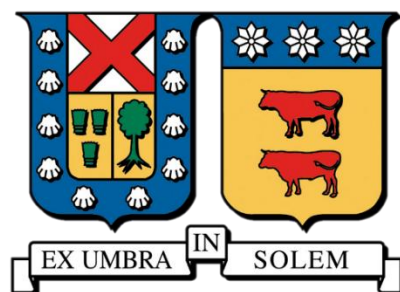


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO-CHILE



**“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE CONVERSIÓN
DE UNA EMBARCACIÓN DE TURISMO A PROPULSIÓN
ELÉCTRICA Y DISEÑO DE PUNTO DE CARGA SOLAR EN
EL SUR DE CHILE”**

Felipe Ignacio Orío Alvarado

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

Profesor guía: Dr. Ing. Miriam Roth Kliem

Profesor patrocinante 1: Dr. Mauricio Osses Alvarado

Profesor patrocinante 2: Ing. Mauricio Reyes Valenzuela

Julio 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: "Evaluación técnico-económica de conversión de una embarcación de turismo a propulsión eléctrica y diseño de punto de carga solar en el sur de Chile"

Nombre del candidato(a): Felipe Ignacio Orío Alvarado

Carrera / Grado: Ingeniería civil mecánica

Campus: Santiago San Joaquín ; Departamento: Ingeniería mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Miriam Roth Kliem, 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: 01/09/2025 ; Firma: Miriam Roth

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 01/09/2025 ; Firma: Felipe Orío

Resumen

El presente trabajo evalúa la viabilidad técnica, económica y operativa de implementar un sistema de propulsión eléctrica alimentado por energía solar fotovoltaica en un catamarán de uso turístico. El estudio consideró las condiciones de operación de la embarcación, el recurso solar disponible y los requerimientos energéticos diarios, proponiendo un sistema integral que combina generación, almacenamiento y control eficiente de la energía.

Se diseñó un sistema de propulsión compuesto por dos motores eléctricos de 12 [kW] cada uno, apoyados por un banco de baterías con capacidad total de 20 [kWh] y dos cargadores rápidos de 2,9 [kW]. La generación fotovoltaica se dimensionó mediante un análisis energético detallado, seleccionando 14 módulos 550 [Wp] y un inversor de 6 [kW], asegurando autonomía para tres ciclos de operación diarios y hasta dos días de respaldo en condiciones de baja radiación.

El análisis del recurso solar indicó que la zona presenta una radiación estable durante la temporada de operación considerada (octubre a marzo), con un ángulo óptimo de inclinación de los paneles cercano de 19° y mínimas pérdidas por sombreado. La simulación energética realizada en PVSyst arrojó un *Performance Ratio* promedio de 34,4 % y un *Solar Fraction* de 92,4 %, confirmando la capacidad del sistema para cubrir prácticamente toda la demanda anual de energía, complementada por un generador diésel de respaldo para situaciones excepcionales.

Desde el punto de vista estructural, se diseñó una infraestructura de soporte en madera de pino radiata tratada mediante el software Inventor de *Autodesk*, con columnas de 6x6 pulgadas que superan ampliamente los requerimientos mínimos de resistencia. La configuración del techo inclinado permite una instalación segura de los módulos y un acceso adecuado al catamarán mediante *docks* flotantes, garantizando operatividad durante todo el año.

El análisis económico determinó una inversión inicial aproximada de 120 millones de pesos chilenos (US\$125.000), con un Valor Actual Neto (VAN) de \$28.536.497 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 14 %, demostrando la viabilidad financiera del proyecto. Los beneficios incluyen ahorro en combustible, reducción de emisiones y mejora de la imagen del operador como promotor de turismo sustentable, entre otros.

Finalmente, se proponen recomendaciones para optimizar la implementación y operación del sistema, destacando la importancia de un estudio previo de ubicación, un plan de operación y mantenimiento detallado, y programas de capacitación para los operadores, asegurando la confiabilidad, eficiencia y adopción exitosa de la propulsión eléctrica alimentada por energía solar.

Abstract

The present study evaluates the technical, economic, and operational feasibility of implementing an electrically powered propulsion system fueled by photovoltaic solar energy on a tourist catamaran. The study considered the vessel's operational conditions, the available solar resource, and the daily energy requirements, proposing an integrated system that combines generation, storage, and efficient energy management.

The propulsion system was designed with two 12 [kW] electric motors, supported by a battery bank with a total capacity of 20 [kWh] and two fast chargers of 2.9 [kW] each. The photovoltaic generation was sized through a detailed energy analysis, selecting 14 modules of 550 [Wp] and a 6 [kW] inverter, ensuring autonomy for three daily operational cycles and up to two days of backup under low-radiation conditions.

The solar resource analysis indicated that the area has stable radiation during the operational season considered (october to march), with an optimal panel tilt angle of approximately 19° and minimal shading losses. Energy simulation conducted in *PVSyst* yielded an average Performance Ratio of 34.4% and a Solar Fraction of 92.4%, confirming the system's capacity to cover nearly all annual energy demand, complemented by a diesel backup generator for exceptional situations.

From a structural perspective, a support infrastructure was designed using treated radiata pine and *Autodesk Inventor*, with 6×6-inch columns exceeding the minimum strength requirements. The sloped roof configuration allows secure installation of the modules and adequate access to the catamaran via floating docks, ensuring year-round operability.

The economic analysis estimated an initial investment of approximately US\$125,000, with a Net Present Value (NPV) of US\$30,000 and an Internal Rate of Return (IRR) of 14%, demonstrating the financial viability of the project. Benefits include fuel savings, emission reductions, and improved operator image as a promoter of sustainable tourism, among others.

Finally, recommendations are proposed to optimize the system's implementation and operation, highlighting the importance of a prior site study, a detailed operation and maintenance plan, and training programs for operators, ensuring reliability, efficiency, and successful adoption of electric propulsion powered by solar energy.

Índice general

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo principal	5
1.2.2. Objetivos específicos.....	5
Capítulo 2: Estado del arte.....	6
2.1. Tecnologías de propulsión eléctrica	7
2.1.1. Ventajas y desventajas de la propulsión eléctrica	11
2.2. Sistemas de almacenamiento energético.....	14
2.3. Sistemas de carga para embarcaciones eléctricas.....	17
2.4. Tecnología solar fotovoltaica y sus aplicaciones navales	20
2.5. Casos de propulsión eléctrica en embarcaciones de turismo.....	26
2.5.1. Alternativa híbrida en embarcaciones de turismo	28
2.6. Casos de sistemas fotovoltaicos en embarcaciones de turismo	30
2.7. Normativas y regulaciones aplicables al proyecto	32
2.7.1. Ley N°19.300 sobre las bases generales del medio ambiente	32
2.7.2. Ordenanza municipal del parque nacional Vicente Pérez Rosales	33
2.7.3. Normativa de energía renovable y generación distribuida.....	33
2.7.4. Normativa marítima y de seguridad naval	34
Capítulo 3: Marco teórico.....	35
3.1. Selección de motores eléctricos	35
3.1.1. Potencia requerida.....	35
3.1.2. Velocidad máxima teórica alcanzable	36
3.2. Estudio del recurso solar.....	37
3.2.1. Radiación directa	37
3.2.2. Radiación difusa	37
3.2.3. Radiación reflejada.....	38
3.2.4. Radiación global	39
3.2.5. Ángulos solares	39
3.3. Análisis estructural.....	45
3.3.1. Esfuerzo de compresión	46

3.3.2. Teoría de pandeo de Euler	47
Capítulo 4: Desarrollo de la solución	49
4.1. Especificaciones técnicas y operativas	49
4.2. Potencia instalada y consumo actual	50
4.3. Definición de requerimientos de propulsión	53
4.3.1. Cálculo de potencia requerida para la operación	53
4.3.2. Cálculo de velocidad máxima de casco	54
4.4. Selección del sistema de propulsión	54
4.4.1. E Propulsion Navy 6.0 Evo	57
4.4.2. Torqeedo Cruise 12.0 R	58
4.4.3. Elco EP-20	58
4.4.4. Metodología de selección	60
4.5. Selección del sistema de almacenamiento	61
4.6. Selección del sistema de carga	63
4.7. Trayectorias solares	64
4.7.1. Riesgo de proyección de sombras topográficas	68
4.8. Explorador solar	68
4.8.1. Radiación global y datos meteorológicos	69
4.8.2. Sombras topográficas	71
4.8.3. Irradiación mensual	72
4.8.4. Ciclo diario anual	74
4.8.5. Temperatura ambiente	75
4.9. Cálculo de ángulo óptimo de inclinación	77
4.10. Dimensionamiento de sistema fotovoltaico	85
4.10.1. Inversor y unidad de baterías en tierra	86
4.10.2. Paneles solares	87
4.10.3. Dimensionamiento de conductores eléctricos	90
4.10.4. Protecciones solares	93
4.11. Cálculo de distancia óptima entre <i>strings</i>	94
4.12. Simulación en software PV-Syst	95
4.12.1. Orientación	96
4.12.2. Perfil de consumo	97
4.12.3. Dimensionamiento del sistema	97

4.12.4.	Resultados de la simulación.....	98
4.13.	Diseño de infraestructura	104
4.13.1.	Análisis estructural básico	109
Capítulo 5: Propuesta de solución.....		111
5.1.	Sistema de propulsión eléctrica.....	111
5.2.	Sistema de generación solar y almacenamiento en tierra	114
5.2.1.	Esquema de sistema completo	115
5.3.	Generación de respaldo.....	116
5.4.	Infraestructura de carga	118
5.5.	Resultados esperados.....	119
5.5.1.	Reducción de gases contaminantes	119
5.5.2.	Reducción de contaminación acústica	121
5.5.3.	Sistema integrado y eficiente	122
5.5.4.	Imagen corporativa y oportunidades de marketing.....	122
5.6.	Consideraciones y propuesta de operación	123
5.6.1.	Estado de carga (SOC) de las baterías sin recarga entre recorridos.....	123
5.6.2.	Estado de carga (SOC) de las baterías con recarga entre recorridos.....	125
Capítulo 6: Evaluación económica.....		127
6.1.	Análisis FODA.....	128
6.2.	Análisis de costos	130
6.2.1.	CAPEX	130
6.2.2.	OPEX.....	131
6.3.	Análisis de ingresos	132
6.4.	Flujo de caja.....	134
6.5.	Indicadores económicos.....	136
6.5.1.	Valor Actual Neto (VAN)	136
6.5.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	136
6.5.3.	Periodo de recuperación de la inversión (<i>Payback</i>).....	137
6.6.	Análisis de sensibilidad	137
6.6.1.	Sensibilidad del VAN a la tasa de descuento	138
6.6.2.	Sensibilidad del VAN a la inversión inicial.....	139
Capítulo 7: Conclusiones y recomendaciones.....		141
Referencias.....		¡Error! Marcador no definido.

Anexo	153
-------------	-----

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, la búsqueda de alternativas tecnológicas que oferten una mayor sostenibilidad ha impulsado la transformación de diversas industrias, incluidas la industria naval y la industria del turismo.

Así mismo, la creciente necesidad por optimizar el consumo energético, reducir los costos operativos y cumplir además con regulaciones ambientales, ha llevado a que las empresas ejecuten planes de cambio en sus operaciones y servicios. Dentro de la industria naval, por ejemplo, se encuentran diversos proyectos de electrificación como una alternativa viable para mejorar la eficiencia del transporte marítimo actual, mientras que el mercado de embarcaciones a propulsión eléctrica se consolida cada vez más.

En este contexto, la electrificación de embarcaciones menores se ha posicionado como una solución innovadora que no solo responde a los desafíos ambientales, sino que también ofrece mayores ventajas económicas y operativas, tales como la reducción de costos de combustible y mantenimiento, mayor eficiencia energética y una experiencia de navegación más silenciosa y confortable para los pasajeros. Estas ventajas a menudo se ven opacadas por una opinión bastante común respecto a la contaminación neta que emite una embarcación eléctrica considerando la fabricación de componentes esenciales, como el banco de baterías, por ejemplo. En particular, se afirma que, aunque las emisiones de gases contaminantes durante la operación de una embarcación eléctrica son nulas, esto no logra compensar el nivel de contaminación que se generó durante la producción de los componentes, por lo que sigue siendo mejor optar por alternativas tradicionales como los motores de combustión interna. Sin embargo, esto último ha sido desmentido en numerosas oportunidades.

En particular, un estudio realizado en el año 2020 [1] comparó el ciclo de vida de una embarcación tipo ferri de gran tamaño equipada con tres motores diésel de 940 [kW] cada uno y otra con motores eléctricos de potencia equivalente, evaluando las emisiones netas de CO₂ desde la etapa de producción hasta el final de su operación. El estudio concluye que, si bien las emisiones asociadas a la obtención de materias primas, la fabricación de baterías y la construcción son inicialmente mayores en el ferri eléctrico, como se muestra la Figura 1, esto cambia a lo largo de la vida útil de la embarcación.

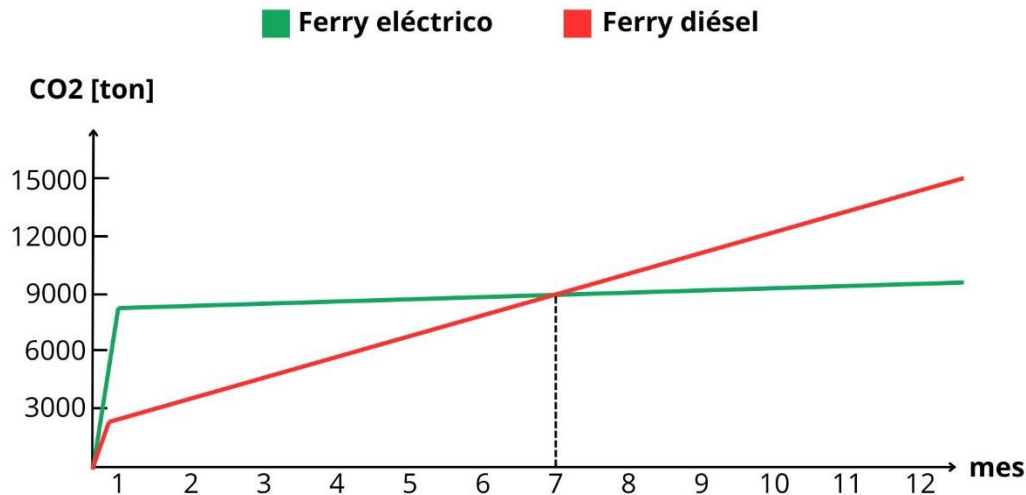


Figura 1: Emisiones de CO₂ equivalente en ferri eléctrico versus ferri a combustión interna. Extraído de [1].

Como se muestra en la figura, si bien en un comienzo las emisiones del ferri eléctrico son de aproximadamente 8.000 toneladas de CO₂ equivalente, se llega a un equilibrio ambiental con el ferri propulsado por motores diésel al séptimo mes de operación. Es decir, a partir de este punto la embarcación eléctrica ya ha compensado las emisiones generadas en su proceso de fabricación. Al momento de comenzar su operación, las emisiones del ferri eléctrico se mantienen prácticamente nulas, con una pendiente levemente distinta de cero debido principalmente a procesos considerados dentro de la vida útil de la embarcación, como un recambio del banco de baterías, por ejemplo. Mientras tanto, el ferri con motores diésel aumenta sus emisiones netas de manera progresiva, siguiendo la línea de muchas otras embarcaciones de distintos rubros que aportan a la contaminación por emisiones.

De manera más general, la industria naval es responsable del 3% de las emisiones globales de CO₂, superando incluso a la industria aeronáutica, que representa aproximadamente el 2% [2]. De continuar con el ritmo de crecimiento actual sin regulaciones adecuadas, se estima que el transporte marítimo podría representar hasta el 17% de las emisiones de CO₂ en las próximas décadas.

Estos antecedentes han llevado a organismos internacionales, como la Organización Marítima Internacional (OMI), a establecer estrategias de reducción de emisiones, promoviendo la adopción de tecnologías más limpias, como la propulsión eléctrica y el uso de energías renovables en las operaciones marítimas.

El año 2023, la OMI completó la primera revisión de su estrategia de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), reforzando y aumentando los objetivos para lo que es la navegación internacional. La estrategia establece en primer lugar que se reduzcan las emisiones en un 20% respecto al año base (2008), y que para el año 2050 la reducción sea

total, versus la estrategia anterior que establecía una reducción del 50% para el mismo año. [3] [4].

A nivel nacional, Chile ha avanzado en la regulación de emisiones en el sector transporte, incentivando la electromovilidad y promoviendo políticas de transición energética en diversas áreas, pero la aplicación de estas estrategias en el sector marítimo aun es incipiente.

La Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde y la Ley de Eficiencia Energética establecen metas para la descarbonización de distintos sectores, lo que genera oportunidades para la implementación de nuevas tecnologías en diversas industrias además de únicamente la de transporte [5].

Como resultado de estas regulaciones y tendencias globales, empresas de diversas industrias para las cuales su operación depende de flotas navales han comenzado a optar por alternativas más sostenibles, alineándose con normativas ambientales tanto nacionales como internacionales y con nuevas tendencias de eficiencia y responsabilidad ecológica. La industria del turismo no se ha mostrado ajena a esta transformación, implementando cambios significativos para cumplir con los principios del llamado “turismo sustentable”.

El turismo sustentable se ha convertido en un factor clave dentro del mercado turístico global y nacional. Según el Informe de Viajes Sustentables 2024 de la plataforma de viajes Booking.com, más del 75% de los viajeros expresan un deseo de viajar de manera más sustentable en los próximos doce meses y un 54% considera utilizar métodos sustentables de transporte para viajar en un futuro, tal y como se presenta en la Figura 2 [6].



Figura 2: Principales resultados de Informe de Viajes Sustentables 2024 de Booking.com [6].

Este cambio en las preferencias de los consumidores ha llevado a muchas empresas del sector a transformar sus operaciones para reducir su huella ambiental y mejorar su competitividad en un mercado que es cada vez más consciente.

En el caso de los tours que incluyen embarcaciones, los turistas han comenzado a exigir opciones que minimicen su impacto ambiental. Entre los principales requisitos destacan la reducción de emisiones de gases contaminantes, la eliminación del riesgo de filtración de aceites al agua y la disminución de la contaminación acústica producida por los motores de combustión interna. Esto es especialmente relevante en destinos de alto valor ecológico, donde la protección del entorno natural es fundamental para la sostenibilidad del turismo.

Así, empresas de turismo que cuentan con el uso de embarcaciones en sus operaciones han comenzado a optar por alternativas que cumplan las expectativas de los turistas y el perfil del denominado turismo sustentable.

Bajo el contexto presentado anteriormente, una empresa de turismo ubicada en el sur de Chile, específicamente en la localidad de Peulla, en la Región de Los Lagos, busca modernizar su operación para alinearse con estas nuevas exigencias del mercado. La empresa ofrece un recorrido en una embarcación por el Río Negro, cercano a el Lago de Todos los Santos, el cual a su vez es un entorno de alto valor ecológico dentro de los confines del parque nacional Vicente Pérez Rosales.

Actualmente, la embarcación utilizada en este tour opera con motores de combustión interna, lo que genera emisiones de gases contaminantes y ruido, afectando la experiencia de los pasajeros y el ecosistema del lugar. Ante esta situación, la empresa ha considerado la posibilidad de reemplazar estos motores por sistemas de propulsión eléctrica, lo que permitiría reducir su impacto ambiental y mejorar su posicionamiento en el mercado del turismo sustentable.

La conversión de embarcaciones a propulsión eléctrica conlleva estudios técnicos y económicos que deben ser analizados en detalle. Entre los aspectos a considerar se encuentran el rendimiento energético de los motores eléctricos, la autonomía de las baterías, la infraestructura de carga necesaria y los costos asociados a la implementación y operación del sistema.

El presente trabajo tiene como fin realizar una evaluación técnico-económica de la conversión de esta embarcación de baja potencia a propulsión eléctrica, considerando además el diseño de un sistema de carga basado en energía solar fotovoltaica. A través de este análisis, se busca determinar el impacto de esta conversión en términos de costos operativos, eficiencia energética y viabilidad financiera, asegurando al mismo tiempo el cumplimiento de normativas ambientales establecidas por entidades como el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas (SBAP).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo principal

Desarrollar una propuesta de punto de carga independiente basado en energía solar fotovoltaica para recarga de baterías junto a la conversión a propulsión eléctrica de una embarcación de baja potencia utilizada en actividades de turismo en la localidad de Peulla, región de Los Lagos, evaluando su viabilidad técnica y económica para garantizar una operación sustentable y eficiente.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar la viabilidad técnica y económica de la conversión de una embarcación de baja potencia a propulsión eléctrica, considerando aspectos operacionales, costos de implementación, mantenimiento y los beneficios ambientales y económicos asociados.
- Evaluar el recurso solar disponible en la zona de operación, determinando su factibilidad para la recarga de baterías mediante generación fotovoltaica, en función de la demanda energética anual de la embarcación.
- Diseñar un sistema de propulsión eléctrico adecuado para la embarcación, mediante la selección óptima de equipos, componentes y configuraciones que garanticen eficiencia, seguridad y sostenibilidad.
- Desarrollar el diseño de un punto de carga fotovoltaico utilizando software CAD y análisis estructural básico, asegurando su integración armónica con el entorno natural, considerando que se encuentra dentro de un Área Silvestre Protegida (ASP).
- Evaluar integralmente la propuesta desde un punto de vista técnico y económico, determinando su capacidad operativa, costos de implementación y beneficios esperados a corto y largo plazo.

Capítulo 2: Estado del arte

La necesidad de transitar hacia sistemas de transporte más sostenibles ha impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito marítimo, especialmente en embarcaciones menores dedicadas al turismo. En este contexto, la electrificación de embarcaciones surge como una alternativa prometedora frente a los sistemas tradicionales a combustión, ofreciendo ventajas en eficiencia energética, reducción de emisiones contaminantes y menor mantenimiento operativo. No obstante, su implementación requiere una comprensión integral de los sistemas tecnológicos involucrados, sus aplicaciones actuales, su viabilidad técnica y económica, así como del marco normativo vigente.

Este capítulo presenta una revisión detallada del estado del arte en torno a las tecnologías clave que sustentan la conversión de embarcaciones a propulsión eléctrica con carga mediante energía solar. Se parte por abordar las distintas tecnologías de propulsión eléctrica disponibles, analizando su funcionamiento, tipos de motores y sus ventajas y desventajas respecto a los motores de combustión interna. Posteriormente, se profundiza en los sistemas de almacenamiento energético, con especial atención a las baterías utilizadas en aplicaciones navales, considerando aspectos como capacidad, densidad energética, peso y ciclos de vida útil.

A continuación, se analizan los sistemas de carga diseñados para embarcaciones eléctricas, desde infraestructura terrestre hasta soluciones embarcadas, poniendo énfasis en su compatibilidad con fuentes de energía renovable. En línea con lo anterior, se estudia la tecnología fotovoltaica y su adaptación al contexto marítimo, así como los desafíos y oportunidades que presenta su integración en sistemas navales. Además, se revisan aplicaciones reales de sistemas solares en embarcaciones, destacando casos exitosos de implementación.

El capítulo también recopila proyectos relevantes de electrificación en embarcaciones turísticas, tanto a nivel nacional como internacional, con el objetivo de identificar buenas prácticas y lecciones aplicables al caso de estudio. Asimismo, se presenta un análisis de tendencias y proyecciones del mercado marítimo eléctrico, considerando el contexto de transición energética global y las estrategias de descarbonización en el transporte acuático.

Finalmente, se abordan las normativas y regulaciones vigentes que enmarcan este tipo de iniciativas en Chile, incluyendo consideraciones ambientales, marítimas y territoriales específicas para el desarrollo del proyecto dentro de un parque nacional.

Esta revisión permitirá establecer una base sólida para el desarrollo de la propuesta técnico-económica que se plantea en esta tesis, identificando las variables críticas y las oportunidades de mejora asociadas a la conversión de embarcaciones a sistemas de propulsión limpia.

2.1. Tecnologías de propulsión eléctrica

La propulsión eléctrica en embarcaciones representa una alternativa eficiente y sostenible frente a los sistemas tradicionales de combustión interna. Este tipo de propulsión utiliza motores eléctricos alimentados por fuentes de energía almacenadas, como baterías, para impulsar las hélices y mover la embarcación.

Un motor eléctrico es capaz de transformar de forma muy eficiente energía eléctrica en energía mecánica de rotación por medio de la acción de campos magnéticos generados por una bobina en su interior [7]. Corresponde a una máquina eléctrica compuesta principalmente por un estator y un rotor. Su principio de funcionamiento se basa en la generación de un campo magnético rotativo en el estator, producto del paso de corriente eléctrica a través del bobinado. Este campo magnético induce una fuerza electromagnética sobre el rotor, generando un par motor que provoca su giro. El movimiento rotacional del eje del rotor se transmite mecánicamente a la hélice, la cual, al girar, genera la fuerza de empuje necesaria para la propulsión de la embarcación.

La corriente eléctrica utilizada por el motor puede ser generada mediante turbinas hidráulicas, eólicas o térmicas, por motores diésel, o bien, por sistemas fotovoltaicos. En el caso de la energía solar o eólica es necesario contar con baterías para almacenar la energía producida.

Actualmente, los motores eléctricos de mayor uso son los motores sin escobillas (*Brushless DC Motors*, o BLDC), los cuales cuentan con un sistema de control electrónico que excita secuencialmente las fases (bobinas distribuidas espacialmente) del estator mediante transistores, generando un campo magnético rotatorio. El rotor, que incorpora imanes permanentes, gira al interactuar con este campo. Se alimentan típicamente con corriente continua, la cual es convertida por un controlador integrado en el equipo en señales trifásicas de alta frecuencia, imitando el comportamiento de un motor de corriente alterna [7]. La polaridad puede llegar a ser cambiada hasta 35.000 veces por segundo, permitiendo un control preciso del par motor y la velocidad de giro.

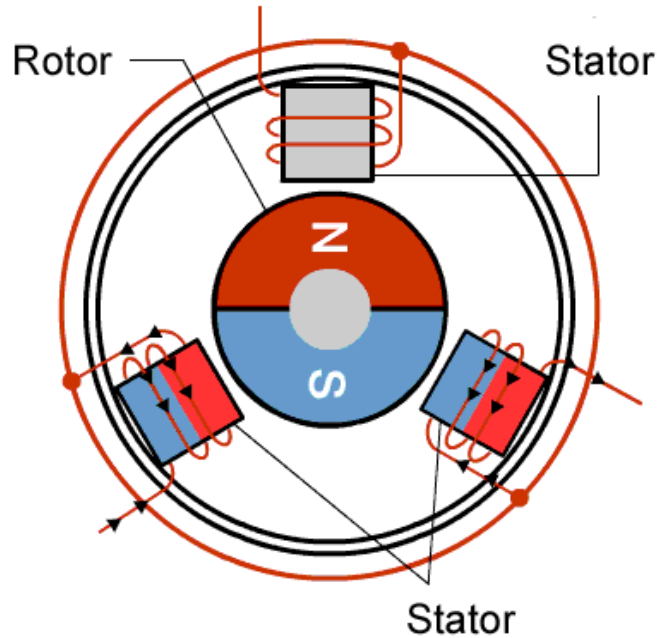


Figura 3: Motor BLDC. Extraída de [8].

En la Figura 3 se muestran las tres fases de un motor *BLDC*, en donde se energizan dos a la vez (una positiva y otra negativa) mientras la tercera se encuentra en reposo. La combinación se va rotando en una denominada conmutación trapezoidal.

Cuando el rotor se encuentra dentro del estator, el motor se denomina de tipo *inrunner*, siendo este el diseño más común y utilizado en aplicaciones industriales y marinas, ya que permite alcanzar altas velocidades con un diseño compacto. Sin embargo, también puede ser de tipo *outrunner*, en donde el rotor envuelve al estator, formando una carcasa externa del motor. Este tipo de motores logra generar un alto par a bajas revoluciones, lo que puede ser útil en aplicaciones donde no se desea utilizar sistema de transmisión, como cajas reductoras. Sin embargo, su construcción es más difícil de refrigerar y su uso es común en aplicaciones de potencias menores, como drones o bicicletas eléctricas [9].

Los motores utilizados en embarcaciones de baja escala son denominados motores fueraborda, los cuales se instalan en la popa e incluyen el motor (eléctrico o de combustión), la transmisión y la hélice en una sola unidad compacta. Actualmente, existe un amplio mercado de este tipo de motores a utilizar en embarcaciones de turismo o bien recreativas, los cuales generalmente emplean motores eléctricos BLDC de tipo *inrunner*.

Un ejemplo de motor fueraborda para embarcaciones 100% eléctricas es el *Deep Blue 50 RL System*, de la marca de motores Torqeedo [10] y mostrado en la Figura 4. Corresponde a un motor BLDC *inrunner*, con un inversor interior que convierte la corriente DC de las baterías en una señal trifásica alterna, operando como un motor síncrono de imanes permanentes (*PMSM*, por sus siglas en inglés), tal y como se describió anteriormente.

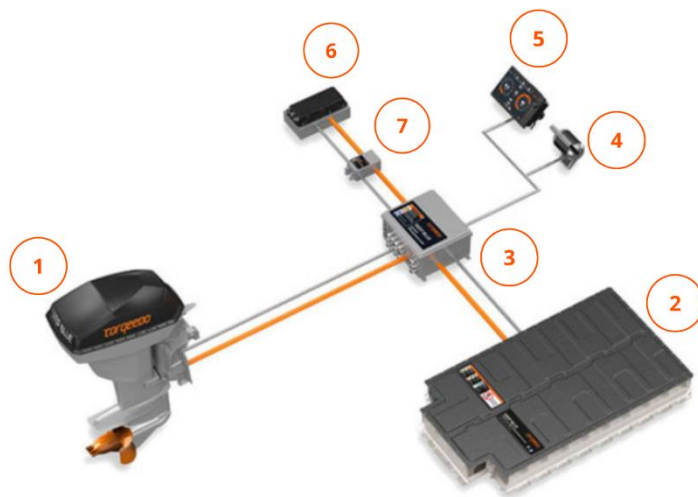


Figura 4: Motor eléctrico fueraborda Torqeedo, modelo Deep Blue 50 RXL System. Extraída de [10].

El sistema de propulsión ofrecido por la compañía integra el motor eléctrico de 50 [kW] de potencia con una batería de 40 [kWh], logrando una autonomía de entre 6 a 20 horas para velocidades lentas, y de 0,8 horas en velocidad máxima, siendo esta de entre 37 a 46 [km/h].

La conexión de un motor eléctrico fueraborda en general es bastante simple, ya que contempla pocos equipos, generando una implementación y mantenimiento sencillos en comparación a un motor de las mismas características, pero de combustión interna.

De forma general, un sistema de propulsión eléctrica para embarcaciones de recreo va a estar constituido por el motor fueraborda eléctrico, una batería o unidad de baterías, una unidad de control del motor, una palanca de acelerador, un computador de a bordo, un cargador para conectar la batería y un inversor de corriente. La conexión entre estos componentes se presenta en la Figura 5.



Sistema de propulsión eléctrica

1. Motor fueraborda eléctrico.
2. Unidad de baterías.
3. Unidad de control.
4. Palanca de acelerador.
5. Computador de a bordo.
6. Cargador.
7. Inversor de corriente.

Figura 5: Sistema de propulsión eléctrica básico. Elaboración a partir de [11].

Otro de los motores fueraborda disponible en el mercado actualmente es el *RAD 40*, desarrollado por la compañía RAD Propulsion y mostrado en la Figura 6. Al igual que el presentado anteriormente, este es un motor eléctrico de alto rendimiento que logra una potencia de 40[kW], equivalente a 60[hp] aproximadamente.



Figura 6: Motor fueraborda eléctrico RAD 40. Extraída de [12].

Adicionalmente, cuenta con un sistema de dirección con 180° de giro, dando mayor facilidad para maniobras precisas, y una compatibilidad con baterías de 20 hasta 240 [kWh] [12] [13].

Por último, el *Storm 300+* de la empresa Evoy, es actualmente uno de los motores fueraborda eléctricos más potentes disponibles en el mercado, diseñado para aplicaciones tanto comerciales como recreativas. Es capaz de generar 222 [kW] de potencia con un par motor de 550 [Nm], alcanzando revoluciones de hasta 5.800 [rpm]. Pesa aproximadamente 270 [kg], sin considerar los accesorios e incluye un sistema de control integrado.

Al ser un motor de grandes capacidades, su precio se eleva considerablemente en comparación a los mostrados anteriormente [14], por lo que no será considerado en la posterior selección de motor para el diseño de propulsión eléctrica de la propuesta de este trabajo.

2.1.1. Ventajas y desventajas de la propulsión eléctrica

La mayoría de las embarcaciones hoy en día aún utilizan un sistema de propulsión basado en combustibles fósiles, principalmente gasolina, con motores tanto fueraborda como intraborda. Sin embargo, estos motores tienen una eficiencia que no va más allá de un 40% en los mejores casos, debido a las grandes pérdidas de calor que se genera con el roce de sus componentes, además del calor de la combustión que pierde por los gases de escape.

Los motores eléctricos poseen como principal ventaja su elevada eficiencia, la cual ronda generalmente dentro de un 85% y un 95%, teniendo pérdidas de energía debidas principalmente a la disipación de calor que genera la circulación eléctrica en los conductores que poseen estos equipos [15] y al roce mecánico existente en los descansos del eje principal.

Por otra parte, los motores eléctricos eliminan la generación de residuos de cualquier tipo, y no descargan gases a la atmósfera, ya que su funcionamiento no está basado en la combustión y es necesario contar únicamente con una red de conexión eléctrica para cargar las baterías que alimentan el motor. Sin embargo, como se mencionó en la introducción de este trabajo, existe una importante emisión de gases contaminantes en los procesos de producción de los componentes de un sistema de propulsión eléctrica, principalmente en la construcción de las baterías, la cual es finalmente compensada luego de algunos meses de operación, si se compara con una embarcación con motores de combustión interna, tal y como se mostró en la Figura 1.

Existen varios ejemplos que muestran diversas ventajas y desventajas que deben ser consideradas en torno a las embarcaciones eléctricas. En la Tabla 1, se presentan los principales puntos clave:

Tabla 1: Ventajas y desventajas de la propulsión eléctrica. Extraído de [16].

Ventajas	Desventajas
Eliminación de emisiones de gases contaminantes (CO ₂ , NO _x y SO _x).	Inversión inicial elevada.
Reducción de la huella de carbono.	Infraestructura de recarga limitada.
Ausencia de derrames de combustibles fósiles.	Autonomía limitada comparada con barcos tradicionales.
Menor contaminación acústica.	Tiempos de recarga más largos.
Costos operativos más bajos a largo plazo.	Dependencia de fuentes de energía renovables.
Mantenimiento reducido.	Menor disponibilidad en el mercado.
Recarga mediante energías renovables.	Potencial de reciclaje limitado para baterías.
Experiencia de navegación más tranquila.	Desempeño en condiciones adversas puede ser inferior.
Tecnología con mayor eficiencia energética.	Menor potencia máxima en embarcaciones grandes y para largas distancias.
Versatilidad operativa.	Degradación de baterías con el tiempo, implicando reemplazos costosos.

El hecho de que los motores eléctricos generen niveles de ruido notoriamente menores que su par de combustión interna adquiere aun mayor relevancia especialmente en embarcaciones menores utilizadas en servicios como el turismo, y aún más si la embarcación opera en zonas sensibles, ya que se elimina la perturbación de los ecosistemas a causa del ruido y vibraciones generado por los motores de combustión tradicionales. Esta falta de contaminación acústica también mejora la experiencia de los usuarios que utilizan este tipo de servicios de turismo, ya que se presentan ante una navegación más silenciosa y pacífica, lo que permite aumentar la satisfacción del cliente y atraer a su vez a turistas que buscan opciones más ecológicas.

Por otra parte, un motor eléctrico considera una reducción en los costos operativos, principalmente por una disminución en las necesidades de mantenimiento, puesto que la complejidad mecánica de estos motores es menor en comparación a los impulsados por medio de la combustión de combustibles fósiles, los cuales contienen cilindros, pistones, válvulas, bujías o sistemas de escape que suelen requerir un mantenimiento de manera mucho más regular. Esto mismo también ayuda a reducir los tiempos fuera de servicio de las embarcaciones y los costos de reparación. Además, los motores eléctricos no necesitan de procesos de cambios de aceite ni otros fluidos pertenecientes al interior del motor, ni tampoco de la compra de combustibles para su funcionamiento. Todo esto implica que las dimensiones requeridas para un sistema de propulsión con motores de combustión sean mucho mayores, ya que deben ser considerados los demás sistemas anexos como el de alimentación, lubricación o enfriamiento, dentro de otros [15].

A modo comparativo, la Tabla 2, obtenida de [15] muestra las dimensiones requeridas para dos sistemas de propulsión, eléctrico (Kaütler 15,0 AC) y diésel (Volvo Penta D1-20), con potencias instaladas similares.

Tabla 2: Dimensiones requeridas para la instalación de dos sistemas de propulsión. Extraído de [15].

	Kraütler 15,0 AC	Volvo Penta D1-20	Diferencia
Largo	258 [mm]	765 [mm]	196%
Ancho	258 [mm]	471 [mm]	83%
Alto	502 [mm]	534 [mm]	6%
Peso	92 [kg]	144 [kg]	58%

Cabe destacar que, si bien existe un mayor aprovechamiento de espacio con un motor eléctrico, se debe considerar el espacio necesario para la instalación de las baterías, lo cual puede significar una gran desventaja, ya que suelen ser bastante voluminosas y pesadas. Esto representa una de las principales desventajas para los sistemas de propulsión eléctrica, ya que se tiene una capacidad limitada para almacenar energía, generando que, a igual volumen de almacenamiento energético, un motor de combustión interna permite una cantidad de horas de funcionamiento mucho mayor que un motor eléctrico.

Esto puede provocar que el costo de inversión de las embarcaciones eléctricas pueda ser más elevado que las alternativas con motores de combustión interna de potencias similares, principalmente por el costo actual que representa un banco de baterías. A modo de ejemplo, si se considera una embarcación de unos 9 metros de eslora y 3 metros de manga máxima, con una autonomía necesaria de 2 horas diarias, se necesitarían aproximadamente 9 unidades de baterías de litio de 24 [V] y 2840 [Wh] de capacidad. Una unidad de este tipo actualmente cuesta US\$1.000 (aproximadamente 1 millón de pesos chilenos) [17].

Por último, si bien se estableció como ventaja en la Tabla 1 la posibilidad de uso de energías renovables en los sistemas de propulsión eléctrica se debe considerar para esta opción que se puede llegar a generar una dependencia hacia este tipo de energías. Por ejemplo, si se decide implementar el uso de paneles fotovoltaicos para la recarga de baterías de embarcaciones que operan en zonas de bajo recurso solar, como lo es gran parte del sur de Chile, se puede generar una operación contraproducente, ya que, dependiendo de la potencia necesaria, es posible que el área de paneles solares a instalar sea demasiado grande para suplir adecuadamente los requerimientos, subiendo considerablemente la inversión inicial de este tipo de proyectos.

Como se ha visto, el desarrollo de tecnologías de propulsión eléctrica en el ámbito marítimo presenta alternativas para diversas industrias, incluyendo modelos de baja y alta potencia, permitiendo que soluciones sostenibles, silenciosas y de alto rendimiento sean hoy una realidad para múltiples tipos de embarcaciones. Desde motores compactos con escobillas, adecuados para aplicaciones recreativas de baja potencia, hasta sistemas sin escobillas de imanes permanentes controlados por electrónica de potencia avanzada, la diversidad tecnológica responde a las crecientes demandas de eficiencia energética, reducción de emisiones y facilidad de mantenimiento.

Modelos como el Torqeedo Deep Blue 50 RXL, el RAD 40 y el Evoy Storm 300+ representan distintas etapas de madurez y aplicación de estas tecnologías, abarcando desde soluciones integradas para turismo costero hasta sistemas de alta potencia aptos para navegación

comercial. Estos motores incorporan conceptos modernos como el control digital por CAN bus, refrigeración por circuito cerrado, integración con sistemas fotovoltaicos y gestión inteligente de baterías, lo que permite optimizar tanto el rendimiento operativo como la autonomía energética de la embarcación.

La evolución de los motores fuera de borda eléctricos demuestra que la electrificación del transporte marítimo no solo es viable, sino también competitiva en términos técnicos y económicos en ciertos contextos, siempre y cuando se consideren y estudien las ventajas y desventajas que pueden producirse dependiendo de cada caso.

2.2. Sistemas de almacenamiento energético

El desarrollo y la adopción de la propulsión eléctrica en embarcaciones han sido posibles, en gran medida, gracias a los avances en los sistemas de almacenamiento de energía, especialmente en el ámbito de las baterías. Estos sistemas desempeñan un papel fundamental en la operación de embarcaciones eléctricas, ya que permiten almacenar la energía necesaria para alimentar los motores de propulsión, así como otros sistemas auxiliares a bordo, en algunos casos. La elección del tipo de batería y su configuración tiene un impacto directo en la autonomía, el peso total, la seguridad, los costos y el rendimiento general del sistema.

En la actualidad, las tecnologías más utilizadas en aplicaciones marítimas incluyen las baterías de ion de litio, debido a su alta densidad energética, ciclo de vida prolongado y eficiencia. Sin embargo, también se exploran otras tecnologías emergentes como las baterías de estado sólido, sistemas de almacenamiento con supercondensadores y baterías de flujo *redox*, especialmente en proyectos de investigación y desarrollo de mayor escala.

El funcionamiento de estas baterías se basa en reacciones electroquímicas reversibles que permiten el flujo controlado de iones de litio entre dos electrodos principales: el ánodo, comúnmente hecho de grafito, y el cátodo, compuesto por óxidos metálicos de litio tales como el óxido de litio-cobalto (LiCoO_2), litio-hierro-fosfato (LiFePO_4), o litio-níquel-manganeso-cobalto (LiNiMnCoO_2), dependiendo de los requerimientos específicos de energía y durabilidad [18].

Durante el proceso de descarga, los iones de litio se trasladan desde el ánodo hacia el cátodo a través de un electrolito, mientras que los electrones circulan por un circuito externo, generando energía eléctrica para el sistema. Este proceso se revierte durante la carga, cuando una fuente de corriente externa obliga a los iones a regresar al ánodo, almacenando nuevamente energía electroquímica. Un separador interno y no conductor evita el contacto directo entre los electrodos, asegurando la seguridad del sistema [18].

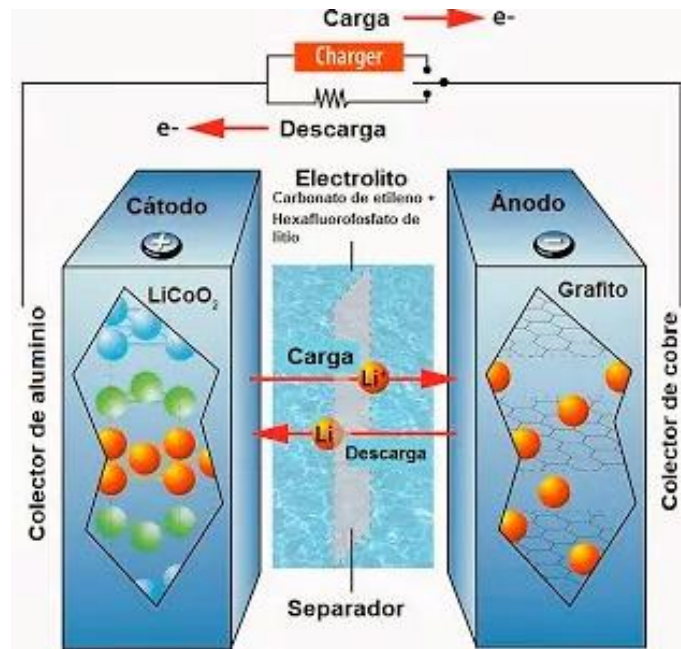


Figura 7: Principio de funcionamiento de batería de iones de litio. Extraída de [19].

Estas baterías presentan una densidad energética que oscila entre 150 y 250 [Wh/kg], con eficiencias de ciclo superiores al 90% y una vida útil que puede superar los 3.000 ciclos, dependiendo del tipo de celda y del sistema de gestión térmica y eléctrica utilizado. Su baja tasa de autodescarga y ausencia de efecto memoria las convierten en una opción adecuada para operaciones intermitentes o programadas, como suele ser el caso en embarcaciones de turismo que operan en rutas definidas o por intervalos diarios [20].

En el ámbito naval, las baterías de ion litio se han posicionado como el estándar en proyectos de electrificación de embarcaciones menores, debido a su diseño compacto, eficiencia y posibilidad de integración con fuentes renovables, como la energía solar. Estas baterías permiten abastecer los sistemas de propulsión eléctrica y otros consumos auxiliares a bordo. Su implementación debe considerar el balance térmico, la distribución de pesos (por la densidad del sistema de baterías) y la protección contra sobrecargas, condiciones que son gestionadas por sistemas de monitoreo integrados en tiempo real.

Hoy en día los sistemas de propulsión eléctricos se venden como un sistema integrado que incluye las baterías según el requerimiento que se necesite, dependiendo del tipo de operación y/o servicio que preste la embarcación. La compañía *RAD propulsion* ofrece distintos modelos de baterías, con distintas capacidades y características que se adecúen a los clientes. Dentro de su catálogo actual, se encuentran dos modelos principales: la batería RAD de 21 [kWh] y la batería RAD de 61 [kWh], ambas mostradas en la Figura 8. La primera opción está orientada a embarcaciones recreativas o de pequeña escala. Tiene un voltaje nominal de 390 [V] en corriente continua y permite una descarga continua de hasta 40 [kW], alcanzando picos de 80 [kW]. Tiene un tamaño compacto ($833 \times 377 \times 333$ [mm]) y un peso reducido

(130 [kg]), considerando otras alternativas del mismo tipo. Este modelo admite carga rápida de hasta 21 [kW] y ofrece protección IP67 contra el ingreso de agua y polvo. Además, permite una configuración en paralelo de hasta cuatro unidades, alcanzando un total de 84 [kWh] de capacidad instalada. Por otro lado, el modelo de 61 [kWh] está pensado para embarcaciones comerciales y de gran eslora, ya que posee dimensiones mucho mayores (2 metros de largo aproximadamente) y solo la unidad de almacenamiento pesa 358 [kg], sin considerar todo el sistema que debe ser instalado.



Figura 8: Unidad de baterías para embarcaciones eléctricas RAD 21 kWh. Extraída de [21].

Además del desarrollo de hardware, RAD Propulsion explora activamente el concepto de embarcaciones eléctricas como elementos activos en la red eléctrica a través del enfoque V2G (*Vehicle-to-Grid*, por sus siglas en inglés). Esto plantea la posibilidad de que las embarcaciones, cuando están en puerto, puedan suministrar energía a la red o a otras instalaciones, abriendo nuevas perspectivas para la integración de energías renovables y la gestión flexible de la demanda energética.

Adicionalmente, las compañías ofrecen los denominados Sistemas de Gestión de Baterías (*BMS*, por sus siglas en inglés) para mantener de forma correcta la salud de las baterías instaladas en embarcaciones. Estos sistemas son capaces de proporcionar datos sobre los niveles de carga, temperatura y voltaje que tiene la unidad de baterías en el momento, evitando así fallos prematuros.

Como se mencionó anteriormente, las compañías ofrecen baterías que se integren directamente a los motores eléctricos que ellas mismas incorporan dentro de su catálogo, ofreciendo el sistema completo de conexión.

2.3. Sistemas de carga para embarcaciones eléctricas

Otro aspecto clave en los procesos de electrificación de embarcaciones es la disponibilidad y desarrollo de una infraestructura de carga especializada. Al igual que en el caso de los vehículos eléctricos terrestres, una de las principales desventajas percibidas por los usuarios es la falta de infraestructura de puntos de carga, generando dependencia a los tiempos de carga que usualmente son extensos. En consecuencia, la mayor parte de las recargas se realiza durante la noche, aprovechando los periodos de inactividad para alcanzar la autonomía necesaria para la siguiente jornada [22].

Ante esta necesidad, se ha comenzado a consolidar una industria de sistemas de carga específicamente diseñados para el sector marítimo. Empresas como Kempower han desarrollado soluciones de carga rápida en corriente continua (DC), en colaboración con las empresas noruegas Plug y Evoy, especializadas en suministro de energía desde tierra en puertos y en sistemas de propulsión eléctrica marina, respectivamente. Esta alianza ha permitido la instalación de estaciones de carga de hasta 200 [kW] de potencia en distintos puertos de Noruega, como el ejemplo de la Figura 9, permitiendo una carga rápida que se ajusta a las necesidades operativas de las embarcaciones turísticas y comerciales.

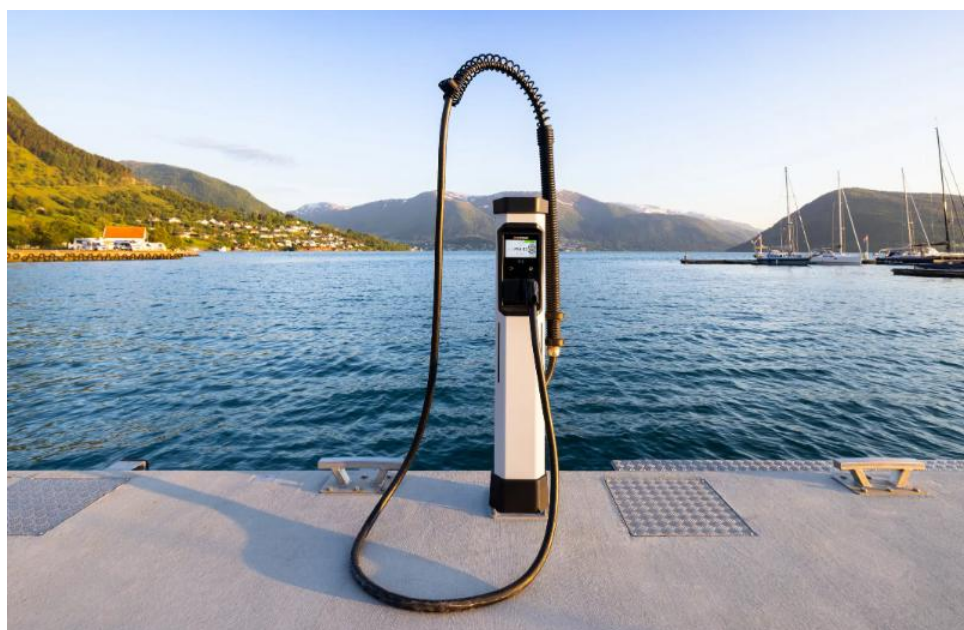


Figura 9: Cargador eléctrico de carga rápida en muelle noruego de marca Plug, bajo la alianza de las empresas Kempower, Plug y Evoy. Extraída de [22].

