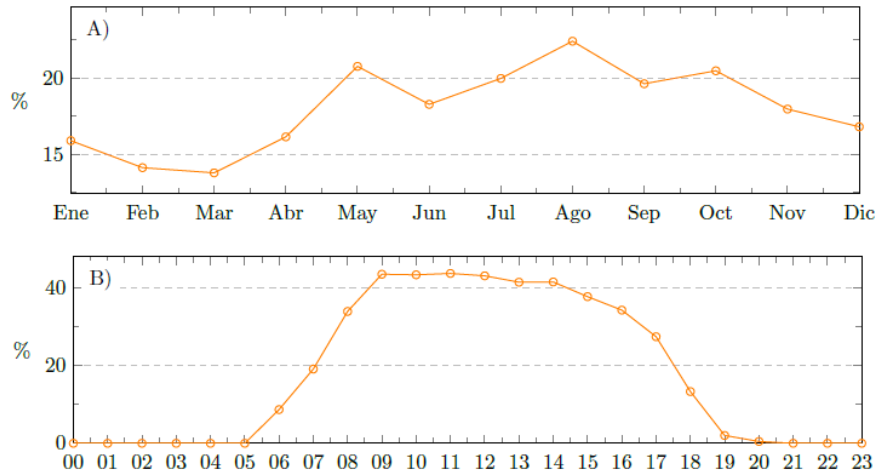


Figura 12: A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad.

Tabla 12: Variación interanual del porcentaje de nubosidad.

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
%	20.81	20.05	20.14	18.49	18.57	17.58	15.17	15.75	18.0	17.36	17.45	16.55	18.54

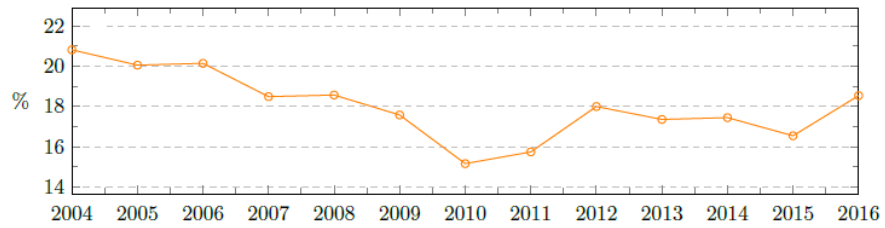


Figura 13: Variación interanual del porcentaje de nubes.

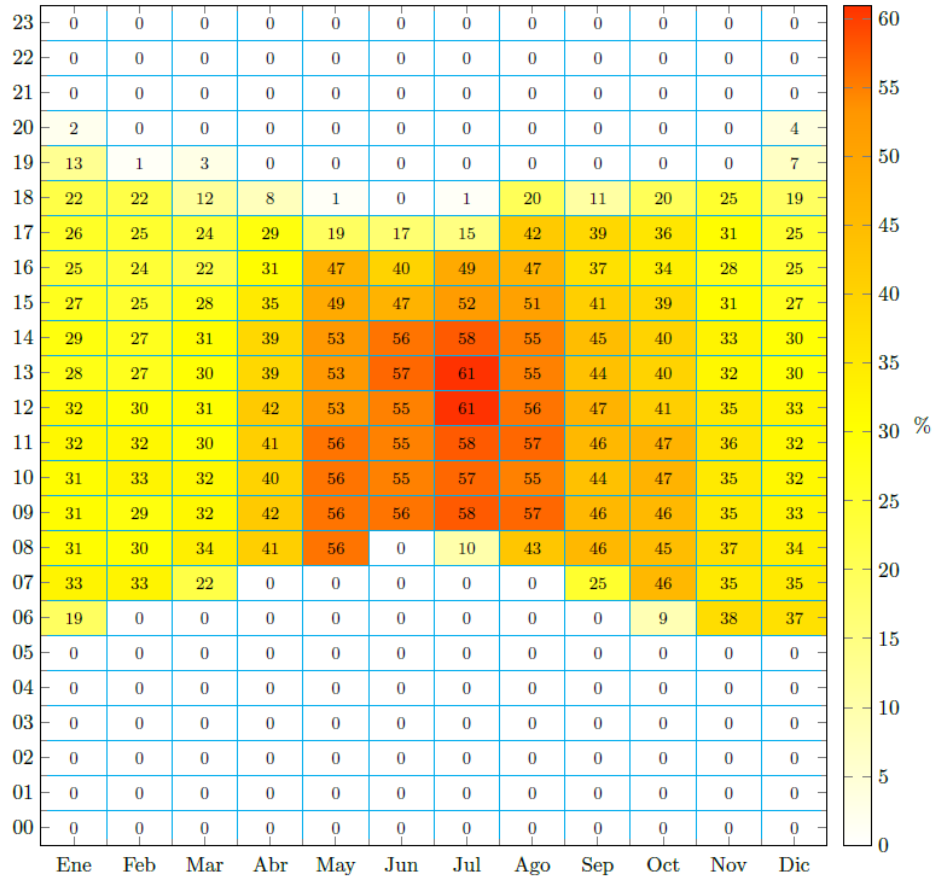


Figura 14: Porcentaje de tiempo con nubes para cada hora y mes.

3.5 Temperatura

La temperatura ambiental afecta la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. Las estimaciones de temperatura que se muestran en este capítulo están basadas en los resultados del Explorador Eólico, los cuales se basan en las simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF a 1[km] de resolución para el año 2010.

Tabla 13: Temperatura media.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	16.84	16.56	15.38	13.04	11.31	10.29	9.48	9.92	10.73	11.97	13.85	15.44

(a) Temperatura promedio mensual.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	10.76	10.45	10.15	9.85	9.52	9.37	9.61	10.46	11.81	13.34	14.84	16.0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	16.85	17.29	17.25	16.82	16.04	15.05	13.97	13.05	12.36	11.86	11.45	11.08

(b) Temperatura promedio para cada hora.

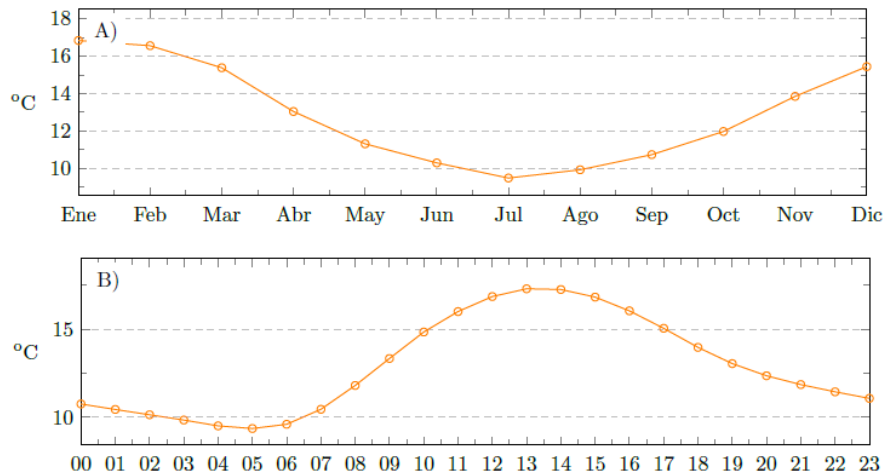


Figura 15: A) Ciclo diario de la temperatura media, B) Ciclo anual de la temperatura media.