Aqua *SuperPower* es otra empresa dedicada a la instalación de infraestructura de carga para embarcaciones eléctricas, y en el año 2023 instaló el primer cargador eléctrico en la ciudad de Barcelona, España. Este punto de carga tiene una potencia de 75 [kW] y utiliza conectores tipo CCS2 (*Combined Charging System*, por sus siglas en inglés), lo cual permite conectar

hasta dos embarcaciones simultáneamente, logrando tiempos de carga que varían entre 20 y 40 minutos, dependiendo de la capacidad y tecnología de las baterías utilizadas [23].

Los sistemas de carga se encuentran caracterizados por tres parámetros fundamentales, según la plataforma de electromovilidad presentada por el Ministerio de Energía [24]:

- Nivel de carga: define al cargador según la potencia del equipo. Carga lenta (nivel AC 1), que considera cargadores por debajo de 1,92[kW] en corriente alterna; carga semi-rápida (nivel AC 2), que abarca potencias desde 1,92 a 19,2[kW] con cargadores monofásicos y trifásicos; y carga rápida (nivel AC 3), que opera con potencias superiores a 20[kW] y hasta los 80[kW], tratándose exclusivamente de cargadores trifásicos.
- Tipo de conector: corresponde a la geometría y tipo de corriente con la que opera un cargador. Para los vehículos eléctricos terrestres existe actualmente una gran variedad de tipos, sin embargo, para embarcaciones eléctricas aún se mantiene una variedad más reducida; siendo principalmente los de tipo CCS2 y CHAdeMO, presentados en la Figura 10.
- Modo de carga: determina la comunicación entre el cargador y el vehículo (terrestre o marítimo), el tipo de corriente y la gestión de seguridad. Se establece en base a la norma IEC 61851-1, y considera cuatro modos de conexión. Para más detalle respecto a los modos, revisar anexo (i) del documento.



Figura 10: Cables de conexión tipo CCS2 (izquierda) y CHAdeMO (derecha). Extraída de [25] y [26].

Estos parámetros inciden directamente en la forma en que se conecta el sistema a la red eléctrica, el tipo de corriente/voltaje suministrado, los protocolos de comunicación entre el cargador y el sistema de baterías, además de los tiempos de recarga.

En la actualidad, muchas empresas dedicadas a la electrificación marina optan por ofrecer sistemas integrales, que incluyen motores, baterías y cargadores propios diseñados para operar en conjunto. Esto garantiza la compatibilidad, la eficiencia del sistema y evita errores de integración.

Un ejemplo de esta estrategia es la empresa Torqueedo, que además de ofrecer una diversa gama de motores de propulsión eléctrica, en conjunto con sistemas de almacenamiento como los presentados anteriormente, incluye dentro de su catálogo cargadores para sus distintos tipos de baterías.

Por ejemplo, para su batería *Power 48-5000* (ver Figura 11), se tiene un cargador de 650[W], logrando una carga de 0 a 100% en un máximo de 10 horas [27]. Además, es posible conectar hasta tres de estos cargadores en paralelo para aumentar la cantidad de corriente entregada a las baterías y así disminuir el tiempo de carga. Dentro del mismo catálogo también es posible encontrar un cargador de carga rápida, capaz de entregar hasta 2.900[W] de potencia a una corriente de 50[A], asegurando una carga para el mismo tipo de batería en menos de 2 horas, disminuyendo considerablemente el tiempo de carga (Figura 12).



Figura 11: Cargador Torqueedo de 650[W] para baterías Power 48-5000. Extraída de [27].



Figura 12: Cargador Torqeedo de 2.900[W] para carga rápida de baterías Power 48-5000. Extraída de [28].

A diferencia de los cargadores en tierra presentados anteriormente, este tipo de cargadores se instala junto al conjunto de equipos a bordo, generando un sistema completo y compacto, donde solo es necesario conectar los cargadores a bordo a una fuente externa de energía, la cual puede ser desde una batería de mayor capacidad, generadores, red eléctrica, y hasta fuentes de energías renovables, como son en gran caso los paneles solares. Para este último caso, es necesario que los cargadores a bordo cuenten con conexión apropiada para este tipo de sistemas.

2.4. Tecnología solar fotovoltaica y sus aplicaciones navales

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un gran crecimiento en los últimos años, tanto en el aumento de la eficiencia de su tecnología como su participación en el mercado eléctrico, posicionándose en muchos países como la tecnología con mayor potencia instalada. En Chile, particularmente, la energía solar fotovoltaica representa actualmente un 30,45% de la capacidad de generación eléctrica total instalada en el país, aportando 10.873,46 [MW] de potencia frente a otras fuentes renovables como la energía eólica, que representa un 14,14%, o frente a no renovables como el gas natural con un 10,91% del total [29] [30]. Sin embargo, es importante destacar que la capacidad instalada no refleja necesariamente la proporción de energía que efectivamente se genera y entrega al sistema. Por ejemplo, si bien la energía solar fotovoltaica es hoy en día de las tecnologías con mayor potencia instalada, durante el año 2023 aportó aproximadamente un 20% de la generación eléctrica total del país. Y el gas natural, por su parte, tuvo un 19% de generación. Esto se observa con mayor detalle en la Figura 13 y Figura 14.

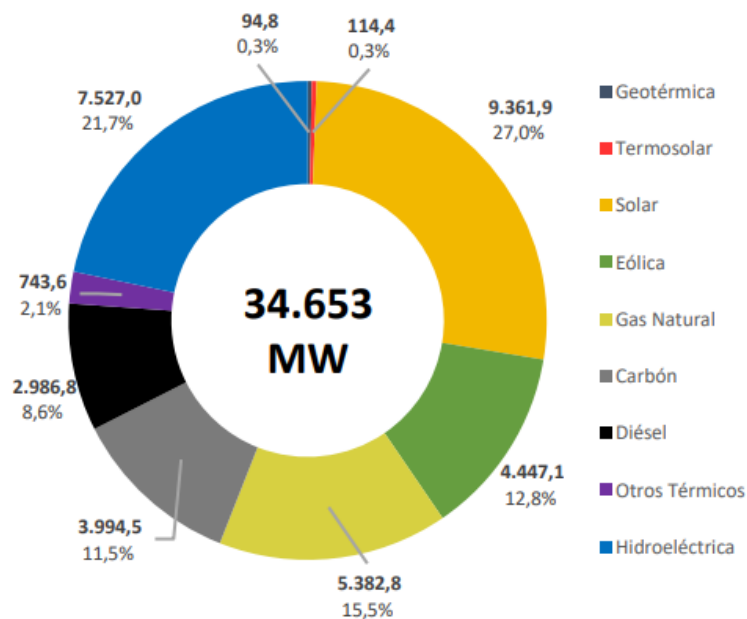


Figura 13: Capacidad instalada según fuente de generación. Extraída de [31].

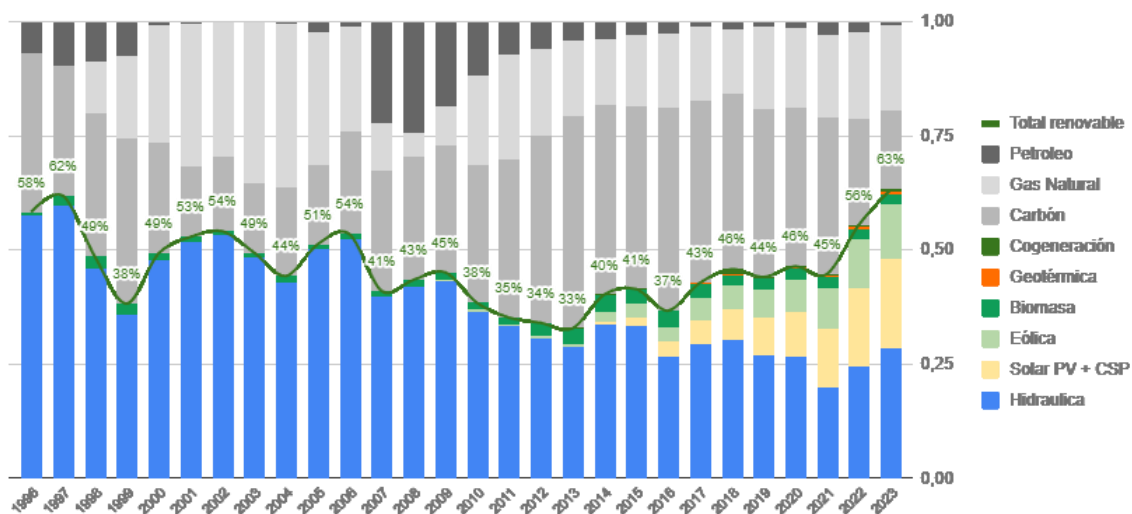


Figura 14: Participación relativa porcentual por fuente de generación. Extraída de [32].

La tecnología solar fotovoltaica ofrece ventajas notables en el entorno naval, como una generación autónoma a bordo, operación silenciosa, de bajo mantenimiento y puede integrarse tanto en cubiertas como en estaciones de carga ubicadas en tierra. Gracias al desarrollo de paneles solares de alta eficiencia, inversores inteligentes y bancos de baterías

de ion-litio, es posible diseñar soluciones energéticas autosuficientes que alimenten motores eléctricos o sistemas auxiliares sin depender de combustibles fósiles.

El proceso de generación eléctrica en paneles solares funciona en base al efecto fotovoltaico, en donde se genera una corriente eléctrica en una celda fotovoltaica cuando esta se expone a la luz solar. Estas celdas están compuestas por dos tipos diferentes de semiconductores: de tipo p y de tipo n , los cuales, al unirlos, forman una unión conocida como $p-n$. En esta unión se genera un campo eléctrico interno debido al movimiento de electrones hacia la zona p , al mismo tiempo que se genera una ausencia de electrones en la zona n , actuando como una barrera direccional que empuja a los electrones en una dirección mientras se generan espacios en la otra [33].

Así, cuando los fotones de la luz solar de longitud de onda adecuada inciden sobre una celda fotovoltaica, su energía puede ser absorbida por los átomos del material semiconductor, específicamente en la zona de unión $p-n$ (ver Figura 15). Cuando esto ocurre, la energía del fotón es transferida a un electrón, haciendo que este se excite y salte de la banda de valencia (donde se encuentra ligado) hasta una banda de conducción, donde se moverá libremente. Este movimiento genera a su vez un espacio en la banda de valencia, generando un denominado par electrón-hueco, consideradas como las partículas portadoras de carga responsables del flujo de la electricidad en el circuito [34].

El campo eléctrico de la unión $p-n$ previamente descrito separa inmediatamente a estos portadores, haciendo que los electrones se dirijan hacia la zona n y los huecos hacia la zona p . Si se conecta un circuito externo, estos portadores se moverán a través de él, generando una corriente eléctrica utilizable.

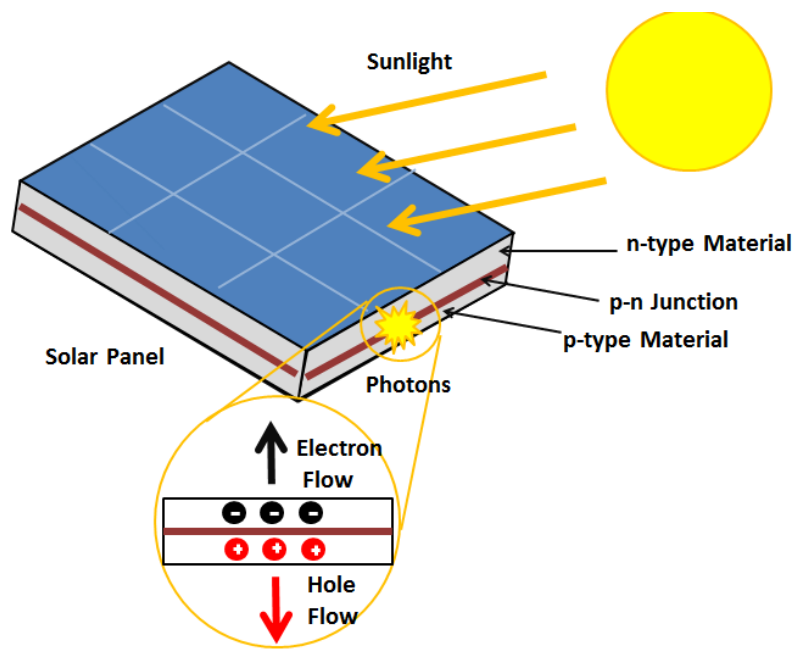


Figura 15: Principio de funcionamiento del efecto fotovoltaico. Extraída de [33].

La eficiencia de las celdas fotovoltaicas, es decir, la capacidad de conversión de energía solar incidente en corriente eléctrica oscila actualmente dentro de un 19% a un 21%, pero se ha logrado alcanzar valores de hasta 30% en condiciones de laboratorio. Sin embargo, para las celdas solares compuestas de silicio en particular, se establece un límite teórico de eficiencia, conocido como límite Shockley-Queisser, el cual establece un máximo de 33,7% en la conversión de energía en este tipo de celdas. Es decir, como máximo 337 [W/m²] de la energía solar incidente se podría convertir en electricidad [35].

La elección del tipo de panel y su configuración incide directamente en el rendimiento energético del sistema, en la eficiencia de conversión, en la durabilidad de los componentes y en la viabilidad económica del proyecto. Entre los factores que afectan el desempeño de los paneles solares, destacan el coeficiente de temperatura y el nivel de irradiancia recibido. El coeficiente de temperatura indica la variación del rendimiento del panel ante cambios en la temperatura ambiente, expresado usualmente en %/°C; a medida que la temperatura aumenta, la eficiencia del panel disminuye, siendo este efecto más notorio en climas cálidos o con ventilación deficiente. Por otro lado, la irradiancia solar, medida en W/m², representa la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie determinada, y define directamente la cantidad de energía eléctrica que puede generar un panel en condiciones reales. Este término se presenta con mayor detalle en el marco teórico de este trabajo.

Actualmente, los paneles solares más utilizados en instalaciones terrestres y navales corresponden a tecnología de silicio cristalino, que domina el mercado con más del 90% de producción global [36]. Dentro de esta categoría, se distinguen dos tipos principales:

- Paneles monocristalinos: están fabricados a partir de una sola estructura cristalina de silicio. Se caracterizan por una alta eficiencia de conversión (19–22%), un buen comportamiento en condiciones de baja irradiancia, y una larga vida útil (25–30 años). Por su color oscuro uniforme y mayor densidad de potencia, son especialmente adecuados en instalaciones con espacio limitado o donde se desea maximizar el rendimiento por superficie.
- Paneles policristalinos: utilizan múltiples cristales de silicio fundidos juntos. Su eficiencia es ligeramente menor (16–18%), y presentan un aspecto azulado moteado. Si bien suelen ser más económicos, actualmente están siendo desplazados por los paneles mono debido a la mejora en la relación costo-eficiencia de estos últimos.

Las principales diferencias visuales entre ambos tipos de paneles se observan en la Figura 16.

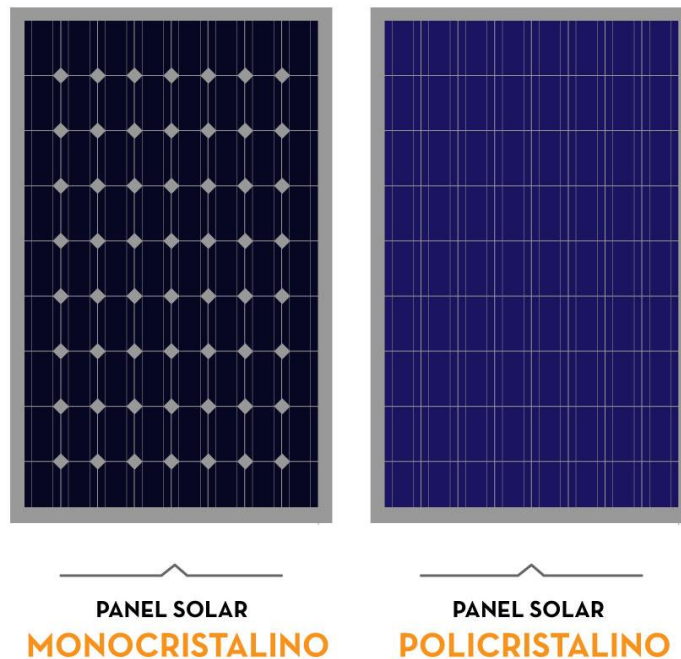


Figura 16: Panel solar de tipo monocristalino y de tipo policristalino. Extraída de [37].

Adicionalmente, los paneles pueden clasificarse en función de su capacidad para captar radiación por una o ambas caras:

- Paneles monofaciales: captan la radiación solar únicamente por su cara frontal, siendo los más comunes en instalaciones tradicionales. Se instalan sobre superficies opacas que no reflejan luz significativa hacia la parte trasera del módulo.
- Paneles bifaciales: están diseñados para captar radiación tanto por la cara frontal como por la posterior. Esto permite aprovechar la luz reflejada desde el suelo u otras superficies, lo que puede aumentar la generación total de energía entre un 5% y un 10%, dependiendo de las condiciones del sitio y el tipo de montaje. Son especialmente efectivos en superficies altamente reflectantes, como suelos blancos, arena o techos metálicos claros.

Además de estas tecnologías tradicionales, en el mercado también existen paneles basados en películas delgadas (*thin film*), tales como CdTe (teluro de cadmio) o CIGS (cobre-indio-galio-selenio). Estos presentan una menor eficiencia ($\approx 10\text{--}13\%$), pero tienen ventajas en cuanto a flexibilidad mecánica y peso reducido, lo cual puede ser útil en aplicaciones móviles o curvas (ver Figura 17), como en embarcaciones. Sin embargo, su disponibilidad comercial es menor y su vida útil más corta, por lo que su uso en instalaciones fijas de generación intermedia es aún limitado.



Figura 17: Paneles solares de tipo thin film. Extraída de [38].

En cuanto a marcas y modelos, algunas de las empresas con mayor reputación y presencia internacional en el mercado son LONGi Solar, Jinko Solar, Trina Solar, Canadian Solar y JA Solar, todas ellas con certificaciones de calidad internacionales (IEC, UL) y presencia en proyectos a gran y pequeña escala. En particular, LONGi Solar ha ganado notoriedad por su línea de paneles Hi-MO 5 y Hi-MO 6, basados en células tipo monofaciales y bifaciales, con potencias unitarias que oscilan entre 415 [Wp] y 580 [Wp], y eficiencias superiores al 21%. Estos módulos ofrecen una excelente relación potencia/peso, bajo coeficiente de temperatura y buena respuesta en condiciones de irradiancia variable, siendo adecuados para climas templados como el del sur de Chile.

Además del desarrollo tecnológico de los paneles solares en sí, es importante destacar las distintas configuraciones que puede adoptar una instalación fotovoltaica en el ámbito naval y turístico. En particular, las instalaciones fotovoltaicas pueden ser implementadas tanto en tierra como a bordo de embarcaciones, dependiendo de factores como el espacio disponible, la demanda energética, la autonomía requerida y la estrategia de operación. Las instalaciones en tierra suelen ofrecer mayores facilidades para el montaje estructural, mejor ventilación y mayor capacidad de generación debido a la ausencia de restricciones de peso y espacio. Estas instalaciones son ideales para operar como estaciones de carga independientes, permitiendo acumular energía y transferirla posteriormente a las embarcaciones mediante sistemas de baterías e inversores. Por otro lado, las instalaciones a bordo buscan aprovechar directamente la superficie útil del techo o cubierta de la embarcación, permitiendo una generación continua de energía durante la navegación o mientras se encuentra anclada. Sin embargo, este tipo de instalación implica desafíos técnicos adicionales, como la exposición a diferentes condiciones ambientales, vibraciones, limitaciones estructurales y la necesidad de componentes ligeros y resistentes a la corrosión. En ambos casos, la integración fotovoltaica representa una estrategia efectiva para reducir la dependencia de combustibles fósiles,

mostrándose además como una solución efectiva a la inexistencia de conexión en puntos alejados de la red eléctrica.

2.5. Casos de propulsión eléctrica en embarcaciones de turismo

El desarrollo de la propulsión eléctrica en embarcaciones ha sido impulsado por el progreso tecnológico en las baterías de litio, la mejora en la eficiencia de motores eléctricos y la incorporación de energías renovables como fuente de alimentación, como ha sido el caso de la energía solar fotovoltaica, principalmente.

Así es como empresas dedicadas a servicios de turismo en embarcaciones, tanto de gran envergadura como embarcaciones de baja potencia, han invertido capital en desarrollar ferris, catamaranes e incluso cruceros que cuenten con propulsión eléctrica o híbrida, reduciendo considerablemente sus emisiones y generando competitividad en el mercado del turismo, considerando las nuevas exigencias de los turistas.

La empresa The Fjords, en Noruega, construyó el primer catamarán de pasajeros completamente eléctrico y libre de emisiones del mundo. Con una eslora de 42,5 metros, sus dimensiones permiten un transporte de 400 pasajeros por recorrido. Este catamarán es completamente de uso turístico, y alcanza velocidades de crucero de 19 nudos náuticos (35 kilómetros por hora, aproximadamente) [39].



Figura 18: MS Future of the Fjords. Primer catamarán de pasajeros completamente eléctrico y libre de emisiones del mundo. Extraída de [40].

Al MS Future of the Fjords (Figura 18) se le suman otros dos modelos; por su parte, el MS Vision of the Fjords, construido el año 2016 y considerado el primer buque eléctrico híbrido para pasajeros, mientras que el MS Legacy of the Fjords es la construcción más reciente de

la empresa, siendo un catamarán completamente eléctrico que permite también un transporte total de hasta 400 pasajeros.

Por otro lado, y a escalas más pequeñas, la empresa Vedettes de Paris - uno de los principales operadores de barcos encargados de proporcionar los tours a través del río Sena - en Francia, ha comenzado recientemente el plan de electrificación de su flota, compuesta de 5 embarcaciones con una capacidad de 250 personas cada una. Esto luego de que la empresa se comprometiera el año 2021 a disminuir en más de un 50% su huella de carbono para el año 2024.

Así, en febrero de 2024 se inauguró el *Paris-Trocadéro*, el primero de la flota en ser convertido a embarcación de propulsión completamente eléctrica, evitando la emisión de 460 toneladas de CO₂ equivalente al año [41].

La electrificación de estas embarcaciones se realizó considerando el modelo comercial del cliente, en el cual cada barco realiza diez recorridos al día, con una duración de una hora y 15 minutos cada recorrido y solo 20 minutos para desembarcar y embarcar pasajeros. Así, se tuvo que adaptar el funcionamiento a un sistema de carga rápida de las baterías. En la conversión, se tienen dos packs de 550 [kWh] compuestos por 40 baterías de 125 [kg] cada una, asegurando la autonomía en cada recorrido, con una velocidad de navegación de entre 3 a 6 nudos (entre 5,5 a 11 [km/h]).



Figura 19: Vedettes de Paris. Crucero turístico electrificado. Extraída de [42].

A nivel nacional, recientemente fue anunciada la construcción de lo que será el primer remolcador marítimo eléctrico de Latinoamérica, el cual operará en el puerto de Chacabuco, en la Región de Aysén. El proyecto es resultado de una alianza estratégica entre la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y SAAM Towage, y representa otro hito significativo en la descarbonización del transporte marítimo de la región.

El remolcador es diseñado por la empresa canadiense Robert Allan Ltda. y construido en los astilleros Sanmar en Turquía, contará con una eslora de 25 metros y una manga de 13 metros. Equipado con un sistema de propulsión completamente eléctrico, esta embarcación será capaz de generar una fuerza de tracción superior a 70 toneladas. Su operación está prevista para el año 2025 y prestará servicios para ENAP.



Figura 20: Remolcador eléctrico SAAM Towage.. Extraída de [43].

2.5.1. Alternativa híbrida en embarcaciones de turismo

A modo de complementar la alternativa de propulsión 100% eléctrica, existen embarcaciones híbridas, las cuales serán presentadas con ejemplos de manera resumida a continuación. Sin embargo, no será el punto principal de este trabajo.

Las embarcaciones híbridas representan una opción que permite suplir la dependencia que puede existir hacia una infraestructura de carga y/o de energías renovables es la instalación de sistemas híbridos, además de reducir el costo que conlleva la instalación de un banco de baterías. Compuestos tanto por un motor de combustión interna como de un motor eléctrico - que puede estar o no alimentado por energías renovables - esta opción es mayormente considerada en casos donde se necesite potencia para recorridos de distancias más largas, o bien en zonas donde la infraestructura de carga sea escasa o no sea suficiente para cumplir con los requerimientos de autonomía necesarios. Además, se ofrece una alternativa eficiente y respetuosa con el medio ambiente que no sacrifique el rendimiento de la embarcación. El

funcionamiento de estos sistemas se basa en que los motores de combustión generan electricidad en su punto de mayor eficiencia, la cual es utilizada por el motor eléctrico para la propulsión de la embarcación.

El *MS Roald Amundsen* es considerado el primer crucero propulsado por un sistema híbrido, combinando motores diésel convencionales con propulsión eléctrica mediante un banco de baterías [44]. En este caso, la embarcación cuenta con cuatro motores Bergen modelo B33:45, que otorgan una salida de potencia de 3600 [kW] cada uno, los que a su vez se integran con un sistema de baterías de 2 x 627 [kWh] de capacidad, que permite suministrar hasta 1750 [kW] de potencia con energía puramente eléctrica [45].

En Chile, la empresa Asenav S.A., ubicada en la ciudad de Valdivia, se encuentra desarrollando lo que será el primer crucero híbrido construido en el país, destinado a operaciones de exploración turística en la Antártica [46].

El crucero tendrá una eslora total de 94 metros y una manga máxima de 17,20 metros, dimensiones que lo posicionan como una nave de tamaño intermedio, adecuada para maniobrar en zonas australes y de difícil acceso. El diseño contempla una propulsión híbrida, que combina motores diésel convencionales con sistemas eléctricos, permitiendo una operación más eficiente con menor impacto ambiental, especialmente en zonas que son ecológicamente más sensibles.

El proyecto contempla además la implementación de un sistema de recuperación de calor residual, el cual captará la energía térmica contenida en los gases de escape generados por los motores de combustión. Esta energía será utilizada para calentar agua destinada a los sistemas de calefacción del mismo crucero, como lo son las zonas comunes y cabinas de pasajeros a bordo, reduciendo aún más el consumo energético neto.



Figura 21: Ilustración de primer crucero de expedición polar híbrido eléctrico de Sudamérica. Extraída de [47].

2.6. Casos de sistemas fotovoltaicos en embarcaciones de turismo

Uno de los primeros proyectos documentados con un enfoque hacia alternativas no contaminantes para flotas marinas, que luego es aplicado a embarcaciones de la industria del turismo es el catamarán Solarwave 46, construido por la empresa Silent Yachts. Diseñado en Europa, este barco demostró la viabilidad de las embarcaciones turísticas completamente eléctricas, sirviendo de modelo para futuras innovaciones de la industria.



Figura 22: Solarwave 46, construido por Silent Yachts, considerado el primer prototipo de catamarán transoceánico autosuficiente. Extraída de [48].

Impulsado completamente por energía solar, esta embarcación es considerada como el primer prototipo de catamarán transoceánico totalmente autosuficiente [49].

Con una eslora de 13,6 metros, y una manga máxima de 7,5 metros, los paneles solares, con 8,5[kWp] de potencia, logran alimentar todo el suministro eléctrico para las cuatro cabinas dobles que contiene, junto con un baño y la cabina de pilotaje, además de la propulsión para el motor eléctrico. La energía es almacenada en bancos de baterías de litio de alta capacidad, y ha logrado recorrer hasta 12000 millas náuticas continuas, lo que equivale a unos 22000 kilómetros, aproximadamente. Este prototipo logra alcanzar una velocidad máxima de 8 nudos (15 [km/h]), completamente con propulsión solar, sin ruido ni emisiones.

A nivel nacional, y pese a los desafíos técnicos y económicos que implica la implementación de proyectos de este tipo, ya se han desarrollado iniciativas exitosas que demuestran la viabilidad del turismo sustentable mediante el uso de energía solar. Un ejemplo destacado es el de los denominados Taxis Solares que operan en los ríos Calle-Calle y Valdivia, en la ciudad de Valdivia, Región de Los Ríos, al sur de Chile. Estas embarcaciones, impulsadas por sistemas de propulsión eléctrica alimentados por energía solar, fueron lanzadas por el

Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones a fines del año 2020. Cada unidad está equipada con paneles solares instalados en su techo, capaces de generar hasta 1,6 [kWp] de potencia, lo que permite cubrir de forma autónoma sus necesidades energéticas durante los recorridos turísticos.



Figura 23: Taxi solar en el río Calle-Calle, Valdivia, Chile. Extraída de [50].

Las embarcaciones corresponden a lanchas equipadas con motores eléctricos alemanes Kräutler SD-K de 48 [V] y 4 [kW] de potencia, y cuentan con un banco de baterías selladas de descarga profunda que logran proporcionar una autonomía de hasta 10 horas de navegación. Su diseño incluye un piso bajo que facilita el acceso a personas con movilidad reducida, sillas de ruedas y también bicicletas. Cada embarcación posee dimensiones de 9,50 metros de eslora y 3 metros de manga máxima, generando una capacidad para 16 pasajeros y 2 tripulantes, y logra alcanzar velocidades de hasta 6 [km/h] sin generar ruido ni alterar el ecosistema del río, minimizando el impacto ambiental.

Este proyecto logró ser el primer sistema de transporte público fluvial en Chile que opera exclusivamente con energía solar, consolidando a la ciudad de Valdivia como una ciudad líder en movilidad sustentable a nivel nacional y latinoamericano.

En resumen, el desarrollo de embarcaciones eléctricas destinadas al turismo ha estado experimentando un crecimiento sostenido en las últimas décadas, donde se consideran también alternativas de uso híbrido, tanto a nivel internacional como en Chile.

Proyectos pioneros como los taxis solares fluviales en Valdivia, cruceros híbridos antárticos y remolcadores eléctricos en Aysén demuestran que la electrificación del transporte marítimo se encuentra en una expansión que ha logrado avances significativos. Así, la conversión de embarcaciones turísticas a una propulsión eléctrica, especialmente en zonas de alto valor

natural como el sur de Chile, puede presentarse como una alternativa viable y alineada con los desafíos ambientales y políticas de descarbonización actuales.

2.7. Normativas y regulaciones aplicables al proyecto

En un proyecto como el abordado en este trabajo, existen una variedad de normas, reglamentos y organismos que deben tomarse en cuenta para cumplir con ellos. En particular, el proyecto debe considerar normas y reglamentos chilenos tanto para el uso de una embarcación de turismo como para la instalación del punto de carga solar. A esto, se le suma también el hecho de que el lugar de operación de las actividades de turismo se encuentra dentro de una zona considerada como área silvestre protegida, ya que se encuentra dentro del Parque Nacional Vicente Pérez Rosales, por lo que se tienen que considerar además normativas presentadas por organismos como la Corporación Nacional Forestal (CONAF). Cabe destacar que esta corporación fue recientemente reestructurada, creándose un nuevo organismo a cargo de las funciones de conservación de la biodiversidad (SBAP, o Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas).

A continuación, se presenta una serie de normativas, regulaciones y leyes aplicables a este tipo de proyectos.

2.7.1. Ley N°19.300 sobre las bases generales del medio ambiente

La ley N°19.300 establece las bases para la protección ambiental en Chile y crea el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Según esta ley, los proyectos deben someterse al SEIA previo a su construcción, evaluando sus impactos en sus fases de desarrollo, desde la construcción, operación y hasta el cierre, con la premisa de que los denominados costos ambientales deben ser asumidos por los mismos titulares de los proyectos y no ser transferidos a la sociedad. La evaluación del SEIA toma carácter obligatorio al tratarse de un proyecto que se encuentra dentro de un Área Silvestre Protegida (ASP) como lo es el caso de este trabajo. Además, la ley establece que, dependiendo de la magnitud y características del proyecto, podría requerirse la elaboración de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) [51].

Según esta ley, y dado que el proyecto presentado en este trabajo involucra la instalación de infraestructura (punto de carga solar independiente) y la modificación de una embarcación para propulsión eléctrica dentro de la zona de un Parque Nacional, es probable que se requiera de al menos la realización de una DIA. Además, se debe obtener la autorización pertinente de parte de la CONAF para la ejecución de obras y posterior operación de la embarcación eléctrica dentro de las localidades del parque.

2.7.2. Ordenanza municipal del parque nacional Vicente Pérez Rosales

El Parque Nacional Vicente Pérez Rosales cuenta con una ordenanza específica lanzada el año 2023, elaborada en conjunto entre la Municipalidad de Puerto Varas y la CONAF, que regula específicamente las actividades de turismo dentro del área protegida [51] [52] [53].

Esta ordenanza contempla las directrices a seguir sobre el acceso, la navegación y el uso turístico de la zona, con especial énfasis en la protección ambiental y la seguridad de los turistas.

Para efectos de este proyecto, debe ser indispensable cumplir con los requisitos presentados en esta ordenanza, dentro de los cuales se incluye una autorización de navegación en la zona, limitados a embarcaciones que estén aprobadas expresamente por la CONAF. Asimismo, cualquier obra civil – como es el caso de la instalación de un punto de carga solar - debe ser evaluada y autorizada según esta ordenanza.

Se especifica también que toda embarcación que navegue por el Lago de Todos Los Santos y sus alrededores debe contar con aprobación de la CONAF y cumplir con velocidades de navegación máximas permitidas.

2.7.3. Normativa de energía renovable y generación distribuida

Dado que el sistema de carga para la embarcación será alimentado mediante energía solar fotovoltaica, es necesario considerar las marcaciones que se establecen en la Ley N°20.571 sobre generación eléctrica domiciliaria a partir de fuentes renovables (también conocida como la Ley de *NetBilling*).

Si bien la instalación solar del proyecto será para autoconsumo y no se inyectará energía a la red, esta ley define los estándares de seguridad, calidad de instalación y conexión de sistemas solares, por lo cual es importante seguir sus lineamientos como una referencia técnica.

Además, según la *Normativa Vigente Aplicable al Tipo de Proyecto de Energía Renovable*, publicada por el Ministerio de Energía [54], y donde se destacan las normativas específicas a seguir según el tipo de iniciativa, se establece que para proyectos fotovoltaicos aislados de la red – *Off Grid* – se deben considerar:

- Decreto Supremo N°8, de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica (Ex NCH Eléctrica N°4) [55].
- Instrucción Técnica General RIC N°9.1/2021, emitida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), sobre el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución [56].
- Instrucción Técnica RGR N°06/2021, emitida por la SEC, sobre el diseño y ejecución de instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías en instalaciones eléctricas [57].

2.7.4. Normativa marítima y de seguridad naval

Si bien no existe aún una normativa chilena específica para embarcaciones eléctricas, la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (DIRECTEMAR) evalúa caso a caso basándose en reglamentos internacionales adaptados (normas ISO, SOLAS, IMO) o bien realizando estudios técnicos de seguridad, autonomía y procedimientos de emergencia [58].

Sin embargo, la DIRECTEMAR es la autoridad marítima nacional y el principal ente regulador, por lo que se debe considerar que la embarcación este correctamente registrada y con su matrícula correspondiente, además de tener en cuenta reglamentos tales como el de Seguridad para Naves Menores y el Reglamento de Inspecciones de Seguridad Marítima. Dependiendo del caso, este organismo puede solicitar una aprobación técnica del proyecto de conversión, lo cual incluye planos, especificaciones técnicas y cambios de propulsión.

Como fue mencionado, es común realizar adaptaciones de normas internacionales al no existir alguna que sea específicamente para embarcaciones eléctricas en Chile. Para este caso, es común realizar un seguimiento a la norma ISO 16315:2016, dentro de la cual se aborda el diseño e instalación de sistemas eléctricos de corriente alterna y corriente continua utilizados con fines de propulsión eléctrica y/o propulsión eléctrica híbrida.

Esta última norma se aplica a los sistemas de propulsión eléctrica que funcionen dentro de los siguientes rangos (ya sea individualmente o en combinación):

- Corriente continua de menos de 1.500[V].
- Corriente alterna monofásica de hasta 1.000[V].
- Corriente alterna trifásica de hasta 1.000[V].

Además, también se aplica a los sistemas de propulsión eléctrica instalados en pequeñas embarcaciones de hasta 24 metros de eslora.

Capítulo 3: Marco teórico

3.1. Selección de motores eléctricos

La selección adecuada de un motor eléctrico resulta fundamental tanto para asegurar la autonomía operativa requerida como para mantener el proyecto dentro de los márgenes de presupuesto que existen, ya que un sobredimensionamiento innecesario del sistema puede implicar costos elevados en cuanto a adquisición, almacenamiento energético y consumo, mientras que una subestimación de la potencia puede comprometer el desempeño de la embarcación, afectando la operación turística prevista.

El motor eléctrico adecuado para una embarcación dependerá fundamentalmente de la potencia requerida para mover el casco a una velocidad determinada. Esta potencia debe compensar las resistencias hidrodinámicas que se oponen al movimiento del barco en el agua. En embarcaciones de baja velocidad, como catamaranes de turismo, la resistencia al avance está compuesta principalmente por la resistencia de fricción, asociada al contacto entre el casco y el agua.

3.1.1. Potencia requerida

La potencia necesaria para mover una embarcación a una velocidad constante puede estimarse usando la siguiente relación general:

$$P_{req} = R_f \cdot V \quad (1)$$

Donde R_f representa la resistencia total al avance en [N] y V la velocidad de avance en [m/s].

Como se mencionó anteriormente, para casos en donde la embarcación se mueva a bajas velocidades, como es común en embarcaciones que realizan servicios de turismo, la resistencia al avance más representativa está dada por el roce del casco de la embarcación con el agua.

La resistencia a la fricción puede ser estimada mediante la siguiente ecuación:

$$R_f = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot S \cdot C_f \quad (2)$$

Donde ρ es la densidad del agua por donde navegue la embarcación (aproximadamente 1.000 [kg/m³] en agua dulce), V la velocidad relativa entre el casco y el agua, S el área de superficie sumergida del casco en [m²] y C_f representa un coeficiente de fricción, que para el caso de embarcaciones de tipo catamarán de aguas dulces, como el estudiado en este trabajo, suele estar en valores cercanos a 0,35[-].

Una vez estimada la resistencia de fricción, se puede obtener la potencia de propulsión requerida para vencer dicha resistencia. A esta se debe aplicar un factor de eficiencia global

para considerar pérdidas en el sistema de propulsión (motor, transmisión y hélice), lo que lleva a una potencia instalada mayor:

$$P_{motor} = \frac{P_{req}}{\eta_{sistema}} \quad (3)$$

Para estos casos, el valor de $\eta_{sistema}$ suele estar entre 0,5 y 0,7 dependiendo del tipo de hélice y condiciones operativas.

3.1.2. Velocidad máxima teórica alcanzable

Cualquier embarcación que opere en régimen de desplazamiento (es decir, que no planea sobre la superficie del agua) tendrá una velocidad máxima teórica limitada principalmente por su eslora en línea de flotación. Esto se debe a que, mientras la embarcación navega, genera olas en su proa que se propagan a lo largo del casco. La longitud de onda y la velocidad de propagación de estas olas aumentan a medida que se incrementa la velocidad de la embarcación. A velocidades bajas, las olas producidas tienen una longitud de onda corta, lo que no interfiere significativamente con el avance del casco. Sin embargo, al aumentar la velocidad, las ondas generadas crecen tanto en longitud de onda como en amplitud, hasta alcanzar un punto crítico en el que una sola ola se extiende desde la proa hasta la popa. En ese momento, la longitud de onda coincide con la eslora de flotación de la embarcación, quedando esta confinada entre la cresta de la ola en la proa y la cresta en la popa, lo que genera una resistencia significativa al avance e impone una barrera física difícil de superar sin entrar en régimen de planeo. En este estado, intentar superar dicha ola implicaría que la embarcación tuviera que escalar su propia ola, requiriendo un aumento desproporcionado de potencia. Esta velocidad máxima se denomina velocidad de casco o *hull speed*, y representa el límite de velocidad para embarcaciones que naveguen en régimen de desplazamiento puro, como es el caso del catamarán estudiado para este proyecto.

Esta velocidad se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$V_{max} = 2,43 \cdot \sqrt{L} \quad (4)$$

Donde V_{max} es la velocidad máxima en nudos, y L la eslora en línea de flotación del catamarán, expresada en pies. Como fue mencionado, superar esta velocidad requiere de un diseño de casco planeador o un aumento de potencia desmesurado.

3.2. Estudio del recurso solar

El recurso solar se define como la cantidad de energía proveniente del sol que está disponible en un determinado lugar y momento para su aprovechamiento como fuente energética. La disponibilidad de esta energía presenta grandes variaciones tanto temporales como espaciales dentro del transcurso de un año, debido a la variabilidad de las condiciones atmosféricas, la inclinación de la Tierra con respecto al sol y su rotación. Por esto mismo, para el diseño de plantas que utilicen directamente la energía solar como fuente, se requiere un pleno conocimiento de la distribución que tiene este recurso.

El recurso solar se mide en términos de irradiancia, que corresponde a la radiación o iluminación solar que llega a la superficie terrestre según una potencia instantánea por unidad de área, y se expresa en W/m^2 . A su vez, la cantidad de irradiancia que es recibida en un periodo de tiempo determinado se conoce como irradiación, y se expresa en Wh/m .

La cantidad de irradiancia recibida va a depender de diversos factores, entre los que se encuentran principalmente la ubicación geográfica del punto de estudio, la estación del año, las condiciones climáticas, la orientación de la superficie y las obstrucciones que pueden provocar montañas, edificios o vegetación. Así mismo, la radiación neta que incide sobre una superficie puede ser separada en distintas componentes, las cuales son detalladas a continuación.

Cabe destacar que el modelo utilizado para el cálculo de la radiación directa, difusa y reflejada para las superficies a diseñar en este trabajo corresponde al modelo isotrópico de radiación, siendo las fórmulas presentadas pertenecientes a este.

3.2.1. Radiación directa

Corresponde a la componente de la radiación solar que llega a la superficie terrestre siguiendo una trayectoria recta desde el sol, sin ser dispersada significativamente por la atmósfera. Esta radiación se ve influenciada por factores como la nubosidad, la presencia de aerosoles, la contaminación atmosférica y la posición del sol en el cielo. Cuando se mide la radiación directa sobre una superficie perpendicular a los rayos solares, se denomina radiación directa normal o DNI (por sus siglas en inglés, *Direct Normal Irradiance*). En cambio, si se dispone de una superficie horizontal, la cantidad de radiación directa que incide sobre ella corresponde a la proyección de la DNI sobre esa superficie, y depende del ángulo cenital (zenit solar θ_z) del sol (ver Figura 20).

3.2.2. Radiación difusa

Como se ha mencionado, al pasar por la atmósfera terrestre, los rayos provenientes del Sol interactúan con moléculas de aire, partículas de polvo, gotas de agua y otros componentes que se encuentran presentes en ella. Al ocurrir esto, la radiación se dispersa en múltiples direcciones antes de llegar finalmente a la superficie terrestre. La radiación que llega a la

superficie luego de haber sido dispersada se conoce como radiación difusa, y en días nublados puede representar la mayor parte de la radiación solar recibida, ya que las nubes dispersan y atenúan la radiación directa.

En caso de una superficie con una inclinación β con respecto a la horizontal, la radiación difusa se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$Dif_i = DHI \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (5)$$

Donde DHI corresponde a la radiación difusa horizontal y β el ángulo de inclinación de la superficie.

3.2.3. Radiación reflejada

También conocida como radiación de albedo, es la porción de la radiación solar que, tras incidir en la superficie terrestre, es reflejada de vuelta hacia la atmósfera. El albedo es un coeficiente que indica la reflectividad de un tipo de superficie y se expresa como un valor adimensional entre 0 y 1. Así, superficies claras como la nieve tienen un albedo cercano a 1, ya que reflejan la mayor parte de la radiación incidente, mientras que las superficies más oscuras tienen un albedo bajo cercano a 0, absorbiendo más radiación. El albedo promedio de la Tierra es de aproximadamente 0,3[-]. En la Tabla 1 se presentan valores de albedo para distintas superficies comunes:

Tabla 3: Valor medio de albedo para distintos tipos de superficies. Recuperado de [59].

Superficie	Valor medio de albedo (ρ)
Nieve	0,8 – 0,9
Hielo marino	0,5 – 0,7
Arena desértica	0,4
Vegetación	0,20
Pasto	0,25
Suelo desnudo	0,17
Agua	0,10
Madera	0,30
Asfalto	0,04

De la misma forma que la radiación difusa, si se trata de una superficie inclinada, la radiación reflejada para esta se calcula como:

$$Ref_i = \rho \cdot GHI \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (6)$$

Donde ρ corresponde al nivel de albedo presente en el sitio de estudio, y GHI la radiación global horizontal, presentada a continuación.

3.2.4. Radiación global

La radiación global es la suma de la radiación directa y la radiación difusa que alcanzan una superficie horizontal en la Tierra. Este valor es fundamental para estimar la capacidad de generación de energía de los sistemas fotovoltaicos. Cuando se mide específicamente sobre una superficie horizontal, se denomina Radiación Global Horizontal (GHI, por sus siglas en inglés, *Global Horizontal Irradiance*). Esta se compone de dos partes: la radiación directa proyectada sobre la superficie horizontal (DNI multiplicado por la proyección horizontal del ángulo zenit), y la radiación difusa horizontal (DHI) proveniente del cielo. Así, se tiene la siguiente relación:

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\phi) \quad (7)$$

Cabe destacar que como corresponde a la radiación en un plano horizontal, la componente de la radiación reflejada es nula, por lo que no se considera dentro de la ecuación. En caso de que la superficie tenga un ángulo de inclinación, se debe sumar esta componente.

En la Figura 24 se observa una representación gráfica de la radiación directa normal DNI para una superficie con un ángulo zenit ϕ (izquierda) y de la radiación difusa para una superficie horizontal con ángulo β igual a cero.

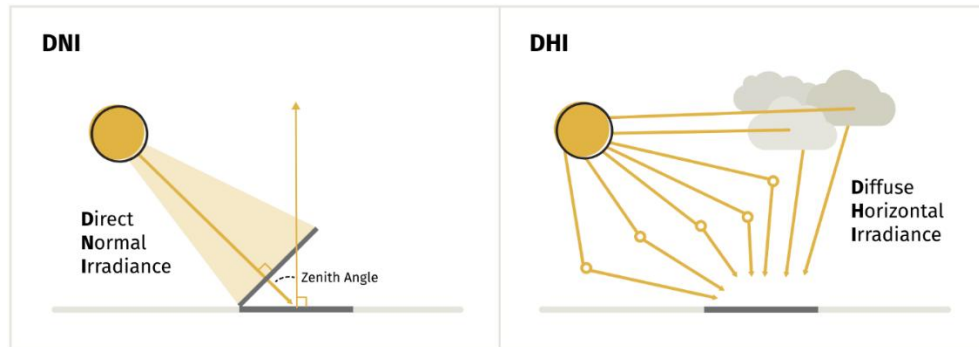


Figura 24: Radiación directa normal (DNI) y radiación difusa horizontal (DHI). La proyección de DNI sobre el plano horizontal sumado a DHI conforman la radiación global horizontal (GHI). Extraída de [60].

3.2.5. Ángulos solares

La posición del sol en el cielo puede ser determinada de forma precisa conociendo los ángulos solares. Estos son parámetros geométricos que describen la posición del astro con respecto a un observador en la Tierra (sistema geocéntrico). A continuación, se detallan los ángulos que son esenciales de conocer y entender para poder estimar de forma correcta el recurso solar en la zona de estudio.

3.2.5.1. Declinación solar δ

Corresponde a la desviación que presentan los rayos del sol con respecto al eje ecuatorial de la Tierra. Se debe a la inclinación que tiene la Tierra con respecto al plano de traslación de la órbita terrestre de $23,45^\circ$.

Así, el valor del ángulo de declinación variará a lo largo del año entre $-23,45^\circ$ y $23,45^\circ$, siendo estos valores máximos alcanzados en los solsticios, mientras que en los equinoccios la declinación es de 0° .