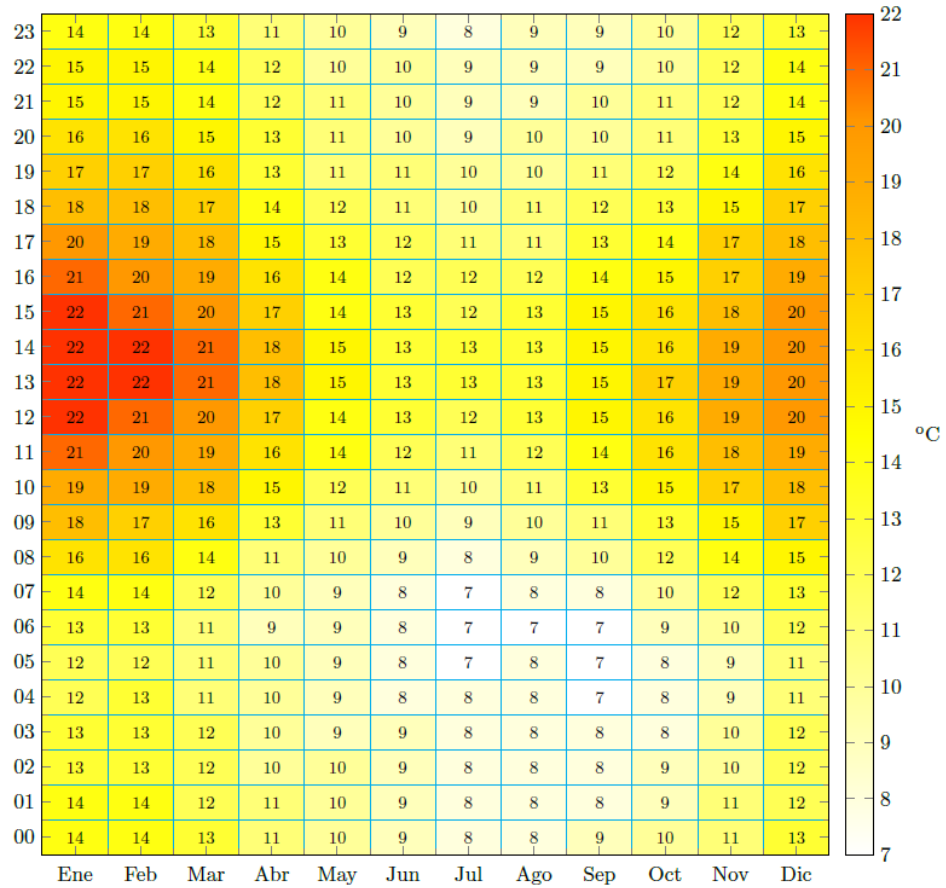


Figura 16: Promedio de la temperatura para cada mes y hora.

3.6 Viento

La velocidad del viento interviene en el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas, y por lo tanto en su eficiencia, además puede afectar la integridad del montaje de los paneles. Las estimaciones de viento aquí presentadas corresponden a los resultados del Explorador Eólico para una altura de 5.5 metros, calculados con el modelo WRF a 1 [km] de resolución para el año 2010.

Tabla 14: Velocidad del viento a 5,5[m].

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>m/s</i>	2.21	1.99	1.91	1.75	1.82	2.19	2.25	2.19	1.89	1.92	2.35	2.41

(a) Promedio mensual de la magnitud del viento.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
<i>m/s</i>	1.56	1.55	1.54	1.56	1.53	1.56	1.64	1.75	1.9	2.1	2.28	2.45

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>m/s</i>	2.6	2.75	2.83	2.86	2.78	2.63	2.4	2.22	2.02	1.87	1.74	1.66

(b) Promedio de la magnitud del viento para cada hora.

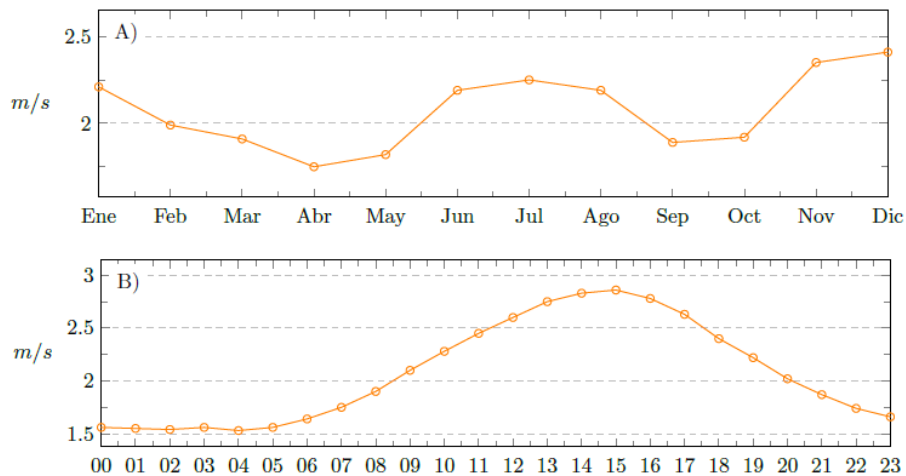


Figura 17: A) Ciclo diario de la magnitud del viento, B) Ciclo anual de la magnitud del viento.