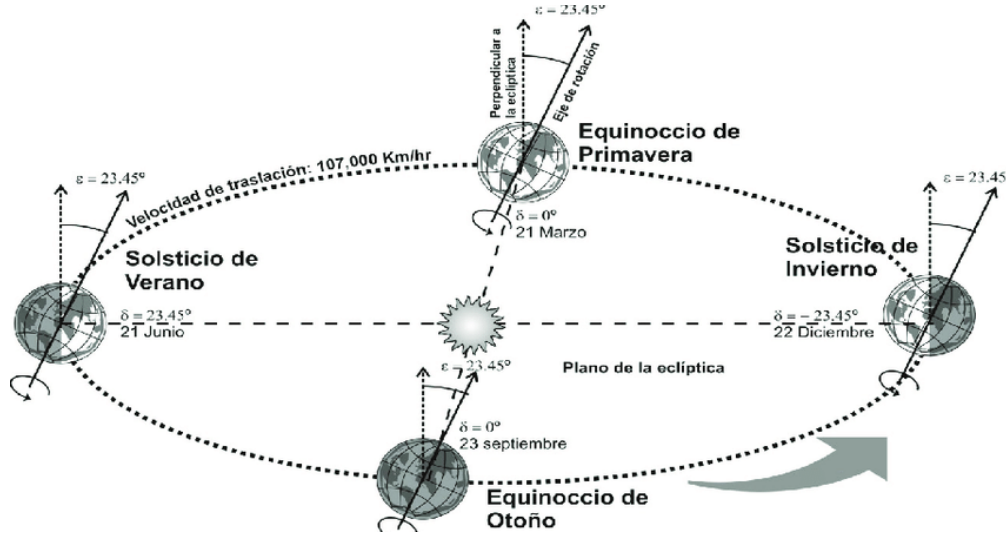


Figura 25: Cambio de la declinación solar en el transcurso de la traslación terrestre. Extraída de [61].

La declinación solar puede ser calculada con el número de día del año N , mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (8)$$

3.2.5.2. Altitud solar α

Conocido también como ángulo de elevación solar, es el ángulo comprendido entre la línea del horizonte y la posición del sol en el cielo, siendo 0° para el amanecer y para la puesta de sol. Se calcula como el complemento del zenit solar:

$$\alpha = 90^\circ - \phi \quad (9)$$

Mientras que la máxima altitud que alcanza el sol durante el día viene dada por:

$$\alpha_{\max} = 90^\circ - L + \delta \quad (10)$$

Siendo L el valor de la latitud del lugar.

El valor de $\alpha_{m\acute{a}x}$ variará en el transcurso del año, siendo en verano donde mayor altura se alcanza. Se debe considerar que los valores para la latitud L y la declinación solar δ son negativos para el hemisferio sur.

3.2.5.3. Zenit solar ϕ

El zenit solar (ϕ) es el complemento del ángulo de altitud solar α . Así, corresponde a el ángulo conformado por la vertical (zenit) y la posición del sol. Al igual que la altitud solar, el zenit dependerá de la latitud del lugar y la fecha del año. En la Figura 26 se muestra una representación gráfica de los ángulos de altitud y zenit solares. Cabe destacar que en la bibliografía disponible es posible encontrar el ángulo zenit representado por la letra con subíndice θ_z , tal y como se ve en la figura. Sin embargo, para efectos de este trabajo, será representado mediante ϕ .

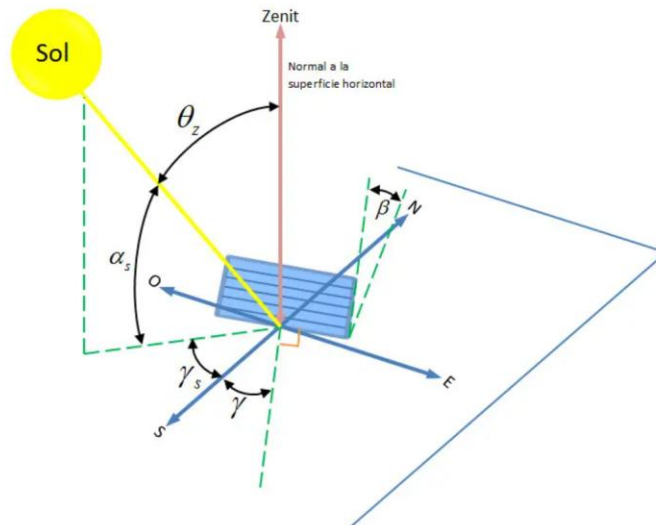


Figura 26: Representación gráfica de la altitud y zenit solares. Extraída de [62].

La determinación de un zenit óptimo permite maximizar la radiación recibida por una superficie como paneles solares, lo cual se traduce en una mayor producción de energía. Por esta razón, este ángulo será de vital importancia al momento de dimensionar el punto de carga solar del presente trabajo.

3.2.5.4. Hora solar h

Si se considera un meridiano imaginario sobre la vertical que divida el norte del sur, el momento del día en donde el sol se posicione sobre él y alcance el punto más alto, se tiene una hora solar de 0° (mediodía solar). Dicho de otra forma, la hora solar es el ángulo que

debería rotar la Tierra para traer al meridiano del lugar directamente bajo el sol. Tiene su base en el Tiempo Solar Medio (TSM), que fija una variación de 15° del sol respecto al mediodía solar por cada hora que pase, aumentando hacia el oeste por la tarde y disminuyendo hacia el este por la mañana.

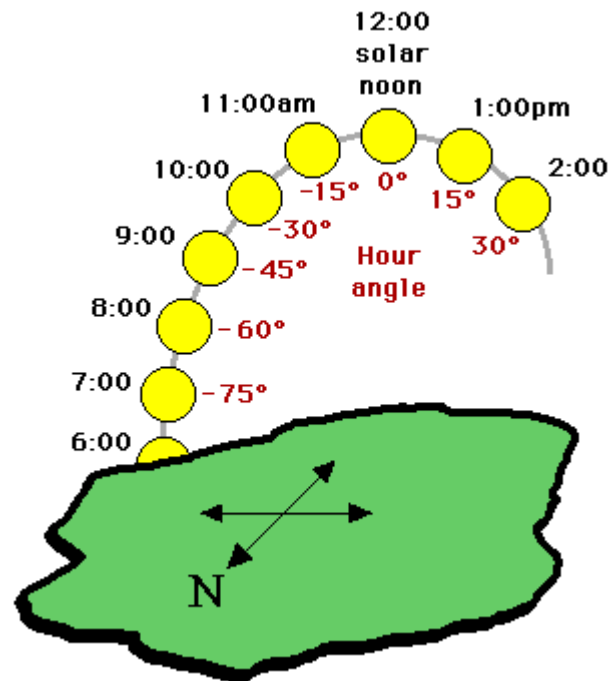


Figura 27: Representación gráfica de la hora solar h . Extraída de [63].

La hora solar se calcula como:

$$h = (TSA - 12) \cdot 15^\circ \quad (11)$$

El Tiempo Solar Aparente (TSA) que aparece en esta ecuación corresponde al tiempo real basado en la posición instantánea del sol, el cual se diferencia del TSM debido a la combinación de la excentricidad de la órbita terrestre y la declinación del eje de la Tierra respecto a la eclíptica. La diferencia numérica entre el TSA y el TSM se denomina Ecuación del Tiempo (ET).

La ecuación del tiempo se define como:

$$ET = 9,87 \cdot \text{sen}(2B) - 7,58 \cdot \cos(B) - 1,5 \cdot \text{sen}(B) \quad (12)$$

Donde B es un ángulo auxiliar que representa la posición angular de la Tierra en su órbita con respecto al equinoccio. Es una forma simplificada de modelar el cambio periódico anual de la velocidad angular de la Tierra por la excentricidad orbital y la inclinación axial, y se representa como:

$$B = (N - 81) \cdot \frac{360}{364} \quad (13)$$

Es posible calcular la hora solar de atardecer (h_{ss}) y de amanecer (h_{sr}) mediante las ecuaciones (14) y (15), respectivamente, que será cuando el sol alcance una altura solar de 0° en el horizonte.

$$h_{ss} = \cos^{-1}(-\tan(L) \cdot \tan(\delta)) \quad (14)$$

$$h_{sr} = -h_{ss} \quad (15)$$

Siendo h_{ss} la hora solar al atardecer (*sunset*) y h_{sr} la hora solar de amanecer (*sunrise*).

Con lo anterior mencionado, se tiene que la altitud solar α , el zenit solar ϕ y la hora solar h se relacionan matemáticamente de la siguiente forma:

$$\sin(\alpha) = \cos(\phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \quad (16)$$

3.2.5.5. Azimut solar z

Corresponde al ángulo en el plano horizontal entre la dirección sur (para el hemisferio norte) o la dirección norte (en el hemisferio sur) y la proyección de los rayos de sol en el mismo plano. Indica hacia qué dirección geográfica está el sol en un momento dado.

Si el sol no ha traspasado la línea E-O, el azimut viene dado por la siguiente ecuación:

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta)\sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (17)$$

En caso contrario, y el sol ha traspasado la línea E-O, el ángulo debe ser recalculado.

Así, se tiene que, si:

$$\cos(h) < \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)}$$

El azimut se recalcula con:

$$z_{\text{corregido}} = -180^\circ + |z| \quad (18)$$

$$z_{\text{corregido}} = 180^\circ - z \quad (19)$$

La ecuación (18) se utiliza para horarios de la mañana, mientras que la ecuación (19) se utiliza para la tarde.

3.2.5.6. Ángulo de incidencia θ

Corresponde al ángulo entre los rayos solares y la normal a una superficie. Es el ángulo más importante para estimar el recurso solar, y se calcula mediante la siguiente relación para

cuando se trata de una superficie inclinada fija apuntando al norte, en donde el azimut solar será igual a 180° :

$$\cos(\theta) = \sin(L - \beta) \cdot \sin(\delta) + \cos(L + \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h) \quad (20)$$

Donde θ es el ángulo de incidencia y β el ángulo de inclinación de la superficie respecto a la horizontal.

El ángulo de incidencia se relaciona directamente con el zenit solar mediante el denominado factor R_b . Este corresponde a la corrección geométrica entre la radiación directa que incide sobre una superficie inclinada con respecto a la radiación directa sobre una superficie horizontal, y se expresa como:

$$R_b = \frac{\text{rad.directa inclinada}}{\text{rad.directa horizontal}} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\phi)} \quad (21)$$

3.2.5.7. *Tiempo solar aparente (TSA)*

Adicionalmente, es también importante detallar el denominado Tiempo Solar Aparente (TSA) para su posterior uso en el estudio del recurso solar del presente trabajo.

El TSA corresponde al tiempo medido según la posición real del sol en el cielo, y se basa en el paso del sol verdadero por el meridiano del lugar de estudio. Este varía según la inclinación del eje terrestre y la excentricidad de la órbita de la Tierra en un día determinado, y se calcula como:

$$TSA = TLE + ET - 4 \cdot (\lambda_{\text{standard}} - \lambda_{\text{local}}) \quad (22)$$

Donde TLE corresponde al tiempo local estándar, es decir, la hora local del punto en estudio, y depende principalmente del huso horario del momento en el sitio. Se expresa en minutos, al igual que la ET. Por otro lado, $\lambda_{\text{standard}}$ corresponde a la longitud geográfica que define el meridiano central de un huso horario. En el caso de la hora UTC, este meridiano central es el de 0° de longitud (meridiano de Greenwich). Para un huso horario de UTC-4, como el que rige en Chile continental durante el horario de invierno, el meridiano central se ubica en la longitud -60° . Esto se debe a que cada huso horario abarca 15° de longitud, estableciéndose a partir del meridiano de referencia (0° , presentado en la Figura 28), y avanzando o retrocediendo 15° por cada hora de diferencia con UTC. De esta manera, la longitud estándar se puede determinar mediante la ecuación (23):

$$\lambda_{\text{standard}} = UTC \cdot 15^\circ \quad (23)$$

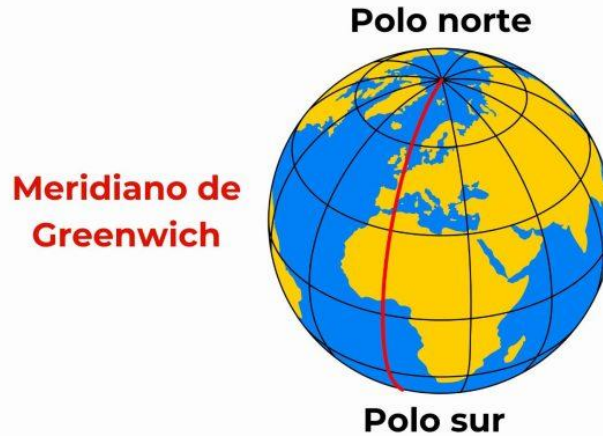


Figura 28: Meridiano de 0° como referencia a los distintos husos horario. Extraída de [64].

3.3. Análisis estructural

El análisis estructural se considera fundamental dentro de la ingeniería que estudia el comportamiento de los elementos que conforman una estructura cuando estos se encuentran sometidos a diferentes tipos de cargas. Su objetivo principal es garantizar que la estructura sea segura, estable y funcional durante toda su vida útil, resistiendo sin fallar en las condiciones para las cuales fue diseñada.

De forma general, el análisis estructural no se limita a un tipo específico de elemento (como vigas, columnas o placas), sino que abarca todos los componentes, independientemente de su orientación, función o material. Entre las solicitaciones más comunes que se evalúan se encuentran la compresión, la tracción, la flexión, la torsión y el corte, así como fenómenos de inestabilidad como el pandeo. La elección del método de análisis depende de la complejidad de la estructura, el tipo de cargas aplicadas y el nivel de precisión requerido, pudiendo ir desde métodos simplificados hasta modelos numéricos avanzados como el análisis por elementos finitos.

Bajo este marco conceptual, es posible profundizar en el estudio de casos particulares, como el de elementos sometidos a compresión axial (Figura 29), donde entran en juego conceptos clave como el esfuerzo de compresión, el pandeo elástico y las propiedades geométricas que determinan la capacidad resistente y la estabilidad del elemento.

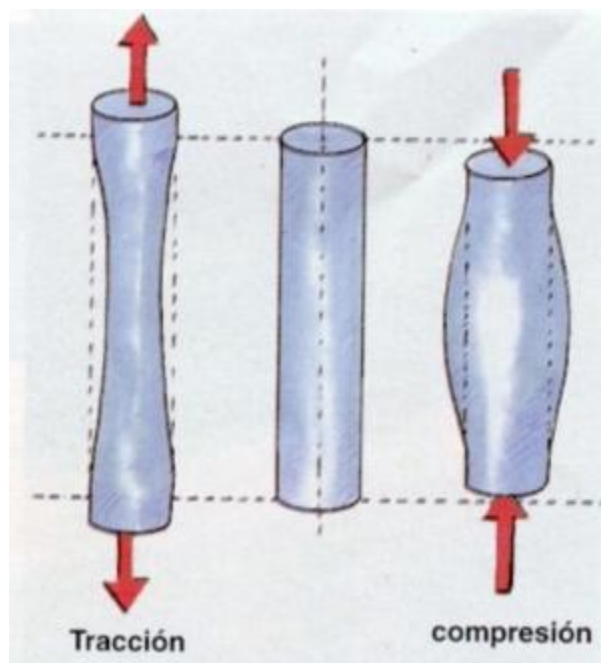


Figura 29: Tracción y compresión axial. Extraída de [65].

El análisis estructural de elementos verticales (como columnas) sometidos a cargas axiales de compresión requiere la comprensión de conceptos fundamentales de la mecánica de materiales, particularmente en lo referido al esfuerzo de compresión, al fenómeno de pandeo elástico, y a las propiedades geométricas de la sección transversal que influyen en la resistencia y estabilidad de la pieza.

3.3.1. Esfuerzo de compresión

El esfuerzo de compresión (σ_c) se define como la relación entre la carga axial de compresión (P) aplicada sobre un cuerpo y el área transversal (A) del mismo y que es perpendicular al sentido de aplicación de la carga. Se define como:

$$\sigma_c = \frac{P}{A} \quad (24)$$

Donde P se expresa en [N] y A en [m²] para dar un resultado expresado en [Pa].

En elementos materiales como la madera, el valor máximo permisible del esfuerzo de compresión depende del tipo de madera, la dirección de las fibras, el grado de humedad y el estado de conservación. Este esfuerzo debe verificarse para asegurar que σ_c es menor o igual que σ_{perm} , siendo este último el esfuerzo permisible según normativa o bien especificado por el fabricante.

Aunque el análisis efectuado en este trabajo se centra en el esfuerzo de compresión, en la ingeniería estructural se reconoce también el esfuerzo de tracción ($\sigma_t = P/A$, con P positivo

en tracción, ver Figura 29), el esfuerzo de flexión ($\sigma_f = (M \cdot c)/I$, donde M es el momento flector y c la distancia a la fibra extrema), y los esfuerzos de torsión ($\tau_t = (T \cdot r)/J$, siendo T el momento torsor y J el momento polar de inercia). Estos estados de carga pueden coexistir o requerir un análisis complementario en caso de estructuras más complejas.

3.3.2. Teoría de pandeo de Euler

En columnas sometidas a compresión, el modo de falla predominante no siempre es por un aplastamiento del material, sino por inestabilidad lateral o pandeo. La teoría de Euler establece que, para una columna ideal recta, homogénea y elásticamente lineal, la carga crítica de pandeo (P_{crit}) viene dada por:

$$P_{crit} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{L_e^2} \quad (25)$$

Donde E corresponde al módulo de elasticidad o módulo de Young en [Pa], I el momento de inercia de la sección transversal (explicado a continuación) y L_e la longitud efectiva de la columna en [m], que depende de la altura libre real y de las condiciones de apoyo en sus extremos.

La longitud efectiva se determina mediante $L_e = K \cdot L$, donde L es la altura real y K un coeficiente que depende del tipo de empotramiento o articulación de los extremos de la columna, como se muestra en la Figura 30:

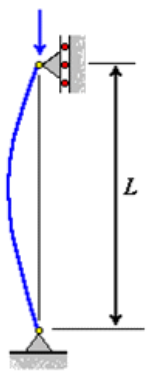
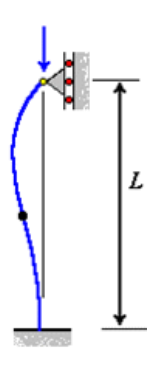
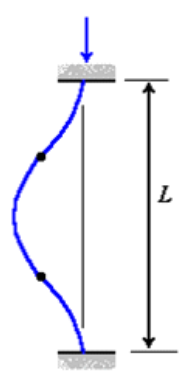
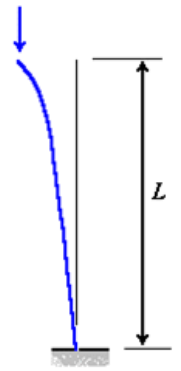
Columna articulada-articulada	Columna empotrada-articulada	Columna empotrada-empotrada	Columna empotrada-libre
			
$L_e = L$	$L_e = 0.699L$	$L_e = 0.5L$	$L_e = 2L$
$K = 1$	$K = 0.699$	$K = 0.5$	$K = 2$

Figura 30: Longitud efectiva para distintos tipos de articulación.

3.3.2.1. Momento de inercia

El momento de inercia geométrico cuantifica la distribución del material de una sección particular con respecto a un eje y su resistencia frente a esfuerzos como la flexión o el pandeo. Para secciones usuales, se obtiene mediante las siguientes formulas conocidas y mostradas en la Figura 31.

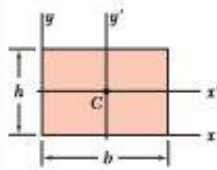
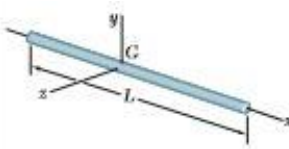
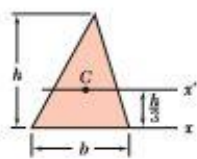
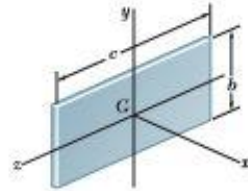
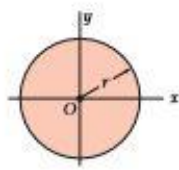
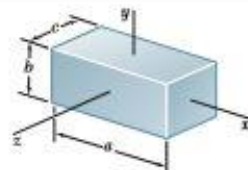
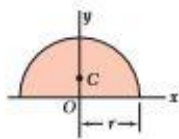
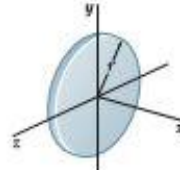
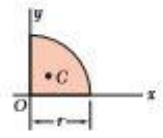
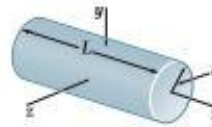
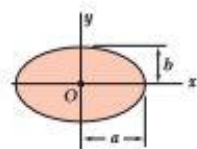
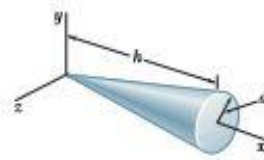
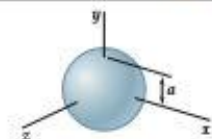
Rectángulo $\bar{I}_x = \frac{1}{12}bh^3$ $\bar{I}_y = \frac{1}{12}b^3h$ $I_x = \frac{1}{12}bh^3$ $I_y = \frac{1}{12}b^3h$ $J_C = \frac{1}{12}bh(b^2 + h^2)$		Barra delgada $I_y = I_z = \frac{1}{12}mL^2$	
Triángulo $\bar{I}_x = \frac{1}{36}bh^3$ $I_x = \frac{1}{12}bh^3$		Placa rectangular delgada $I_x = \frac{1}{12}m(b^2 + c^2)$ $I_y = \frac{1}{12}mc^2$ $I_z = \frac{1}{12}mb^2$	
Círculo $\bar{I}_x = \bar{I}_y = \frac{1}{4}\pi r^4$ $J_O = \frac{1}{2}\pi r^4$		Prisma rectangular $I_x = \frac{1}{12}m(b^2 + c^2)$ $I_y = \frac{1}{12}m(c^2 + a^2)$ $I_z = \frac{1}{12}m(a^2 + b^2)$	
Semicírculo $I_x = I_y = \frac{1}{8}\pi r^4$ $J_O = \frac{1}{4}\pi r^4$		Disco delgado $I_x = \frac{1}{2}mr^2$ $I_y = I_z = \frac{1}{4}mr^2$	
Cuarto de círculo $I_x = I_y = \frac{1}{16}\pi r^4$ $J_O = \frac{1}{8}\pi r^4$		Cilindro circular $I_x = \frac{1}{2}ma^2$ $I_y = I_z = \frac{1}{12}m(3a^2 + L^2)$	
Elipse $\bar{I}_x = \frac{1}{4}\pi ab^3$ $\bar{I}_y = \frac{1}{4}\pi a^3b$ $J_O = \frac{1}{4}\pi ab(a^2 + b^2)$		Cono circular $I_x = \frac{3}{16}ma^2$ $I_y = I_z = \frac{3}{16}m(\frac{1}{2}a^2 + h^2)$	
Esfera $I_x = I_y = I_z = \frac{2}{5}ma^2$			

Figura 31: Momento de inercia para distintas geometrías.

Capítulo 4: Desarrollo de la solución

4.1. Especificaciones técnicas y operativas

La embarcación considerada en el presente trabajo corresponde a un catamarán de turismo, que opera actualmente en el sur de Chile, específicamente en el Río Negro, el cual desemboca en la costa oriente del Lado de Todos Los Santos, en la región de Los Lagos, cercano a la localidad de Peulla.

A continuación, se presentan en la Tabla 4 las características principales de la embarcación, según la información entregada por la empresa operadora y manuales técnicos. Adicionalmente se presenta una fotografía actual del catamarán en la Figura 32.

Tabla 4: Características principales del catamarán de turismo.

Embarcación	
Tipo de nave	Catamarán
Material de construcción	Acero naval
Nº pasajeros	40
Nº tripulantes	2
Dimensiones principales	
Eslora	9,6 [m]
Manga máxima	3,4 [m]
Calado	0,4 [m]
Ancho de cascos	1,0 [m]
Motores	
Fabricante	Evinrude
Modelo	4 stroke EFI (2006)
Combustible	Gasolina
Potencia	50 [hp]
Cantidad	2



Figura 32: Catamarán de turismo de nombre Coipo. Fotografía otorgada por la empresa operadora.

En su configuración actual el catamarán está impulsado por dos motores a gasolina de 50 [hp] cada uno, equivalentes a aproximadamente 37,3 [kW] de potencia unitaria. La embarcación posee una capacidad para transportar aproximadamente a 40 pasajeros, incluidos 2 tripulantes encargados de la operación de la nave y la guía del tour.

La conversión a propulsión eléctrica contempla el reemplazo de los actuales motores de combustión por motores eléctricos que cumplan con la potencia necesaria según la demanda de operación que tiene la embarcación, la cual será detallada y estudiada más adelante en este trabajo. Además, se considera la instalación de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías de litio, las cuales serán cargadas mediante una estación fotovoltaica.

4.2. Potencia instalada y consumo actual

Con el propósito de definir de forma correcta el consumo energético de la embarcación, se conversó con los encargados para conocer las características del servicio turístico ofrecido. Así, se obtiene información importante con respecto a la distancia recorrida en cada tour, el tiempo que tarda cada uno de estos, la cantidad de pasajeros por día tanto en temporada baja como en temporada alta, entre otros. En base a esto, en la siguiente tabla se presenta un resumen de los valores importantes a considerar:

Tabla 5: Información entregada por empresa operadora sobre el tour realizado.

Información del tour	
Distancia recorrida	1,6 [km]
Tiempo de recorrido	30 [min]
Recorridos por día	3

Respecto al recorrido, este comienza en una curva del río, lugar donde la embarcación se ancla con una cuerda a un poste de madera. Desde aquí, el catamarán navega hacia el norte, avanzando en sentido contracorriente hasta llegar a una confluencia. A partir de allí, continúa por el brazo izquierdo del río por aproximadamente 100 metros adicionales, hasta alcanzar el punto de retorno. En este lugar, se realiza una pausa de cinco minutos con los motores apagados, permitiendo a los pasajeros disfrutar del entorno natural en silencio. Finalizada esta detención, la embarcación emprende el retorno al punto de inicio siguiendo el mismo trayecto. El recorrido descrito se presenta gráficamente en la Figura 33.

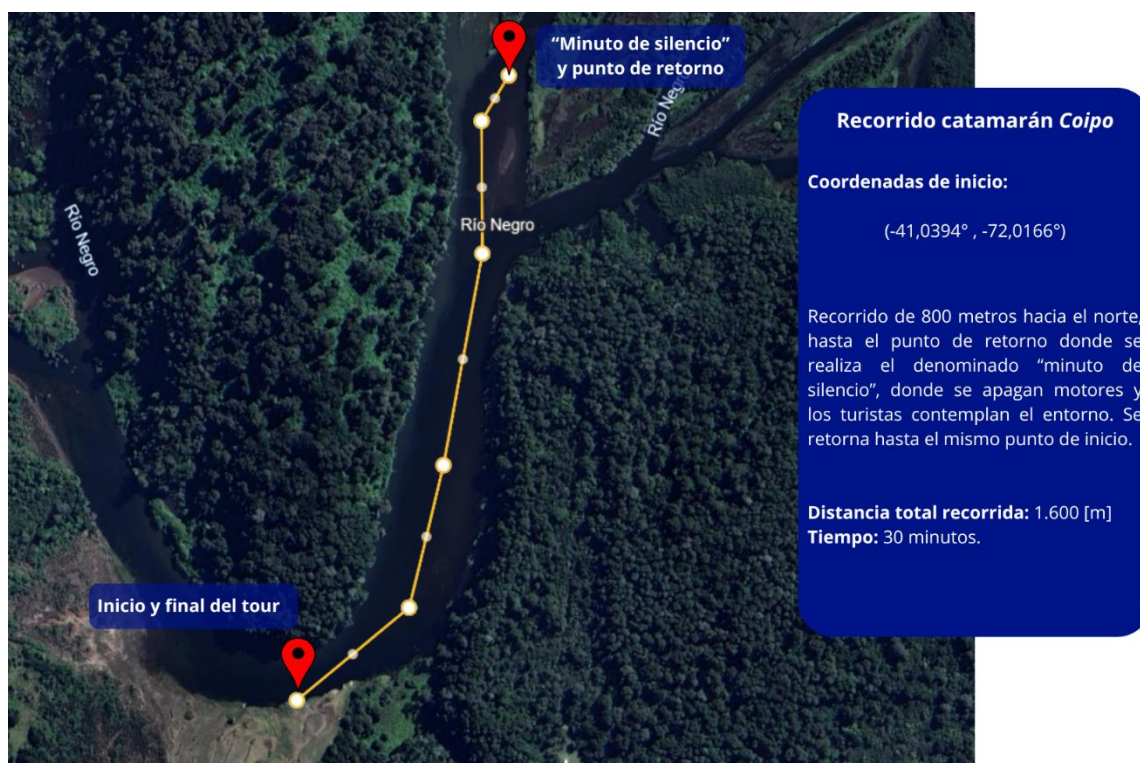


Figura 33: Recorrido realizado por el catamarán en cada tour. Elaboración propia.

De acuerdo con datos de años anteriores, se considera un promedio entre 2 y 3 recorridos diarios, ya que se informa que la operación varía dentro de este rango durante prácticamente todo el año, alcanzando en muy pocas ocasiones un máximo de 5 recorridos y con una afluencia mayor de pasajeros entre los meses de septiembre y abril, generalmente. Para realizar los cálculos se utilizará un valor constante de 3 recorridos por día.

Como se mencionó anteriormente, la embarcación cuenta con dos motores de una potencia equivalente a 37,3 [kW] cada uno, por lo cual se tiene una potencia instalada de 74,6 [kW]. Información clave para este punto es que la empresa menciona que la operación del catamarán podría realizarse perfectamente con un solo motor, y que se utilizan dos únicamente por temas de maniobrabilidad, manteniendo una potencia media de trabajo de no

más del 30% en ambos motores. Importante por mencionar es que los motores funcionando a bajas cargas tienen una baja eficiencia de trabajo, estableciendo como premisa que la configuración actual del servicio está sobredimensionada respecto a sus necesidades reales.

A modo de establecer una referencia visual y técnica del perfil de operación que el catamarán lleva en la actualidad, es posible graficar la variación de la potencia de los motores en el transcurso de un recorrido, los cuales para este caso serán el único equipo que demanda energía, ya que la embarcación no cuenta con ningún otro artefacto o implemento que lo requiera. En base a esto, se considera lo siguiente:

- Tiempo de zarpe y arribo de aproximadamente tres minutos, en los cuales la potencia de trabajo es menor a la necesaria para llevar la embarcación a su velocidad crucero.
- Aproximadamente en la mitad del recorrido, los motores se apagan para que los turistas contemplen el entorno sin el ruido generado por los motores.
- Si bien la potencia instalada es de un total de 74,6 [kW], el factor de potencia de operación es de aproximadamente un 30%, logrando una potencia de velocidad crucero de máximo 22,4 [kW], equivalente a 30 [hp] aproximadamente.

A partir de lo mencionado, se genera la curva de operación actual, representada en la Figura 34.

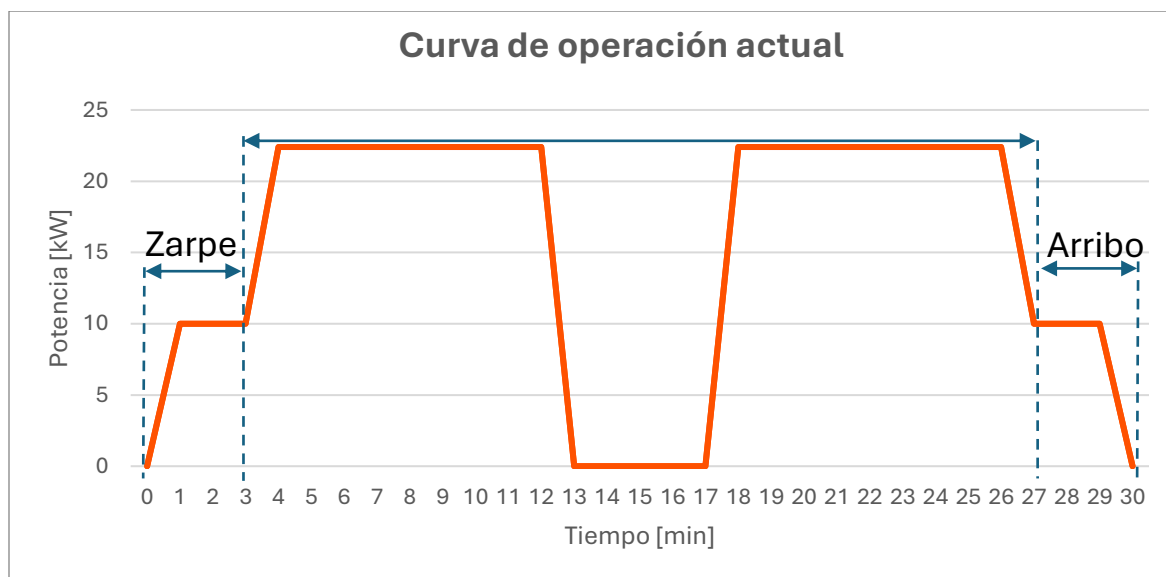


Figura 34: Curva de operación actual según información entregada por empresa. Elaboración propia.

En la gráfica se muestran los momentos de zarpe y arribo correspondientes, los cuales ocupan un tiempo estimado de 6 minutos en total de todo el recorrido. En los 24 minutos restantes el catamarán navega por el recorrido previamente descrito, el cual se desarrolla a una potencia media de 22,4 [kW] totales. Además, se observa que a la mitad del recorrido la potencia

disminuye a cero, debido a la detención de los motores para realizar la parte del tour donde los turistas contemplan el entorno sin movimiento ni ruido.

Según lo presentado, y bajo las condiciones anteriormente descritas, es posible calcular el consumo energético actual que se tiene durante el recorrido, mediante el área bajo la curva de la función.

$$E_{op} = \int_{t_0}^{t_1} P(t) dt \quad (26)$$

Donde P representa la potencia requerida en cada etapa del recorrido, t_0 el tiempo inicial (0 minutos) y t_1 el tiempo de finalización del recorrido (30 minutos). Así, se tiene un consumo de **7,7 [kWh]** para el desarrollo de un recorrido.

Esto quiere decir que se tiene un consumo medio diario de **23,1 [kWh]** durante todo el año, considerando los tres recorridos diarios.

4.3. Definición de requerimientos de propulsión

4.3.1. Cálculo de potencia requerida para la operación

Como se mencionó antes, la embarcación actualmente cuenta con dos motores a gasolina de 50[hp] cada uno, los cuales, según los operarios, la mayoría del tiempo no operan a potencia máxima, sino aproximadamente entre un 25 y un 30%.

En base a esto, la selección de un motor eléctrico puede realizarse de forma sencilla y rápida buscando alternativas que sean de potencias equivalentes a los motores actuales instalados. Sin embargo, esta opción significaría pasar por alto los costos asociados a motores eléctricos equivalentes de 50 [hp], los cuales se encuentran sobre los US\$50.000 (aproximadamente 50 millones de pesos chilenos), además de otros factores como el peso, las baterías necesarias para alcanzar la autonomía requerida, entre otros. Por lo tanto, primero se estimará la potencia mínima requerida por la embarcación para cumplir con la demanda diaria según los recorridos efectuados previamente señalados, y según este valor se seleccionará la propulsión adecuada, que cumpla tanto con la demanda como con el presupuesto de inversión del proyecto.

La velocidad crucero a la cual navega el catamarán es de 3,2 [km/h], equivalentes a 5,9 nudos náuticos aproximadamente, considerando la distancia y tiempo de cada recorrido presentados en la Tabla 5.

Además, dado el calado y ancho de los cascos del catamarán, se determina el área de la superficie sumergida que es perpendicular al movimiento del catamarán.

$$S = 2 \times (0,4[m] \times 1,0[m]) = 0,8[m^2]$$

Considerando además una densidad para el agua dulce de $1.000[\text{kg/m}^3]$, un coeficiente de roce C_f de 0,35 (común para este tipo de embarcaciones), una eficiencia de hélice de 0,7 para mantener un esquema conservador, y una eficiencia del sistema del 75%, mediante la ecuación (3) se obtiene una potencia estimada de trabajo de **8,7 [kW]**.

4.3.2. Cálculo de velocidad máxima de casco

Considerando el valor de la eslora del catamarán, y utilizando la ecuación (4) sobre la velocidad máxima teórica alcanzable, se tiene que la embarcación puede navegar hasta una velocidad de 7,53 nudos, equivalentes a **13,9[km/h]**. Para superar este valor, el catamarán necesitaría de una potencia mucho mayor, sin considerar que además entraría en un régimen de planeo en su navegación.

4.4. Selección del sistema de propulsión

El motor eléctrico representa el elemento central del nuevo sistema de propulsión, siendo responsable de transformar la energía eléctrica en movimiento para la embarcación. Actualmente, el mercado ofrece una amplia gama de opciones, que varían en términos de potencia, peso, eficiencia, nivel de integración, soporte técnico y costos asociados. Ante esta diversidad, y considerando que el sistema debe responder a las necesidades específicas de la empresa operadora del catamarán, se opta por utilizar una metodología sistemática para la selección del motor más adecuado.

En este contexto, se utiliza una matriz de ponderación multicriterio [66], una herramienta de apoyo a la toma de decisiones que permite comparar diversas alternativas en función de un conjunto de criterios previamente definidos. Entregando un análisis cuantitativo más riguroso y que genera transparencia en el proceso de selección.

Los criterios utilizados en la matriz surgieron a partir de múltiples conversaciones sostenidas con la empresa operadora, quienes expusieron las prioridades técnicas, operativas y económicas que se espera cumplir en el desarrollo del sistema de electrificación. A lo largo de estas reuniones se presentaron aspectos clave como los costos de inversión y operación, la necesidad de autonomía, la facilidad de mantenimiento, la compatibilidad con soluciones solares y la disponibilidad de soporte técnico local, entre otros. Así, los criterios propuestos para la evaluación son los siguientes:

1. Potencia de motor mayor a la mínima requerida.
2. Peso del sistema.
3. Soporte y posibilidad de repuestos en Chile.
4. Motor incluye sistema de baterías.
5. Facilidad de instalación.
6. Eficiencia energética.
7. Compatibilidad con conexión a carga solar.
8. CAPEX.
9. OPEX.

Para comparar y obtener la relevancia de cada uno de los criterios en el proceso de selección de motor se realiza una matriz de ponderación, en donde la evaluación se lleva a cabo por uso de la siguiente escala:

Tabla 6: Escala de comparación para matriz de ponderación.

Escala	Tipo de comparación
(1)	Igual de importante
(3)	Levemente más importante
(5)	Más importante
(7)	Mucho más importante

Tabla 7: Matriz de ponderación.

Criterio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total	Peso
1	1	3	1	3	3	3	0,20	0,20	1	15,40	0,10
2	0	1	1	5	5	1	0,20	0,20	0,33	14,07	0,09
3	1	1	1	5	5	3	0,33	0,33	1	17,67	0,11
4	0,33	0,20	0,20	1	1	0,33	0,14	0,14	0,14	3,50	0,02
5	0,33	0,20	0,20	1	1	1	0,14	0,14	0,20	4,22	0,03
6	0,33	1	0,33	3	1	1	0,20	0,20	0,33	7,40	0,05
7	5	5	3	7	7	5	1	0,33	3	36,33	0,23
8	5	5	3	7	7	5	3	1	3	39,00	0,25
9	1	3	1	5	5	3	0,33	0,33	1	19,67	0,13
Suma										157,25	1,00

A partir de la matriz de evaluación elaborada, se puede identificar que los criterios de mayor peso en la selección del sistema de propulsión eléctrica están directamente relacionados con los aspectos económicos y estratégicos del proyecto. En primer lugar, con una ponderación del 25%, se posiciona el criterio correspondiente al costo de inversión inicial (CAPEX), el cual considera el gasto requerido para la adquisición e implementación del sistema completo: motor eléctrico, banco de baterías, cargador, componentes asociados, así como el sistema fotovoltaico necesario para la recarga, incluyendo la infraestructura que se instalará en tierra. Este criterio fue priorizado debido a la directriz establecida por la empresa operadora, la cual

ha señalado como requisito que la solución propuesta se enmarque en una estrategia de bajo costo, sin comprometer la funcionalidad ni la confiabilidad del sistema. Por tanto, la alternativa seleccionada debe ofrecer un balance adecuado entre desempeño técnico y viabilidad económica.

En segundo lugar, con una ponderación muy cercana (23 %), se encuentra la compatibilidad del sistema con carga mediante energía solar, un eje fundamental del proyecto que busca no solo electrificar el catamarán, sino también desarrollar una solución energéticamente autónoma, sustentable y adaptada al entorno local. Esto cobra especial relevancia dado que el punto de operación del tour no cuenta con conexión a la red eléctrica del poblado. La generación en la localidad se realiza mediante turbinas hidráulicas y no existe un tendido eléctrico que llegue hasta el embarcadero, por lo que actualmente el abastecimiento energético depende del transporte de combustible hasta el sitio para operar los motores diésel. Frente a este escenario, la posibilidad de implementar un sistema fotovoltaico en una estructura tipo muelle permite reemplazar esa logística, reduciendo los costos operacionales y el impacto ambiental, además de asegurar mayor independencia energética. En este contexto, la capacidad del motor y el sistema eléctrico seleccionados para integrarse eficientemente con esta fuente de energía renovable representa un criterio clave para la viabilidad técnica y operativa del proyecto.

El segundo grupo de criterios relevantes está compuesto por factores técnicos y operativos que aseguran una funcionalidad óptima en el contexto real de operación. En esta categoría se encuentra el costo operacional (OPEX), con una ponderación del 13%, que considera los costos de mantenimiento, vida útil de componentes y reemplazos proyectados en el tiempo. Le sigue la disponibilidad de soporte técnico y repuestos en Chile (11%), un aspecto determinante considerando que la operación se realiza en un entorno aislado, donde eventuales fallas deben poder resolverse localmente y sin demoras prolongadas. Finalmente, se incluye la potencia del motor seleccionada (10%), criterio que garantiza que el sistema de propulsión sea capaz de cubrir con seguridad las exigencias de operación del catamarán, considerando condiciones como contracorriente y carga completa de pasajeros.

Un tercer grupo de criterios, con ponderaciones ligeramente menores, considera aspectos que igualmente influyen en el rendimiento global del sistema. Se incluye aquí el peso total del sistema de propulsión (9%), ya que un aumento excesivo en el peso embarcado podría afectar la capacidad de pasajeros, la estabilidad o el calado de la embarcación, además de aumentar la resistencia al mismo movimiento por el río, lo cual significaría un aumento en la potencia del motor. Por lo tanto, se valora que el sistema sea lo más liviano posible sin comprometer su rendimiento.

Finalmente, se identificaron tres criterios con ponderaciones más bajas, sin dejar de ser relevantes: la eficiencia energética del motor (5%), la facilidad de instalación (3%), y la inclusión de un sistema integrado de baterías (2%). Si bien estos aspectos no son determinantes por sí solos, complementan la evaluación al considerar factores de operación a largo plazo, simplicidad del montaje inicial y compatibilidad entre componentes del sistema.

En base a estos criterios y su ponderación relativa, se realiza a continuación la comparación entre tres modelos de motores eléctricos fuera de borda con características técnicas compatibles con el perfil operativo del catamarán, con el objetivo de determinar cuál de ellos representa la mejor alternativa para ser incorporado en el proyecto de electrificación. La tabla de evaluación comparativa se presenta en el siguiente apartado.

4.4.1. E Propulsion Navy 6.0 Evo

El *Navy 6.0 Evo* de la marca ePropulsion es un motor fuera de borda eléctrico de corriente continua, con una potencia nominal de 6 [kW] (indicando que podrían necesitarse tres unidades, como mínimo, para generar la potencia necesaria considerando un factor de seguridad conservador), generando un empuje equivalente a un motor de combustión interna fuera borda de 9,9 [hp], lo que lo posiciona como una alternativa más ligera, aunque de menor potencia útil en comparación con otras opciones. Opera a 48 [V] y es compatible con baterías de la misma marca, aunque también puede adaptarse a bancos de baterías externos, siempre que se utilicen controladores adecuados. Tiene un peso aproximado de 38 [kg] y está equipado con refrigeración líquida. A pesar de su menor potencia, ofrece una operación silenciosa y libre de emisiones, siendo una opción atractiva para embarcaciones más pequeñas o de baja carga. Su eficiencia es buena, aunque inferior a otros modelos de las mismas características, y actualmente el soporte técnico en Chile es limitado, lo que puede dificultar la atención postventa.



Figura 35: Navy 3.0 Evo y Navy 6.0 Evo. Extraída de [67].

4.4.2. Torqeedo Cruise 12.0 R

El Torqeedo *Cruise 12.0 R* es un motor fuera de borda eléctrico de corriente alterna trifásica, con una potencia nominal de 12 [kW], generando un empuje equivalente a un motor de combustión de 25 [hp], aproximadamente. Está especialmente diseñado para embarcaciones comerciales y turísticas, con estructuras livianas o de desplazamiento moderado, como catamaranes. Su funcionamiento requiere una tensión de 48 [V], lo que lo hace compatible con bancos de baterías estandarizados, como las Power 48-5000 de la misma marca. Entre sus principales ventajas se encuentran su alta eficiencia energética (~55–60%), su bajo peso (60 [kg] en su versión más pequeña) y su compatibilidad con sistemas de carga solar, ya que Torqeedo ofrece soluciones integradas de batería y cargadores. Además, la marca cuenta con presencia y soporte técnico en Chile, lo que garantiza respaldo en instalación y mantenimiento.



Figura 36: Torqeedo Cruise 12.0 R TorqLink. Extraída de [68].

4.4.3. Elco EP-20

El Elco *EP-20* es un motor fuera de borda de corriente alterna, con una potencia nominal de 15 [kW] (empuje equivalente a motor de combustión de 22 [hp]) y operación a 96 [V], lo que requiere bancos de baterías de mayor tensión y controladores específicos. Este modelo tiene mayores dimensiones, por lo tanto, también un mayor peso, y está diseñado principalmente para embarcaciones comerciales o de trabajo. El *EP-20* destaca por su construcción robusta, pero presenta desafíos de integración en sistemas híbridos o solares aislados, ya que no cuenta con soluciones integradas de carga ni baterías propietarias. Su eficiencia es adecuada, aunque menor en comparación con sistemas optimizados como el de Torqeedo, y la marca no cuenta

con representación oficial ni soporte técnico en Chile, lo que podría dificultar su implementación y mantenimiento en operaciones turísticas remotas.



Figura 37: Elco EP-20. Extraída de [69].

4.4.4. Metodología de selección

En base a los modelos presentados, se realiza una comparación de cada alternativa con una escala común de evaluación, en donde (1,0) corresponde a un cumplimiento deficiente del respectivo criterio, y (5,0) un cumplimiento total.

Tabla 8: Matriz de selección de motor eléctrico por peso asignado.

Criterio	Peso [%]	ePropulsion Navy 6.0 Evo		Torqueado Cruise 12.0		Elco EP-20	
		Puntaje	Peso alternativa	Puntaje	Peso alternativa	Puntaje	Peso alternativa
1	9,8	3,0	29,4	5,0	49,0	5,0	49,0
2	8,9	5,0	44,5	3,0	26,7	3,0	26,7
3	11,2	2,0	22,4	4,0	44,8	1,0	11,2
4	2,2	4,0	8,8	5,0	11,0	2,0	4,4
5	2,7	5,0	13,5	2,0	5,4	2,0	5,4
6	4,7	5,0	23,5	4,0	18,8	3,0	14,1
7	23,1	2,0	46,2	5,0	115,5	2,0	46,2
8	24,8	4,0	99,2	3,0	74,4	2,0	49,6
9	12,5	4,0	50,0	4,0	50,0	4,0	50,0
Total	1,0	337,5		395,6		256,6	

Así, en base a la Tabla 8, con un puntaje máximo de **395,6**, se selecciona un sistema de propulsión basado en dos motores eléctricos Torqueado *Cruise 12.0 R*, uno para cada casco del catamarán. Esta decisión responde a una evaluación técnica que considera la velocidad de operación del barco y las condiciones de navegación previstas para recorridos como el de este caso.

El Torqueado *Cruise 12.0 R* es un motor fueraborda de alto rendimiento diseñado específicamente para embarcaciones comerciales, de recreo y turismo que requieren fiabilidad, eficiencia y funcionamiento silencioso. Opera a una tensión nominal de 48 [V] y entrega una potencia continua de 12 [kW], equivalente a aproximadamente 25 [hp] de empuje de un motor de combustión interna, siendo capaz de impulsar embarcaciones de hasta 12 toneladas de desplazamiento [68].

Algunas de las características técnicas otorgadas por el fabricante se muestran en la Tabla 9, presentada a continuación.

Tabla 9: Torqueado Cruise 12.0 RL, datos extraídos de [68].

Torqueado Cruise 12.0 RL	
Consumo	12 [kW]
Potencia de propulsión	6,72 [kW]
Tensión nominal	48 [V]
Fuerabordas de gasolina comparables (potencia del eje)	25 [hp]
Máxima eficiencia global	56%
Peso (sin cables ni interruptor principal)	61,3 [kg]
Longitud del eje	51,2 [cm]
Número de revoluciones de la hélice a plena carga	1.400 [rpm]

Este sistema es particularmente adecuado para el catamarán objeto de estudio, ya que su perfil de operación corresponde a velocidades bajas (inferiores a 6 [km/h]), trayectos cortos y recorridos repetitivos durante el día. Además, al emplear dos motores independientes, se mantiene la maniobrabilidad característica de este tipo de embarcación, sin sacrificar potencia ni eficiencia.

4.5. Selección del sistema de almacenamiento

Para alimentar los motores eléctricos seleccionados Torqueado *Cruise 12.0 RL*, se ha optado por el uso de baterías de litio Torqueado *Power 48-5000*, diseñadas específicamente para sistemas de propulsión marina de media potencia y recomendadas por el fabricante para usarlas con el motor seleccionado.

Cada Power 48-5000 es una batería de ion-litio de alto rendimiento con una capacidad energética de 5.000 [Wh] y una tensión de 48 [V], lo que las hace perfectamente compatibles con los motores Cruise 12.0, que también operan a 48 [V]. Según las recomendaciones del fabricante, se requieren dos baterías conectadas en paralelo por cada motor para asegurar el rendimiento óptimo del sistema, por lo tanto, la embarcación contará con cuatro unidades en total (dos por cada motor). En el anexo (v) es posible encontrar la ficha técnica de las baterías, con mayor detalle en sus características.



Figura 38: Batería Power 48-5000, marca Torqeedo. Extraída de [70].

Con la capacidad energética y tensión de 5.000 [Wh] y 48 [V], respectivamente, es posible calcular la capacidad de carga de la batería mediante:

$$Capacidad = \frac{5.000[Wh]}{48[V]} = 104,17[Ah]$$

Cabe destacar que, si las baterías se conectan en paralelo, como será el caso, la capacidad aumenta mientras que la tensión se mantiene en el mismo valor, por lo que la capacidad instalada tendrá un valor final de **208,3[Ah]** por cada uno de los motores. Así, se presenta a continuación (Tabla 10) un resumen del sistema de almacenamiento propuesto.

Tabla 10: Sistema de almacenamiento propuesto.

Sistema de almacenamiento propuesto	
Batería seleccionada	Power 48-5000
Marca	Torqeedo
Capacidad energética nominal	5.000 [Wh]
Tensión nominal	48 [V]
Capacidad	104,17 [Ah]

Como cada motor contará con un sistema de dos baterías conectadas en paralelo (208,3 [Ah] por motor), se tiene una capacidad energética instalada por motor de 10.000 [Wh], y una capacidad total de **20.000 [Wh]** a bordo de la embarcación.

El valor de la capacidad energética instalada por motor de 10.000[Wh] será un valor determinante para el posterior cálculo del tiempo de carga que tendrá el sistema, para luego ver si cumple con los requerimientos de operación necesarios.

Si cada motor eléctrico opera con un factor de potencia estimado del 50%, el consumo por recorrido es de aproximadamente 3 [kWh] por motor, considerando una duración de 0,5 horas (30 minutos) por trayecto. En conjunto, ambos motores demandan un total de **6 [kWh]** por recorrido. Bajo esta premisa, y considerando una capacidad energética instalada de 20.000 [Wh], se establece como hipótesis principal que el catamarán puede efectuar, sin inconvenientes, hasta **tres recorridos diarios** antes de agotar la carga disponible en las baterías a bordo.

4.6. Selección del sistema de carga

Para completar el sistema general de la propulsión eléctrica propuesta, se ha seleccionado el cargador rápido original Torqueado (código 2212-00), especialmente diseñado para las baterías Power 48-5000. Este componente garantiza una recarga eficiente, segura y en tiempos adecuados para operaciones diarias con alta rotación de salidas, como es el caso del turismo lacustre.

El cargador rápido opera con una corriente de carga de 50 [A], y una tensión nominal de entrada de 230 [V] en corriente alterna, lo que se traduce en una potencia de carga de aproximadamente 2,9 [kW] por unidad. Esta capacidad permite recargar completamente una batería Power 48-5000 en aproximadamente 1 hora y 25 minutos, lo cual es crucial considerando que cada motor requerirá dos baterías en paralelo. Dado que se instalarán dos motores, el sistema total constará de cuatro baterías, por lo que será necesario disponer de dos cargadores operando en paralelo, permitiendo recargar dos pares de baterías simultáneamente.

En el manual de uso otorgado por el fabricante se especifica como potencia de carga nominal 2.900[W], sin embargo, también se menciona una eficiencia del 90%, por lo que la potencia útil real del cargador será de **2.610[W]**.

Con el valor de esta potencia y la capacidad energética instalada, es posible calcular el tiempo de carga que se tendrá para cada par de baterías, considerando que es un par por cada motor.

$$T_{carga} = \frac{10.000[Wh]}{2.610[W]} = 3,83[h]$$

Como se tendrá un cargador para cada par de baterías, el tiempo será de **3,83 horas** para todo el sistema, siendo este equivalente a 3 horas y 50 minutos, aproximadamente.

4.7. Trayectorias solares

Las trayectorias solares constituyen una herramienta fundamental en el análisis del recurso solar disponible en un emplazamiento determinado. A través de su representación gráfica, es posible visualizar el recorrido aparente del sol en la bóveda celeste durante distintas épocas del año, lo cual depende directamente de la declinación solar - que varía con el día del año - y de la latitud geográfica del lugar de estudio. Esta información permite identificar con claridad la evolución diaria del ángulo de elevación (altura solar) y del ángulo de azimut del sol, ambos parámetros cruciales en aplicaciones de energía solar.

En particular, la trayectoria solar facilita la determinación precisa de la altura solar máxima que se alcanza en el mediodía solar (hora solar 0), así como los valores de azimut correspondientes a la salida y la puesta del sol. Estos datos no solo permiten caracterizar el patrón de irradiación solar a lo largo del año, sino que además ofrecen una base sólida para la toma de decisiones técnicas en el diseño de sistemas solares fotovoltaicos.

En el caso específico de este trabajo, el análisis de las trayectorias solares resulta clave para establecer la orientación e inclinación óptima de los paneles solares que serán instalados en el sitio de estudio. Una adecuada orientación e inclinación permite maximizar la captación de energía solar a lo largo del año, mejorando la eficiencia del sistema y reduciendo los costos asociados a generación auxiliar o sobredimensionamiento. Asimismo, el estudio de la trayectoria solar también permite anticipar posibles sombras proyectadas por elementos del entorno, las cuales podrían afectar el rendimiento del sistema en determinadas horas o estaciones.

En primer lugar, se definen las coordenadas y huso horario del lugar de estudio, siendo estos valores presentados en la Tabla 11 y correspondientes al punto en el que el catamarán es anclado a tierra.

Tabla 11: Coordenadas espaciales del lugar de estudio.

Coordenadas lugar de estudio	
Latitud	-41,0°
Longitud	-72,0°

En primer lugar, se obtienen las gráficas de trayectoria solar para los equinoccios y solsticios del año, permitiendo observar la altura mínima y máxima que logra alcanzar el sol en el punto de estudio. En la Tabla 12 se presenta cada fecha, con su número de día en el año y declinación correspondiente, obtenida por la ecuación (8).

Tabla 12: Declinación presente en equinoccio de otoño, solsticio de invierno, equinoccio de primavera y solsticio de verano.

Declinación en equinoccios y solsticios.			
Día	Fecha	Día N	Declinación δ
Equinoccio de otoño	20 de marzo	81	0,00°
Solsticio de invierno	21 de junio	172	23,45°
Equinoccio de primavera	22 de septiembre	264	0,00°
Solsticio de verano	21 de diciembre	355	-23,45°

Luego, mediante las ecuaciones (9), (11) y (17) se determina la altitud α y azimut z para distintas horas solares de cada uno de los días estudiados para esta trayectoria. A modo de resumen, se presenta a continuación la Tabla 13, generada para el solsticio de invierno. Las tablas para los equinoccios y solsticio de verano se encontrarán en el anexo de este trabajo.

Tabla 13: Hora solar, altitud y azimut solares para el día del solsticio de invierno en el punto de estudio.

Solsticio de invierno, $\delta = 23,45^\circ$			
	Hora solar (h)	α	z
h_{sr}	-67,82°	0,00°	-58,16°
	-60,00°	4,86°	-52,88°
	-45,00°	13,18°	-41,78°
	-30,00°	19,75°	-29,17°
	-15,00°	24,02°	-15,07°
	0,00°	25,51°	0,00°
	15,00°	24,02°	15,07°
	30,00°	19,75°	29,17°
	45,00°	13,18°	41,78°
	60,00°	4,86°	52,88°
h_{ss}	67,82°	0,00°	58,16°

Graficando cada uno de los puntos para cada día de estudio, se obtiene la Figura 39:

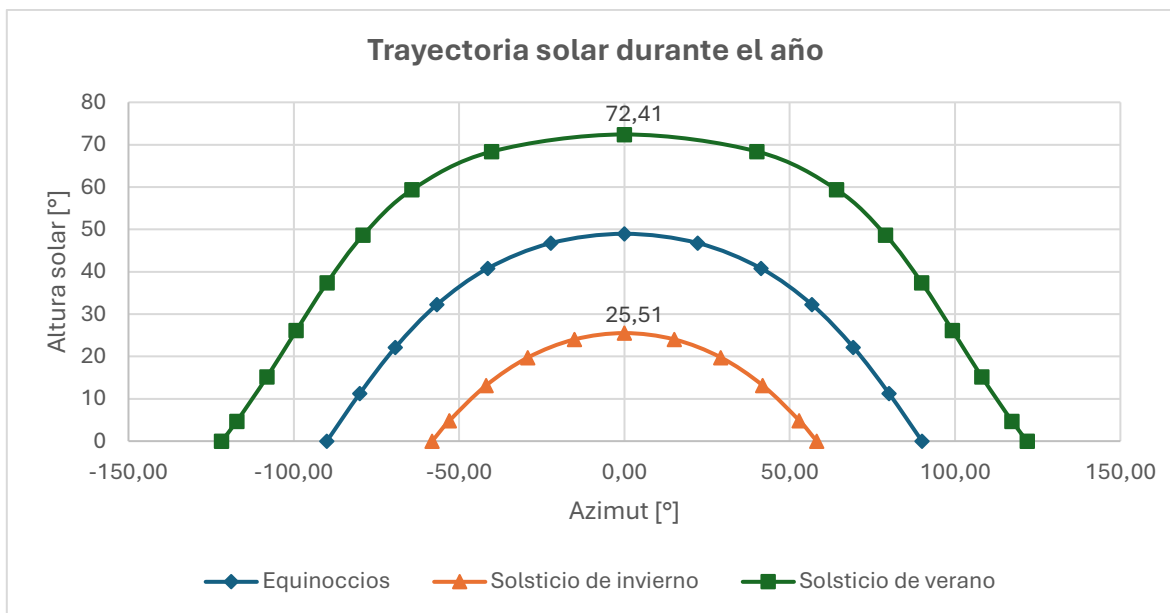


Figura 39: Trayectoria solar para equinoccios y solsticios del año en el sitio de estudio. Elaboración propia.

Las trayectorias más importantes que mencionar son las correspondientes al solsticio de invierno y solsticio de verano, los cuales corresponden a los días donde se alcanza una altitud solar mínima y máxima, respectivamente. En particular, se tiene que para el solsticio de invierno el sol alcanza una altura máxima en la hora solar 0 de tan solo 25,51°, mientras que la altura máxima alcanzada en el sitio será de 72,41°, el día del solsticio de verano. Durante cualquier otro día del año, la posición del Sol se encontrará entre estas dos curvas.

Si bien la embarcación realiza su servicio a lo largo de todo el año, se busca implementar un sistema que sea especialmente útil en los meses de mayor demanda, los cuales son, en promedio, entre octubre y marzo. Por lo tanto, el mismo procedimiento anterior es ahora realizado para estos meses. En particular, se trazan las trayectorias solares para la quincena de cada uno de estos meses.

Tabla 14: Declinación para la quincena de los meses de mayor demanda.

Declinación en meses de mayor demanda		
Fecha	Día N	Declinación δ
15 de octubre	288	-9,60°
15 de noviembre	319	-19,15°
15 de diciembre	349	-23,45°
15 de enero	15	-21,27°
15 de febrero	46	-11,23°
15 de marzo	74	-2,82°

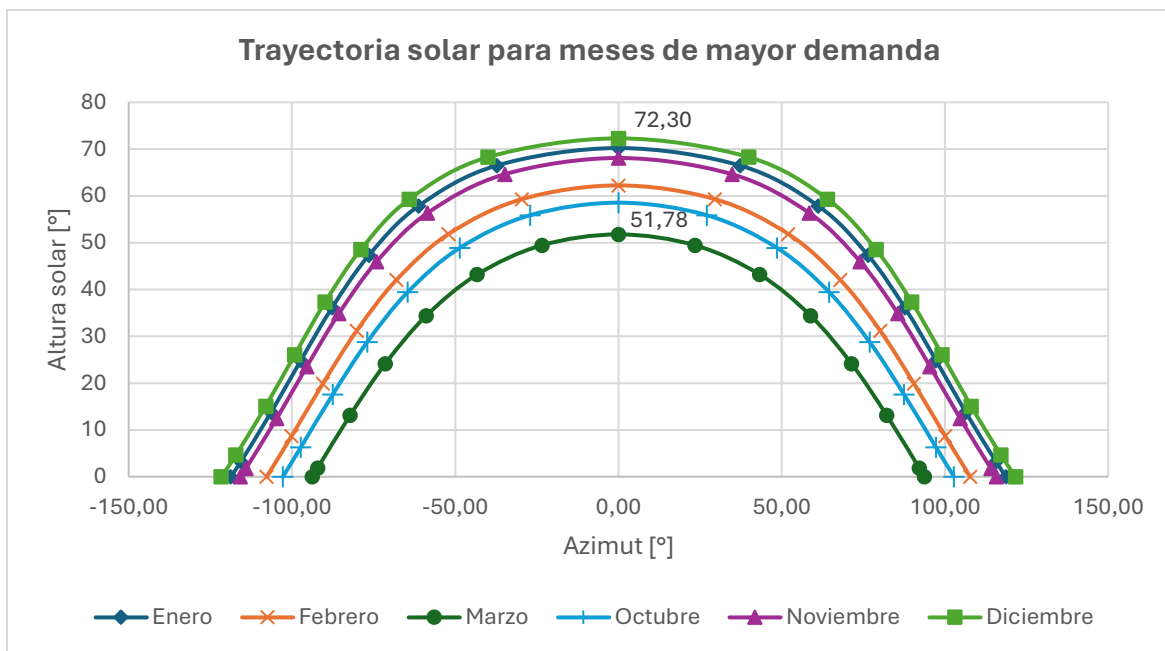


Figura 40: Trayectoria solar para meses de mayor demanda. Elaboración propia.

En base a esta trayectoria, es posible realizar algunas interpretaciones claves para determinar si el punto de estudio logrará tener un potencial uso para una instalación de carga solar. Se realiza el siguiente análisis:

- En primer lugar, como bien fue mencionado anteriormente, se alcanza una máxima altitud solar el mes de diciembre. En este caso, donde se representa el día 15 de respectivo mes, se tiene una altura de $72,30^\circ$ (en la gráfica anterior se muestra el solsticio de verano, donde se alcanzan $72,41^\circ$).
- En los meses de noviembre y febrero, el sol no sube tanto como en los meses de diciembre y enero, manteniendo un máximo de 68° aproximadamente, y siendo la curva de febrero visiblemente más baja que en diciembre (alrededor de 12° menos).
- Según el ancho de las curvas, se tienen días más largos durante el mes de diciembre, mientras más cercanos estén al día del solsticio de verano. Se puede estimar a partir de la intersección de la hora solar 0 (azimut de 0°) las horas de salida y puesta de sol. Aproximadamente, el sol está visible desde las 5:00am hasta las 9:00pm para diciembre.
- Especialmente alrededor de diciembre y enero, se tiene un excelente potencial de generación solar, puesto que se alcanzan altitudes cercanas a los 70° , y en donde fácilmente mediante una inclinación del panel solar se puede lograr que los rayos de sol lleguen de forma perpendicular al mismo, maximizando la captación de energía.
- Entre diciembre y enero, se tiene un poco más de 12 horas de Sol efectivo por día, logrando más generación de energía.
- En marzo, sin embargo, se tiene una altitud de $51,78^\circ$, bastante menor a los otros meses, por lo que la captación neta de radiación solar durante este mes será menor,

pero probablemente suficiente para atender la demanda de operación que se tiene durante el tour.

Por último, un dato relevante para considerar es que el catamarán opera durante todo el año, como ha sido mencionado anteriormente, pero el sistema de carga solar será diseñado para operar entre los meses de octubre y marzo, cuando el despeje de nubes suele ser mayor, y la intensidad de radiación solar en el hemisferio sur es mayor y máxima para el caso de los meses de verano. Los niveles de radiación en los meses de invierno suelen ser muy bajos en promedio, teniendo que sobredimensionar el sistema de carga solar fotovoltaico a diseñar para poder asegurar una operación óptima, elevando tanto los costos de inversión como la capacidad de almacenamiento necesaria para cubrir la demanda.

4.7.1. Riesgo de proyección de sombras topográficas

Si bien con las gráficas expuestas se puede determinar un posible potencial de recurso solar, es importante mencionar que la zona donde está ubicado el catamarán se encuentra en la cordillera de Los Andes, por lo cual existe un gran riesgo de proyección de sombras, las cuales pueden disminuir la captación de luz solar, sobre todo en las horas de salida y puesta de sol.

Para obtener una estimación más precisa de las horas solares efectivas que se tienen y su potencial generación, en el capítulo 4.12 de este texto se realiza una simulación por medio del software *PVSyst*, en donde se considera la proyección de las sombras mencionadas. Adicionalmente, en el apartado 4.8.2 se muestran valores de sombras topográficas obtenidas de la herramienta explorador solar.

4.8. Explorador solar

El explorador solar es una herramienta desarrollada por el Ministerio de Energía, y permite obtener datos empíricos relevantes para el estudio del recurso solar en cualquier lugar de Chile. La herramienta puede encontrarse en [71]. La información entregada por el sitio está basada en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera, junto a datos satelitales de alta resolución.

Al ingresar el valor de las coordenadas espaciales del punto a estudiar (Figura 41), se obtienen desde gráficas de radiación horizontal anual, radiación en plano inclinado (con inclinación igual a la latitud del punto), radiación directa normal y radiación difusa. Además, también es posible descargar datos meteorológicos que pueden utilizarse tanto en planillas de Excel como en distintos softwares de simulación fotovoltaica.

Para objeto de este trabajo, se utiliza el explorador solar principalmente para obtener un archivo *.csv*, que será luego la base para calcular de manera teórica el ángulo óptimo de inclinación para los paneles a instalar en el punto de recarga del catamarán.

Para el caso del punto de estudio, la herramienta entrega data del año 2004 hasta el año 2006, de los cuales se logra obtener un promedio mensual de la radiación, además de otros parámetros relevantes, tal como será detallado a continuación.

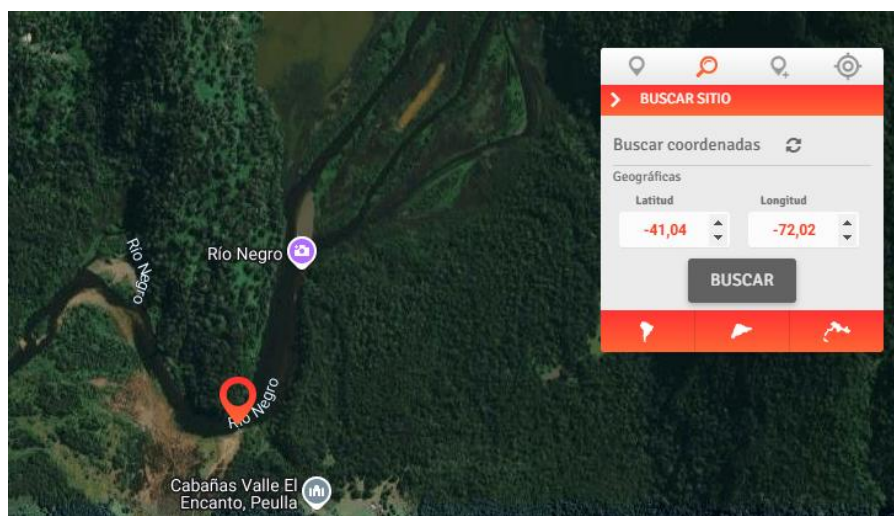


Figura 41: Vista satelital de las coordenadas del punto de estudio desde Explorador Solar. Extraída de [71].

4.8.1. Radiación global y datos meteorológicos

Al ingresar las coordenadas del lugar de estudio, presentadas anteriormente en la Tabla 11, la herramienta muestra en primer lugar información relativa a la radiación anual del punto. En particular, se muestran en la Tabla 15 valores promedio para la radiación global horizontal, radiación global en un plano inclinado de 41° , radiación directa normal y radiación difusa horizontal. Adicionalmente, también se muestra información meteorológica del lugar, como la frecuencia de nubes, temperatura ambiental promedio y velocidad del viento.

Tabla 15: Valor anual promedio de irradiancia según Explorador Solar.

Tipo de irradiancia	[kWh/m ² /día]
Global horizontal	3,52
Global plano inclinado 41°	3,74
Directa normal	3,41
Difusa horizontal	1,42

Tabla 16: Registros meteorológicos anuales promedio según Explorador Solar.

Frecuencia de nubes [%]	Temperatura ambiental [°C]	Velocidad del viento [m/s]
29	12,0	1,9

Los valores presentados en la Tabla 15 muestran que la irradiancia global horizontal presenta un valor promedio de 3,52 [kWh/m²/día], lo cual se considera bajo si se compara con ubicaciones de alta radiación solar en Chile, como el Desierto de Atacama, donde se alcanzan

valores superiores a los 7 [kWh/m²/día], o bien en la ciudad de Santiago, con valores promedio de 5,31 [kWh/m²/día], según datos entregados por el Explorador Solar. Al mismo tiempo, la irradiancia global en plano inclinado a 41° alcanza un valor de 3,74 [kWh/m²/día], representando una variación de tan solo un 6% respecto a la orientación horizontal. La baja variación observada puede deberse principalmente a que la herramienta utilizada considera una inclinación igual a la latitud del sitio, la cual no necesariamente corresponde al ángulo óptimo para maximizar la captación solar. En la sección 4.9 de este trabajo se determina el ángulo de inclinación óptimo a partir de los datos obtenidos por el Explorador Solar, con el fin de evaluar su impacto en el rendimiento del sistema fotovoltaico a diseñar.

Respecto a la información meteorológica, se tiene una frecuencia de nubes y temperatura ambiental que no debiese representar un problema al momento de la colección solar, ya que se tienen los valores máximos de nubosidad y valores mínimos de temperatura en los meses de invierno, temporada en la cual el sistema de carga solar no se considerará como principal fuente de energía, con tal de no considerar un sobredimensionamiento del sistema ni un aumento significativo del costo de inversión en almacenamiento de baterías, como fue indicado anteriormente.

La velocidad del viento también presenta un valor reducido, sin embargo, debe considerarse un factor de seguridad adecuado al momento de diseñar la futura infraestructura en la cual se instalarán los paneles solares, ya que, por la zona, pueden presentarse ráfagas de viento significativamente mayores al promedio. En particular, en la Tabla 17 se muestra la variación del promedio mensual de la velocidad del viento que se tiene en el sitio de estudio. Se observa que los valores máximos se alcanzan en los meses de verano, temporada donde se tiene la mayor frecuencia de tours realizados por el catamarán. El valor máximo registrado, correspondiente al mes de diciembre con 2,18 [m/s] será el utilizado para considerar un factor de seguridad en cuanto a la estructura a diseñar para la instalación solar fotovoltaica del proyecto.

Tabla 17: Promedio mensual de la magnitud del viento según Explorador Solar.

Mes	Velocidad del viento [m/s]
Enero	2,17
Febrero	2,04
Marzo	1,87
Abril	1,83
Mayo	1,67
Junio	1,82
Julio	1,78
Agosto	1,73
Septiembre	1,78
Octubre	1,90
Noviembre	2,04
Diciembre	2,18

4.8.2. Sombras topográficas

El punto de estudio para el desarrollo de este proyecto se encuentra inserto en una zona cordillerana, rodeada de montañas de considerable altura en prácticamente todo el horizonte (360°). Esta condición geográfica puede generar una reducción significativa en el potencial de aprovechamiento de la radiación solar diaria disponible.

La Figura 42 y Figura 43 muestran la frecuencia de sombras provocadas por la topografía del lugar, expresada en porcentaje. La primera grafica representa la variación mensual de la frecuencia de sombras durante el horario diurno, mientras que la segunda detalla la distribución horaria promedio a lo largo de un día. Ambas graficas se construyeron a partir de datos entregados por el Explorador Solar, los cuales se incluyen en el anexo (iv).

El análisis de estas representaciones permite visualizar de manera clara tanto el ciclo anual como el ciclo diario de la frecuencia de sombras en el sitio de estudio, proporcionando información clave para la evaluación del recurso solar y el diseño del sistema fotovoltaico.

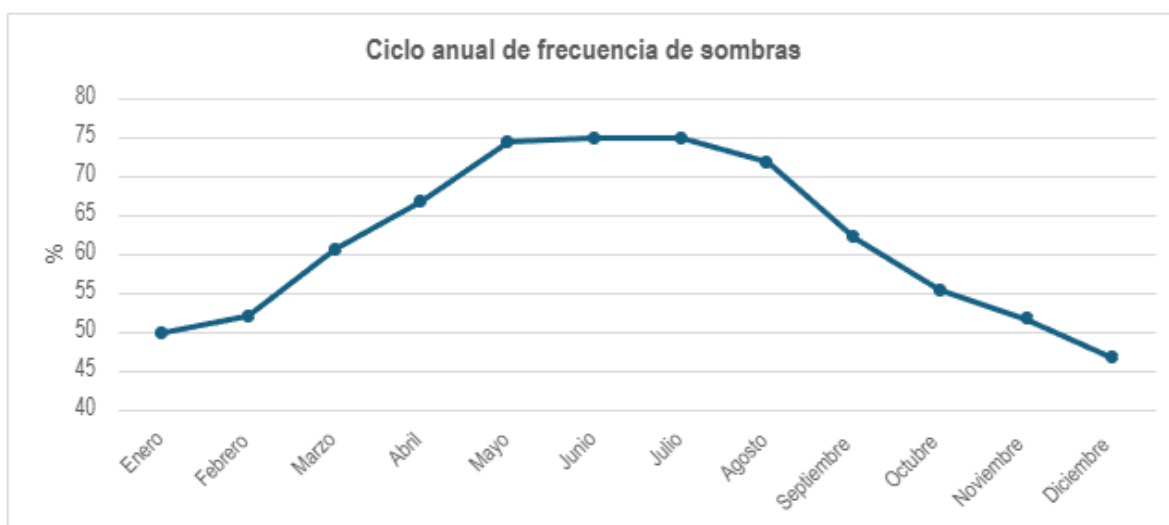


Figura 42: Ciclo anual de frecuencia de sombras. Elaboración propia a partir de la Tabla 42.

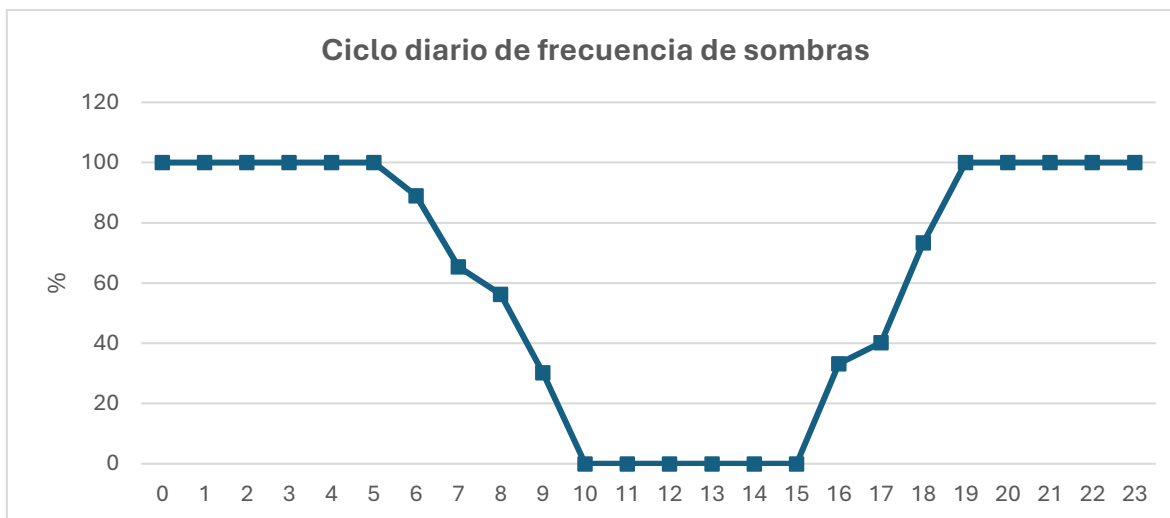


Figura 43: Ciclo diario de frecuencia de sombras. Elaboración propia a partir de la Tabla 43.

Se observa que la incidencia de sombras topográficas en la zona durante los meses de invierno se mantiene cerca del 75%, valor considerablemente elevado en comparación con la temporada de verano, que se mantiene en torno a un 55%. Este comportamiento se explica principalmente por la menor altura solar que se presenta en estos meses. Tal como se muestra en la trayectoria solar correspondiente al solsticio de invierno (Figura 39), la elevación del sol no supera en promedio los 35°, lo que, sumado a la presencia de formaciones montañosas en el entorno, provoca sombreamiento durante gran parte de la jornada.

No obstante, el análisis del ciclo diario de frecuencia de sombras indica que entre las 10:00 y las 15:00 horas no se registran obstrucciones por topografía. Este intervalo representa el periodo de mayor aprovechamiento de la radiación solar, lo cual resulta particularmente favorable, ya que coincide con el horario de operación del catamarán, optimizando así la captación de energía para la recarga de las baterías a instalar.

Asimismo, se destaca que, en promedio, para los meses de mayor demanda operativa (octubre a marzo), el periodo libre de sombras se extiende aproximadamente desde las 8:00 hasta las 18:00 horas, lo que amplía significativamente la ventana efectiva de generación fotovoltaica.

4.8.3. Irradiación mensual

Respecto al nivel de radiación que se recibe en promedio en el punto de forma mensual, se presenta a continuación los datos entregados por el explorador, tanto para un plano horizontal como para un plano con inclinación igual a la latitud del sitio (41°).

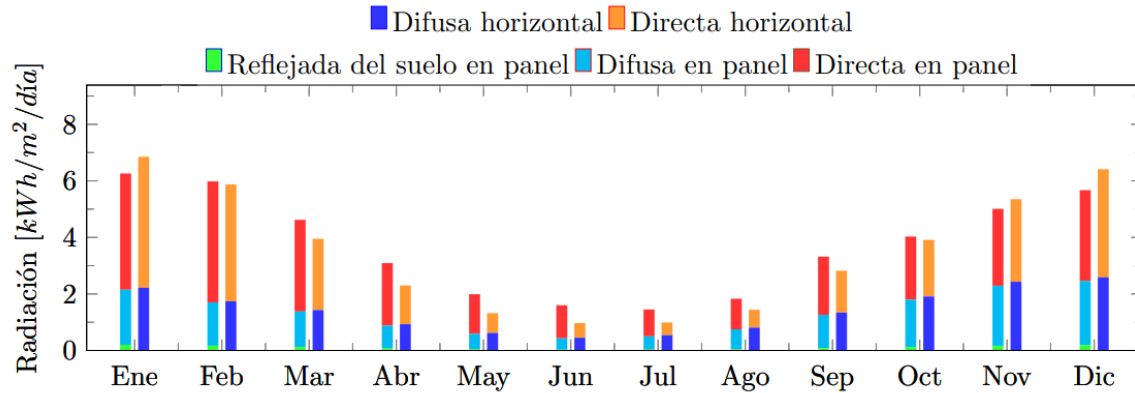


Figura 44: Radiación global promedio en plano horizontal (columna derecha) y en plano inclinado a 41° (columna izquierda). Extraída de informe generado por Explorado Solar para el punto de estudio.

Del gráfico presentado es importante notar que, para algunos meses, en particular noviembre, diciembre y enero, la radiación global horizontal (GHI) presenta valores superiores a la radiación global en plano inclinado. Este comportamiento se debe principalmente a la configuración de inclinación utilizada por el explorador, la cual adopta por defecto un ángulo igual a la latitud del sitio, tal como se mencionó previamente.

El uso de un ángulo de inclinación equivalente a la latitud es una práctica común en sistemas fotovoltaicos con operación anual, ya que busca maximizar la captación de energía solar durante todo el año, en particular en meses de baja radiación como el invierno. No obstante, este criterio no es necesariamente el óptimo para todos los perfiles de operación, especialmente cuando la generación requerida se concentra en determinados meses del año. Existen métodos alternativos que permiten optimizar la inclinación según estacionalidad y el horario de operación, mejorando así el aprovechamiento energético.

La razón física por la que la GHI puede superar a la radiación global en plano inclinado en estos meses se encuentra en la geometría solar, presentada en la sección 3.2 de este texto. Durante los meses de verano, el sol alcanza elevaciones muy altas en comparación al invierno (ver Figura 39, Figura 40), por lo que gran parte de la radiación incide casi perpendicularmente sobre el plano horizontal. En cambio, en un plano inclinado a un ángulo fijo (como el definido por la latitud), el ángulo de incidencia (θ) de los rayos solares durante el mediodía puede ser mayor, provocando pérdidas de proyección y reduciendo la radiación captada. En otras palabras, en los meses de verano el ángulo zenit solar (ϕ) es menor que el ángulo de inclinación fijo del panel.

4.8.4. Ciclo diario anual

En la Figura 45 se muestra el promedio de la radiación global horizontal para cada hora y mes en el sitio de estudio.

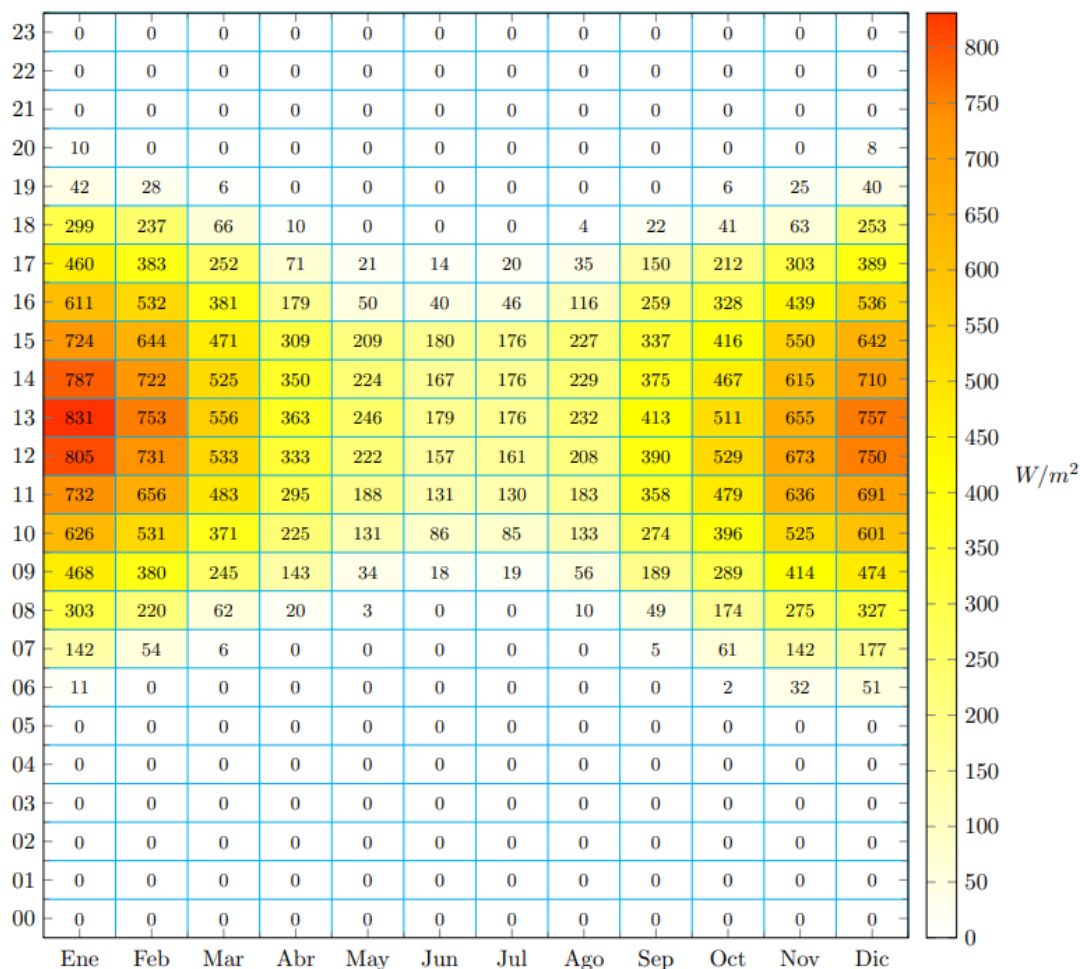


Figura 45: Promedio de radiación global (eje derecho) en plano horizontal para cada hora (eje izquierdo) de cada mes (eje horizontal). Extraída de informe generado por Explorador Solar para el punto de estudio.

La imagen presentada corresponde a una matriz de radiación global horizontal horaria promedio mensual para el punto geográfico específico del proyecto. En la matriz se puede observar la evolución de la radiación solar desde las primeras horas de la mañana hasta la tarde, expresada en $[W/m^2]$. Las tonalidades de color, desde amarillo claro a rojo intenso, representan visualmente los niveles de irradiancia más bajos y altos respectivamente.

Focalizando el análisis en el período comprendido entre octubre y marzo, que coincide con los meses de mayor operación del catamarán turístico, se observa que el sitio presenta en promedio entre 9 y 10 horas diarias de disponibilidad efectiva de radiación (por sobre $100-150 [W/m^2]$), iniciando alrededor de las 08:00 h y extendiéndose hasta las 18:00 h. Durante este rango, los valores de irradiancia alcanzan sus máximos entre las 12:00 y 13:00 horas, con intensidades que superan los $750 [W/m^2]$ en diciembre y enero, lo que representa

condiciones óptimas para la captación de energía solar mediante paneles fotovoltaicos. Este comportamiento se mantiene con cierta estabilidad durante los meses de verano, disminuyendo de manera progresiva hacia marzo.

Lo anterior indica que, si los recorridos turísticos se programan dentro de este rango horario - como es habitual en este tipo de servicios - existe la posibilidad de realizar la recarga directa de las baterías embarcadas utilizando la energía generada por el sistema fotovoltaico en tiempo real, reduciendo la dependencia de almacenamiento intermedio en baterías en tierra. Esta información resulta especialmente útil para definir la estrategia de diseño del sistema de carga, permitiendo considerar configuraciones mixtas entre carga directa y almacenamiento, o incluso minimizar la necesidad de sobredimensionamiento de bancos de baterías en tierra si el sistema se dimensiona adecuadamente.

Es importante destacar que los valores reflejados en esta matriz corresponden a un plano horizontal. Por lo tanto, si los módulos fotovoltaicos se instalan con una inclinación optimizada hacia el norte geográfico, es esperable que la captación solar durante los meses considerados sea incluso superior a la que aquí se presenta, especialmente durante las horas de máxima radiación. Esta mejora se traduce en un aumento del rendimiento energético del sistema y en una mayor eficiencia global del punto de carga solar.

4.8.5. Temperatura ambiente

La eficiencia de una celda fotovoltaica se ve afectada por la temperatura del ambiente, entre otros factores. Es así como dentro de las fichas técnicas que los fabricantes entregan junto a sus productos, siempre es posible encontrar un valor óptimo de temperatura de operación, dentro del cual la celda estará trabajando a su nivel de eficiencia también declarado por el fabricante.

Por la misma razón, se presenta en la Figura 46 los valores de temperatura ambiente promedio en el sitio de estudio, según lo recopilado del explorador solar.

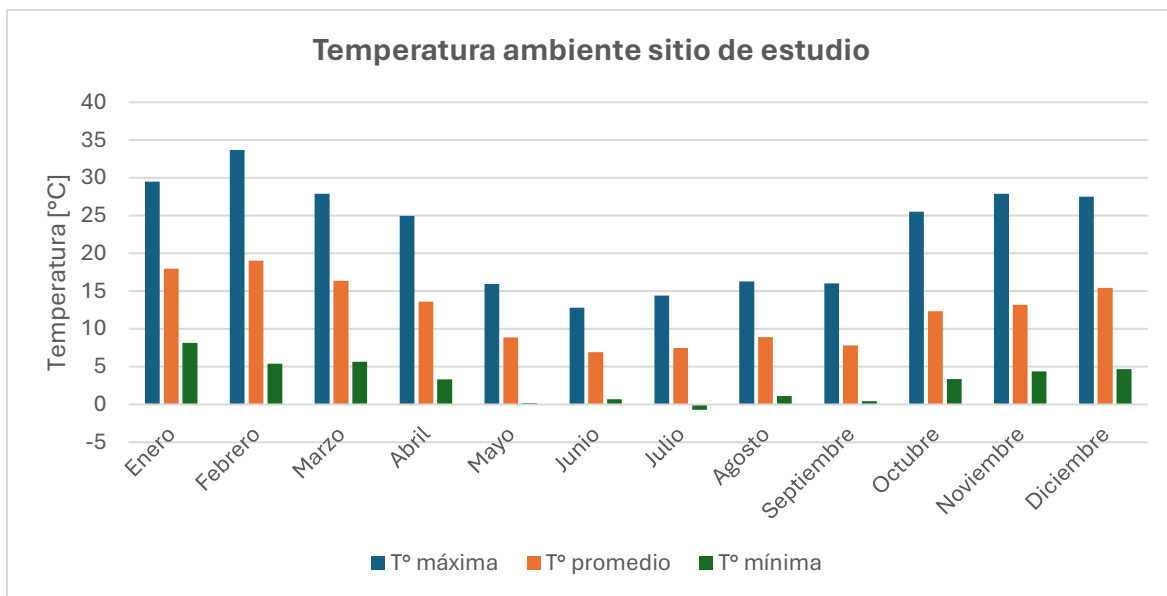


Figura 46: Temperatura máxima, promedio y mínima para cada mes en el sitio de estudio. Elaboración propia a partir de datos entregados por Explorador Solar.

El gráfico presentado muestra la evolución mensual de las temperaturas máxima, promedio y mínima del sitio de estudio a lo largo del año. Como fue mencionado, esta información es clave para comprender el comportamiento térmico del entorno en que se emplazará el sistema fotovoltaico, ya que las condiciones de temperatura afectan directamente el rendimiento de los paneles solares y otros equipos electrónicos asociados.

Se observa que el periodo estival (diciembre a marzo) concentra las temperaturas más elevadas del año, con máximas que alcanzan los 34 [°C] en febrero y promedios mensuales cercanos a los 19 [°C]. Las mínimas, en cambio, se mantienen moderadas, sin descender de los 5 [°C] en ese mismo periodo. Esta combinación de temperaturas moderadamente altas durante el día y frescas en la noche es favorable para la operación fotovoltaica, ya que, si bien la radiación solar es intensa, las temperaturas no alcanzan niveles extremos que puedan reducir significativamente la eficiencia de conversión de los paneles.

En contraste, durante los meses de invierno (junio–agosto), las temperaturas máximas descienden hasta valores cercanos a 14–16 [°C], con promedios diarios por debajo de los 9 [°C] y mínimas cercanas a 0 [°C], observándose incluso registros negativos en algunos meses. Si bien en esta época la radiación solar también disminuye, el bajo nivel de temperatura ambiente ayuda a mantener una operación eficiente de los módulos solares cuando hay irradiancia disponible, debido a la reducción en las pérdidas térmicas.

Este comportamiento térmico tiene implicancias técnicas directas sobre el sistema fotovoltaico, ya que la eficiencia de los paneles disminuye con el aumento de la temperatura de operación. En este sentido, las temperaturas del sitio se mantienen en un rango favorable para la tecnología seleccionada. Los coeficientes de temperatura de los paneles

monocristalinos modernos suelen estar entre -0,34 y -0,41 [%/°C], lo cual indica que por cada grado sobre los 25 [°C] estándar de prueba, se pierde una fracción de rendimiento. Dado que incluso en los meses más cálidos las temperaturas promedio están por debajo de los 20 [°C], se garantiza una operación eficiente durante la mayor parte del año.

4.9. Cálculo de ángulo óptimo de inclinación

Uno de los factores clave que influye en el desempeño energético de un sistema fotovoltaico es el ángulo de inclinación con el que se instalan los módulos respecto al plano horizontal. Este parámetro determina la cantidad de radiación solar incidente sobre la superficie del panel a lo largo del día y del año, afectando directamente su capacidad de generación. Dado que la posición aparente del Sol varía estacionalmente, el ángulo óptimo de inclinación dependerá tanto de la latitud geográfica del sitio como de la época del año en la que se desea maximizar la producción energética.

En el presente proyecto, se busca diseñar un sistema solar que funcione de manera eficiente durante los meses de mayor operación del catamarán turístico, específicamente entre octubre y marzo. Por lo tanto, la determinación del ángulo de inclinación se centrará en maximizar la captación de energía solar en este periodo, asegurando así la autonomía energética necesaria para las recargas diarias. Este apartado desarrolla el cálculo del ángulo óptimo utilizando la teoría de radiación presentada en el marco teórico de este texto, así como el análisis de la trayectoria solar y los datos de radiación entregados por el explorador solar, con el fin de seleccionar la configuración más adecuada para los módulos fotovoltaicos a instalar.

De los datos disponibles en la herramienta del Explorador Solar, es posible descargar un archivo de texto .csv para ser utilizado en Excel. Este archivo contiene la información diaria de la radiación incidente en el lugar de estudio para cada hora, junto a otros datos meteorológicos. En la Tabla 18 se presenta un extracto del archivo descargado, el cual es generado en base a mediciones realizadas entre los años 2004 a 2016.

Tabla 18: Extracto de archivo .csv descargado desde Explorador Solar para el sitio de estudio.

Fecha/Hora	glb	dir	dif	sct	ghi	dirh	difh	dni	temp
01-01-2007 4:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.60
01-01-2007 5:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.89
01-01-2007 6:00	12.44	0.00	12.04	0.40	13.72	0.00	13.72	0.00	12.42
01-01-2007 7:00	35.07	0.29	33.59	1.20	40.66	2.38	38.28	8.42	13.54
01-01-2007 8:00	82.69	2.60	77.37	2.73	92.60	4.42	88.18	9.59	15.11
01-01-2007 9:00	155.18	5.01	145.11	5.06	171.80	6.40	165.40	10.23	16.44
01-01-2007 10:00	198.48	7.14	184.89	6.44	218.84	8.10	210.74	10.58	17.54
01-01-2007 11:00	297.64	8.79	279.21	9.64	327.64	9.40	318.24	10.80	18.45

Donde:

- *glb* es la radiación global, en $[W/m^2]$.
- *dir* es la radiación directa, en $[W/m^2]$.
- *dif* es la radiación difusa, en $[W/m^2]$.
- *sct* es la radiación difusa reflejada, en $[W/m^2]$.
- *ghi* es la radiación global horizontal, en $[W/m^2]$.
- *dirh* es la radiación directa horizontal, en $[W/m^2]$.
- *difh* es la radiación difusa horizontal, en $[W/m^2]$.
- *dni* es la radiación directa normal, en $[W/m^2]$.
- *temp* es la temperatura a 2 metros (corregida), en $[^{\circ}C]$.

La primera columna corresponde a la fecha y hora de medición, las siguientes cuatro columnas corresponden a los datos de radiación global, directa, difusa y reflejada sobre una superficie con inclinación de 41° (latitud del sitio). Las siguientes cuatro columnas corresponden a los mismos valores de radiación para una superficie horizontal, con la diferencia de que en vez de radiación reflejada (inexistente para una superficie horizontal) se presenta la radiación directa normal a la dirección de los rayos solares. Por último, se presenta la temperatura del aire estimada a 2 metros sobre el suelo, ajustada para eliminar efectos de radiación directa u otros sesgos.

De estos resultados, se tienen en total 8760 filas, correspondientes a cada hora de cada día del año, con las siguientes consideraciones:

- Cada recopilación de datos mensual se presenta en un año diferente. Los datos de radiación del mes de enero son del año 2007, mientras que, por ejemplo, los datos de radiación del mes de abril son del año 2013.
- El método de cálculo utilizado por el Explorador Solar se basa en un promedio de valores instantáneos tomados cada 10 minutos. Así el valor de radiación mostrado para una hora corresponde al promedio de 6 mediciones.
- Además de los datos presentados en la Tabla 18, existen otras tres columnas, con datos de la velocidad del viento, presencia de sombras y presencia de nubes, pero estas no fueron utilizadas dentro del cálculo presentado en este apartado.

El cálculo del ángulo óptimo se determinó en Excel, empleando tablas para simplificar el tratamiento de los datos y aplicando las ecuaciones descritas en el marco teórico de este trabajo (sección 3.2).

Además de las celdas con los datos entregados por el Explorador Solar, se crean además cuatro celdas con los valores de la latitud del sitio, la longitud del sitio, el ángulo β de inclinación que se les dará a los paneles solares y el albedo a considerar para el cálculo de la radiación reflejada. El ángulo β servirá particularmente para iterar su magnitud y encontrar el valor que maximice la radiación promedio diaria durante los meses de mayor demanda, en los que se planea utilizar 100% la instalación solar como fuente de energía.

Tabla 19: Datos de entrada para realizar cálculo de ángulo óptimo de inclinación de paneles a instalar.

Datos de entrada	
Latitud L [°]	-41,0
Longitud λ [°]	-72,0
Ángulo β [°]	0,0
Albedo [°]	0,17

La magnitud del ángulo de inclinación se considera nula en un principio por simpleza de los cálculos, pero cuando se tenga el valor de la radiación global en el plano de estudio se itera su valor hasta encontrar el óptimo, como se mencionó anteriormente.

Adicionalmente, el valor del albedo de reflexión fue considerando una estimación ponderada en base a los valores presentados en la Tabla 3, teniendo lo siguiente:

$$Albedo = 0,5 \cdot 0,20(vegetación) + 0,3 \cdot 0,10(agua) + 0,2 \cdot 0,30(madera) = 0,17[-]$$

Lo anterior es en base al entorno natural presente en lugar de anclaje del catamarán, junto a la superficie de la estructura en la cual se piensa diseñar la instalación de carga fotovoltaica, que será de madera, con tal de ajustarse armónicamente al entorno.