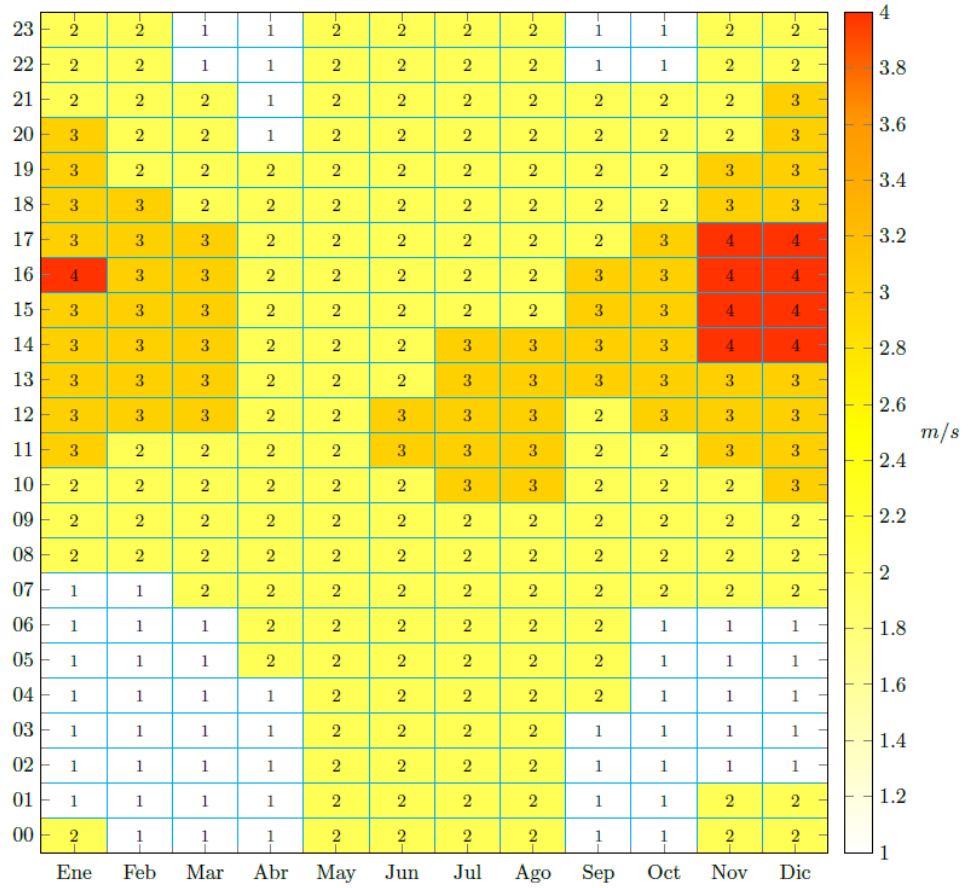


Figura 18: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora.

Bibliografía

- (1) AIEP. (2024). *Unidad 2: Equipos e instalaciones fotovoltaicas*. En *Instalador de paneles fotovoltaicos* (p. 3). Modalidad online.
- (2) Alusinsolar. (2025, mayo). *Instalación de panel solar: Aspectos a tener en cuenta*. <https://alusinsolar.com/instalacion-panel-solar-aspectos-a-tener-en-cuenta/>
- (3) Boudhan, F. (2025, abril 9). *Cómo determinar la tasa de descuento para un proyecto*. Rankia Chile. <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3651704-como-determinar-tasa-descuento-para-proyecto>
- (4) Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. (2025). *Recurso solar y datos meteorológicos*. Talcahuano.
- (5) Garrido, F. A. (2016). *Uso de la energía solar fotovoltaica aplicada a sistemas on grid y off grid en Chile* [Tesis de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María].
- (6) Huawei. (2013, noviembre 20). *Manual de usuario del inversor solar Huawei 100KTL*. <https://manuals.plus/es/huawei/100ktl-solar-inverter-manual>
- (7) Lamigueiro, O. P. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. Creative Commons.
- (8) Ley N.º 20.571. (2012). *Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. <http://www.leychile.cl/N?i=1038211&f=2014-09-06&p=>
- (9) Parada, P. B. (2021). *Análisis técnico en instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos* [Tesis de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María].

- (10) Rasero, C. M. (2011). *Energía solar fotovoltaica: Situación actual*, (4).
- (11) Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C. E., Jahn, U., Berger, K. A., Kato, K., Friesen, T., Liu, H., Van Iseghem, M., & Wohlgemuth, J. (2014). Review of failures of photovoltaic modules. International Energy Agency (IEA).
- (12) Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates—An analytical review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29. <https://doi.org/10.1002/pip.1182>