Luego de esto, se incluyen nuevas columnas para identificar el número de día de cada fecha (N), valor con el cual es posible calcular tanto la declinación presente como la ecuación del tiempo TLE según la hora correspondiente. Esto utilizando las ecuaciones (8), (13) y (12), presentadas en el marco teórico de este trabajo. Posteriormente, con la ecuación del tiempo ET definida para cada hora de cada día del año, se debe también considerar el huso horario presente en cada época del año, teniendo en cuenta los cambios de horario que se fijan en Chile para la segunda semana de abril y la segunda semana de septiembre (en promedio). Así, para las fechas que estén entre el 15 de abril y el 15 de septiembre se definió un huso horario de UTC-4, generalmente denominado como horario de invierno en el país. Para todas las otras fechas se consideró UTC-3.

Con estos valores se obtiene la longitud estándar ($\lambda_{standard}$), el tiempo solar aparente TSA y la hora solar h . Esto por medio de las ecuaciones (23), (22) y (11). Cabe destacar que el valor del tiempo local estándar TLE se considera como la hora presentada en la primera columna de la tabla.

Se muestran los resultados para las filas presentadas anteriormente en la Tabla 18, a modo de ejemplo por la cantidad de datos utilizados:

Tabla 20: Extracto de UTC, longitud estándar, TSA y hora solar h para cada hora del punto de estudio.

Fecha/Hora	N	δ [°]	B [°]	ET [min]	UTC	$\lambda_{\text{standard}}$ [°]	TSA	h [°]
01-01-2007 4:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	2,13	-148
01-01-2007 5:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	3,13	-133
01-01-2007 6:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	4,13	-118
01-01-2007 7:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	5,13	-103
01-01-2007 8:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	6,13	-88
01-01-2007 9:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	7,13	-73
01-01-2007 10:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	8,13	-58
01-01-2007 11:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-3	-45	9,13	-43

Luego, corresponde el cálculo del ángulo zenit y el ángulo theta de la superficie receptora. De estos valores se obtiene el factor R_b , útil para calcular el cociente entre la radiación directa horizontal y la radiación directa entregada por el Explorador Solar. Esto se logra con las ecuaciones (16), (20) y (21).

Tabla 21: Extracto de zenit solar, ángulo theta y factor R_b para cada hora del punto de estudio.

Fecha/Hora	N	δ [°]	B [°]	ET [min]	h [°]	Zenit	Theta	Factor R_b
01-01-2007 4:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-148	109,40	125,23	1,74
01-01-2007 5:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-133	102,52	115,80	2,01
01-01-2007 6:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-118	93,97	104,71	3,67
01-01-2007 7:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-103	84,23	92,59	-0,45
01-01-2007 8:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-88	73,69	79,84	0,63
01-01-2007 9:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-73	62,64	66,66	0,86
01-01-2007 10:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-58	51,35	53,22	0,96
01-01-2007 11:00	1	-23,01	-79,12	-3,6163	-43	40,15	39,59	1,01

El siguiente paso consiste en calcular las radiaciones directa, difusa y reflejada para una superficie con un ángulo de inclinación β . En este primer caso, β es igual a 0° , como se mencionó anteriormente.

La suma de estas tres componentes corresponde a la radiación global sobre la superficie inclinada, valor que se utilizará para analizar los cambios en función de la variación de β hasta alcanzar su máximo.

Así, en primer lugar, se calcula la radiación directa en plano inclinado (dir, i) a partir de la radiación directa normal (dni) y el ángulo de incidencia θ , aplicando la siguiente relación:

$$dir, i = dni \cdot \cos(\theta) \quad (27)$$

Posteriormente, utilizando la ecuación (21) y el factor R_b previamente calculado, se determina la radiación directa en plano horizontal (dir,h). Este valor se resta de la radiación global horizontal (ghi) obtenida mediante el explorador (Tabla 18), resultando así la radiación difusa horizontal dhi , de acuerdo con la ecuación (7).

Finalmente, mediante las ecuaciones (5) y (6) se calculan las componentes de radiación difusa en plano inclinado (dif,i) y de reflejada en plano inclinado (ref,i), respectivamente. Tal como se indicó anteriormente, la radiación global en plano inclinado GH,i se obtiene sumando las tres componentes de radiación para un ángulo de inclinación β :

$$GI,i = dir,i + dif,i + ref,i \quad (28)$$

Con el procedimiento previamente descrito, se calculó la radiación global diaria incidente para el plano inclinado. Este caso base (con $\beta = 0^\circ$) permite verificar la coherencia de los resultados con los valores de radiación global horizontal disponibles en los datos de entrada, asegurando la correcta implementación del cálculo.

Posteriormente, el procedimiento se automatiza para que el ángulo de inclinación β pueda variar de forma iterativa, evaluando el comportamiento de la radiación global en función de la inclinación del plano. Como ya se ha mencionado, en este estudio el objetivo no es optimizar la captación anual, sino maximizar el promedio diario de radiación exclusivamente durante los meses de operación de máxima demanda del catamarán, que corresponden al periodo octubre–marzo.

Para cada valor de β evaluado, se calcula la radiación global diaria promedio en el periodo octubre–marzo, utilizando como base la radiación total mensual obtenido para cada uno de estos meses. Luego, se comparan los resultados y se identifica el ángulo que permite la mayor

captación de energía en promedio diario dentro de dicho intervalo temporal. Bajo este procedimiento, se genera la siguiente gráfica:

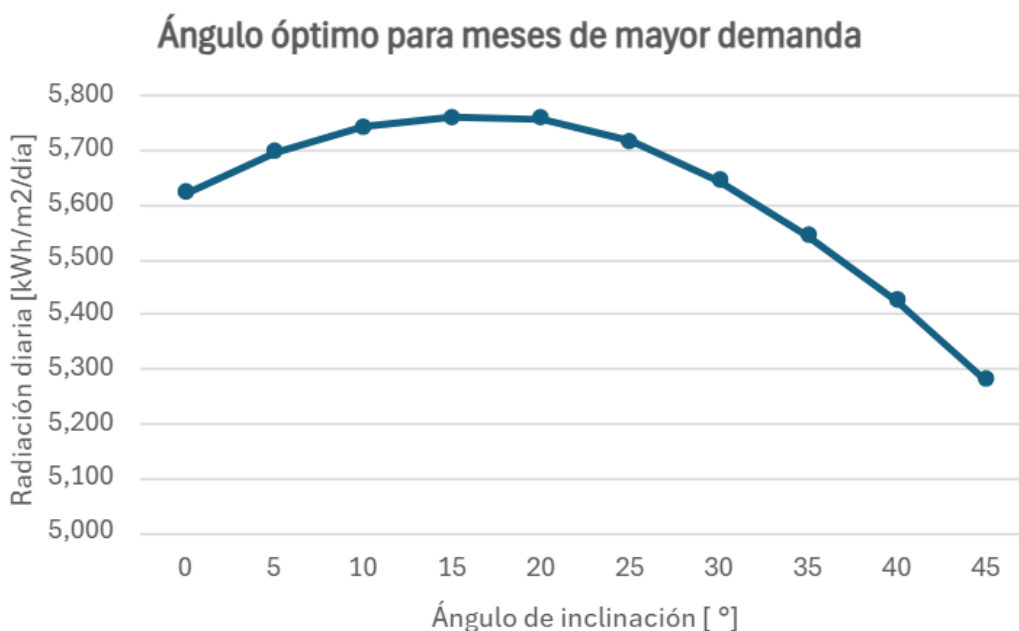


Figura 47: Ángulo óptimo de inclinación para maximizar recolección solar en meses de mayor demanda.

El análisis determina que el valor óptimo de inclinación es $\beta = 19^\circ$, ya que este ángulo maximiza la captación de energía solar durante los meses críticos de operación. Este resultado implica que, aunque el ángulo no sea necesariamente el óptimo para el año completo, sí representa la mejor configuración para satisfacer las necesidades energéticas reales del sistema durante el periodo de mayor demanda señalado. De manera similar, si el procedimiento se hace tomando el promedio diario para todos los meses del año, con tal de maximizar la colección solar anual, se obtiene un ángulo de 27° de inclinación.

A modo de ejemplo, se presenta en la Tabla 22 los valores correspondientes al día 1 de enero, lo que permite visualizar cómo se distribuye la radiación en condiciones representativas del periodo de alta demanda. Si la tabla se extiende por los 31 días del mes, se obtiene la radiación neta mensual de **221,54 [kWh/m²]** para enero.

Tabla 22: Extracto de resultados de cálculo de radiación global en un plano inclinado a 19°.

Fecha/Hora	dir,h	dhi	dir,i	dif,i	ref,i	GI,i
01-01-2007 0:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 1:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 2:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 3:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 4:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 5:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 6:00	0	13,72	0	13,35	0,06	13,41
01-01-2007 7:00	0	40,66	0	39,55	0,19	39,74
01-01-2007 8:00	2,69	89,91	1,69	87,46	0,43	89,58
01-01-2007 9:00	4,70	167,10	4,05	162,54	0,80	167,39
01-01-2007 10:00	6,61	212,23	6,34	206,45	1,01	213,80
01-01-2007 11:00	8,26	319,38	8,32	310,68	1,52	320,52
01-01-2007 12:00	10,44	457,08	10,80	444,63	2,16	457,60
01-01-2007 13:00	10,19	417,83	10,68	406,45	1,98	419,11
01-01-2007 14:00	10,33	291,57	10,86	283,62	1,40	295,89
01-01-2007 15:00	9,88	145,14	10,33	141,19	0,72	152,23
01-01-2007 16:00	8,83	207,32	9,09	201,68	1,00	211,77
01-01-2007 17:00	7,31	225,13	7,29	218,99	1,08	227,37
01-01-2007 18:00	5,32	63,88	4,99	62,14	0,32	67,46
01-01-2007 19:00	0	56,34	0	54,80	0,26	55,07
01-01-2007 20:00	0	13,84	0	13,46	0,06	13,52
01-01-2007 21:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 22:00	0	0	0	0	0	0
01-01-2007 23:00	0	0	0	0	0	0
Neta mensual [kWh/m²]						221,54

En la Figura 48 se presenta la gráfica de los componentes de radiación mostrados en la tabla anterior, para el día 1 de enero. Es importante considerar que se observa un importante aporte de la radiación difusa, mientras que la radiación directa y la radiación reflejada mantienen niveles muy bajos durante todo el día. Adicionalmente, se observa una reducción en la intensidad de la radiación global alrededor de las 16:00hrs. Esto puede deberse principalmente a factores meteorológicos, como sombreamiento por nubosidad presente.

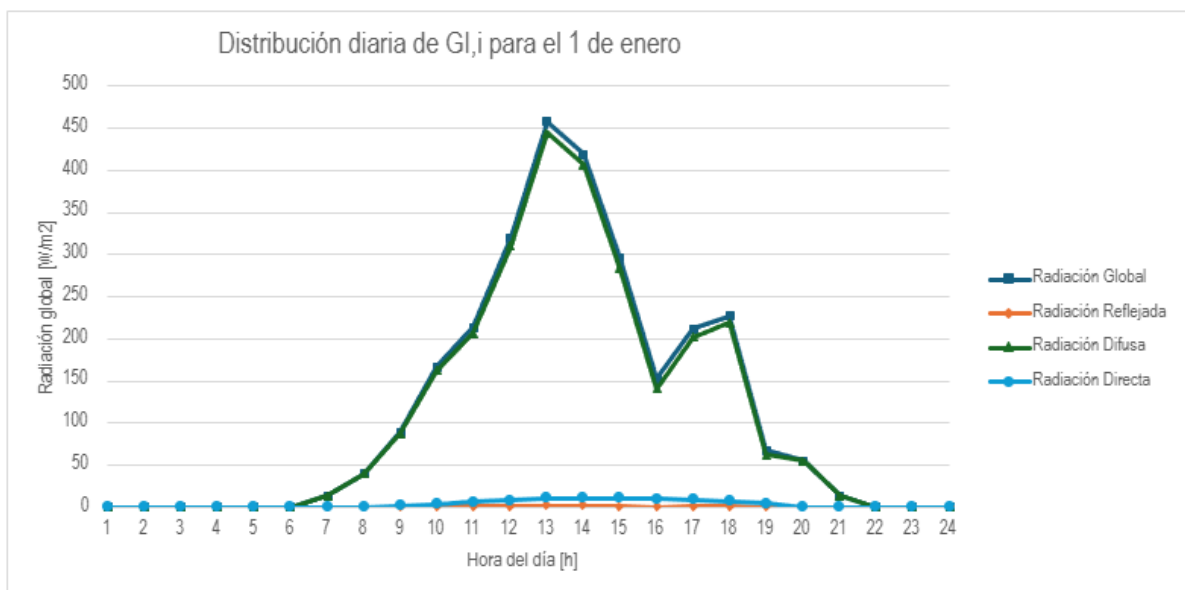


Figura 48: Distribución de componentes de radiación para el día 1 de enero. Elaboración propia.

El mismo procedimiento es realizado para cada mes del año, presentando especial atención a los meses de interés en donde se piensa utilizar el sistema fotovoltaico como principal fuente de energía. En la Tabla 23 se presentan los valores de la radiación promedio diaria para cada mes a un ángulo de 19° .

Tabla 23: Radiación neta mensual y radiación promedio diaria mensual para un ángulo de inclinación de 19° .

Mes	N días	Radiación Neta mensual [kWh/m ²]	Radiación promedio diaria [kWh/m ² /día]
Enero	31	221,54	7,15
Febrero	28	179,62	6,42
Marzo	31	139,34	4,49
Abril	30	83,11	2,77
Mayo	31	53,60	1,73
Junio	30	41,79	1,39
Julio	31	39,20	1,26
Agosto	31	50,28	1,62
Septiembre	30	94,22	3,14
Octubre	31	130,78	4,22
Noviembre	30	170,20	5,67
Diciembre	31	205,59	6,63

De esta tabla se observa particularmente que para los meses de interés (octubre a marzo) se tiene una menor radiación promedio diaria de **4,22[kWh/m²/día]**, correspondiente al mes de octubre. Por otro lado, dentro del mismo periodo de interés, la mayor radiación promedio se obtiene en el mes de enero, con **7,15[kWh/m²/día]**, valor que también corresponde al máximo anual.

4.10. Dimensionamiento de sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico es una etapa fundamental dentro del desarrollo del presente proyecto, ya que define la capacidad de generación de energía necesaria para cubrir la demanda eléctrica del catamarán, considerando su perfil de operación y la estrategia de recarga mediante energía solar. Esta etapa requiere integrar diversos aspectos técnicos previamente analizados, tales como el recurso solar disponible en el sitio, la demanda energética diaria del sistema de propulsión eléctrica, la autonomía deseada, y las condiciones climáticas locales que podrían afectar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

El objetivo principal de este capítulo es determinar la cantidad de paneles solares requeridos, así como su disposición eléctrica y física, con el fin de asegurar un suministro energético suficiente y confiable durante los meses de operación intensiva del servicio turístico. Para ello, se consideran las características técnicas del panel seleccionado, la eficiencia del sistema global, las pérdidas por temperatura, inclinación, suciedad, entre otros, además del rendimiento esperado según datos climatológicos reales. Asimismo, se tendrá en cuenta la relación entre la generación diaria del sistema y el consumo energético de la embarcación, de forma que se garantice un balance energético positivo en condiciones normales de operación.

El resultado de este dimensionamiento permitirá validar la viabilidad técnica del sistema de carga solar y sentará las bases para el diseño del banco de baterías en tierra, el inversor y los sistemas de conexión eléctrica requeridos. Este capítulo concluye con una propuesta concreta de configuración del campo fotovoltaico, ajustada a las condiciones del sitio y a los requerimientos operacionales del proyecto.

Consideraciones de diseño:

- El método a utilizar para el dimensionamiento es simple y conocido como método de balance energético, basado en el principio de que la energía generada debe ser igual o superior a la energía consumida. Adicionalmente, considerando que la estrategia de este proyecto consiste en utilizar la instalación solar como fuente de energía únicamente para los meses de mayor demanda, se utiliza un criterio de dimensionamiento basado en el recurso solar medio existente en el peor mes, lo cual minimiza el sistema de acumulación, pero usa más paneles que los estrictamente necesarios.
- Como se indicó en la selección de equipos para la conversión del catamarán a propulsión eléctrica (sección 4.5), se propone la instalación de dos cargadores de carga rápida para la recarga de las baterías a bordo (5,9 [kW] totales). El consumo estimado de los motores es de 6 [kWh] por recorrido, y considerando que la embarcación realiza tres recorridos diarios, se obtiene un consumo total de 18 [kWh/día] desde las baterías a bordo. En base a este requerimiento, se proyecta realizar como mínimo tres recargas diarias —una hora de carga entre cada recorrido— utilizando los cargadores rápidos. De este modo, la energía a suministrar durante las

tres horas de carga asciende a **17,4 [kWh/día]**, valor suficiente para reponer la energía utilizada y garantizar la operación continua de la embarcación.

- Según el recurso solar estudiado, para el periodo de estudio entre octubre y marzo y con un ángulo de inclinación óptimo de 19° con respecto a la horizontal, el mes con menor radiación promedio diaria es octubre, con un valor de **4,22[kWh/m²/día]**.
- Según lo conversado con la empresa operadora, el diseño será considerando solo 2 días de autonomía, con el objetivo de minimizar el costo y volumen en relación con la unidad de baterías en la instalación.

4.10.1. Inversor y unidad de baterías en tierra

Según lo anterior, se selecciona como equipo central el inversor híbrido Growatt *SPF 6000 ES Plus*, con una potencia nominal de 6 [kW], dos MPPT (*Maximum Power Point Tracking* o Seguimiento del Punto de Máxima Potencia) independientes y compatibilidad con bancos de baterías de 48 [V]. El MPPT es una función electrónica que ajusta continuamente el punto de operación de los paneles solares para que trabajen en el nivel de voltaje y corriente que entregue la máxima potencia posible, optimizando así la captación de energía en distintas condiciones de radiación y temperatura. Gracias a esta característica, el inversor permite una operación eficiente tanto en la gestión de energía solar como en la descarga de baterías hacia los cargadores de la embarcación.

Por otra parte, se eligen baterías de litio Pylontech *US5000* como sistema de almacenamiento, las cuales operan a 48 [V], tienen una capacidad nominal de 4,8 [kWh] y una profundidad de descarga segura del 95%. Estas baterías presentan una eficiencia de carga/descarga cercana al 95%, mientras que la eficiencia del inversor se estima en 93%. Considerando estos valores, la energía real que debe entregarse diariamente por el sistema para cubrir la demanda de carga es superior a la energía útil consumida. Dado que el consumo diario corresponde a 17,4 [kWh], producto de las tres horas de carga proyectadas a realizar diariamente según un programa de tres recorridos en promedio, se aplica un ajuste por eficiencia según la siguiente relación:

$$E_{\text{útil}} = \frac{17,4 \text{ [kWh]}}{0,95 \cdot 0,93} = 19,7 \text{ [kWh]}$$

Asimismo, al establecer una autonomía de dos días sin generación solar, la capacidad útil total requerida asciende a **39,4 [kWh]**. Cada batería Pylontech *US5000* entrega aproximadamente 4,56 [kWh] útiles, considerando su DoD (*Depth of Discharge* o Profundidad de Descarga). El DoD representa el porcentaje de la capacidad total de una batería que puede utilizarse de forma segura antes de requerir recarga, evitando daños y preservando su vida útil. Bajo este criterio, se requiere un mínimo de 9 baterías en paralelo para cubrir esta demanda con seguridad, teniendo así una energía disponible para recarga en tierra de **41 [kWh]**. Esta configuración resulta compatible con el inversor seleccionado y entrega un margen operacional adecuado frente a variaciones de irradiancia, envejecimiento

de las baterías o futuras ampliaciones. El inversor y batería seleccionados para el sistema se presentan en la Figura 49 y la Figura 50, respectivamente.



Figura 49: Inversor Growatt SPF 6000 ES PLUS. Extraída de [72].



Figura 50: Batería de litio Pylontech modelo US5000 de 48[V] y 4800[Wh]. Extraída de [73].

4.10.2. Paneles solares

Según los cálculos realizados en el apartado 4.10.1, el sistema debe generar al menos 19,7 [kWh] diarios. Además, como se mencionó anteriormente, se considera para el diseño la radiación solar mínima promedio del mes más desfavorable, correspondiente a 4,22 [kWh/m²/día].

Además, se adopta un factor de pérdidas globales del sistema del 25 %, que contempla ineficiencias asociadas a temperatura, polvo, orientación, cableado, MPPT y otras pérdidas comunes en sistemas fotovoltaicos.

Según esto, la cantidad de paneles necesarios para cubrir la demanda con seguridad se calcula según la siguiente expresión:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{E_{\text{útil}}}{HSP \cdot P_{\text{Panel}} \cdot \eta_{\text{sistema}}} \quad (29)$$

Donde HSP (Hora Solar Pico) será en este caso el valor de la radiación promedio diaria en el peor caso (4,22 [kWh/m²/día]), P_{panel} la potencia *peak* de los paneles a seleccionar y η_{sistema} el factor global de perdidas considerado para el sistema (25%).

Si se selecciona una unidad de celdas fotovoltaicas con una potencia *peak* de 550[Wp], el número mínimo de paneles corresponde a 12 unidades, teniendo 6,6 [kWp] instalados frente a 6 [kW] nominales del inversor, lo que resulta beneficioso en condiciones de radiación subóptima.

Los paneles seleccionados corresponden a los JA Solar modelo JAM72S30-550/MR, de tecnología monocristalina y con las siguientes especificaciones técnicas bajo condiciones estándar (STC):

- Potencia peak: 550[Wp].
- Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): 49,90[V].
- Voltaje en punto de máxima potencia (V_{mp}): 41,96[V].
- Corriente en punto de máxima potencia (I_{mp}): 13,11[A].
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 14,00[A].
- Eficiencia del módulo: 21,3%.
- Peso del módulo: 28,6 [kg].

En la Figura 51 se presentan las dimensiones principales del panel, según la ficha técnica entregada por el proveedor.

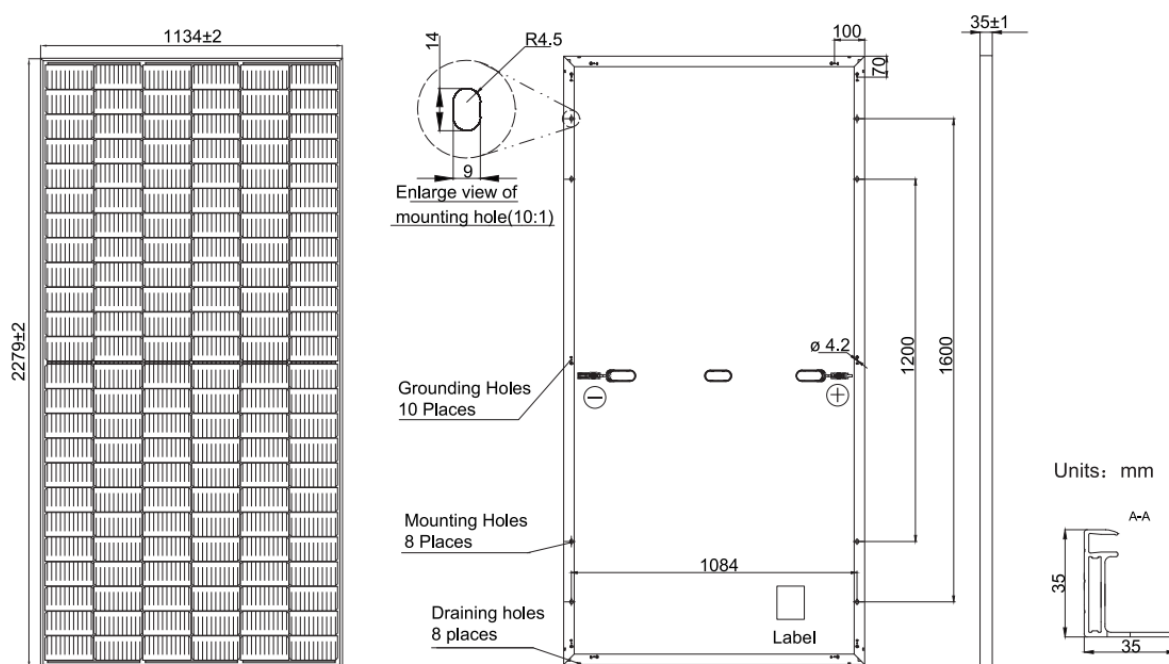


Figura 51: Dimensiones paneles JA Solar JAM72S30-550/MR. Extraída de [74].

En cuanto a la configuración eléctrica de los paneles, se calcula el número máximo de módulos que pueden ser conectados en serie, según el valor del cociente entre el voltaje máximo de operación del inversor seleccionado (450 [V]) y el voltaje de circuito abierto de los paneles, correspondiente a 49,9 [V] en este caso. Así, se tiene un valor máximo de 9 módulos conectados en serie. Adicionalmente, la corriente máxima admisible por MPPT del inversor es de **16 [A]**, según su ficha técnica, incluida en el anexo (v) de este documento.

Según esto, y considerando además que el número mínimo de paneles a conectar es de 12 unidades (según lo mencionado anteriormente), se selecciona una configuración de dos *strings* (paneles conectados en serie, ver Figura 52) independientes de 7 módulos cada uno, teniendo así **14 módulos en total** conectados de manera separada a los dos MPPT que contiene el inversor. Esto se basa en el siguiente análisis:

- Sobredimensionamiento más conservador considerando que el mínimo de paneles necesarios según la radiación disponible es de 12 unidades.
- Voltaje de operación por cada *string* de **293,7 [V]**, dentro del rango útil del inversor (120-450[V]) y según valor de V_{mp} .
- Corriente por cada *string* de **13,11 [A]**, cumpliendo con el límite por MPPT de 16[A]. Cabe destacar que esta es la razón por la cual no se considera una conexión en paralelo de los *strings*, ya que la corriente total excedería la máxima permitida por entrada de los MPPT.
- Configuración permite una expansión del sistema en caso de que se quieran agregar más paneles, sin sobrepasar los límites del inversor.

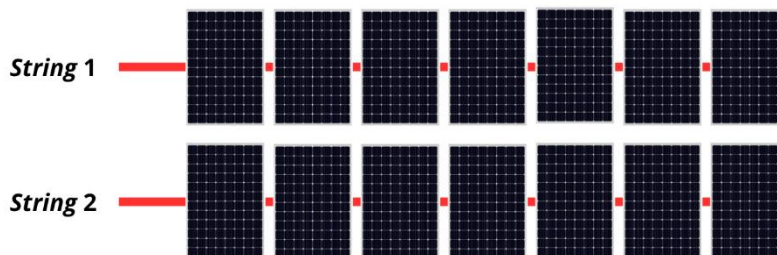


Figura 52: Configuración de sistema, dos strings de 7 paneles cada uno.

Cada *string* de 7 paneles en serie presenta un voltaje de circuito abierto V_{oc} total de:

$$V_{oc,string} = 7 \cdot 49,90 = \mathbf{349,3[V]}$$

Además, si se considera un factor de seguridad de un 15% con relación al aumento que puede tener el voltaje de circuito abierto en bajas temperaturas, se tiene un valor de **401,7 [V]**, lo cual sigue estando por debajo del límite del V_{oc} del inversor, asegurando su funcionamiento aún en condiciones de baja temperatura.

La conexión de los *strings* a entradas MPPT separadas permite evitar el desbalance de corriente y maximizar la eficiencia energética en situaciones de sombras parciales o suciedad localizada, lo cual puede darse con facilidad dada la ubicación del punto de estudio.

4.10.3. Dimensionamiento de conductores eléctricos

El correcto dimensionamiento de los conductores eléctricos es fundamental para asegurar la eficiencia, seguridad y durabilidad del sistema fotovoltaico, evitando caídas excesivas de tensión, sobrecalentamientos y pérdidas innecesarias de energía. En este proyecto se consideraron los diferentes tramos de cableado: entre los paneles y el inversor (lado DC), entre el banco de baterías y el inversor (DC), y entre el inversor y los cargadores (lado AC). Para cada caso, se aplicaron los criterios establecidos por la norma IEC 60364 y se tomaron como referencia las recomendaciones de la Guía de Instalaciones Fotovoltaicas para Chile elaborada por la SEC.

4.10.3.1. Cableado paneles-inversor

El sistema contempla dos *strings* de 7 paneles JA Solar de 550 [Wp] conectados en serie, lo que entrega una tensión en circuito abierto de aproximadamente 349,3[V] por string y una corriente de operación (I_{mp}) de 13,11 [A]. Como cada *string* se conecta a una entrada MPPT independiente, los conductores deben estar dimensionados para esa corriente, considerando una corriente máxima de diseño del 125 % de I_{mp} , es decir:

$$I_{diseño} = 1,25 \cdot 13,11 [A] = 16,4 [A]$$

Se adoptó una caída de tensión máxima recomendada del 2% en el tramo entre paneles e inversor. Considerando una distancia máxima estimada de 20 metros (ida y vuelta) y una tensión de trabajo de 250[V], el conductor requerido se calculó mediante la fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} \quad (28)$$

Donde L corresponde a la longitud del cable en metros, I la corriente circulante en [A], γ la conductividad del cobre (56[m/Ω·mm²]) y ΔV la caída de tensión máxima en [V].

Para los valores asumidos, se determinó que el conductor requerido es de mínimo 6 [mm²] de cobre, con aislación para 1000 [Vcc], resistente a rayos UV y condiciones ambientales, tipo PV1-F o equivalente. Un ejemplo de este tipo de cables es presentado en la Figura 53. Se observa que el conductor corresponde a N conductores de cobre, los cuales generan la sección requerida de 6 [mm²], cubriendo a estos se muestra la aislación descrita.



Figura 53: Ejemplo de cable solar tipo PV1-F. Extraída de [75].

4.10.3.2. Cableado baterías-inversor

Este tramo es crítico por la baja tensión y alta corriente involucrada. El inversor tiene una potencia nominal de 6 [kW] y una corriente máxima en AC de 80 [A] según su ficha técnica, mientras que el banco de baterías opera a 48 [V] nominales. Para esta corriente se determinó necesario un conductor de mínimo 25 [mm²] de cobre, según la Figura 54, donde se considera una medida en la sección del cable según su amperaje nominal. Un ejemplo para este tipo de cables es presentado en la Figura 55.

Medida del Cable en mm ²	Diámetro del Cable en mm.	Amperaje Nominal del Cable
0,50mm ²	1,8mm	6A
0,75mm ²	1,9mm	9A
1mm ²	2,1mm	11A
1,5mm ²	2,2mm	14A
2mm ²	2,9mm	16A
2,5mm ²	3,1mm	20A
4mm ²	3,6mm	28A
6mm ²	4,4mm	37A
10mm ²	6,8mm	53A
16mm ²	7,1mm	75A
25mm ²	9,2mm	100A
35mm ²	10mm	125A
50mm ²	12,6mm	160A
70mm ²	14,5mm	175A
95mm ²	17,1mm	207A

Figura 54: Sección de cable según amperaje nominal. Extraída de [76].



Figura 55: Ejemplo de cable para conexión baterías-inversor. Extraída de [77].

4.10.3.3. Cableado inversor-carga

El inversor entrega energía en 230 [V], alimentando dos cargadores de 2,9 [kW] cada uno, para un total de 5,8 [kW]. La corriente máxima en el lado de corriente alterna es:

$$I_{Ac} = \frac{5800 [W]}{230 [V] \cdot 0,95} = 26,6 [A]$$

Aplicando un 125 % y una caída de tensión del 2 %, se determinó un conductor de mínimo 6 [mm²] de diámetro de cable de cobre, tipo THHN (*Thermoplastic High Heat-resistant Nylon-coated* o Nailon Termoplástico de Alta Resistencia al Calor), puesto que son cables diseñados para soportar altas temperatura. En este tramo se deben considerar protecciones adecuadas con interruptores termomagnéticos y diferenciales.

4.10.3.4. Consideraciones adicionales

- Todos los cables deben ser retardantes a la llama y cumplir con los requisitos de resistencia UV, especialmente los que están a la intemperie.
- El sistema de puesta a tierra debe estar conectado mediante conductor de cobre desnudo de al menos 16 mm², conectado tanto al inversor, estructuras metálicas como al sistema de protección diferencial.
- Las conexiones deben realizarse con terminales prensados y con accesorios certificados para instalaciones fotovoltaicas.
- Se recomienda el uso de canalización de PVC rígido o tubería galvanizada en los tramos más expuestos, así como señalética y rotulación conforme al Reglamento Eléctrico Nacional.

A continuación, en la Tabla 27, se encuentra el resumen de la selección del cableado para el sistema propuesto.

Tabla 24: Sección recomendada y tipo de cable para cada tramo de instalación fotovoltaica.

Tramo	Tensión [V]	Corriente estimada [A]	Corriente diseño [A]	Distancia estimada [m]	Caída tensión máx. [%]	Sección [mm ²]	Tipo de cable
Panel-inversor	250	13,1	14,4	20	2,0	6	PV1-F
Batería-inversor	48	80	100	5	1,5	25	Cable Borne 3AWG
Inversor-carga	230	26,6	33,2	15	2,0	6	THHN

4.10.4. Protecciones solares

Se incorporan protecciones eléctricas en el lado de corriente continua, en el banco de baterías y en la salida en corriente alterna, con el objetivo de prevenir sobrecorrientes, cortocircuitos, sobretensiones, fallas a tierra y otros eventos potencialmente peligrosos. La selección de estos dispositivos se realizó en base a la norma internacional IEC 62548, que establece los criterios para la instalación segura de sistemas fotovoltaicos, y que es referenciada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en las guías técnicas nacionales vigentes en Chile para instalaciones de generación distribuida.

En el lado de corriente continua, se instalará un fusible 20 [A] / 1000 [V] en el conductor positivo de cada *string* de paneles solares. Este valor se seleccionó considerando que la corriente de operación del *string* es de 13,11 [A] (corriente en punto de máxima potencia, Imp), y que, según la normativa IEC 62548, la protección debe tener una corriente nominal no inferior al 125 % de la corriente de operación, es decir, al menos 16,39 [A]. Si bien en condiciones reales los paneles rara vez alcanzan este valor, especialmente fuera de laboratorio, se establece este margen por norma para evitar disparos innecesarios (*nuisance tripping*) y garantizar la protección frente a fallas reales. Adicionalmente, se incorpora un seccionador bipolar de corriente continua de 500 [V] y 20[A] por *string*, que permita aislar manualmente el campo fotovoltaico para fines de mantenimiento o emergencia.

Para proteger el inversor ante sobretensiones, se instalará un dispositivo de protección contra sobretensiones, específico para corriente continua, con una tensión nominal mínima de 600 [Vcc]. Este se ubicará entre el campo fotovoltaico y la entrada del inversor, idealmente dentro de una caja combinadora fotovoltaica que incluya los fusibles y seccionadores correspondientes.

En el banco de baterías de 48[V], se incorporará un fusible de 125–150[A] en corriente continua, que limite las sobrecorrientes desde o hacia el inversor en caso de fallas, junto con un seccionador o *breaker* DC para permitir el corte manual del sistema de almacenamiento.

Por último, se deberá implementar un sistema de puesta a tierra eficiente para todas las estructuras metálicas, equipos y protecciones, con una resistencia menor a 10 [Ω]. Esto es fundamental tanto para la protección de los equipos como para el cumplimiento normativo.

4.11. Cálculo de distancia óptima entre *strings*

En instalaciones solares fijas, especialmente en zonas del sur de Chile donde la radiación solar presenta una componente significativa de inclinación durante los meses de menor irradiancia, es fundamental considerar la separación entre filas de paneles para evitar el sombreado entre módulos durante las horas críticas del día. El sombreado puede reducir drásticamente la generación de energía del sistema, especialmente en configuraciones donde los módulos están conectados en serie. Por ello, el diseño debe asegurar que cada fila de paneles reciba la máxima irradiación directa durante el periodo de mayor demanda energética o menor disponibilidad solar.

Este apartado tiene como objetivo determinar la distancia mínima necesaria entre filas de paneles solares, según su ángulo de inclinación, la latitud del sitio y la altura del módulo proyectada en el plano vertical. El cálculo se basa en criterios geométricos, utilizando como referencia el ángulo solar a las 10:00 h del solsticio de invierno, asegurando así que incluso en las peores condiciones del año se minimicen las pérdidas por sombreado. Este análisis es esencial para optimizar tanto el rendimiento energético como el aprovechamiento del espacio disponible para la instalación del campo fotovoltaico.

Tabla 25: Condición más desfavorable del año, solsticio de invierno a las 10:00 de la mañana.

Condición más desfavorable	
Declinación δ	23,45°
Latitud L	-41,03°
Hora solar h (10:00am)	-30°

Bajo estas condiciones, y utilizando las ecuaciones de altitud solar α y azimut solar z (Ecuaciones (9) y (17), respectivamente), se tiene lo siguiente:

Tabla 26: Altitud y azimut solar para condición más desfavorable del año.

Altitud y azimut solar para las 10:00 hrs en solsticio de invierno	
Altura solar	19,75°
Azimut solar	-29,17°

Con esto es posible realizar una representación gráfica del plano vertical del caso a estudiar, mostrado en la Figura 56.

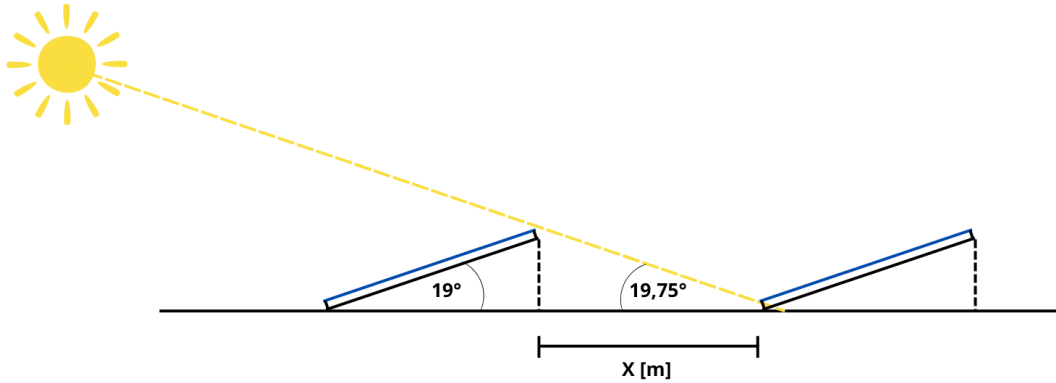


Figura 56: Representación gráfica del plano vertical para cálculo de separación óptima entre strings. Elaboración propia.

Adicionalmente, según las características de los paneles a instalar presentadas en la Figura 51, estos tienen unas dimensiones de 2279 [mm] de largo y 1134 [mm] de ancho. Con esto es posible determinar el valor del cateto vertical del triángulo que forma el panel inclinado con su proyección horizontal en el plano.

$$L = 2,279 \cdot \sin(19^\circ) = 0,7419[m]$$

Luego, aplicando tangente del ángulo solar presente en el momento de estudio:

$$\tan(\alpha) = \frac{L}{X} = 0,2664[m]$$

Para tener un resultado más conservador y fácil de implementar, se establece una distancia X entre *strings* de **30 centímetros**.

4.12. Simulación en software PV-Syst

A continuación, se desarrolla una simulación del consumo proyectado por los cargadores de la embarcación, según la demanda y perfil de operación que se ha comentado a lo largo de este trabajo. Para llevar a cabo este análisis se utiliza el software PVSyst [78], una herramienta de ingeniería especializada en dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas.

El primer paso para realizar el dimensionamiento consiste en introducir un archivo de datos meteorológicos. Estos se obtienen desde la herramienta del Explorador Solar, revisado anteriormente para el cálculo del ángulo óptimo de la instalación. Para esto, se introducen las coordenadas del punto de estudio y se descarga el documento generado de archivos TMY (*Typical Meteorological Year*, por sus siglas en inglés) específico para el software.

RESUMEN DEL SITIO	GRÁFICOS	DESCARGAS
Nombre	Formato	Descargar
Datos Horarios 2004 - 2016	csv	
Datos Horarios TMY	csv	
Datos Horarios TMY PVSol	dat	
Datos Horarios TMY SAM	csv	
Datos Horarios PVSyst	csv	
Tablas resumen	xlsx	
Reporte	pdf	

Figura 57: Archivo de datos descargable con datos TMY para utilizar en PVSyst. Extraída del Explorador Solar.

Este archivo se ingresa como documento meteorológico en el proyecto del simulador, actualizando automáticamente las coordenadas del lugar y la radiación incidente promedio en un año típico del sitio.

Una vez ingresado y revisado los datos de entrada para el sitio, se configuran los siguientes parámetros principales de la instalación.

4.12.1. Orientación

El software sugiere de entrada un ángulo de inclinación y un azimuth optimo según el archivo meteorológico del sitio importado al simulador. Para este caso, se sugiere un ángulo de 20° con respecto a la horizontal para un periodo entre los meses de octubre y marzo, muy cerca de los 19° que se calcularon previamente en el apartado 4.9 de este trabajo, indicando que el desarrollo del cálculo realizado fue correcto.

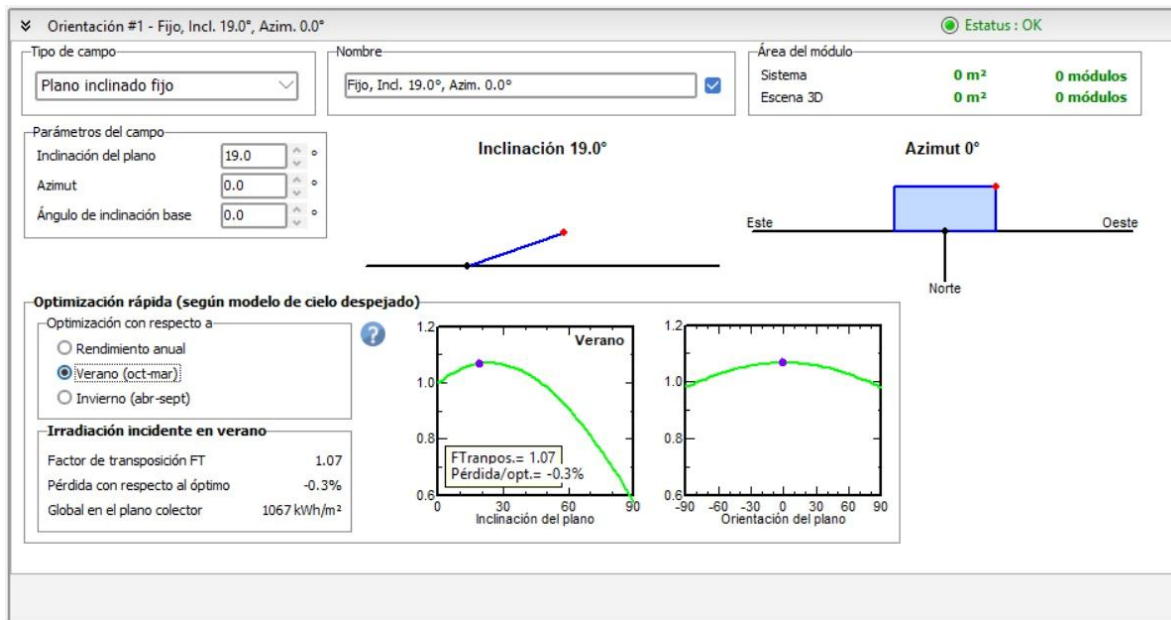


Figura 58: Ingreso de valores de inclinación y azimut para los paneles. Extraída de simulación realizada en PVSyst.

Ingresando los valores para los ángulos descritos, el software indica un porcentaje de pérdida con respecto al óptimo de -0,3% para el ángulo de inclinación. Adicionalmente se observa que el azimut ingresado es el óptimo para este caso, siendo con la superficie apuntando directamente hacia el norte.

4.12.2. Perfil de consumo

Se establece un perfil de consumo proyectado en base a las cargas provistas para la embarcación a lo largo de un día con los cargadores de carga rápida anteriormente presentados, de 2,9 [kW] de potencia nominal cada uno. Como la empresa afirma que el recorrido se realiza prácticamente durante todo el año, se estima la realización de tres cargas diarias, cada una después de un recorrido y de una hora de duración. Así, se consideran cargas a las 12:00hrs, a las 14:00hrs y a las 16:00hrs. Cabe destacar que este es un horario estimado para realizar la simulación. Sin embargo, en capítulos posteriores se realiza ajuste según los requerimientos del operador y su perfil de consumo actual.

4.12.3. Dimensionamiento del sistema

A continuación, se ingresan los equipos seleccionados para la instalación solar. En primer lugar, se especifica el conjunto de batería, el cual consiste en la Pylontech modelo US5000B.

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por ☒ voltaje ☐ capacidad ☐ fabricante

Pylontech 48 V 101 Ah Li LFP US5000B 100Ah Desde 2024

Todas las tecnol. La batería seleccionada es una módulo

1	☒ módulos en serie	Número de módulos	10	Voltaje paquete de baterías	48 V
10	☒ módulos en paralelo	Número de elementos	600	Capacidad global (C10)	1012 Ah
100.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	43.7 kWh
100.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	390 kg
				Núm. de ciclos a 80% DOD	6000
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	236 MWh

Figura 59: Selección de baterías Pylontech US5000B para realizar la simulación.

Se observa que el software entrega automáticamente un valor óptimo de cantidad de módulos, siendo 10 unidades para un total de energía almacenada de 43,7 [kWh], lo cual se ajusta al mínimo de unidades calculado en la sección 4.10.1 de 9 unidades, con un pequeño factor de seguridad adicional.

Posteriormente se realiza el diseño del subconjunto de los módulos fotovoltaicos y el inversor. Aquí, se seleccionan los paneles JA Solar modelo JAM72-S30-550-MR, correspondientes a los seleccionados anteriormente.

Cabe destacar que el modelo seleccionado anteriormente (Growatt SPF 6000 ES PLUS) no se encuentra en el directorio de PVSyst, por lo que se utiliza el modelo que más se ajusta al caso. Así, se selecciona un inversor marca Victron de 5800 [W] y de voltaje máximo de 450[V].

El software propone de manera automática un sistema compuesto por 3 cadenas de 7 módulos en serie, lo cual se puede ajustar según los requerimientos del usuario. En este caso, se ajusta la cantidad de *strings* según lo calculado y propuesto en la sección 4.10.1, correspondiendo a 2 cadenas de 7 módulos en serie. A su vez, PVSyst muestra un mensaje si con la configuración propuesta existe algún problema, a modo de iterar el número de *strings* o módulos hasta cumplir con los requerimientos. En este caso, se puede continuar con la configuración de 2x7.

4.12.4. Resultados de la simulación

Para los equipos seleccionados en la simulación, siendo estos 2 strings de 7 modulos cada uno y 10 baterías en paralelo para el sistema de almacenamiento, además del perfil de operación declarado, se tiene en primer lugar una energía solar disponible de **14.273[kWh/año]** según el recurso solar de la zona, una energía entregada al usuario de **5.866 [kWh/año]**, un excedente no utilizado de **8.103 [kWh/año]** y una energía faltante (no abastecida) de **484 [kWh/año]**. De manera mensual, se presenta el siguiente contenido:

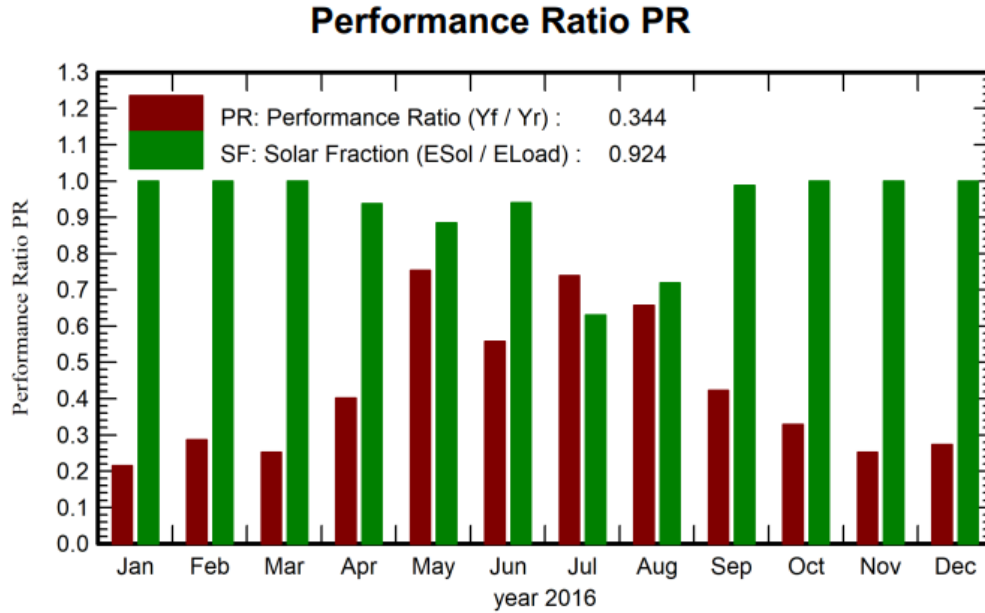


Figura 60: Performance Ratio y Fracción Solar para la instalación solar simulada. Extraída de informe generado por la simulación.

Tabla 27: Información energética entregada por PVSyst en la simulación.

Mes	E_Avail [kWh]	EUnused [kWh]	E_Miss [kWh]	E_User [kWh]	E_Load [kWh]	SolFrac [-]
Enero	2060	1480	0	539	539	1,000
Febrero	1448	919	0	505	505	1,000
Marzo	1781	1215	0	539	539	1,000
Abril	1037	523	32,8	489	522	0,937
Mayo	540	72	62,6	477	539	0,885
Junio	774	231	31,1	491	522	0,941
Julio	386	53	199,4	340	539	0,631
Agosto	498	59	151,9	388	539	0,720
Septiembre	1043	523	6,8	515	522	0,987
Octubre	1392	819	0	539	539	1,000
Noviembre	1716	1158	0	522	522	1,000
Diciembre	1599	1051	0	522	522	1,000
Anual	14274	8103	484,6	5866	6349	0,924

El grafico presentado en la Figura 60 muestra indicadores clave para el análisis del sistema fotovoltaico propuesto en la simulación. Se detallan y se interpretan sus resultados a continuación:

- **Performance Ratio (PR):** Es un indicador que mide la eficiencia global del sistema fotovoltaico, considerando todas las pérdidas que se producen desde la radiación solar incidente sobre los módulos hasta la energía eléctrica finalmente disponible para el consumo. Este parámetro es independiente de la irradiancia y refleja aspectos como pérdidas por temperatura, suciedad, sombras, ineficiencias del inversor, pérdidas en cables, entre otros. En este caso, el valor promedio anual de PR es de 0,344, lo que equivale a un 34,4% de eficiencia global. Esto indica que de toda la energía que podrían generar los paneles en condiciones ideales, solo un tercio aproximadamente se convierte en energía útil para el consumo o el almacenamiento. Se observan variaciones significativas a lo largo del año, ya que en los meses de mayor radiación (diciembre, enero y febrero) el PR es bajo con relación al resto del año, en torno al 20 y 30%. Esto probablemente debido a pérdidas por temperatura, ya que las celdas fotovoltaicas trabajan a temperaturas más altas durante este periodo del año, lo cual reduce su eficiencia, o bien por saturación del inversor en horas de máxima producción, lo cual provoca un recorte de generación. Por otro lado, se observa que, en meses de radiación más moderada, como en mayo o agosto, el PR se eleva alcanzando valores de hasta un 70%, debido a un funcionamiento más cercano a las condiciones óptimas de conversión y menor impacto de pérdidas térmicas.
- **Solar Fraction (SF):** Representa la fracción de la demanda energética cubierta directamente con energía solar, ya sea consumida en el momento o suministrada desde el banco de baterías en tierra. Un valor de SF igual a 1 (o 100%) indica que toda la demanda se cubre con energía solar. En este caso, el SF anual promedio es 0,924, es decir un 92,4%, lo cual muestra que prácticamente toda la demanda es abastecida por el sistema fotovoltaico, con una mínima dependencia de fuentes externas para los meses de menor radiación, como julio y agosto. Cabe destacar que se tiene una fracción solar del 100% específicamente para los meses en donde se piensa utilizar el sistema solar fotovoltaico como principal fuente de energía, siendo esto de octubre a marzo. En cambio, los meses invernales (mayo, junio, julio y agosto) presentan coberturas menores, con fracciones solares que caen hasta 63% en julio. En estos meses, se identifican los mayores valores de energía faltante (E_Miss), siendo julio el más crítico con 199,4 [kWh] no cubiertos. Esto es particularmente importante para dimensionar correctamente una fuente de energía de respaldo para los meses de baja irradiancia, como un generador diésel, entre otros.

Por otro lado, en la Tabla 27 se muestran los valores absolutos entregados por la simulación. Permitiendo analizar en detalle la disponibilidad energética mensual (E_Avail), la energía no utilizada (E_Unused), la energía faltante para cubrir la demanda (E_Miss), la energía efectivamente entregada al usuario (E_User), la carga total demandada (E_Load) y la fracción solar alcanzada (SolFrac).

Es importante destacar que, durante los meses de invierno (especialmente entre mayo y agosto), la menor radiación solar incidente en el sitio se traduce en una reducción significativa de la energía disponible para el sistema. En consecuencia, si se mantuviese la

misma programación de operación que en verano (con un promedio de tres recorridos diarios), sería indispensable contar con un sistema auxiliar de respaldo para cubrir la energía faltante, lo que queda evidenciado en la columna E_Miss.

El mes más crítico es julio, con un déficit energético (E_Miss) de casi 200 [kWh] y una energía entregada al usuario (E_User) de 340 [kWh]. Aun así, esta cifra permite cubrir con seguridad un recorrido completo diario y, potencialmente, hasta dos recorridos si se reduce su duración. Para demostrarlo, basta con calcular la energía media diaria en julio:

$$\frac{340 \text{ [kWh]}}{31 \text{ [día]}} = 10,96 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right]$$

Considerando que cada recorrido completo demanda aproximadamente 6 [kWh] (dos motores de 12 [kW] a un factor de potencia del 50% cada uno durante 30 minutos de operación), dos recorridos consumen cerca de 12 [kWh], lo que se aproxima a la energía media diaria disponible en este mes. Esta situación confirma que, aunque el sistema mantiene un buen nivel de autonomía en invierno, las condiciones no son suficientes para sostener la misma operación que en verano sin un apoyo externo.

Adicionalmente, se presenta en la Figura 61 un diagrama de flujo de energía en la instalación solar. Este diagrama de pérdidas es una herramienta clave para visualizar y cuantificar las diferentes etapas y mermas energéticas que ocurren desde la radiación solar incidente sobre el campo fotovoltaico hasta la energía final suministrada al usuario. Este diagrama representa, de manera secuencial, cómo la energía disponible se transforma y reduce debido a factores físicos, técnicos y operativos del sistema, permitiendo así identificar los principales puntos de optimización.

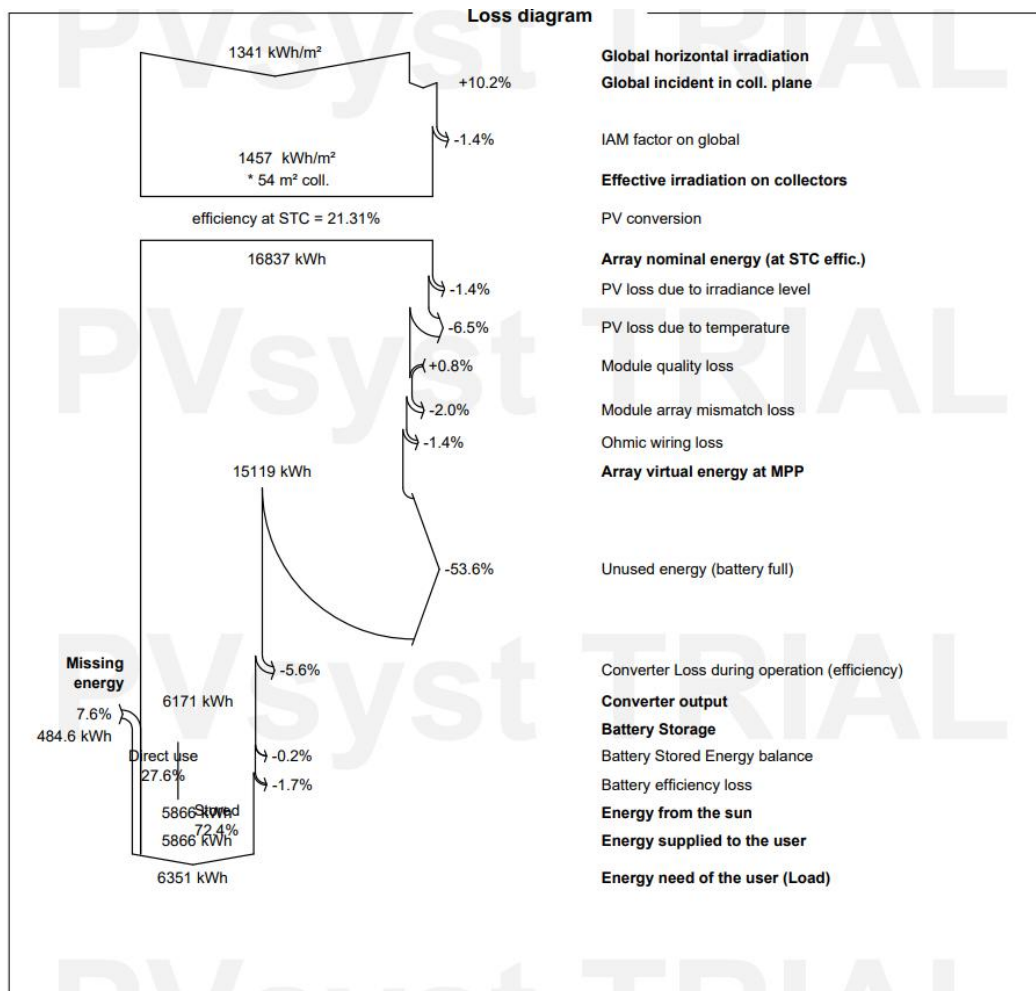


Figura 61: Diagrama de flujo de energía para la instalación.

En la simulación realizada, el proceso comienza con 1.457 [kWh/m²] anuales de irradiancia efectiva en la superficie colectora (*Effective irradiation on collectors*). Esta radiación atraviesa la superficie colectora de los módulos fotovoltaicos, donde la eficiencia de conversión de los paneles, estimada en 21,3% (ver sección 4.10.2), determina la cantidad de energía eléctrica generada en condiciones nominales, alcanzando una energía nominal del arreglo (*Array nominal energy*) de **16.837 [kWh]**.

A partir de aquí, la energía sufre diversas pérdidas y ajustes:

1. *PV loss due to irradiance level (-1,4 %)*: Reducción asociada a desviaciones respecto de la irradiancia estándar de prueba (STC). Cuando la irradiancia es menor, la eficiencia de conversión de los módulos disminuye ligeramente.
2. *PV loss due to temperature (-6,5 %)*: Pérdida térmica provocada por el aumento de temperatura en los módulos. Dado que la eficiencia de las celdas fotovoltaicas disminuye con el calor, este efecto es más marcado en periodos de alta radiación y escasa ventilación.
3. *Module quality loss (+0,8 %)*: Corrección positiva que considera que el rendimiento real de los módulos, en este caso, supera levemente el valor nominal especificado por el fabricante.
4. *Module array mismatch loss (-2,0 %)*: Pérdidas debidas a variaciones en el rendimiento de los módulos dentro del mismo *string*, causadas por tolerancias de fabricación, suciedad, o pequeñas diferencias de orientación.
5. *Ohmic wiring loss (-1,4 %)*: Pérdida por resistencia eléctrica en los conductores que interconectan los módulos y llevan la energía hasta el inversor.

Luego de aplicar estos factores, se obtiene la energía virtual del arreglo al MPPT (*Array virtual energy at MPP*), que en este caso asciende a **15.119 [kWh] anuales**. Este valor representa la producción óptima de energía del campo fotovoltaico antes de la interacción con el sistema de almacenamiento e inversores.

En la etapa de almacenamiento, se observa la pérdida más significativa del sistema: un 53,6% de la energía (correspondiente a 8.103 [kWh], ver Tabla 27) se clasifica como *Unused energy (battery full)*. Esto ocurre cuando las baterías alcanzan su capacidad máxima de carga y no es posible almacenar ni entregar la energía excedente a la carga, lo que indica un sobredimensionamiento relativo del generador fotovoltaico para la capacidad de almacenamiento y el perfil de consumo.

De la energía restante, se considera como otra pérdida adicional la asociada a *Converter loss during operation (-5,6 %)*, o pérdida asociada al rendimiento del inversor al transformar la corriente continua generada por el arreglo fotovoltaico y las baterías en corriente alterna utilizable por las cargas.

Tras esta conversión, se obtiene una energía de **6.171 [kWh] anuales** como salida del inversor (*Converter output*). Finalmente, el sistema entrega **5.866 [kWh]** al usuario (*Energy supplied to the user*), lo que se compara con una demanda anual de 6.351 [kWh] (*Energy need of the user*). Esta diferencia genera un déficit de 484,6 [kWh], equivalente a un 7,6 % de energía faltante (*Missing energy*, ver Tabla 27), que debe ser suplido mediante fuentes de respaldo para garantizar la continuidad del servicio.

El principal factor que reduce la eficiencia global del sistema es la alta proporción de energía excedente no utilizada debido a que las baterías se llenan durante los meses de mayor generación solar (verano), y no existe consumo adicional que la aproveche. Esta es una característica habitual en sistemas aislados con baja flexibilidad de carga.

El sistema propuesto en la simulación logra abastecer el 92,4 % de la demanda energética anual de forma autónoma, lo cual es un resultado sólido considerando las condiciones climáticas de la zona sur de Chile. La potencia instalada y la capacidad de almacenamiento son suficientes para cubrir los requerimientos del sistema en la mayoría de los meses del año, aunque se identifican ciertos déficits en invierno, los cuales podrían ser mitigados con estrategias complementarias como:

- Aumento de capacidad de baterías.
- Incorporación de respaldo por generador (mínimo uso).
- Gestión inteligente de carga (carga flexible según clima).

Como ha sido comentado con anterioridad en este trabajo, la estrategia a utilizar para el sistema será la incorporación de un generador de respaldo, lo cual será detallado en los siguientes capítulos.

Asimismo, el elevado nivel de energía excedente no utilizada durante los meses de alta irradiancia sugiere que existe margen para incorporar cargas adicionales, como por ejemplo servicios auxiliares en tierra, o para cargar más de una embarcación en días soleados.

4.13. Diseño de infraestructura

El objetivo principal del diseño propuesto es desarrollar una estructura modelo que sirva como base para su futura implementación, asegurando que cumpla tanto con requisitos técnicos como estéticos. En primer lugar, se considera fundamental que la infraestructura se integre armónicamente al entorno natural en el que estará emplazada. Por esta razón, se opta por el uso de materiales nobles como la madera, que no solo aportan calidez y atractivo visual, sino que también refuerzan el concepto de sostenibilidad asociado al proyecto.

La estructura deberá cumplir con dos funciones principales: por un lado, sostener de manera segura y eficiente el conjunto de paneles solares que proporcionarán la energía necesaria para el sistema de carga; y por otro, ofrecer un espacio libre en su parte inferior que permita un acceso cómodo y seguro de los pasajeros que estén a la espera de realizar un nuevo recorrido. Para lograrlo, el diseño contempla dimensiones, resistencias y detalles constructivos que garanticen estabilidad estructural, funcionalidad y una experiencia fluida tanto para los operadores como para los usuarios finales.

El proceso de diseño presentado a continuación fue realizado mediante el uso del software Inventor, perteneciente al grupo de Autodesk.

La primera etapa del diseño corresponde a la cubierta principal de la infraestructura, considerando madera como material para mantener coherencia con los criterios estéticos y ambientales previamente establecidos. Se ha optado por utilizar perfiles de sección cuadrada de 6x6 pulgadas, lo que proporciona una elevada capacidad de carga y rigidez estructural, como será demostrado en la siguiente sección, asegurando la estabilidad a largo plazo incluso bajo condiciones ambientales adversas. En particular, se propone el uso de madera laminada

de pino radiata estructural (bajo la norma NCh2824:2019 [79]), tratada para uso exterior en ambientes húmedos. Esta elección se fundamenta en su amplia disponibilidad, facilidad de mecanizado, resistencia a la deformación y estabilidad dimensional. Según la normativa actual chilena, este tipo de madera presenta las siguientes características físicas y mecánicas:

- Resistencia a la flexión: 30 [MPa].
- Resistencia a la compresión (σ_{perm}): 12 [MPa].
- Resistencia a la tracción: 18 [MPa].
- Módulo de elasticidad (E): 13 [GPa].
- Densidad característica: 350 [kg/m³].

Estos valores permiten dimensionar elementos capaces de soportar de forma segura las cargas permanentes del propio techo y de los paneles fotovoltaicos, así como las cargas variables asociadas a viento y mantenimiento, manteniendo deformaciones dentro de límites admisibles para una estructura de uso público. En particular, para este trabajo se determinará la rigidez y resistencia de las columnas a emplear en la estructura, utilizando los valores de resistencia de compresión y módulo de elasticidad. Adicionalmente, se destaca que el tratamiento protector que tienen estas vigas de pino radiata confiere resistencia adicional frente a humedad, radiación UV, y otros factores críticos en un entorno costero.

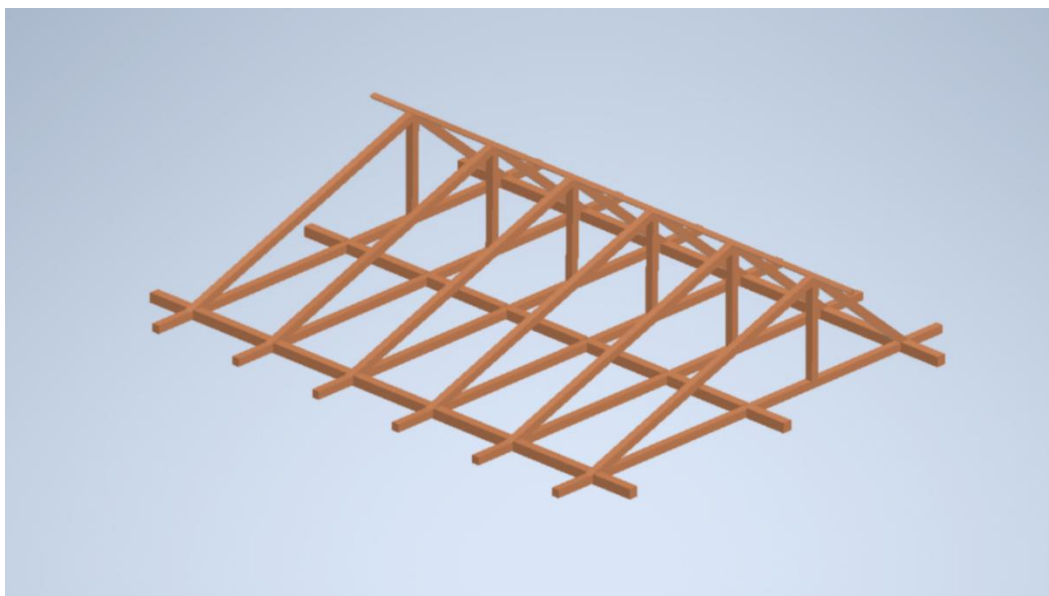


Figura 62: Armado de vigas principal de la infraestructura de carga. Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 62, el techo presenta un ángulo de inclinación frontal de 19°, determinado como óptimo para maximizar la captación solar durante el periodo de operación principal del sistema (octubre a marzo), según los cálculos realizados en el capítulo 4.9 de este trabajo. Esta inclinación no solo optimiza el rendimiento energético, sino que también facilita el drenaje de aguas pluviales y reduce la acumulación de polvo sobre los paneles.

Para esta estructura se consideran 4 vigas de 10 metros de largo, una de las cuales contará como viga superior. En sentido perpendicular, se insertan 6 vigas de 8,2 metros de largo, las cuales serán el soporte de las vigas diagonales y columnas centrales del techo. Las dimensiones consideran que el catamarán sea capaz de atracar bajo la estructura, a modo de que los turistas puedan abordar sin problemas antes del recorrido, y desaboardar después del mismo de manera cómoda.

Posterior al diseño de la cubierta, se desarrolla la etapa correspondiente a las columnas de soporte. Se define la instalación de un total de ocho columnas de 3,5 metros de altura, distribuidas simétricamente en los costados de la estructura principal, con el fin de asegurar un equilibrio estético y funcional. Cada columna se diseña con una sección cuadrada de 6x6 pulgadas (equivalentes a 152x152 milímetros, aproximadamente), dimensiones que ofrecen una elevada capacidad de carga, permitiendo soportar tanto el peso propio de la cubierta y los paneles solares como las cargas adicionales por viento y mantenimiento. Estas columnas estarán empotradas en bases de hormigón piedra, lo que garantiza un anclaje robusto y capaz de resistir esfuerzos horizontales y verticales, así como proteger la madera frente a la humedad. El diseño de las columnas y su base empotrada en hormigón se presenta a continuación.

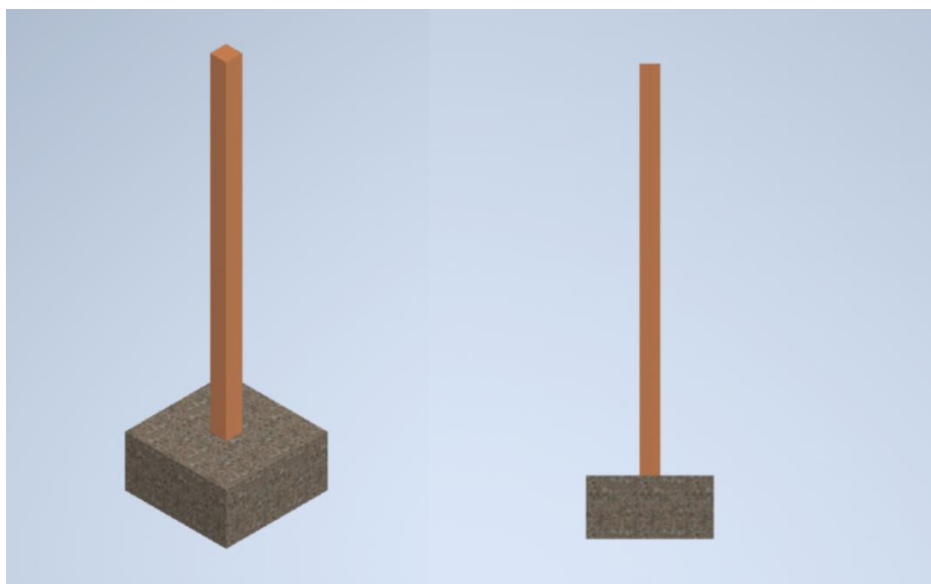


Figura 63: Diseño de columnas. Elaboración propia.

Sobre esta base de columnas se instala la cubierta del techo, la cual se reviste con planchas de madera, dispuestas de manera continua para proteger la estructura principal y optimizar la integración visual con el entorno. Estas planchas presentan un acabado rojizo natural, que armoniza con la estética del paisaje circundante, aportando calidez y coherencia visual al conjunto.

En la parte superior de la cubierta se montan los módulos fotovoltaicos, organizados en dos *strings* de 14 módulos cada uno, tal como ha sido comentado durante este documento. Ambos *strings* se orientan hacia el norte y con una inclinación de 19° respecto a la horizontal, siguiendo el ángulo óptimo previamente calculado para maximizar la captación solar en el periodo de octubre a marzo. Esta configuración asegura un aprovechamiento eficiente de la radiación disponible, mejorando la producción energética del sistema.

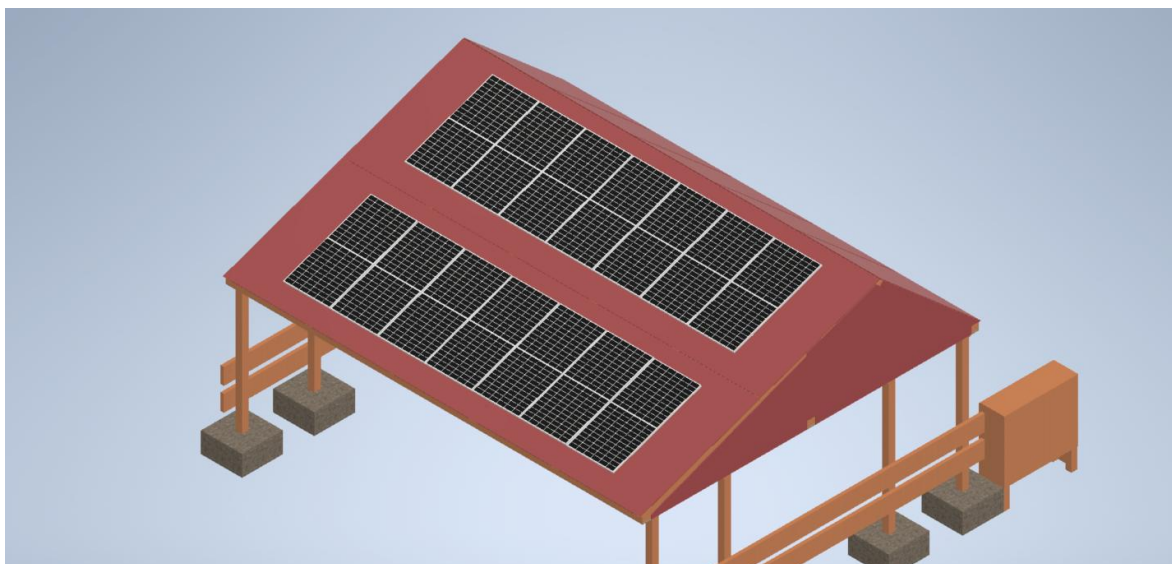


Figura 64: Distribución de strings de paneles sobre la estructura. Elaboración propia.

Para la zona de atraque del catamarán, se propone la instalación de muelles flotantes modulares, conocidos como *docks* flotantes. En este caso, el diseño considera módulos de 500×500 [mm] y 400 [mm] de altura, distribuidos hasta cubrir un área equivalente a 152 docks. Esta superficie permite que el catamarán atraque bajo la cubierta del muelle, posibilitando que los pasajeros embarquen y desembarquen de forma cómoda y segura, incluso con variaciones en el nivel del agua.

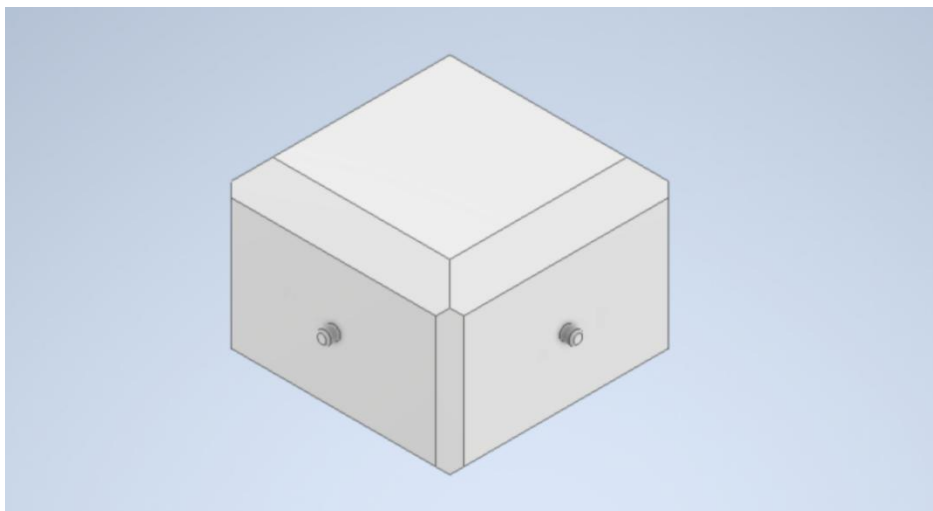


Figura 65: Diseño de modelo típico de docks para muelle flotante. Elaboración propia.

Adicionalmente, la estructura está diseñada para albergar de forma discreta el equipo MPPT bajo la cubierta, de manera que quede protegido y fuera de la vista, preservando la estética del conjunto. Sin embargo, por razones de peso y seguridad, las baterías no se instalarán sobre la estructura, sino en un compartimiento lateral a prueba de agua ubicado en tierra firme, lo que facilita el acceso para mantenimiento y prolonga su vida útil al mantenerlas en condiciones controladas.

A continuación, se presenta en la Figura 66 la propuesta general de la infraestructura, considerando la cubierta con los 14 módulos solares instalados, la casilla de almacenamiento para las baterías en tierra, y los *docks* flotantes.

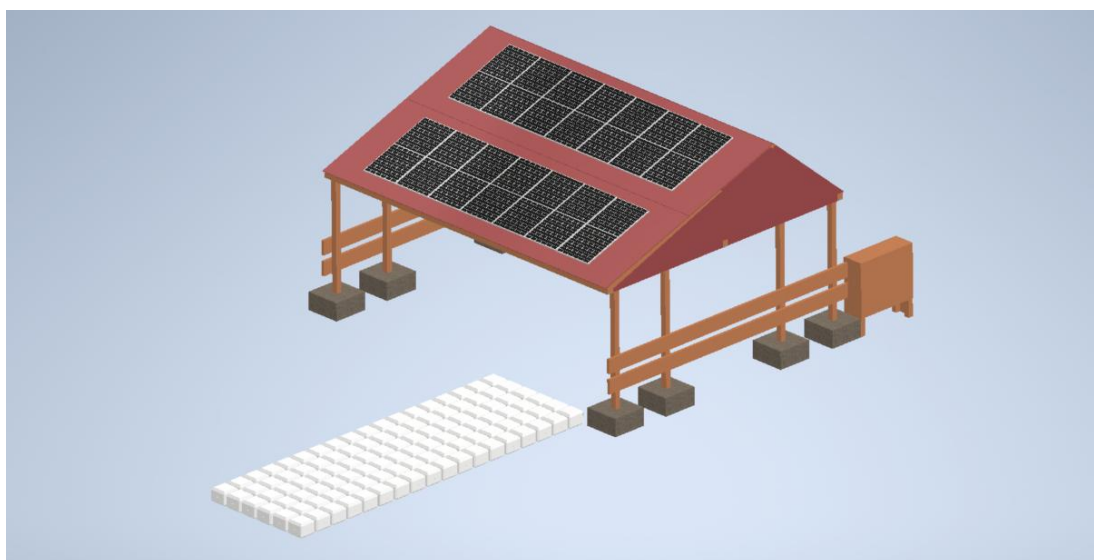


Figura 66: Propuesta de diseño final para modelo de infraestructura de carga. Elaboración propia.

4.13.1. Análisis estructural básico

A continuación, se desarrolla un análisis estructural básico de la infraestructura propuesta, con el objetivo de verificar la capacidad de soporte y la estabilidad de los elementos principales de la base de la estructura propuesta. Dado el alcance preliminar del diseño, el estudio se centra en las ocho columnas de madera que constituyen el soporte vertical de la cubierta y de los módulos fotovoltaicos, considerando tanto su resistencia mecánica como su comportamiento frente al pandeo.

Como fue descrito en la sección anterior, las columnas están constituidas por madera estructural de tipo pino radiata, con un módulo de elasticidad $E = 13$ [GPa] y una resistencia a la compresión paralela a la fibra de $\sigma_{perm} = 12$ [MPa]. Cada columna presenta una sección cuadrada de 6x6" y una altura libre de 3,5 [m], estando empotrada en una base de hormigón piedra. Las cargas verticales consideradas corresponden al peso propio de la estructura, de los módulos fotovoltaicos con una carga estimada de 4 [kN] en total, y de las planchas de madera de cubierta. El comportamiento de las columnas se estima bajo el esquema de columna empotrada en ambos extremos sometida a compresión y posible pandeo en el plano de menor inercia, aplicando la teoría de Euler para elementos esbeltos. Este análisis permitirá validar que la solución estructural propuesta cumple con un margen de seguridad suficiente para las condiciones de carga y entorno previstas, asegurando la durabilidad y funcionalidad de la infraestructura en operación.

Así, se verifica en primer lugar la sección mínima requerida de las columnas y se compara el resultado con la sección adoptada en el diseño. Para esto se cuantificaron las cargas permanentes aplicadas sobre la cubierta: el peso del techo, según el fabricante de las vigas de pino, fue estimado en 56 [kg] por viga considerando un total de 42 vigas; el peso de las planchas de recubrimiento se estimó en 40 [kg] cada una para 35 planchas; finalmente, el peso de los módulos fotovoltaicos fue tomado de la ficha técnica como 29 [kg] por panel y se consideraron 14 unidades. Sumando estas contribuciones se obtiene una masa total a soportar de 4.158 [kg], equivalente a una carga vertical total de aproximadamente 40,8 [kN] (multiplicando por $g = 9,81$ [m/s²]). Asumiendo una distribución simétrica de esta carga en las ocho columnas previstas, la demanda por columna en servicio resulta en 5,1 [kN].

A fin de introducir un margen de seguridad adecuado, se aplica un factor de seguridad $FS=2,5$ sobre la carga en estudio. Luego, empleando la relación admisible $P_{adm} = P_{crit} / FS$, se despeja la carga crítica requerida P_{crit} , lo que conduce a una carga crítica objetivo P_{crit} de 12,7 [kN] por columna. Para comprobar que una columna de madera no fallará por pandeo bajo esta carga crítica, se utiliza la fórmula de Euler para columna esbelta, presentada en la ecuación (25).

En este procedimiento se adoptó la hipótesis de que la columna está empotrada en ambos extremos (ver Figura 30) y, conforme al planteamiento del estudio, se consideró la longitud efectiva igual a la altura libre de la columna, por lo que $L_e = 3,5$ [m].

Para una sección cuadrada de lado a , el momento de inercia corresponde a la relación $I=a^4/12$, según la Figura 31. Así, reemplazando I en la ecuación de Euler y despejando se obtiene un

valor de **62[mm]** como dimensión mínima teórica de a . Este resultado indica que, desde la comprobación de inestabilidad por pandeo de Euler bajo las hipótesis indicadas, una sección cuadrada de aproximadamente 62 [mm] de lado sería suficiente para resistir la carga crítica requerida con el factor de seguridad adoptado.

A continuación, se verifica el esfuerzo de compresión asociado a la carga. Con la sección mínima calculada $a = 62$ [mm], mediante la ecuación (24).

Si se evalúa el esfuerzo con la sección adoptada en el diseño de $a = 152$ [mm], el esfuerzo cae a aproximadamente 0,22 [MPa]. Ambos valores están muy por debajo del esfuerzo permisible adoptado para la madera estructural considerada (12 [MPa]).

En conclusión, el procedimiento muestra que la sección propuesta en el diseño de 6x6" es segura frente a la capacidad de pandeo y a la sollicitación por compresión bajo las cargas asumidas, considerando incluso un nivel de sobredimensionamiento, el cual abre a tomar opciones de secciones menores con tal de disminuir costos. La sección teórica mínima requerida por pandeo es del orden de 62 [mm], por lo que la sección real ofrece un amplio margen de seguridad estructural y durabilidad. Como observaciones finales para la etapa de proyecto ejecutivo, se recomienda documentar la condición real de empotramiento (que define el factor de longitud efectiva), incluir la verificación frente a combinaciones de carga normativas (como mayor viento o carga accidental, por ejemplo), y detallar la conexión y el anclaje de las columnas a la base de hormigón para asegurar la transferencia de esfuerzos horizontales y de tracción en casos de vuelco o levantamiento.

Capítulo 5: Propuesta de solución

El presente capítulo tiene por objetivo presentar en detalle la solución técnico-energética desarrollada en el capítulo anterior, para llevar a cabo la conversión de una embarcación turística con motores de combustión a propulsión eléctrica, acompañada de un sistema autónomo de carga alimentado por energía solar fotovoltaica. Esta propuesta surge a partir de un proceso de análisis técnico, económico y normativo, en respuesta a la necesidad de reducir los costos operativos asociados al uso de combustibles fósiles, disminuir el impacto ambiental del servicio turístico, y alinear la operación con los principios del turismo sustentable en el contexto del Parque Nacional Vicente Pérez Rosales.

El diseño desarrollado busca asegurar la autonomía energética del catamarán, garantizando un sistema confiable, eficiente y técnicamente viable que considere tanto las condiciones operativas actuales como las restricciones del entorno natural en el que se emplaza. Para ello, se ha realizado una selección específica de componentes eléctricos, baterías, cargadores y módulos fotovoltaicos, los cuales han sido dimensionados con base en los requerimientos reales de operación y con márgenes de seguridad adecuados.

En los apartados siguientes se presenta cada uno de estos sistemas, junto con sus características técnicas, configuración eléctrica, criterios de selección y su integración dentro de la operación actual del servicio turístico. Esta propuesta no solo busca cumplir con los objetivos energéticos del proyecto, sino también ofrecer una solución replicable, escalable y coherente con los principios de desarrollo sustentable.

5.1. Sistema de propulsión eléctrica

El sistema de propulsión propuesto se ha definido en base al análisis técnico desarrollado en los capítulos anteriores, considerando tanto los requerimientos energéticos de la embarcación como las condiciones operativas del servicio turístico. En este contexto, se ha seleccionado el **motor Cruise 12.0 RL de la marca Torqeedo**, el cual es de una **potencia nominal de 12[kW]**.

Una de las ventajas de este sistema es que Torqeedo ofrece una solución de integración completa a través de su tecnología propietaria denominada *TorqLink*. Este sistema permite la comunicación eficiente entre los distintos componentes del conjunto eléctrico (motor, controlador, baterías y acelerador) mediante un bus de datos unificado. La arquitectura de *TorqLink* está basada en una conexión tipo bus con resistencia de terminación en sus extremos, facilitando el monitoreo en tiempo real y la interoperabilidad de los equipos. El sistema parte desde el motor eléctrico y se extiende hasta la unidad de control (palanca de aceleración), constituyendo una estructura modular y de rápida instalación.

A continuación, se presenta una representación esquemática del sistema *TorqLink* y su configuración básica en la embarcación propuesta.

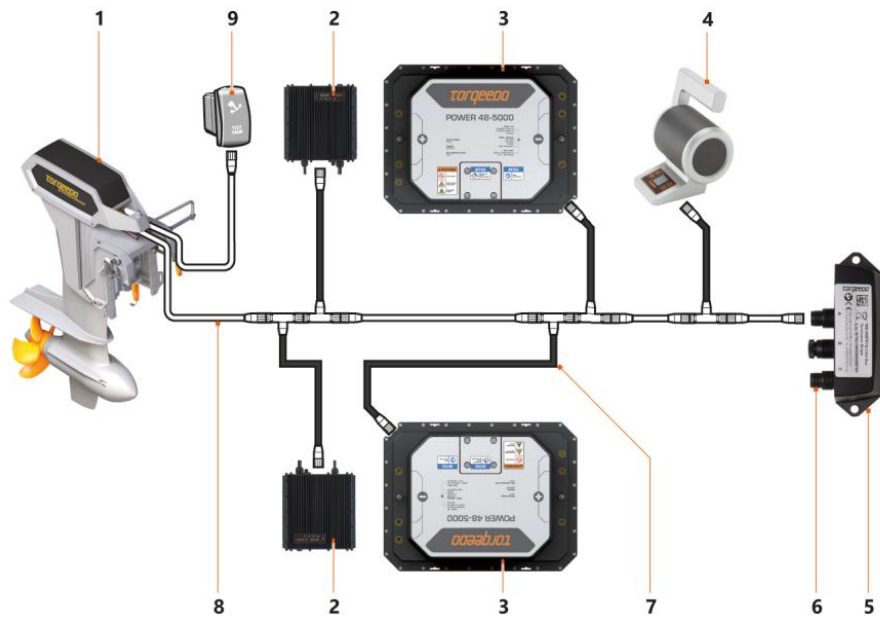


Figura 67: Conexión de componentes en backbone de sistema TorqLink. Extraída de [80].

Donde:

1. Motor fuera borda eléctrico.
2. Cargadores.
3. Baterías.
4. Palanca de acelerado.
5. Terminación individual.
6. Interruptor ON/OFF.
7. Cable de derivación.
8. Backbone.
9. Interruptor de inclinación.

De este modo, cada uno de los componentes del sistema se conecta de manera independiente al cable principal de comunicación (*backbone*) a través de sus respectivos cables de derivación.

Dado que la propuesta contempla el reemplazo de los dos motores de combustión interna originales, la instalación debe considerar dos sistemas TorqLink independientes, es decir, dos columnas de conexión separadas, una para cada motor eléctrico. Esto permite un control autónomo de cada propulsor y mantiene la simplicidad del sistema modular propuesto por el fabricante.

El resultado final corresponde a una configuración de doble propulsión eléctrica, cada una con su propio conjunto de componentes interconectados mediante el bus TorqLink, tal como se ilustra en la Figura 68. Adicionalmente, ambos motores estarán conectados al sistema de dirección de timón actual que posee el catamarán.

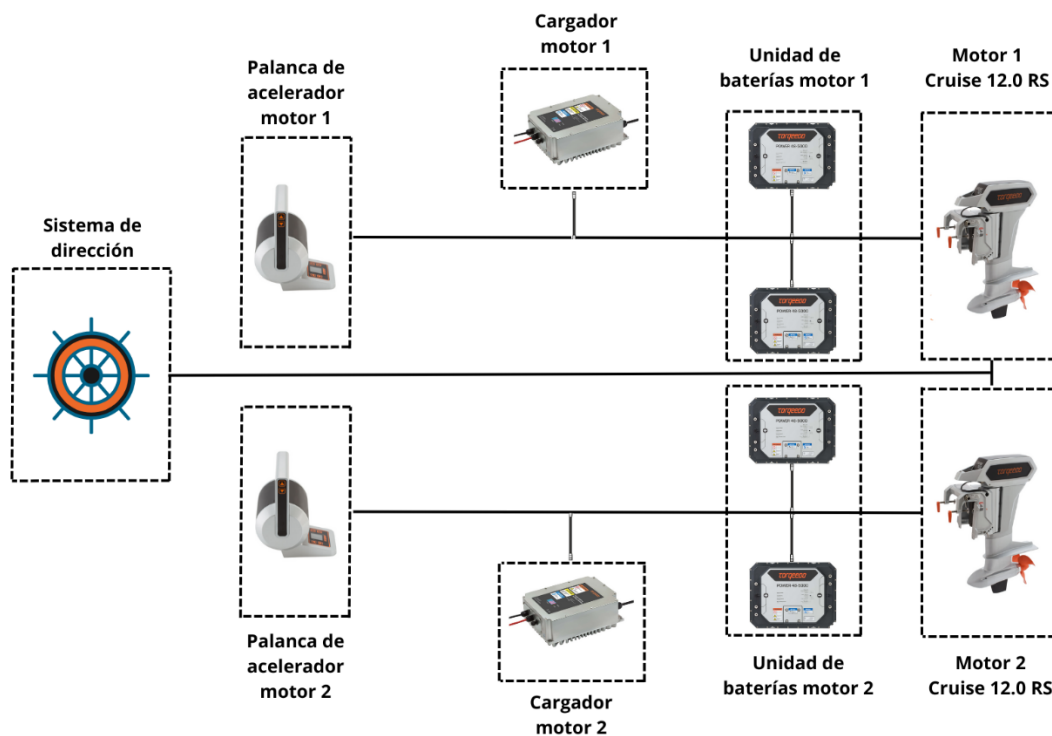


Figura 68: Propuesta esquemática de conexión de sistema eléctrico a bordo de la embarcación. Elaboración propia.

De esta manera, se establece la conexión de ambos motores a su respectivo par de baterías, configuradas en paralelo para cumplir con los requerimientos de tensión y autonomía definidos. Cada conjunto de baterías se conecta de forma independiente a un cargador de carga rápida, lo que permite una gestión energética autónoma para cada sistema de propulsión.

Finalmente, ambos sistemas convergen en su respectiva palanca de aceleración, la cual permite controlar de forma precisa la potencia entregada por cada motor. Estas palancas deben ser dispuestas una junto a la otra en el puesto de mando, facilitando así el control simultáneo por parte del operador, quien podrá accionar ambos motores con una sola mano y lograr una navegación equilibrada y eficiente.

Por otro lado, y a modo de protección de las baterías a bordo, se propone la implementación de una cabina de almacenamiento para este equipo. Este puede ser una caja construida directamente sobre el catamarán, en la cual se introduzcan las baterías de forma segura y fácil tanto de instalar como de retirar en caso de cumplir con su vida útil.

5.2. Sistema de generación solar y almacenamiento en tierra

Como parte fundamental de la solución energética propuesta, se ha diseñado un sistema de generación solar fotovoltaica en tierra cuya función es abastecer la energía necesaria para la recarga de los bancos de baterías ubicados a bordo del catamarán eléctrico. Este sistema ha sido dimensionado considerando las condiciones de operación definidas por la empresa operadora, con una demanda diaria de energía de 17,4 [kWh], la necesidad de recargar entre recorridos o al final del día, y una autonomía mínima de 2 días sin generación solar, contemplando además la eficiencia de todos los componentes intermedios del sistema.

En cuanto a los componentes, se ha seleccionado un conjunto de paneles JA Solar de 550[Wp] y 21,3% de eficiencia, dispuestos en dos líneas independientes una de la otra de 7 paneles en serie, esto ya que el inversor seleccionado (inversor híbrido Growatt SPF 6000 ES PLUS) contiene dos MPPT, por lo que cada línea de paneles se conecta directamente sin necesidad de hacer una conexión en paralelo entre ellos, logrando una menor corriente total. El inversor seleccionado permite la conversión de corriente continua a alterna y la gestión inteligente de la energía entre los paneles, el banco de baterías estacionarias y los cargadores rápidos embarcados.

El sistema también incluye un banco de baterías estacionarias Pylontech US5000 de 48 [V], 101 [Ah] y 95% de eficiencia, con un total de 9 módulos dispuestos para almacenar al menos 2 días de autonomía y asegurar el suministro energético incluso en condiciones prolongadas de baja radiación solar.

El dimensionamiento se ha realizado considerando la radiación solar promedio diaria en el sitio (mínimo de 4,22 [kWh/m²/día] en octubre), así como las eficiencias del inversor (93 %) y de las baterías (95%), obteniendo una potencia instalada de 7,7 [kWp] y una capacidad de almacenamiento total de aproximadamente 39,4[kWh] útiles.

Este sistema de generación y almacenamiento en tierra se conecta directamente a los dos cargadores rápidos Torqueado de 2.900 [W] cada uno, los cuales alimentan de forma independiente los pares de baterías embarcadas. Esta configuración permite una recarga eficiente en períodos cortos entre recorridos o durante la noche, asegurando la disponibilidad energética continua del catamarán.

En la Figura 69 se presenta un esquema general de la conexión del sistema de carga solar, representando claramente el formato de conexión de los dos *strings* independientes entre sí a cada entrada del MPPT, junto con la conexión del banco de 9 baterías Pylontech US5000.

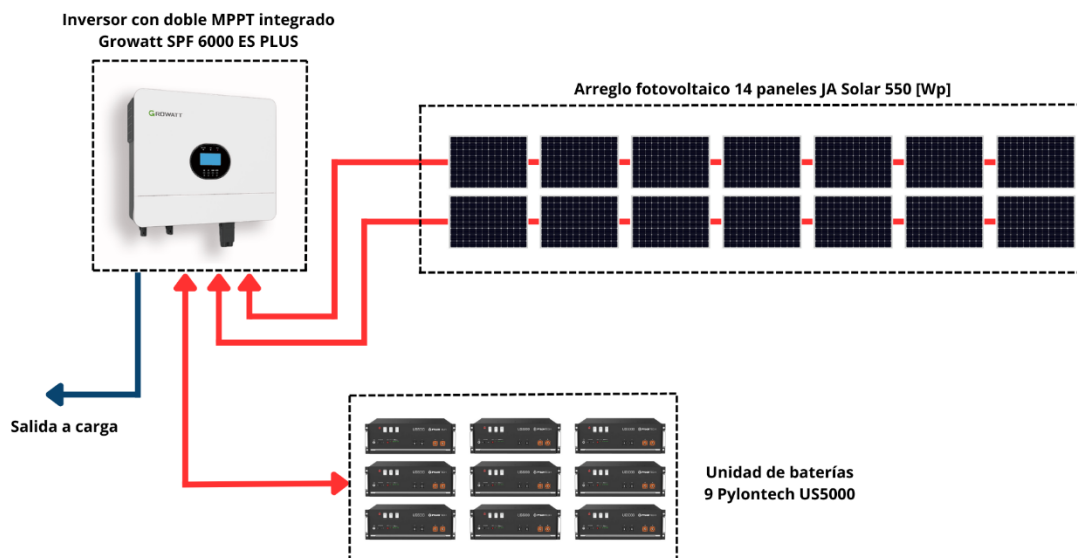


Figura 69: Diagrama de conexión de sistema solar fotovoltaico, compuesto por un inversor MPPT, 14 paneles y 9 baterías de litio. Elaboración propia.

5.2.1. Esquema de sistema completo

El diagrama presentado en la Figura 70 ilustra la arquitectura integral del sistema completo propuesto para la electrificación de la embarcación, incluyendo tanto la propulsión eléctrica a bordo como el sistema de generación y almacenamiento fotovoltaico en tierra.

En el extremo derecho del esquema se dispone el campo fotovoltaico (Sistema PV), compuesto por un arreglo de 14 módulos solares 550 [Wp] cada uno, configurados en cadenas que permiten una operación óptima con el inversor solar. La energía generada en corriente continua es conducida hacia el inversor MPPT, cuya función principal es optimizar el punto de operación de los paneles para maximizar la captación de energía y convertir la tensión y corriente de entrada a valores compatibles con el sistema de carga y el banco de baterías, tal como se comentó en la sección anterior.

Así, la energía proveniente del inversor se gestiona de manera dual:

1. Almacenamiento en tierra: Un banco de baterías estacionarias de alta capacidad que actúa como respaldo y permite la acumulación de energía durante periodos de baja demanda o en horas de radiación máxima, garantizando la disponibilidad de energía en condiciones de radiación reducida o durante la noche.
2. Suministro directo al sistema de carga rápida: La energía es derivada a uno o más cargadores de carga rápida específicos para el sistema Torquedo, diseñados para transferir la energía al almacenamiento a bordo de manera eficiente y en tiempos reducidos, de acuerdo con las necesidades operativas del catamarán.

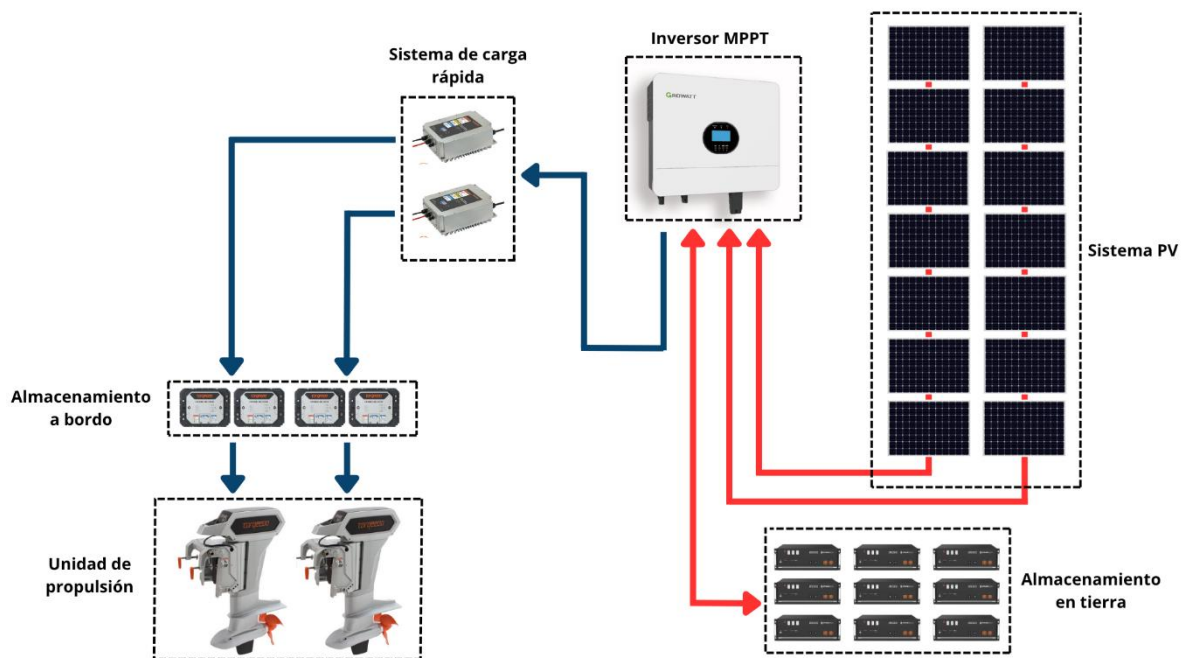


Figura 70: Esquema de conexión de sistema completo, considerando instalación solar y conexión a motores eléctricos. Elaboración propia.

En términos operativos, este diseño asegura la flexibilidad de carga, permitiendo recargar las baterías de la embarcación entre recorridos diarios o al final de la jornada, así como utilizar el banco de almacenamiento en tierra como fuente primaria en periodos sin radiación solar suficiente, con una autonomía de 2 días. El flujo energético, claramente representado por las conexiones en CC (línea roja desde paneles a inversor y desde inversor a baterías) y CA (línea azul desde inversor a carga), optimiza el uso de la energía generada y minimiza las pérdidas, garantizando la autonomía y confiabilidad del sistema.

5.3. Generación de respaldo

Dada la energía faltante estimada en los meses de invierno, particularmente en julio donde el déficit alcanza los 200 [kWh] (equivalente a la columna E_{miss} en la simulación realizada, ver Tabla 27), se determina la necesidad de incorporar un generador de respaldo que permita suplir dicha demanda y garantizar la operación continua del catamarán. En función de este requerimiento, se opta por la instalación de un generador **VTE Paguro 6500**, diseñado específicamente para aplicaciones marinas, con una potencia nominal continua de 6 [kW] y características técnicas que lo hacen apto para alimentar equipos electrónicos sensibles como los cargadores de baterías a instalar.

En cuanto a sus especificaciones técnicas, este modelo de generador se fundamenta en los siguientes puntos:

- Potencia nominal suficiente para cubrir los picos de demanda de los cargadores de carga rápida del catamarán, los cuales tienen una potencia unitaria de 2,9 [kW], resultando en un total de 5,8 [kW] (los dos cargadores operando simultáneamente).
- Diseño marino compacto y silencioso, con refrigeración por agua y materiales anticorrosivos, lo que lo hace apto para instalación en ambientes húmedos como el sitio en estudio.
- Margen de operación suficiente para trabajar sin sobrecarga incluso en condiciones de máxima demanda.



Figura 71: Generador diesel VTE Paguro 6500. Extraída de [81].

En cuanto al dimensionamiento, si se considera que en el mes de julio la energía faltante es de 200 [kWh], la energía media diaria que debe suplir el generador es:

$$E_{miss} = \frac{200 \text{ [kWh]}}{31 \text{ [día]}} = 6,45 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right]$$

Si se prevé que la recarga se realice en una hora diaria disponible entre recorridos, la potencia media requerida sería de **6,45 [kW]**. Este valor se encuentra dentro de la capacidad continua del generador VTE Paguro 6500 (6 [kW] nominales, con capacidad de pico de 7 [kW]), asegurando que la totalidad de la energía faltante pueda ser suministrada en el tiempo disponible para carga.

Además, considerando que cada cargador tiene una potencia nominal de 2,9 [kW], dos cargadores en paralelo demandarán 5,8 [kW], valor inferior a la capacidad continua del generador, garantizando que la operación simultánea de ambos cargadores no comprometa el funcionamiento del equipo.

En términos de consumo, el fabricante especifica un consumo específico aproximado de 0,35 [L/kWh], lo que se traduce en alrededor de 2,3 [L] de diésel diarios para suplir el déficit de julio. Este consumo es energéticamente eficiente para un equipo de su capacidad y se ve

favorecido por su baja velocidad de operación (1800 RPM), que además reduce vibraciones y niveles de ruido, mejorando el confort en la zona.

El modelo se comercializa actualmente en un rango de precios que ronda los USD 13.000 [81]. Su integración en el sistema permitirá compensar de manera efectiva las limitaciones de generación fotovoltaica en los meses de baja radiación (junio a agosto), garantizando la autonomía y disponibilidad energética para las operaciones previstas, incluso manteniendo los recorridos planificados en temporada invernal.

5.4. Infraestructura de carga

El sistema solar estará instalado sobre una estructura elevada que funcionará como techo del muelle de embarque, permitiendo un uso dual del espacio y una integración armónica con el entorno. Esta estructura ha sido pensada con criterios de sustentabilidad y respeto por el entorno natural del Parque Nacional Vicente Pérez Rosales, utilizando madera de tipo pino radiata como material principal y orientando los módulos a un ángulo de inclinación optimizado para los meses de mayor operación (octubre a marzo), correspondiente a 19° con respecto a la horizontal.

Adicionalmente, se considera la implementación de un muelle flotante o *docks*, considerando que el nivel del agua del río puede llegar a crecer mucho durante temporadas de alto flujo, como lo es en verano y las aguas congeladas de la cordillera descienden.

En la Figura 72 se muestra una imagen satelital de como se vería la implementación de la estructura de carga. En la imagen se muestran los 14 paneles apuntando al norte con su respectivo ángulo que maximiza la radiación, y la distribución propuesta para los docks flotantes.



Figura 72: Imagen satelital de propuesta de instalación de carga a escala. Elaboración propia.

5.5. Resultados esperados

La implementación del presente proyecto contempla una serie de resultados técnicos significativos que buscan optimizar el desempeño energético del sistema, reducir el impacto ambiental de la operación y garantizar la confiabilidad de los componentes involucrados. A continuación, se describen de forma integrada los principales beneficios y efectos técnicos esperados tras la ejecución de la propuesta.

5.5.1. Reducción de gases contaminantes

En primer lugar, se proyecta una eliminación casi total del uso de combustibles fósiles para la operación de la embarcación, gracias a la integración de un sistema de propulsión completamente eléctrico, alimentado por baterías recargables y respaldado por una instalación fotovoltaica diseñada específicamente para cubrir la demanda energética diaria. Esto representa un cambio estructural en la forma de operar, al reemplazar un sistema tradicional basado en motores térmicos por uno limpio y de menor requerimiento de mantenimiento, reduciendo significativamente tanto las emisiones directas como los residuos derivados del uso de hidrocarburos (aceites, filtros, combustibles evaporados, etc.).

Para cuantificar este impacto, se considera que la embarcación originalmente contaba con dos motores a gasolina de 50 [hp] cada uno, con una potencia en conjunto de 74,57 [kW]. Adicionalmente, el régimen de operación considerado es de aproximadamente 2 horas diarias durante todo el año, lo que representa unas 730 [h/año]. Aunque el consumo específico de combustible (SFC o *Specific Fuel Consumption*) para motores marinos a gasolina puede situarse en condiciones óptimas entre 155 y 225 [g/kWh] [82], en este caso en particular se considera un valor superior debido a que los motores operaban de manera habitual a un factor de carga muy reducido, cercana al 30% de su capacidad nominal (según lo declarado por la empresa operadora), condición que incrementa de forma considerable el consumo real de combustible.

Bajo estas condiciones, el SFC efectivo estimado es de 240 [g/kWh]. El consumo horario de combustible se calcula mediante:

$$\dot{m}_{comb} = P \cdot SFC = 74,57 [kW] \cdot 0,240 \left[\frac{kg}{kWh} \right] = 17,9 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Para determinar las emisiones de CO₂ asociadas, se utiliza el factor de emisión de la gasolina, de 2,31 kg de CO₂ por litro [83], junto con su densidad promedio de 0,74 [kg/L]. Esto permite expresar el factor de emisión en base a la masa de combustible:

$$factor\ de\ emisión = \frac{2,31 \left[\frac{kgCO_2}{L} \right]}{0,74 \left[\frac{kg_{comb}}{L} \right]} = 3,12 \left[\frac{kgCO_2}{kg_{comb}} \right]$$

Aplicando este factor, la emisión horaria es:

$$\dot{m}_{CO_2} = 17,9 \left[\frac{kg}{h} \right] \cdot 3,12 \left[\frac{kgCO_2}{kg_{comb}} \right] = 55,3 \left[\frac{kg_{CO_2}}{h} \right]$$

Multiplicando por las 730 anuales de operación, se tiene que con la electrificación de la propulsión del catamarán se logra evitar la emisión aproximada de **40,4 toneladas de CO₂** al año, además de suprimir el consumo anual de **13 toneladas de gasolina**. A este ahorro de gases de efecto invernadero se añade la eliminación de otros contaminantes atmosféricos generados por la combustión interna, como hidrocarburos no quemados, óxidos de nitrógeno (NOx), y monóxido de carbono (CO), así como la desaparición de residuos peligrosos asociados al mantenimiento de los motores térmicos.

Sin embargo, cabe señalar que, si bien la mayor parte de la energía eléctrica a suministrar provendrá de la instalación fotovoltaica, el sistema contara con un generador diésel como respaldo (tal como fue indicado en el punto 5.3 de este texto), previsto para suministrar aproximadamente 500 [kWh/año] (ver Tabla 27) en situaciones de bajo recurso solar, como es en los meses de invierno. Dado un consumo específico de 0,35 [L/kWh] indicado por el proveedor y un factor de emisión de 2,68 [kgCO₂/L], este equipo proyecta una emisión de alrededor de **0,47 toneladas de CO₂ al año**. Considerando este aporte, el ahorro neto de emisiones se sitúa en 39,89 toneladas de CO₂ anuales, lo que representa una reducción superior al **98%** con respecto al sistema original.

En la Figura 73 es posible visualizar la magnitud de ahorro en las emisiones consideradas.

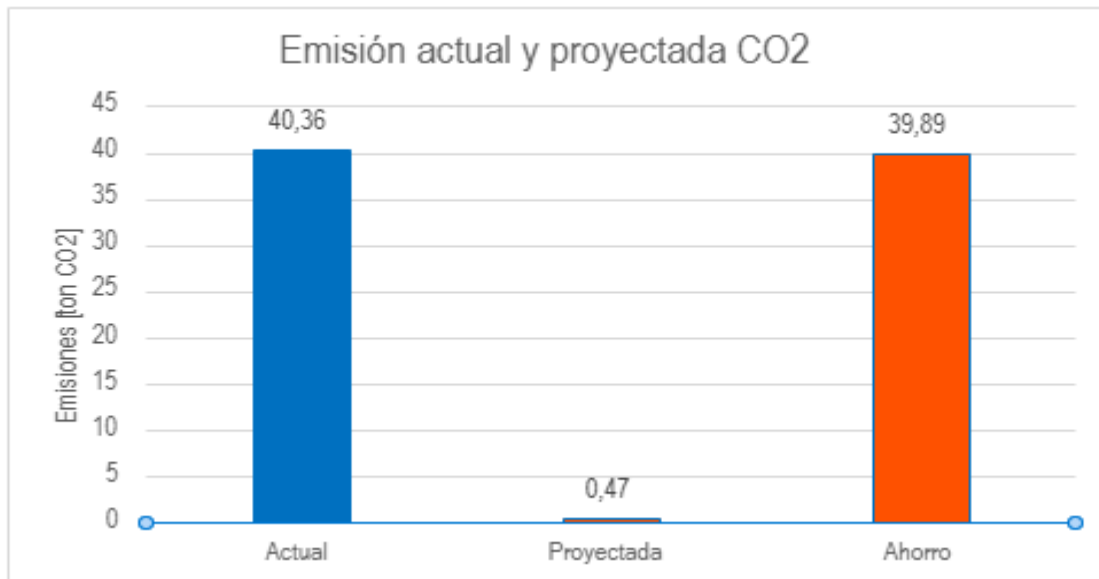


Figura 73: Emisión actual y proyectada de CO₂, en toneladas.

De este modo, incluso con la instalación de un sistema de respaldo basado en combustible fósil, el proyecto conserva un impacto ambiental reducido, mejorando la calidad del entorno y contribuyendo a la imagen de un turismo sustentable.

5.5.2. Reducción de contaminación acústica

Uno de los impactos ambientales más significativos asociados a las embarcaciones propulsadas por motores de combustión interna es la contaminación acústica. Los motores marinos convencionales, especialmente los propulsados por diésel o gasolina, generan niveles de ruido que pueden superar los 85–105 [dB] a una distancia de un metro [84], dependiendo de la potencia y estado del motor. En condiciones reales de operación, el ruido se transmite tanto por vía aérea como subacuática, afectando simultáneamente a pasajeros, tripulación y fauna marina.

Este nivel de ruido se encuentra por encima del umbral de riesgo para la audición humana (85 [dB]) [85], y en el medio marino implica la propagación de ondas sonoras que interfieren con la comunicación y orientación de especies marinas sensibles al sonido.

En contraste, los motores eléctricos utilizados en la propulsión naval presentan niveles acústicos notablemente inferiores. La ausencia de combustión, explosiones internas y sistemas mecánicos complejos como cajas reductoras, reduce drásticamente las emisiones sonoras. En la práctica, un motor eléctrico fueraborda genera típicamente entre 35–45 [dB] a plena potencia medidos a un metro de distancia. A modo de comparación, este nivel de ruido se presenta en lugares tales como una biblioteca tranquila.

Así, si se considera un motor diésel típico de uso equivalente al del presente proyecto (95 [dB] aproximadamente) frente a un motor eléctrico de prestaciones similares (40 [dB]), la diferencia es de 55 [dB]. En términos de percepción humana, esto representa una reducción de la presión sonora de más del 99 %. Cabe recordar que la escala de [dB] es logarítmica, por lo que cada disminución de 10 [dB] implica una reducción de la intensidad acústica en un factor de 10. Por lo que una reducción de 55 [dB] corresponde a un nivel de ruido aproximadamente 316.000 veces menor en términos de energía acústica (ver [86]).

El resultado de esto es una experiencia del usuario considerablemente más agradable, ya que tiene la posibilidad de contemplar y escuchar el entorno sin las molestias generadas por el ruido de un motor de combustión. Además, la misma empresa operadora declara que para los turistas, uno de los momentos más apreciados del tour es cuando se apagan los motores y se realiza el denominado “minuto de silencio”, donde se da el tiempo de contemplar la naturaleza. Esta opción estaría disponible en todo momento con la incorporación de los nuevos motores, que casi no generan ruido perceptible.

5.5.3. Sistema integrado y eficiente

Desde el punto de vista eléctrico, se espera una integración eficiente entre el sistema de generación, almacenamiento y consumo, asegurando una correcta selección de conductores, protecciones eléctricas, cargadores e inversores. El dimensionamiento se realiza en base a criterios técnicos tales como capacidad de conducción de corriente, caída de tensión máxima admisible, compatibilidad de tensiones entre equipos y seguridad del sistema. Esto permitirá una operación continua, estable y segura del conjunto, minimizando pérdidas eléctricas y garantizando la protección de los componentes ante sobrecargas o fallos.

Otro resultado técnico clave será la capacidad del sistema para reponer completamente la energía consumida en las jornadas operativas, mediante la generación fotovoltaica diaria. Considerando los niveles mínimos de radiación solar estimados en el lugar de operación, el sistema se dimensionará para entregar, como mínimo, la energía requerida para una jornada completa, permitiendo incluso la autonomía energética por al menos dos días consecutivos en caso de baja irradiancia. Esto se logra mediante un adecuado dimensionamiento del banco de baterías, que considera la demanda diaria y la eficiencia energética global del sistema.

Además, se anticipa una reducción considerable en los requerimientos de mantenimiento, dado que los sistemas eléctricos presentan una menor cantidad de partes móviles y menor desgaste mecánico en comparación con los motores de combustión interna. Las tareas de mantenimiento se reducirán principalmente a revisiones visuales periódicas, limpieza de módulos solares y chequeo de conexiones eléctricas, eliminando procedimientos complejos como cambios de aceite, purgas de combustible o sustitución frecuente de filtros.

Finalmente, el diseño técnico contempla un criterio de modularidad y escalabilidad, que permitirá futuras ampliaciones del sistema en caso de que aumente la demanda energética. Esto se traduce en la posibilidad de incorporar nuevos módulos fotovoltaicos, bancos de baterías adicionales o incluso sistemas híbridos de respaldo si fuese necesario, sin comprometer la estabilidad de la instalación existente. Este enfoque de diseño prepara al sistema para adaptarse a nuevos requerimientos operacionales sin necesidad de una reconfiguración completa.

5.5.4. Imagen corporativa y oportunidades de marketing

La implementación del proyecto de electrificación de la embarcación no solo tendrá un impacto técnico y operativo, sino que también representa una oportunidad estratégica de alto valor para el posicionamiento de la empresa operadora dentro del mercado turístico. En un contexto donde la conciencia ambiental y la preocupación por la huella ecológica de las actividades recreativas crecen de manera sostenida (según lo revisado en la introducción de este trabajo), la transición hacia un sistema de propulsión 100 % eléctrico, alimentado principalmente por energía solar, se convierte en un elemento diferenciador clave para atraer y fidelizar a un segmento creciente de turistas que priorizan el consumo responsable y el turismo sustentable.

En términos de marketing, la empresa podrá integrar este proyecto en su propuesta de valor, presentándose no solo como un operador turístico, sino como un referente de innovación tecnológica y compromiso ambiental. La utilización de energía solar para la propulsión elimina las emisiones directas de CO₂ durante la operación, reduce la contaminación acústica y minimiza el impacto sobre la flora y fauna del entorno, aspectos que pueden comunicarse de manera efectiva en campañas publicitarias, material gráfico, redes sociales y alianzas estratégicas con entidades de promoción turística y organismos ambientales.

El carácter visible de la tecnología a instalar (paneles solares, motores eléctricos silenciosos, ausencia de humos y vibraciones) refuerza el mensaje de sostenibilidad en la experiencia del pasajero. Esto se traduce en un servicio más confortable, con un recorrido en el que se pueden apreciar los sonidos naturales del río y su entorno, sin interferencias propias de motores de combustión. Al mismo tiempo, se puede otorgar un factor educativo, ya que los visitantes pueden conocer, durante el viaje, cómo funciona el sistema y cuál es su contribución a la reducción de emisiones, generando así un valor agregado que trasciende la simple actividad recreativa.

En un escenario de creciente competencia en el sector, este tipo de iniciativas se convierte en un argumento sólido para diferenciarse frente a otras empresas que mantienen modelos de operación convencionales. La preferencia por experiencias turísticas con bajo impacto ambiental es particularmente marcada en turistas extranjeros, quienes suelen evaluar la huella ecológica de sus actividades de viaje y están dispuestos a pagar un valor adicional por opciones más sostenibles.

5.6. Consideraciones y propuesta de operación

5.6.1. Estado de carga (SOC) de las baterías sin recarga entre recorridos

El estado de carga (*State Of Charge* o SOC, por sus siglas en inglés) de las baterías representa el porcentaje de energía disponible respecto a la capacidad total del banco de almacenamiento. En este apartado, se ha modelado el comportamiento del SOC durante una jornada típica de operación del catamarán, considerando un esquema de tres recorridos diarios y pausas entre ellos. Para este análisis específico, se asume que no se realiza recarga intermedia entre recorridos, es decir, las baterías solo se recargan al final del día, lo que permite evaluar la autonomía real del sistema de almacenamiento en condiciones continuas de operación.

El catamarán posee una potencia instalada de 24 [kW] en motores, aunque opera a una potencia media de 12 [kW] aproximadamente durante los recorridos a velocidad de crucero (3 [km/h]). Cada recorrido tiene una duración de 30 minutos, lo que implica un consumo energético de 6 [kWh] por trayecto. En una jornada de tres recorridos, el consumo total diario asciende a 18 [kWh].

En base a esto, y a la información entregada por la empresa operadora respecto al perfil de operación y el horario en que se realiza cada trayecto, en un periodo de tres recorridos por día promedio, se genera la siguiente tabla de demanda y consumo energético de las baterías a bordo:

Tabla 28: Perfil de demanda proyectado y consumo de energía en baterías a bordo.

Hora	Estado	Potencia media [kW]	Nivel de carga [kWh]	SOC[%]
13:00	Recorrido 1	12,00	20,00	100,0%
13:30	Descanso 1	0,00	14,00	70,0%
14:00	Descanso 1	0,00	14,00	70,0%
14:30	Recorrido 2	12,00	14,00	70,0%
15:00	Descanso 2	0,00	8,00	40,0%
15:30	Recorrido 3	12,00	8,00	40,0%
16:00	Descanso 3	0,00	2,00	10,0%
16:30	Descanso 3	0,00	4,62	23,1%
17:00	Descanso 3	0,00	7,24	36,2%
17:30	Descanso 3	0,00	9,86	49,3%
18:00	Descanso 3	0,00	12,48	62,4%
18:30	Descanso 3	0,00	15,10	75,5%
19:00	Descanso 3	0,00	17,72	88,6%
19:30	Descanso 3	0,00	20,00	100,0%

El perfil de demanda presentado en la Tabla 28, detallado hora a hora, muestra que al inicio del primer recorrido (13:00 hrs) el banco de baterías parte con una carga total de 20 [kWh], correspondiente al 100 % del SOC. Tras cada recorrido, el sistema pierde 6 [kWh] de energía útil, reflejándose en una disminución progresiva del SOC.

Así, al finalizar el primer recorrido (13:30hrs), el SOC se reduce a 70,0 % (14,00 [kWh]), valor que se mantiene durante la pausa correspondiente. Tras el segundo recorrido (14:30–15:00 h), el SOC desciende nuevamente a 40,0 % (8,00 [kWh]), y, después del tercer recorrido (15:30–16:00 h), se alcanza un SOC final de 10,0 % (2,00 [kWh]). Por último, se observa que, al finalizar los tres recorridos diarios, sería necesaria una recarga tres horas y media para alcanzar un 100% en el nivel de las baterías.

Este comportamiento confirma que, bajo el esquema actual de operación y sin recarga entre trayectos, el sistema puede completar la jornada manteniendo un margen mínimo del 10,0 % al cierre. Si bien este nivel es suficiente para completar la operación prevista, se encuentra cercano al umbral de descarga profunda, por lo que una eventual extensión del último trayecto, un incremento de demanda o una contingencia podrían comprometer la autonomía.

Desde el punto de vista técnico, se confirma la viabilidad de operar sin recargas intermedias siempre que se inicie la jornada con el SOC al 100 % y que las condiciones de recarga nocturna aseguren la reposición completa de la energía consumida. Sin embargo, ante escenarios de mayor frecuencia de recorridos, degradación de la capacidad útil del banco de

baterías o disminución de la generación solar, sería recomendable evaluar la implementación de recargas intermedias o la ampliación de la capacidad de almacenamiento.

5.6.2. Estado de carga (SOC) de las baterías con recarga entre recorridos

En un segundo escenario, se considera la posibilidad de realizar recargas parciales durante los intervalos entre recorridos, utilizando los cargadores a bordo con una potencia útil de 2,619 [kW] cada uno, para cada par de baterías. La duración de cada recarga varía en función del tiempo disponible en los descansos, lo que da lugar a diferentes niveles de energía recuperada: en el primer descanso (13:30–14:30 h), con una hora completa de carga, se inyectan 5,24 [kWh]. En el segundo descanso (15:00–15:30 h), con solo 30 minutos disponibles, se recuperan 2,62 [kWh]. Finalmente, en el tercer descanso (16:00–17:00 h), nuevamente con una hora de carga, se inyectan otros 5,24 [kWh].

Tabla 29: Perfil de recarga proyectado según cargas de una hora en cada intervalo de recorridos.

Hora	Estado	Potencia de carga [kW]	Tiempo de carga [h]	Recarga [kWh]	Nivel de carga [kWh]	SOC[%]
13:00	Recorrido 1	0,00	0	0,00	20	100,0%
13:30	Descanso 1	5,24	0,5	2,62	14	70,0%
14:00	Descanso 1	5,24	0,5	2,62	16,62	83,1%
14:30	Recorrido 2	0,00	0	0,00	19,24	96,2%
15:00	Descanso 2	5,24	0,5	2,62	13,24	66,2%
15:30	Recorrido 3	0,00	0	0,00	15,86	79,3%
16:00	Descanso 3	5,24	0,5	2,62	9,86	49,3%
16:30	Descanso 3	5,24	0,5	2,62	12,48	62,4%
17:00	Descanso 3	5,24	0,5	2,62	15,10	75,5%
17:30	Descanso 3	5,24	0,5	2,62	17,72	88,6%
18:00	Descanso 3	0,00	0,0	0,00	20,00	100,0%

Este patrón de operación combina tramos de navegación de 30 minutos, que demandan 6,00 [kWh] cada uno, con recargas intermedias que compensan parcialmente el consumo, manteniendo el SOC dentro de rangos operativos seguros. Según la Tabla 29, el SOC inicial de 100,0 % (20,00 [kWh]) se reduce al 70,0 % (14,00 [kWh]) tras el primer recorrido; posteriormente, la recarga completa del primer descanso eleva el nivel de carga a 19,24 [kWh] (96,2 %). Tras el segundo recorrido, el SOC cae a 66,2 % (13,24 [kWh]), recuperándose luego a 15,86 [kWh] (79,3 %) con la recarga parcial del segundo descanso. Finalmente, después del tercer recorrido, el SOC baja a 79,3 %, y gracias a la recarga una hora del último descanso se restablece al 100,0 % al cierre de la jornada. Esta última recarga debe ser de 2 horas, siendo así de una hora y media más rápido que para el caso de sin recarga entre recorridos (Tabla 28)

Este comportamiento demuestra que el sistema de almacenamiento y carga logra mantener un balance energético favorable, evitando descargas profundas y preservando la vida útil del banco de baterías. Además, la disponibilidad de recarga entre recorridos otorga un margen operativo adicional frente a contingencias tales como:

- Recorridos extendidos por retrasos u obstáculos.
- Mayor consumo debido a velocidades superiores.
- Condiciones adversas (como corriente o viento en contra).
- Eventos imprevistos que requieran un retorno rápido o maniobras adicionales.

Desde el punto de vista técnico, este escenario confirma que la operación es energéticamente equilibrada gracias a que las recargas intermedias se realizan mediante cargadores alimentados por una infraestructura de generación solar fotovoltaica instalada en tierra. Esto no solo permite reponer la energía consumida sin dependencia de fuentes fósiles durante la jornada, sino que también asegura que el banco de baterías se mantenga en niveles óptimos de SOC, evitando descargas profundas y favoreciendo su vida útil.

A continuación, se presenta en la Figura 74 un diagrama que compara las curvas de SOC de ambas hipótesis de operación: sin recarga intermedia y con recarga parcial entre recorridos.

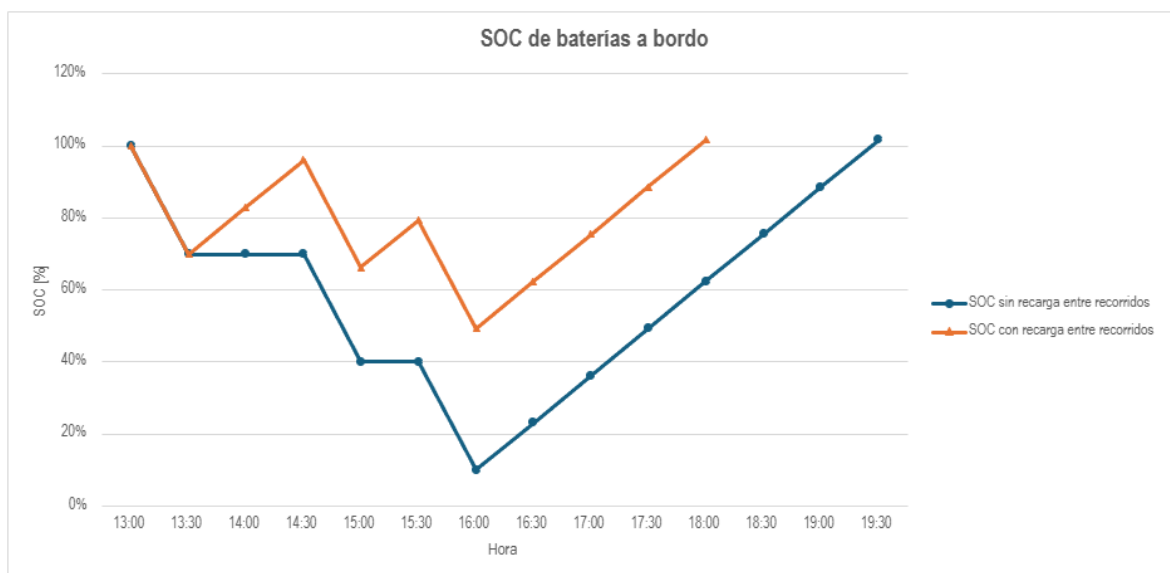


Figura 74: Diagrama SOC con y sin recarga entre recorridos. Elaboración propia.

Capítulo 6: Evaluación económica

La evaluación económica constituye una etapa fundamental dentro del desarrollo del presente proyecto, ya que permite determinar la viabilidad financiera de la conversión del sistema de propulsión de la embarcación turística a una solución eléctrica alimentada por energía solar. Más allá de los beneficios ambientales y operativos asociados a la electrificación, resulta indispensable cuantificar los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como los ahorros proyectados en el mediano y largo plazo, con el objetivo de evaluar el retorno económico de la propuesta.

En particular, la empresa operadora del catamarán ha declarado que, durante los meses de mayor demanda, se consumen aproximadamente 15.000 litros de gasolina cada 20 a 30 días, considerando todos los servicios de turismo que la empresa ofrece además del realizado por el catamarán, lo que representa un gasto energético considerable y un impacto directo sobre los costos operacionales. Este patrón de consumo establece una línea base desde la cual se podrá calcular el ahorro potencial derivado de la eliminación progresiva del uso de combustibles fósiles, al reemplazar la propulsión térmica por motores eléctricos y abastecer la energía desde una instalación solar terrestre.

Este capítulo presenta un análisis detallado de los costos asociados a la implementación del sistema propuesto, incluyendo la adquisición de motores eléctricos, bancos de baterías, inversores, módulos fotovoltaicos, estructura de montaje, sistema de almacenamiento en tierra y otros componentes auxiliares. Asimismo, se estiman los costos de operación y mantenimiento tanto del sistema actual como del sistema eléctrico proyectado, para finalmente construir un flujo de caja comparativo. A partir de esta información, se calcularán indicadores financieros clave como el período de recuperación de la inversión (Payback), el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), con el fin de establecer la conveniencia económica de ejecutar la solución planteada.

6.1. Análisis FODA

En la Tabla 27 se presenta un análisis FODA, como paso preliminar a la evaluación económica, permitiendo contextualizar el proyecto dentro del entorno técnico, operativo y de mercado en que se desarrollará.

Tabla 30: Análisis FODA del proyecto. Elaboración propia.

Fortalezas	Debilidades
Eliminación casi total del consumo de combustible fósil.	Inversión inicial considerable.
Reducción significativa en costos operativos anuales.	Dependencia del recurso solar y condiciones meteorológicas.
Menor mantenimiento de motores eléctricos y mayor vida útil.	Limitada disponibilidad local de técnicos especializados en embarcaciones eléctricas.
Mayor confort para el turista con una navegación sin ruido ni emisiones.	Posible requerimiento de adaptaciones estructurales en el catamarán o muelle.
Sistema de carga solar diseñado para autonomía de 2 días y respaldo con generador diésel.	Uso eventual del generador requiere almacenamiento y manejo de combustible en zona protegida.
Oportunidades	Amenazas
Tendencia creciente hacia el turismo sustentable con baja huella de carbono.	Cambios normativos o restricciones futuras a instalaciones dentro de la zona.
Posicionamiento como servicio turístico pionero en energías limpias en el sur de Chile.	Subida en los precios de componentes eléctricos importados.
Potencial acceso a subsidios o fondos estatales para energías renovables	Tiempos prolongados de periodos de baja radiación solar que limiten carga completa.
Diversificación energética con sistema solar, baterías y respaldo con generador diésel.	Riesgo de daños a infraestructura solar por factores meteorológicos.

Como se puede ver, una de las principales fortalezas del proyecto es la eliminación casi total del uso de combustibles fósiles para la propulsión de la embarcación, lo que implica una reducción significativa de los costos operativos asociados al consumo de gasolina. Este cambio no solo reduce el gasto económico directo, sino que también disminuye la dependencia del transporte y almacenamiento de combustibles en zonas protegidas, lo que representa una mejora operativa relevante, y una significativa reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

Asimismo, el sistema eléctrico propuesto requiere mucho menos mantenimiento que los motores de combustión interna, debido a la ausencia de aceites, filtros, bujías, sistemas de escape y otros componentes mecánicos propensos al desgaste. Esto no solo reduce los costos de mantenimiento, sino también la frecuencia de intervención técnica, aumentando la disponibilidad operativa de la embarcación. Un punto importante sobre esto es que la misma empresa declara que una de las principales causas de paradas en la operación es precisamente por fallas en los motores, a los cuales se les tapan las bombas de enfriamiento con arena del entorno.

Desde la perspectiva del usuario final, otra fortaleza importante es el mayor confort de navegación que ofrece un sistema de propulsión eléctrico: sin ruido de motor, sin vibraciones y sin olores, lo que mejora la experiencia turística y contribuye a una mayor valoración del entorno natural.

Respecto a las oportunidades presentadas, se tiene que el proyecto se alinea con tendencias globales y nacionales que promueven el turismo sustentable, la electromovilidad y el uso de energías renovables no convencionales (ERNC). En este contexto, el desarrollo de una embarcación turística con propulsión eléctrica y carga solar puede representar un hito innovador en el sur de Chile, posicionando a la empresa como referente regional en transporte turístico limpio.

Existen además oportunidades de acceso a fondos públicos o incentivos tributarios para proyectos de energías renovables, electromovilidad y eficiencia energética, lo que podría facilitar la ejecución o ampliación del proyecto en el futuro.

Por otra parte, la visibilidad de una embarcación eléctrica puede atraer a turistas interesados en experiencias ecológicas, diferenciando el servicio frente a competidores que operan embarcaciones convencionales. Este atributo puede utilizarse como herramienta de marketing, apoyando la diversificación del modelo de negocio. Además, el proyecto puede constituirse como una experiencia piloto replicable en otros sectores lacustres o fluviales del país, abriendo la posibilidad de escalar la solución o generar nuevas alianzas estratégicas.

Sin embargo, entre las debilidades del proyecto, la más evidente es la alta inversión inicial requerida para la implementación del sistema completo, incluyendo motores eléctricos, baterías, paneles solares, inversores y estructura de carga. Si bien esta inversión se compensa en el mediano plazo con los ahorros operativos, puede representar una barrera de entrada importante, respecto a los criterios que planteó la empresa operadora para el diseño de este proyecto.

Otra debilidad está relacionada con la dependencia de la radiación solar como fuente principal de energía, lo que exige una buena planificación energética y el uso de almacenamiento adecuado para mantener la continuidad operativa en días nublados o lluviosos.

También es relevante mencionar que en Chile la disponibilidad local de repuestos y soporte técnico especializado en embarcaciones eléctricas aún es limitada, lo que podría generar

tiempos de espera o mayores costos en caso de fallas o mantenimiento correctivo no planificado.

Por último, el proyecto está expuesto a ciertas amenazas externas, como eventuales cambios en la normativa de instalación u operación dentro de parques nacionales, que podrían afectar la ejecución o el mantenimiento de la infraestructura. Asimismo, la variabilidad en los precios de los componentes importados (como baterías e inversores) producto de fluctuaciones cambiarias o crisis logísticas internacionales podría impactar el presupuesto estimado.

Existe también la posibilidad de eventos climáticos extremos que reduzcan por varios días la generación solar, lo que obligaría a depender del generador diésel de respaldo, encareciendo levemente el costo operativo en esos periodos.

6.2. Análisis de costos

6.2.1. CAPEX

En base a lo revisado anteriormente y los equipos seleccionados para la reconversión del catamarán a propulsión eléctrica, además de lo necesario para la construcción de la infraestructura del sistema solar fotovoltaico, se detalla en primer lugar el costo de la inversión (CAPEX) requerida para el desarrollo e implementación del proyecto.

CONVERSIÓN DE PROPULSIÓN			
Ítem	Valor unitario	Cantidad	Valor total
Motor Torqueado Cruise 12.0 RL TorqLink	11.149,00 €	2	22.298,00 €
Palanca acelerador TorqLink	1.349,00 €	2	2.698,00 €
Batería Power 48-5000	5.259,00 €	4	21.036,00 €
Cargador carga rápida	2.099,00 €	2	4.198,00 €
Otros imponderables	1.000,00 €	1	1.000,00 €
Generador diesel	11.185,00 €	1	11.185,00 €
		Total	62.415,00 €
		Total CLP	\$68.656.500
SISTEMA FOTOVOLTAICO			
Ítem	Valor unitario	Cantidad	Valor total
Batería Pylontech 48V	\$1.855.900	9	\$16.703.100
Inversor MPPT Growatt SPF 6000 ES	\$588.227	1	\$588.227
Cableado + protecciones	\$1.000.000	1	\$1.000.000
Panel solar JA Solar 550Wp	\$168.980	14	\$2.365.720
Otros imponderables	\$500.000	1	\$500.000
		Total CLP	\$21.157.047

INFRAESTRUCTURA			
Ítem	Valor unitario	Cantidad	Valor total
Viga Pino 6 x 6 x 3,2 mts	\$28.000	40	\$1.120.000
Terciado 15x1200x2400	\$21.290	45	\$958.050
Dock flotante 50x50 cm2	\$55.000	300	\$16.500.000
Soporte paneles	\$25.000	4	\$100.000
Tornillería + otros	\$250.000	1	\$250.000
Mano de obra	\$7.082.415	1	\$7.082.415
Total CLP			\$24.606.465
Otros imponderables	\$5.000.000	1	\$5.000.000
TOTAL PROYECTO			\$119.420.012

Cabe destacar que este presupuesto es lo más representativo posible a lo que se propuso. Sin embargo, se consideran ciertos imponderables en cada una de las inversiones a modo de poder estimar problemas u otros que se puedan llegar a presentar al momento de la compra e implementación de cada uno de los presupuestos. Así, y como se puede ver, el costo total por la implementación del proyecto es de **\$119.420.012**, lo que equivale a US\$125.000, aproximadamente.

6.2.2. OPEX

El OPEX del proyecto considera todos aquellos gastos recurrentes asociados a la operación, mantenimiento y soporte del sistema de propulsión eléctrica y del sistema fotovoltaico de generación en tierra. A diferencia del CAPEX, que corresponde a la inversión inicial, el OPEX abarca los egresos que se presentan de manera periódica durante la vida útil del proyecto.

Para el presente estudio, y considerando un horizonte de evaluación de 15 años, se contemplan los siguientes elementos:

1. Mantenimiento preventivo del sistema de propulsión eléctrica: Incluye inspecciones periódicas de los motores Torquedo Cruise 12.0 RS, limpieza de partes expuestas, revisión de sellos, lubricación de componentes mecánicos y chequeo de la electrónica de control. El fabricante recomienda mantenimientos anuales, los cuales pueden ser realizados por técnicos certificados.

Frecuencia: anual.

Costo estimado: 300 USD por motor, equivalente a 600 [USD/año] para los dos motores.

2. Mantenimiento correctivo eventual: Considera reparaciones no programadas por desgaste o fallas, tales como reemplazo de controladores, hélices, cableado o sensores. Se

estima en un 10% del costo del mantenimiento preventivo anual como provisión, lo que equivale a 60 [USD/año].

3. Mantenimiento preventivo del sistema fotovoltaico y almacenamiento en tierra:

Implica limpieza de módulos fotovoltaicos para mantener la eficiencia de generación, revisión de estructura de soporte, chequeo de conexiones eléctricas y pruebas de funcionamiento del inversor y del sistema MPPT.

Frecuencia: dos veces al año (limpieza + revisión).

Costo estimado: 200 [USD/año], considerando mano de obra y materiales.

4. Reemplazo de baterías: Las baterías Pylontech US5000 tienen una vida útil estimada de 15 años bajo condiciones de uso controlado (6000 ciclos al 90% de DoD), por lo que no se considera un reemplazo total en el horizonte del proyecto. Sin embargo, se incluye una provisión para posibles reemplazos parciales o ampliaciones, equivalente a [100 USD/año]. Sin embargo, a modo de mantener un escenario conservador, se agrega un reemplazo del sistema de almacenamiento en tierra completo a los 10 años del proyecto, cuyo valor estimado es de \$18.000.000, considerando un posible reemplazo anticipado de las baterías por término de vida útil anticipado.

5. Uso de generador diésel de respaldo: Considerando que el proyecto estima un uso anual del generador de 500 [kWh], y que el consumo específico del VTE Paguro 6500 es de 0,35 [L/kWh], el requerimiento de combustible anual será de 175 [L/año]. Adicionalmente, si se considera un precio promedio de diésel de 1,20 [USD/L], el costo anual de combustible se estima en 210 [USD/año].

6.3. Análisis de ingresos

El ingreso económico se evaluará en función del ahorro directo que se genera por la eliminación del gasto en combustible asociado a los motores de combustión interna actualmente instalados en la embarcación. A diferencia del supuesto simplificado de operación uniforme utilizado en el dimensionamiento y la simulación del sistema fotovoltaico (3 recorridos diarios durante todo el año), aquí se modela la estacionalidad real de la empresa operadora: durante la temporada alta (octubre–marzo) se realizan en promedio tres recorridos diarios, mientras que en los meses de menor demanda la frecuencia disminuye a dos e incluso un recorrido diario. Además, cabe destacar que, si bien cada recorrido tiene una duración promedio de 30 minutos, se agrega un factor de tiempo adicional considerando el tiempo que el catamarán necesita para llegar al punto de inicio de los tours, y el tiempo de regreso al finalizar la jornada.

Considerando una densidad promedio de la gasolina de 0,74 [kg/L] y el consumo horario calculado en la sección 5.5.1, de 17,9 [kg] de combustible por hora, se tiene la siguiente tabla:

Tabla 31: Estimación de ahorro por concepto de combustible evitado.

Mes	Cantidad recorridos diarios	Horas diarias de uso [h]	Ahorro combustible [L/mes]	Ahorro monetario aproximado
Enero	3	2,0	1.500	\$2.099.622
Febrero	3	2,0	1.255	\$1.896.432
Marzo	3	2,0	1.500	\$2.099.622
Abril	2	1,2	871	\$1.219.135
Mayo	2	1,2	900	\$1.259.773
Junio	1	0,7	871	\$1.219.135
Julio	1	0,7	525	\$734.868
Agosto	2	1,2	525	\$734.868
Septiembre	2	1,2	871	\$1.219.135
Octubre	3	2,0	1.500	\$2.099.622
Noviembre	3	2,0	1.451	\$2.031.892
Diciembre	3	2,0	1.500	\$2.099.622
Total				\$18.713.724

Con base a lo presentado respecto a el ahorro de combustible en litros y el ahorro monetario mensual, se obtiene el ahorro anual agregado por concepto de gasolina evitada. Este enfoque incorpora la variación estacional de la operación y entrega un escenario conservador del beneficio, evitando sobreestimar el flujo de caja a desarrollar.

El cálculo monetiza el combustible evitado utilizando un precio promedio de referencia de mercado para la gasolina de \$1.400 y los supuestos establecidos en el capítulo de operación; la suma de los ahorros mensuales arroja un ahorro anual de \$18.713.724, que para efectos de la modelación financiera se aproxima a **\$19.000.000**. Este monto se emplea como ingreso anual en el flujo de caja del proyecto y representa el beneficio directo atribuible a la electrificación del catamarán.

Adicionalmente, se estima un costo de **\$2.500.000** para el mantenimiento anual que se lleva a cabo en los motores actuales. El valor asignado a este ítem toma en cuenta la declaración de la empresa operadora sobre fallas de operación continua por causa de los motores a combustión, principalmente porque la bomba de enfriamiento que contienen estos equipos se tapa con arena.

6.4. Flujo de caja

Para la evaluación financiera del proyecto, se elaboró un flujo de caja proyectado a un horizonte de 15 años, considerando la vida útil estimada para sistemas fotovoltaicos de características similares. El flujo de caja incorpora de manera estructurada todos los costos y beneficios asociados, integrando las inversiones iniciales presentadas en el capítulo de CAPEX y los gastos operacionales recurrentes detallados en el capítulo de OPEX.

El modelo financiero considera los ingresos netos generados por la reducción en el consumo de combustible fósil, así como la eliminación o disminución de otros costos operativos derivados de la implementación de la solución eléctrica y fotovoltaica. Adicionalmente, se incluye la reposición o mantenimiento mayor de componentes críticos según las recomendaciones técnicas del fabricante.

En la siguiente pagina se presenta el flujo de caja generado.

FLUJO DE CASH																
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
INGRESOS	\$ -	\$ 21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00	\$21.500.000,00
Ahorro combustible		\$ 19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00	\$19.000.000,00
Ahorro costo mantenimiento		\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00
EGRESOS	\$119.420.012,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$19.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00	\$ 1.135.200,00
Inversión inicial	\$119.420.012,00															
COSTOS FIJOS																
Reemplazos planificados	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 18.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mantenimiento preventivo motores	\$ -	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00	\$ 582.000,00
Mantenimiento correctivo		\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00	\$ 58.200,00
Mantenimiento preventivo sistema PV		\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00	\$ 194.000,00
Baterías		\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00	\$ 97.000,00
Uso generador diesel		\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00	\$ 204.000,00
FLUJO NETO	\$-119.420.012,00	\$ 20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$ 2.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00	\$20.364.800,00
FLUJO ACUMULADO	\$-119.420.012,00	\$-99.055.212,00	\$-78.690.412,00	\$-58.325.612,00	\$-37.960.812,00	\$-17.596.012,00	\$ 2.768.788,00	\$23.133.588,00	\$ 43.498.388,00	\$63.863.188,00	\$ 66.227.988,00	\$86.592.788,00	\$106.957.588,00	\$127.322.388,00	\$147.697.188,00	\$168.051.988,00
VAN \$28.536.497 TIR 14% Payback 6 años																

Figura 75: Flujo de caja del proyecto con 3 recorridos diarios anuales. Evaluación a 15 años.

6.5. Indicadores económicos

Para la evaluación económico-financiera del proyecto, se han calculado tres indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (*Payback*). Estos parámetros permiten cuantificar la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto a lo largo de su vida útil, la cual se ha establecido en 15 años, en concordancia con la duración estimada de proyectos fotovoltaicos de este tipo. La tasa de descuento utilizada para los cálculos es del 10%, valor que se adopta como referencia considerando el costo de oportunidad del capital en proyectos energéticos de mediana escala, el riesgo asociado a la inversión y las tasas de financiamiento comúnmente utilizadas en el mercado chileno para este tipo de iniciativas.

6.5.1. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN representa la suma de los flujos netos de caja futuros que generará el proyecto, descontados al presente mediante la tasa de descuento establecida. Este indicador refleja el valor monetario adicional que obtendrá el inversionista sobre el capital invertido. Matemáticamente, se calcula como:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

- F_t = flujo neto de caja en el año t .
- r = tasa de descuento (10% para este caso).
- n = número de años de evaluación (15 años).

Un VAN positivo indica que el proyecto genera beneficios netos por sobre el costo del capital invertido. En este estudio, el VAN obtenido es de **\$28.536.497**, lo que confirma la conveniencia de la inversión.

6.5.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, es decir, aquella tasa en la que los flujos netos de caja actualizados igualan exactamente la inversión inicial. Se determina resolviendo la ecuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

La TIR obtenida para este caso es de **14%**. Así, se tiene que el hecho de que la TIR supere en 4 puntos porcentuales la tasa de descuento utilizada implica que, al descontar los flujos al 10%, el proyecto crea valor por \$28,5 millones; si la tasa exigida aumentara progresivamente,

el VAN se iría reduciendo hasta anularse justamente cuando $r = 14\%$. Dicho de otro modo, el umbral de rentabilidad del proyecto es 14%: por debajo de esa tasa el VAN es positivo; por encima, negativo.

Desde un punto de vista financiero, una TIR del 14% indica una diferencia razonable frente al costo de capital supuesto (10%), lo que sugiere viabilidad, pero con un margen de holgura moderado. En términos de gestión de riesgo, esta holgura de 4 puntos representa la “capacidad de absorción” que tiene el proyecto ante variaciones adversas en las hipótesis (precio de la gasolina, utilización efectiva (número de recorridos), disponibilidad solar, degradación de baterías, etc.) o ante incrementos en el costo de financiamiento.

6.5.3. Periodo de recuperación de la inversión (*Payback*)

El *Payback* indica el número de años necesarios para que la suma acumulada de los flujos netos de caja iguale la inversión inicial, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. La metodología consiste en acumular los flujos anuales hasta alcanzar un saldo igual o superior a la inversión efectuada.

En este proyecto, el *Payback* se alcanza en el **sexto año**, momento en el cual el flujo acumulado es de **\$2.768.788**. Esto significa que, a partir de dicho año, la inversión inicial ya ha sido completamente recuperada y los flujos futuros corresponden a utilidades netas para el inversionista.

En conjunto, la combinación de un VAN elevado, una TIR superior a la tasa de descuento y un *Payback* inferior al horizonte de evaluación demuestra que el proyecto es económicamente viable, rentable y con un periodo de retorno razonable en relación con su vida útil.

6.6. Análisis de sensibilidad

En esta sección se presenta un análisis de sensibilidad sobre los resultados económicos del proyecto, con foco en cómo varía el VAN frente a cambios en dos variables críticas: la tasa de descuento usada para actualizar flujos y la inversión inicial (CAPEX) y sus alternativas de financiamiento. El objetivo es identificar la robustez del proyecto frente a variaciones razonables de los supuestos y delimitar los factores de mayor influencia sobre la viabilidad financiera.

La metodología general utilizada toma como base el flujo de caja presentado en la Figura 75, con un horizonte a 15 años y que incorpora costos de inversión (CAPEX), los costos operativos (OPEX) y los ingresos por ahorro de combustible estimados el punto 6.3. Se realizan distintos escenarios cambiando una variable a la vez para aislar su efecto en el VAN. Por último, los resultados se grafican (VAN vs tasa de descuento; VAN vs CAPEX) y se complementan con una interpretación técnica.

6.6.1. Sensibilidad del VAN a la tasa de descuento

Se calcó el VAN para distintas tasas de descuentos representativas del rango de riesgo esperado, siendo estas tasas de un 5%, 7%, 10% (base), 12% y 15%. Los resultados muestran la siguiente relación:

- VAN = \$80.909.209 a una tasa de descuento $r = 5\%$.
- VAN = \$56.910.548 a una tasa de descuento $r = 7\%$.
- VAN = \$28.536.497 a una tasa de descuento $r = 10\%$ (escenario base).
- VAN = \$13.486.363 a una tasa de descuento $r = 12\%$.
- VAN = -\$4.788.814 a una tasa de descuento $r = 15\%$.

Lo anterior se ve reflejado en la Figura 76:

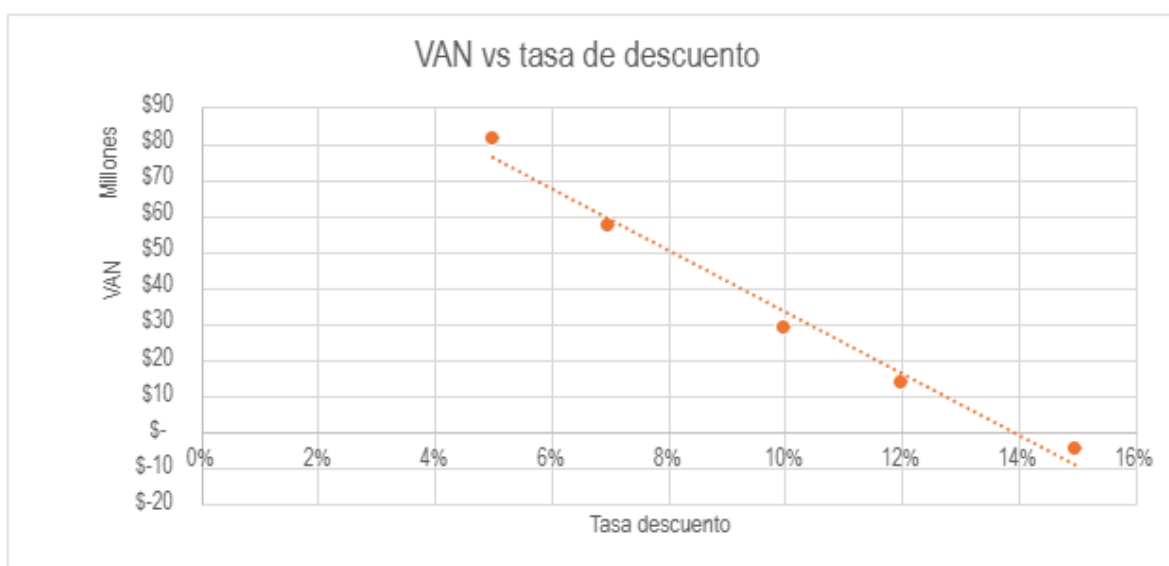


Figura 76: Análisis de sensibilidad del VAN con respecto con la tasa de descuento.

El análisis muestra una relación inversa directa entre la tasa de descuento y el VAN del proyecto. Tal comportamiento es coherente con la formulación matemática del VAN, en la que un incremento en la tasa de descuento disminuye el valor presente de los flujos futuros, reduciendo así la rentabilidad estimada. En torno al valor central utilizado en la evaluación (10 %), la sensibilidad es elevada: en el intervalo comprendido entre 7 % y 10 %, la disminución del VAN alcanza del orden de decenas de millones de pesos chilenos por cada punto porcentual de aumento (aproximadamente US\$30.000 por punto porcentual, dependiendo del tramo). Este comportamiento confirma que el proyecto es particularmente sensible al costo del capital.

El umbral de rentabilidad en términos de tasa de descuento corresponde a la TIR, calculada en 14 %. Este valor indica el punto en el cual el VAN se anula: para tasas de descuento inferiores a la TIR, el VAN es positivo y el proyecto se considera rentable; para tasas superiores, el VAN se torna negativo, comprometiendo la viabilidad económica. Desde una

perspectiva de riesgo, la TIR representa el límite de tolerancia en cuanto a exigencias de rentabilidad por parte de los inversionistas. Así, se puede observar que para el caso de una tasa de descuento del 15%, el VAN obtiene un valor negativo.

En consecuencia, si el entorno financiero o las condiciones del proyecto elevan la tasa de descuento por encima de valores como el 14% (ya sea por riesgo país, volatilidad en ingresos o estructura de financiamiento), el VAN se verá severamente reducido, disminuyendo el atractivo del proyecto. Por el contrario, la obtención de financiamiento con tasas más bajas ya sea por políticas públicas, créditos subsidiados o esquemas de co-inversión, genera un efecto positivo significativo en el VAN y, por ende, en la viabilidad económica.

La interpretación técnica de este resultado sugiere la conveniencia de reportar el VAN siempre en un rango de tasas de descuento, incluyendo un escenario base, uno optimista y uno pesimista.

6.6.2. Sensibilidad del VAN a la inversión inicial

El análisis de sensibilidad realizado sobre la inversión inicial (CAPEX) mantuvo constantes el resto de los supuestos del modelo, incluyendo una tasa de descuento del 10 %, y permitió evaluar su impacto directo sobre el VAN. Los resultados muestran un escenario base con un CAPEX de \$119.429.012 y un VAN de aproximadamente \$28,5 millones, el cual aumenta progresivamente al reducir el CAPEX: con una inversión de \$100 millones el VAN asciende a \$48 millones; con \$90 millones de inversión alcanza \$58 millones; y con \$80 millones se sitúa en torno a \$68 millones. Esta tendencia evidencia una relación lineal y de uno a uno entre ambas variables: una disminución en el CAPEX de un monto $\Delta CAPEX$ produce un aumento idéntico ($+\Delta CAPEX$) en el VAN, siempre que los flujos futuros se mantengan inalterados. La explicación radica en la propia formulación del VAN, en la que el CAPEX figura como un flujo inicial negativo no sujeto a descuento, por lo que cualquier variación se refleja directamente en el valor presente neto.

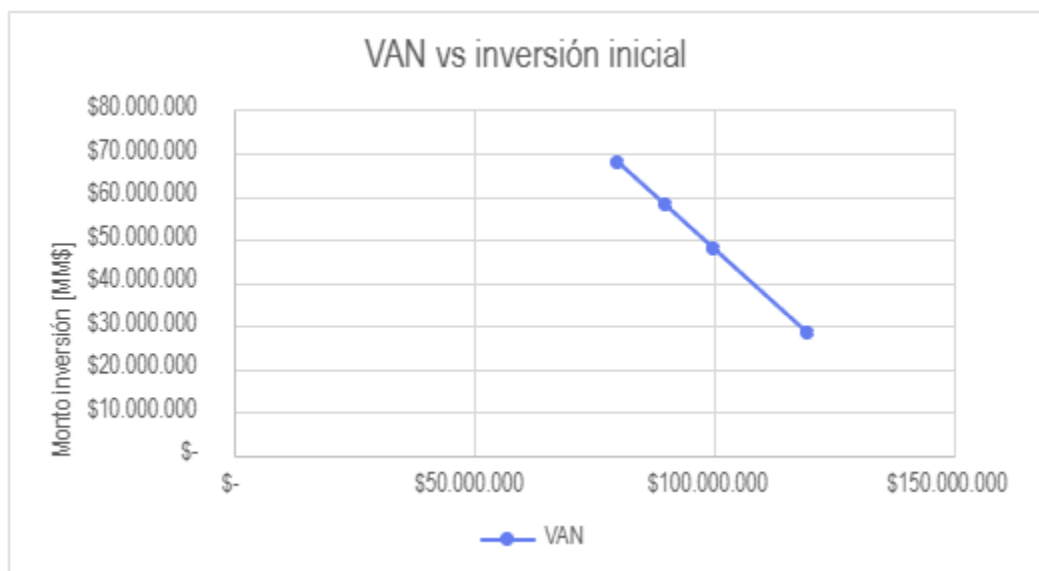


Figura 77: Análisis de sensibilidad del VAN en relación con la inversión inicial.

Desde la perspectiva del financiamiento, es importante diferenciar entre una reducción real del CAPEX y un cambio en la estructura de pago mediante deuda. Disminuir el desembolso inicial propio a través de financiamiento no equivale a una reducción de CAPEX en términos de VAN, ya que los servicios de la deuda (intereses y amortizaciones) modifican los flujos operativos futuros y, por tanto, el valor calculado. El efecto neto dependerá del costo efectivo de la deuda, de su estructura de amortización y de la relación entre su tasa y la TIR del proyecto. Si la TIR del proyecto es superior al costo de la deuda, el apalancamiento puede aumentar la rentabilidad del capital propio, aunque conlleva un incremento del riesgo financiero. En este análisis, la reducción de CAPEX se consideró únicamente como un ejercicio contable, sin modelar deuda explícita. Para incorporar financiamiento real, sería necesario definir las condiciones del préstamo (monto, plazo, tasa, periodos de gracia, calendario de pagos) y recalcular los flujos netos después del servicio de la deuda.

Las implicaciones prácticas de este resultado son claras: el CAPEX constituye una de las variables de mayor impacto directo sobre el VAN, por lo que optimizar el costo de adquisición e instalación es una estrategia prioritaria. Negociaciones favorables con proveedores, economías de escala, licitaciones competitivas para contratos y mejoras en el diseño técnico pueden generar incrementos sustanciales en la rentabilidad. Para un análisis más realista, se recomienda evaluar distintos escenarios de financiamiento, incorporando en cada caso el cálculo del VAN y la TIR para el flujo del accionista. Cuando se combina deuda y capital propio, resulta también relevante utilizar el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) como tasa de descuento, reflejando de forma más precisa el costo real de los recursos invertidos.

Capítulo 7: Conclusiones y recomendaciones

El presente trabajo tuvo como objetivo principal evaluar la viabilidad técnica, económica y operativa de la implementación de un sistema de propulsión eléctrica alimentado por energía solar fotovoltaica en un catamarán de uso turístico, considerando las condiciones específicas de operación y los recursos solares disponibles en la zona de estudio. En este sentido, se puede concluir que los objetivos establecidos al inicio del proyecto fueron plenamente alcanzados, desarrollando una propuesta integral que responde a la demanda proyectada y a los requerimientos técnicos de la embarcación.

A partir del análisis de la demanda operativa, se definió la instalación de dos motores eléctricos Torquedo Cruise 12.0 RL de 12 [kW] de potencia cada uno, garantizando un desempeño adecuado para las maniobras y recorridos diarios de la embarcación. El sistema de almacenamiento energético a bordo se diseñó con una capacidad total de 20.000 [Wh], empleando baterías Power 48-5000, cuya recarga se realizará mediante dos cargadores de carga rápida de 2,9 [kW] de potencia cada uno. La selección de estos equipos se fundamentó en una matriz de ponderación que evaluó criterios técnicos, económicos, de mantenimiento y de compatibilidad con la embarcación, resultando en una solución óptima para la operación propuesta. Además, cabe destacar que el sistema se comercializa como un conjunto integrado, lo cual simplifica su instalación, reduce riesgos de incompatibilidad y aporta ventajas logísticas para su implementación.

En cuanto al recurso energético, se llevó a cabo un estudio detallado del recurso solar en la zona de operación. El análisis inició con la determinación de las trayectorias solares, estableciendo que la altura máxima del sol alcanza 72,3° en el mes de diciembre. Para los meses considerados como periodo óptimo de operación del sistema fotovoltaico (octubre a marzo), la altura solar se mantiene por sobre los 52°, lo que garantiza una captación efectiva de radiación.

Para profundizar en este análisis, se utilizó la herramienta Explorador Solar, la cual permitió evaluar datos de radiación global, condiciones meteorológicas y la influencia de sombras topográficas. Los resultados indicaron que, durante las horas de mayor uso del catamarán, las sombras son mínimas, permitiendo una operación eficiente del sistema fotovoltaico. Además, la temperatura ambiente promedio registrada en la zona se encuentra dentro de rangos ideales para el rendimiento de los módulos solares, evitando pérdidas significativas por temperatura elevada.

Posteriormente, se determinó el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos con base en los datos del Explorador Solar. El cálculo estableció que un ángulo de 19° maximiza la captación de radiación durante el periodo operativo del sistema (octubre a marzo), alcanzando un promedio de 5,76 [kWh/m²/día]. El análisis mensual arrojó un valor máximo promedio de 7,15 [kWh/m²/día] en enero y un mínimo de 4,22 [kWh/m²/día] en octubre, lo que confirma la estabilidad del recurso solar en la temporada alta de operación.

En conjunto, los resultados técnicos demuestran que la implementación del sistema propuesto es factible desde el punto de vista energético, asegurando la autonomía necesaria para cumplir con la demanda prevista y maximizando el aprovechamiento del recurso solar disponible en la zona.

En cuanto al diseño del sistema fotovoltaico, se implementó un dimensionamiento basado en el denominado método de balance energético, el cual permite correlacionar la demanda energética diaria con la capacidad de generación y almacenamiento del sistema. Para este proyecto, se consideró una demanda aproximada de 17,4 [kWh/día], correspondiente a la energía requerida para realizar tres ciclos de carga diarios utilizando los cargadores rápidos instalados a bordo.

En base a este requerimiento, se seleccionó un inversor Growatt SPF 6000 ES Plus, con una potencia nominal de 6 [kW], capaz de gestionar la carga y descarga de las baterías, así como la inyección y conversión de energía desde los módulos fotovoltaicos hacia la embarcación. Para el almacenamiento, se optó por una unidad compuesta por nueve baterías Pylontech US5000, con capacidad suficiente para garantizar hasta dos días de autonomía, lo que aporta robustez y seguridad operativa en caso de condiciones meteorológicas desfavorables.

La generación fotovoltaica se realizará mediante 14 módulos solares JA Solar de 550 Wp cada uno, instalados en dos *strings* independientes, cada uno conectado a una entrada propia del MPPT del inversor. Esta configuración permite evitar una conexión en paralelo que incrementaría el voltaje del sistema y, al mismo tiempo, reduce pérdidas y mejora la gestión de la generación.

Asimismo, se efectuó un dimensionamiento detallado de las protecciones necesarias en cada tramo de conexión del sistema fotovoltaico, incluyendo interruptores, fusibles, seccionadores y sistemas de puesta a tierra, garantizando así la seguridad operativa y la protección de los componentes ante sobrecargas, cortocircuitos y otras eventualidades.

Finalmente, se calculó el distanciamiento mínimo entre *strings* considerando el ángulo de inclinación óptimo de 19° determinado previamente. Este análisis estableció que la separación mínima requerida es de 30 centímetros, lo que evita el sombreado mutuo entre filas de paneles y optimiza la captación de radiación solar durante todo el periodo operativo.

Este dimensionamiento asegura un equilibrio adecuado entre generación, almacenamiento y consumo, permitiendo que el sistema fotovoltaico suministre la energía necesaria de forma eficiente, segura y confiable para la operación continua de la embarcación.

Se llevó a cabo una simulación detallada utilizando el software PVSyst, herramienta ampliamente utilizada en el sector para el modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos. El objetivo de esta simulación fue validar los cálculos previos de dimensionamiento y obtener un panorama más preciso del desempeño energético del sistema propuesto bajo las condiciones reales de operación proyectadas.

Uno de los primeros resultados obtenidos fue la confirmación del ángulo óptimo de inclinación, el cual arrojó un valor de 20°, extremadamente cercano al valor de 19° calculado

previamente mediante el análisis teórico. Esta concordancia respalda la validez del procedimiento de cálculo y garantiza un aprovechamiento óptimo de la radiación solar disponible durante los meses de operación prioritaria.

La simulación se desarrolló en base a un perfil de consumo proyectado, elaborado según las cargas rápidas que se desean realizar en la embarcación, considerando el uso de los cargadores rápidos instalados a bordo. Como resultado principal, se obtuvo que con el sistema compuesto por los 14 módulos fotovoltaicos JA Solar de 550 [Wp] previamente descritos, se logra una energía solar anual disponible de 14.273 [kWh/año]. Sin embargo, el balance energético indicó una energía faltante neta de aproximadamente 485 [kWh/año], lo que llevó a incorporar en el diseño un generador diésel de respaldo destinado a cubrir esta fracción de la demanda en situaciones específicas.

Adicionalmente, el software entregó indicadores de desempeño como un Performance Ratio (PR) promedio anual de 34,4% y un Solar Fraction (SF) promedio de 92,4%, lo que confirma que el sistema es capaz de suministrar prácticamente toda la energía requerida durante los meses más críticos para la operación (octubre a marzo). Para las temporadas con menor disponibilidad de radiación solar, el análisis evidenció que aún sería posible realizar entre uno y dos recorridos diarios, gracias a una disponibilidad energética de aproximadamente 11 [kWh/día] en ese periodo.

Finalmente, el estudio incluyó el análisis del diagrama de flujo energético del arreglo fotovoltaico, proporcionado por PVSyst, donde se observó que la principal pérdida de energía se produce cuando las baterías se encuentran completamente cargadas y no se dispone de consumos que aprovechen el excedente energético. Este hallazgo abre la posibilidad de considerar estrategias adicionales para optimizar la utilización de esta energía sobrante, tales como la incorporación de cargas auxiliares, sistemas de vertido controlado o almacenamiento secundario.

Para la implementación física del sistema fotovoltaico se desarrolló un diseño de infraestructura que cumpliera simultáneamente con criterios de resistencia estructural, durabilidad, facilidad de instalación y adecuación a las condiciones ambientales de la zona. El material seleccionado para la estructura fue madera pino radiata, tratada para uso exterior, lo que garantiza una mayor resistencia frente a la humedad y radiación UV. Esta elección responde a su disponibilidad en el mercado local, costo competitivo, facilidad de mecanizado y buenas propiedades mecánicas cuando se somete a un tratamiento protector adecuado.

Como parte del proceso de diseño, se realizó un análisis estructural básico para verificar la capacidad de soporte de los elementos de la estructura frente a las cargas permanentes (peso propio y de los módulos fotovoltaicos). El cálculo arrojó que la sección mínima requerida para las columnas de madera era de 66 [mm] por lado para garantizar la estabilidad y resistencia necesarias. Sin embargo, en el diseño definitivo se optó por la instalación de columnas de 6x6 pulgadas (aproximadamente 155 [mm] por lado), superando ampliamente el requerimiento mínimo y asegurando así un margen de seguridad estructural considerable.

La configuración adoptada corresponde a un techo inclinado a 19°, con orientación hacia el norte geográfico, de acuerdo con el ángulo óptimo de captación solar determinado en el estudio de radiación. Este diseño permite un montaje seguro y estable de los 14 módulos fotovoltaicos, asegurando su correcta fijación y ventilación para minimizar pérdidas por sobrecalentamiento.

Por otro lado, para garantizar la operatividad y accesibilidad del catamarán durante todo el año, se incluyó el uso de *docks* flotantes en el área de atraque. Esta solución permite compensar de manera automática las variaciones del nivel del agua, evitando problemas de acceso y asegurando que el embarque de pasajeros se realice de forma segura en cualquier condición.

En cuanto a la evaluación económica, se desarrolló un análisis de la viabilidad financiera del proyecto, considerando tanto los costos iniciales de inversión como los costos operativos y de mantenimiento anuales, junto con los beneficios económicos derivados de la sustitución del uso de combustibles fósiles por energía solar.

La inversión inicial incluyó el costo del sistema fotovoltaico completo (módulos, inversores, baterías, estructuras y protecciones eléctricas), el sistema de propulsión eléctrica (motores y cargadores), la infraestructura física (estructura de madera, docks flotantes y elementos de anclaje). El valor de la inversión inicial alcanza los 120 millones de pesos chilenos, aproximadamente, equivalentes a US\$125.000. Los costos de operación y mantenimiento considerados se estimaron a lo largo de la vida útil del proyecto (15 años).

En el análisis de flujos de caja, se proyectaron los ahorros anuales obtenidos por la reducción del consumo de combustible, que representan una disminución significativa en los costos operativos y una mayor estabilidad frente a la volatilidad de los precios de los combustibles. Adicionalmente, se consideraron beneficios indirectos, como la reducción de emisiones y el impacto positivo en la imagen del operador al adoptar tecnología sustentable, lo cual puede traducirse en una mayor atracción de usuarios y potenciales ingresos adicionales.

Los resultados del análisis financiero arrojaron un Valor Actual Neto (VAN) de \$28.536.497, lo que indica que el proyecto genera un excedente económico positivo luego de cubrir todos los costos y recuperar la inversión inicial, considerando una tasa de descuento del 10%. La Tasa Interna de Retorno (TIR) fue del 14%, lo que significa que la rentabilidad porcentual del proyecto es superior al costo de capital, generando un margen atractivo que justifica su ejecución.

Para reforzar la robustez del resultado, se realizó un análisis de sensibilidad, evaluando escenarios conservadores con variaciones en el costo de la inversión inicial y la tasa de descuento utilizada. Incluso en las condiciones menos favorables, el proyecto mantiene un VAN positivo y una TIR superior al costo de capital, lo que demuestra que es financieramente sólido y resiliente frente a fluctuaciones del mercado o del recurso solar.

Por último, para maximizar el éxito técnico, operativo y económico del proyecto, se proponen una serie de recomendaciones orientadas a optimizar su instalación, garantizar la correcta

operación del sistema y facilitar la transición tecnológica hacia el uso de propulsión eléctrica alimentada por energía solar.

En primer lugar, se sugiere realizar un estudio exhaustivo de la zona de instalación antes de la ejecución de las obras, con el objetivo de identificar la ubicación más adecuada para la infraestructura, ya que una localización cuidadosamente seleccionada permitirá instalar el sistema fotovoltaico y los *docks* flotantes en un punto que combine la máxima captación solar con un acceso cómodo y seguro al catamarán durante todo el año, reduciendo tiempos de carga y mejorando la experiencia de los usuarios y operadores.

En segundo lugar, es fundamental elaborar un plan de operación y mantenimiento específico para el sistema y presentarlo de forma clara y detallada a los operadores del catamarán. Esta recomendación surge de la consideración de que, al tratarse de un cambio tecnológico relevante, los encargados de la operación pueden presentar cierta resistencia al cambio por desconocimiento o por preferencia hacia el sistema anterior. Para mitigar este riesgo, se recomienda implementar un programa de capacitación técnica que incluya:

- Funcionamiento básico del sistema fotovoltaico, baterías e inversores.
- Procedimientos óptimos para el uso de los motores eléctricos, considerando la gestión eficiente de la carga y el cuidado de la autonomía disponible.
- Protocolos para maximizar la vida útil de las baterías, evitando descargas profundas innecesarias.
- Estrategias de planificación de recorridos para asegurar la continuidad del servicio incluso en periodos de menor radiación solar.

Asimismo, este plan debe contemplar rutinas de mantenimiento preventivo tanto para la infraestructura (inspección de la estructura de madera, fijaciones y docks flotantes) como para el sistema eléctrico (limpieza de paneles, verificación de conexiones, revisión del estado de baterías y protecciones). El cumplimiento de estas rutinas será clave para evitar fallas imprevistas y garantizar la confiabilidad del servicio.

Referencias

- [1] J. S. Galaaen, «Comparative Life Cycle Assessment of a Diesel Electric and a Battery Electric Ferry,» *NTNU Open*, 2020.
- [2] Á. Merino, «El Orden Mundial,» 2 Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/contaminacion-barcos/>.
- [3] IMO, «2023 IMO STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS,» 2023.
- [4] IMO, «2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/2023-IMO-Strategy-on-Reduction-of-GHG-Emissions-from-Ships.aspx>.
- [5] Ministerio de Energía, «Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde,» 2020. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf.
- [6] Booking.com, «Latest Booking.com Sustainable Travel Data Reveals Ongoing Challenges for Consumers & Highlights a Heightened Opportunity for Cross-Industry Collaboration,» 22 Abril 2024. [En línea]. Available: <https://news.booking.com/latest-bookingcom-sustainable-travel-data-reveals-ongoing-challenges-for-consumers--highlights-a-heightened-opportunity-for-cross-industry-collaboration/>.
- [7] Dfsk, «¿Qué es un motor eléctrico y cómo funciona?,» 7 Enero 2025. [En línea]. Available: <https://www.dfsk.cl/blog/motor-electrico-funcionamiento/>.
- [8] Renesas, «What are Brushless DC Motors,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.renesas.com/en/support/engineer-school/brushless-dc-motor-01-overview>.
- [9] Magnetic Innovations, «What is a (frameless) Outrunner Motor?,» [En línea]. Available: <https://www.magneticinnovations.com/faq/outrunner-motor/>.
- [10] Torqeedo, «Deep Blue 50 RXL System,» [En línea]. Available: <https://www.torqeedo.com/es/productos/fuerabordas/deep-blue/deep-blue-50-r/M-3201-00.html>.
- [11] Torqeedo, «Fuerabordas Deep Blue,» [En línea]. Available: <https://www.torqeedo.com/es/productos/fuerabordas/deep-blue>.
- [12] RAD Propulsion, «RAD 40 electric outboard,» [En línea]. Available: <https://radpropulsion.com/rad-40-system/>.
- [13] RAD Propulsion, «RAD 40 datasheet,» [En línea]. Available: https://radpropulsion.com/wp-content/uploads/2024/05/RAD40_datasheet_v1.1-25-Oct-22_A4-web-1.pdf.
- [14] Evoy Propulsion, «New Design – Storm 300+ hp electric outboard,» [En línea]. Available: <https://www.evoy.no/evoy-storm-electric-outboard-new-design/>.

- [15] H. E. Espinoza, «Energía limpia: EMBARCACIONES PROPULSADAS POR ENERGÍA SOLAR,» Enero 2014. [En línea]. Available: <https://revistamarina.cl/revistas/2014/1/ekdahl.pdf>.
- [16] Daniel Nautical Solutions, «Barcos eléctricos: inversión sostenible para disfrutar del mar,» [En línea]. Available: <https://www.dnauticalsolutions.com/2024/07/02/barcos-electricos/>.
- [17] Enertik, «Batería de Litio – Pylontech 24V 2840Wh,» [En línea]. Available: https://enertik.com/cl/tienda/baterias/litio/bateria-de-litio-pylontech-24v-2840wh/?utm_source=Google+Shopping&utm_medium=cpc&utm_campaign=Feed+de+Enertik.com+Argentina+-+Principal&gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwqcO_BhDaARIsACz62vOytd1iaWVRG4GNmR9NXCrpEzXQWn.
- [18] N. Naoki, W. Feixiang, L. J. Tae y Y. Gleb, «Li-ion battery materials: present and future,» 5 Junio 2015. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369702114004118?via%3Dihub>.
- [19] I. Mártil, «Funcionamiento de una batería de ion-litio,» 21 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2019/02/21/funcionamiento-de-una-bateria-de-ion-litio-pros-y-contras>.
- [20] A. Rodríguez, M. Ortiz y J. Thomas, «Baterías de ion litio: presente y futuro,» [En línea]. Available: <https://unlp.edu.ar/wp-content/uploads/81/35081/a05b0f92e176924a0a8a841528d0df88.pdf>.
- [21] RAD Propulsion, «RAD batteries,» [En línea]. Available: <https://radpropulsion.com/rad-batteries/>.
- [22] KEMPOWER, «Avanzamos en el transporte marítimo: electrificación de puertos, barcos y embarcaciones,» [En línea]. Available: <https://kempower.com/es/stories/kempower-electrifica-puertos-barcos-con-enchufe-y-evoy/>.
- [23] Floox Power, «¿Qué es el sistema CCS2 en la carga de un vehículo eléctrico?,» [En línea]. Available: <https://www.flooxpower.com/blog/sistema-ccs2-vehiculo-electrico/>.
- [24] Ministerio de Energía, «CARGADORES ELÉCTRICOS: CONCEPTOS GENERALES,» Plataforma de electromovilidad, [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/sistemas-de-carga/cargadores-electricos>.
- [25] Made-in-China, «CCS Workersbee 2 1000V toma de carga del vehículo eléctrico,» [En línea]. Available: https://es.made-in-china.com/co_workersbee/product_Workersbee-CCS-2-1000V-Electric-Vehicle-Charging-Socket-DC-Charger-Evse-Connector-Plug-with-Cable_yuuuhhgeyn.html.
- [26] MIDA, «Cargador CHAdEMO Con Enchufe Estándar Japonés, 200 A CC, Carga Rápida,» [En línea]. Available: <https://midapower.com/es/chademo-charger-japan-standard-plug-200a-dc-fast-charging-product/>.
- [27] Torqeedo, «Charger 650 W for Power 48-5000,» Torqeedo, [En línea]. Available: <https://www.torqeedo.com/en/products/accessories/charging-equipment/charger-650-w-for-power-48-5000/2213-00.html>.

- [28] Torqeedo, «Fast charger 2900 W for Power 48-5000,» Torqeedo, [En línea]. Available: <https://www.torqeedo.com/en/products/accessories/charging-equipment/fast-charger-2900-w-for-power-48-5000/2212-00.html>.
- [29] Energía Abierta, «Capacidad instalada,» 9 Junio 2025. [En línea]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.
- [30] L. Ini, «En Chile, la capacidad instalada fotovoltaica es el 28,4% del total, con 10.680 MW,» *PV Magazine*, 24 Agosto 2024.
- [31] PV magazine, «La capacidad instalada fotovoltaica en Chile a punto de superar los 10 GW,» 25 Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2023/10/25/la-capacidad-instalada-fotovoltaica-en-chile-a-punto-de-superar-los-10-gw/>.
- [32] Generadoras, «Generación Eléctrica en Chile,» [En línea]. Available: [https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/#:~:text=El%2062%2C0%25%20de%20la,9%2C8%25%20petr%C3%B3leo\)..](https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/#:~:text=El%2062%2C0%25%20de%20la,9%2C8%25%20petr%C3%B3leo)..)
- [33] Energy Education, «Photovoltaic effect,» [En línea]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect.
- [34] L. H. Tizei y M. Kociak, «Chapter Four - Quantum Nanooptics in the Electron Microscope,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1076567017300022>.
- [35] J. A. Alonso, «Límite de Shockley-Queisser de las Células Solares Fotorvoltaicas,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/limite-de-shockley-queisser/#:~:text=de%20Shockley%2DQueisser,%C2%BFQu%C3%A9%20factores%20se%20consideran%20para%20calcular%20este%20l%C3%ADmite?,se%20podr%C3%ADa%20convertir%20en%20electricidad>.
- [36] D. S. Philipps, F. ISE y W. Warmuth, «Photovoltaics Report,» 29 Mayo 2025. [En línea]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.
- [37] Smart Spain, «Cómo elegir entre panel solar monocristalino o policristalino,» Smart Spain, 31 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://smartspain.es/panel-solar-monocristalino-policristalino/>.
- [38] American Solar Energy Society, «Thin-Film Solar Panels,» American Solar Energy Society, 27 Febrero 2021. [En línea]. Available: <https://ases.org/thin-film-solar-panels/>.
- [39] Norway´s best, «Our Ships,» Norway´s best, [En línea]. Available: <https://www.norwaysbest.com/en/our-ships>.
- [40] Brodene AA, «Future of the Fjords,» [En línea]. Available: <https://www.braa.no/fast-ferries/futureofthefjords>.
- [41] The Agility Effect, «La electricidad, protagonista en el Sena,» 16 Abril 2024. [En línea]. Available: <https://www.theagilityeffect.com/es/article/la-electricidad-protagonista-en-el-sena/>.

- [42] Tripadvisor, «Crucero por el río Sena por Vedettes de Paris: entrada electrónica de acceso directo,» [En línea]. Available: https://www.tripadvisor.cl/AttractionProductReview-g187147-d11452281-Seine_River_Guided_Cruise_with_Snack_Options_by_Vedettes_de_Paris-Paris_Ile_de_Fra.html.
- [43] SAAM Towage, «Chile será el primer país en Latinoamérica en contar con un remolcador eléctrico con acuerdo entre ENAP y SAAM,» 15 Enero 2024. [En línea]. Available: <https://www.saamtowage.com/chile/blog/2024/01/15/chile-sera-el-primer-pais-en-latinoamerica-en-contar-con-un-remolcador-electrico-con-acuerdo-entre-enap-y-saam/?lang=es>.
- [44] Expedition Cruising, «MS Roald Amundsen is First Ever Cruise Ship to Sail on Battery Power,» 1 Julio 2019. [En línea]. Available: <https://www.expeditioncruising.com/2019/07/ms-roald-amundsen-is-first-ever-cruise.html>.
- [45] Freestyle , «MS ROALD AMUNDSEN,» [En línea]. Available: <https://freestyleadventuretravel.com/ships/ms-roald-amundsen/>.
- [46] ASENAV, «Antarctica21 y ASENAV inician construcción del primer crucero chileno híbrido-eléctrico para explorar la Antártica,» ASENAV, 26 Abril 2024. [En línea]. Available: <https://asenav.cl/construccionprimnercrucerohibrido/>.
- [47] H2 news, «En Chile se construirá el primer crucero de expedición polar híbrido-eléctrico de Sudamérica,» 21 Febrero 2024. [En línea]. Available: <https://h2news.cl/2024/02/21/en-chile-se-construira-el-primer-crucero-de-expedicion-polar-hibrido-electrico-de-sudamerica/>.
- [48] Silent Yachts, «SILENT-YACHTS Unlimited Range With Zero Noise Or Fumes,» Hot Magazine, 29 Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://hotmagazine.website/silent-yachts-unlimited-range-with-zero-noise-or-fumes/>.
- [49] Silent Yachts, «Silent Yachts,» [En línea]. Available: <https://silent-yachts.com/#>.
- [50] M. S. O. Mora, «Transporte público fluvial en Valdivia: Más de 8 mil personas ya lo han utilizado,» 21 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.diariosostenible.cl/noticia/actualidad/2021/10/transporte-publico-fluvial-en-valdivia-mas-de-8-mil-personas-ya-lo-han-utilizado>.
- [51] Ministerio Secretaría General de La Presidencia, «LEY 19300 | APRUEBA LEY SOBRE BASES GENERALES DEL MEDIO AMBIENTE,» 1 Marzo 1994. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667>.
- [52] Municipalidad de Puerto Varas, «Municipalidad Puerto Varas y CONAF lanzan Ordenanza del Parque Nacional Vicente Pérez Rosales,» 10 Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://www.ptovaras.cl/noticias/municipalidad-puerto-varas-y-conaf-lanzan-ordenanza-del-parque-nacional-vicente-perez-rosales>.
- [53] Municipalidad de Puerto Varas, «Aprueba ordenanza municipal de visitas parque nacional Vicente Péres Rosales,» 25 Agosto 2023. [En línea]. Available: https://ptovaras.cl/files_web/ORDENANZA_DE_VISITAS_PARQUE_NACIONAL_VICENTE_PEREZ_R_OSALES.pdf.
- [54] Ministerio de Energía, «NORMATIVA VIGENTE APLICABLE AL TIPO DE PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE,» Abril 2021. [En línea]. Available:

- https://energia.gob.cl/sites/default/files/normativa_vigente_aplicable_al_tipo_de_proyecto_de_energia_renovable.pdf.
- [55] Ministerio de Energía, «Decreto 8 | APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» 5 Marzo 2020. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1143069>.
- [56] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «INSTRUCCIÓN TÉCNICA GENERAL RIC N°9.1/2021: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN,» [En línea]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/05/ITG-RIC-N9.1-2021.pdf>.
- [57] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A TRAVÉS DE BATERÍAS (BESS) - EXIGENCIAS TÉCNICAS RGR N°06/2021,» 7 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2022/01/3-EXIGENCIAS-TECNICAS-RGR-N06-2021.pdf>.
- [58] DIRECTEMAR, «Reglamentos,» [En línea]. Available: https://www.directemar.cl/directemar/site/tax/port/fid_adjunto/taxport_27_193__1.html.
- [59] University of Colorado, «Quick Bite: Albedo Comparison,» [En línea]. Available: <https://mosaic.colorado.edu/quick-bite-albedo-comparison>.
- [60] SolarAnywhere, «Definiciones de radiación,» [En línea]. Available: <https://www.solaranywhere.com/es/support/data-fields/definitions/>.
- [61] A. T. Martínez y G. Gómez-Azpeitia, «Prontuario Solar de México,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/312576876_Prontuario_Solar_de_Mexico.
- [62] Solar Placas, «Ángulo zenith en placas solares: importancia y cálculo,» [En línea]. Available: <https://solarplacas.es/angulo-zenith-placa-solar/>.
- [63] Susdesign, «Hour Angle,» [En línea]. Available: <https://www.susdesign.com/popups/sunangle/hour-angle.php>.
- [64] Concepto, «Meridiano de Greenwich,» [En línea]. Available: <https://concepto.de/meridiano-de-greenwich/>.
- [65] El puente levadizo, «Estructuras,» [En línea]. Available: <https://www.uv.es/ocw/ocwsecundaria/estructuras.html>.
- [66] A. Tanase, «Matriz de evaluación de proveedores: Guía rápida,» Veridion, 17 Diciembre 2024. [En línea]. Available: <https://veridion.com/blog-posts/supplier-evaluation-matrix/>.
- [67] epropulsion, «Navy Series Electric Outboard Motor,» [En línea]. Available: <https://www.epropulsion.com/navy/>.
- [68] Torqeedo, «Cruise 12.0 RS TorqLink,» [En línea]. Available: <https://www.torqeedo.com/en/products/outboards/cruise/cruise-12.0-r-torqlink/M-1280-00.html>.

- [69] Elco, «Elco EP-20,» [En línea]. Available: <https://www.elcomotoryachts.com/shop/electric-outboards/ep-20-electric-outboard/?srsltid=AfmBOooJoqrX-qYQahzvDipyguHQQABPQ9DXFnlocsNLH0HnIm9c-EtJ#gref>.
- [70] Torqeedo, «Power 48-5000,» [En línea]. Available: <https://www.torqeedo.com/es/productos/bater%C3%ADas/power-48-5000/2104-00.html>.
- [71] Ministerio de Energía, «Explorador solar,» [En línea]. Available: <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.
- [72] Natura Energy, «Inversor Cargador Growatt SPF 6000 ES PLUS 48V 6kW Solar y 8kW en Paneles,» [En línea]. Available: <https://www.naturaenergy.cl/product/inversor-cargador-growatt-spf-6000-es-plus-48v-6kw-solar-y-8kw-en-paneles?srsltid=AfmBOooBJ7RMqLlweFx2iudwxRM3190hFHq9TJxoO7cxlhLvz-ieTIAT>.
- [73] Enertik, «Batería de Litio – Pylontech 48V 4800Wh (US5000),» [En línea]. Available: <https://enertik.com/cl/tienda/baterias/litio/bateria-de-litio-pylontech-48v-4800wh-us5000/>.
- [74] JA Solar, «Ficha Técnica JA Solar JAM72S30 525-550/MR,» [En línea]. Available: <https://www.solartex.cl/tienda/wp-content/uploads/2024/03/JAM72S30-525-550-MR.pdf>.
- [75] Hissuma, «Cable fotovoltaico / solar 6.00 mm.,» [En línea]. Available: <https://www.hissuma-materiales.com.ar/productos/cable-fotovoltaico-solar-6-mm/>.
- [76] Coelextrix, «Medidas de nuestros Cables,» [En línea]. Available: <https://coelextrix.com/blog/medidas-de-nuestros-cables>.
- [77] Naturaenergy, «Cable Borne Inversor Batería 25mm 100A 100 Cms.,» [En línea]. Available: https://www.naturaenergy.cl/product/cable-borne-inversor-bateria-25mm-100a-100-cms?srsltid=AfmBOorNexLnRqmA_xkBQtCBm77-0Wbfan_95ZxNqizQNh8fMWNLXHH_.
- [78] PVSyst, «PVSyst Photovoltaic Software,» [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com/>.
- [79] Diseña Madera, «Normativas pino radiata estructural,» [En línea]. Available: <https://www.disenamadera.cl/normativas>.
- [80] Torqeedo, «Cruise 12.0 RS TorqLink DataSheet,» [En línea]. Available: <https://media.torqeedo.com/downloads/manuals/torqeedo-cruise-12-r-manual-ES-PT.pdf>.
- [81] Citimarine, «Generador Marino VTE PAGURO 6500 - 6.5 KW - 1800 RPM,» [En línea]. Available: https://citimarinestore.com/es/generador-marino-vte-paguro/7022-generador-marino-vte-paguro-6500-65-kw-1800-rpm.html?srsltid=AfmBOorlBkJ1GtRFR0Z1yKW_81bGVNPIUK_8cs0FOTaifO145tTKVrrn#product-comments-list-header.
- [82] Sustainable Ships, «Consumo específico de combustible [g/kWh] para motores marinos,» [En línea]. Available: <https://www.sustainable-ships.org/stories/2022/sfc>.
- [83] Michelin, «Cómo Calcular Emisiones de CO₂,» 14 Julio 2025. [En línea]. Available: <https://connectedfleet.michelin.com/es/blog/calcular-emisiones-de-co2/>.

- [84] Purdue University, «Fuentes de ruido y sus efectos,» [En línea]. Available: <https://www.chem.purdue.edu/chemsafety/Training/PPETrain/dblevels.htm>.
- [85] Audicost, «¿Qué es el umbral auditivo?,» [En línea]. Available: <https://www.audicostaudifonos.com/umbral-auditivo/>.
- [86] Radiopaedia, «Decibel,» [En línea]. Available: https://radiopaedia.org/articles/decibel?lang=us&utm_source=chatgpt.com.
- [87] Soliot, «Par Cables Solar 1.5mt Sección 35mm2 Inversor A Batería,» [En línea]. Available: https://www.soliot.cl/MLC-1535074061-par-cables-solar-15mt-seccion-35mm2-inversor-a-bateria-_JM?srsId=AfmBOojJotkrLbrh2q1jgEbNxoR89lSVTqlbFWwxHtu74MMBUqgvA7U.

Anexo

(i) Modos de carga

MODO 1

Enchufe no dedicado



- La conexión es a una toma de la corriente alterna estándar de una instalación eléctrica existente.
- Por seguridad, la instalación eléctrica debe poseer una toma de tierra, protección diferencial y protección termo magnética.
- La batería se recarga con el inversor AC/DC incorporado en el vehículo.
- No es recomendable por la incertidumbre de calidad y estado de la instalación eléctrica desde donde será tomada la energía.

MODO 2

Enchufe no dedicado con protección y control incorporada en el cable



- En el modo de recarga 2, la conexión al auto se realiza a través de un cable donde se ha incorporado un sistema de seguridad, de comprobación de la toma de tierra, protecciones y con posibilidad de seleccionar la velocidad de carga.
- La conexión es en corriente alterna, se utiliza una instalación y enchufe estándar y entre el enchufe y el vehículo se incorpora el control.
- La batería se recarga con el inversor AC/DC incorporado en el vehículo.

MODO 3

Enchufe dedicado



- Este modo de recarga es una conexión del Vehículo Eléctrico a la red, utilizando un circuito y equipamiento de control incorporado en el cargador. Este modo incorpora la protección de sobrecarga, cortocircuito, diferencial, puesta a tierra y un piloto control de carga entre el equipamiento dedicado (cargador) y el Vehículo Eléctrico.
- En este tipo de recarga, el Vehículo Eléctrico se conecta al cargador con un control (caja de pared o tipo poste) mediante un cable especial. El cargador es el que está dotado con un control "inteligente" que se encarga de gestionar la seguridad y proceso de carga.

MODO 4

Cargador externo



- Este modo de recarga cuenta con un rectificador AC/DC externo al vehículo de mayor potencia (inversor interno del propio cargador), lo que traduce en menor tiempo de carga de la batería. Existe alto grado de comunicación entre el cargador y el vehículo para el control de carga.
- La instalación eléctrica hasta el cargador debe ser independiente y con las protecciones de sobrecarga, cortocircuitos, diferenciales y puestas a tierra respectivas.
- La infraestructura es mayor y más cara.
- La carga puede ser más rápida porque el cargador tienen mayor capacidad. La batería del vehículo y su capacidad de recibir energía determinará la velocidad de carga.

Figura 78: Modos de carga de vehículos eléctricos. Extraída de [24].

(ii) **Información técnica Batería Power 48-5000, Torqeedo.**

Tabla 32: Información técnica batería Power 48-5000.

Batería Power 48-5000	
Capacidad	5.275 [Wh]
Carga nominal	44,4 [V]
Tensión final de descarga	36,0 [V]
Régimen de descarga máxima	200 [A]
Régimen de descarga máxima a tensión nominal	8.800 [W]
Peso	36,5 [kg]
Dimensiones (largo x alto x ancho)	506 [mm] x 224 [mm] x 386 [mm]
Densidad energética	145 [Wh/kg]
Ciclos de vida útil	>3.000 ciclos para una profundidad de descarga del 80% a 25°C
Pérdida de capacidad de carga anual	4% a una temperatura ambiente de 25°C

(iii) **Tablas de trayectorias solares.**

Tabla 33: Trayectoria solar para equinoccio de otoño.

Equinoccio de otoño, $\delta = 0,00^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-90	0,00	-90,00
	-75	11,26	-80,02
	-60	22,16	-69,24
	-45	32,23	-56,71
	-30	40,78	-41,33
	-15	46,77	-22,20
	0	48,96	0,00
	15	46,77	22,20
	30	40,78	41,33
	45	32,23	56,71
	60	22,16	69,24
	75	11,26	80,02
h_{ss}	90	0,00	90,00

Tabla 34: Trayectoria solar para equinoccio de primavera.

Equinoccio de primavera, $\delta = 0,00^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-90	0,00	-90,00
	-75	11,26	-80,02
	-60	22,16	-69,24
	-45	32,23	-56,71
	-30	40,78	-41,33
	-15	46,77	-22,20
	0	48,96	0,00
	15	46,77	22,20
	30	40,78	41,33
	45	32,23	56,71
	60	22,16	69,24
	75	11,26	80,02
h_{ss}	90	0,00	90,00

Tabla 35: Trayectoria solar para solsticio de verano.

Solsticio de verano, $\delta = -23,45^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-112,18	0,00	-121,84
	-105	4,71	-117,23
	-90	15,15	-108,12
	-75	26,13	-99,25
	-60	37,39	-89,93
	-45	48,64	-79,03
	-30	59,38	-64,23
	-15	68,38	-40,13
	0	72,41	0,00
	15	68,38	40,13
	30	59,38	64,23
	45	48,64	79,03
	60	37,39	89,93
	75	26,13	99,25
	90	15,15	108,12
	105	4,71	117,23
h_{ss}	112,18	0,00	121,84

Tabla 36: Trayectoria solar para 15 de enero.

Trayectoria solar 15 de enero, $\delta = -21,27^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	110	0,00	-118,75
	-105	3,23	-115,64
	-90	13,78	-106,36
	-75	24,84	-97,30
	-60	36,13	-87,71
	-45	47,32	-76,43
	-30	57,88	-61,19
	-15	66,51	-37,23
	0	70,23	0,00
	15	66,51	37,23
	30	57,88	61,19
	45	47,32	76,43
	60	36,13	87,71
	75	24,84	97,30
	90	13,78	106,36
	105	3,23	115,64
h_{ss}	110	0,00	118,75

Tabla 37: Trayectoria solar para 15 de febrero.

Trayectoria solar 15 de febrero, $\delta = -13,29^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-102	0,00	-107,74
	-90	8,68	-100,10
	-75	19,93	-90,49
	-60	31,20	-80,16
	-45	42,07	-67,97
	-30	51,87	-52,01
	-15	59,31	-29,58
	0	62,25	0,00
	15	59,31	29,58
	30	51,87	52,01
	45	42,07	67,97
	60	31,20	80,16
	75	19,93	90,49
	90	8,68	100,10
h_{ss}	102	0,00	107,74

Tabla 38: Trayectoria solar para 15 de marzo.

Trayectoria solar 15 de marzo, $\delta = -2,82^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-92	0,00	-93,74
	-90	1,85	-92,13
	-75	13,14	-82,17
	-60	24,14	-71,42
	-45	34,40	-58,87
	-30	43,21	-43,25
	-15	49,46	-23,44
	0	51,78	0,00
	15	49,46	23,44
	30	43,21	43,25
	45	34,40	58,87
	60	24,14	71,42
	75	13,14	82,17
	90	1,85	92,13
h_{ss}	92	0,00	93,74

Tabla 39: Trayectoria solar para 15 de octubre.

Trayectoria solar 15 de octubre, $\delta = -9,60^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-98	0,00	-102,77
	-90	6,29	-97,27
	-75	17,58	-87,49
	-60	28,77	-76,95
	-45	39,45	-64,54
	-30	48,90	-48,58
	-15	55,88	-27,06
	0	58,56	0,00
	15	55,88	27,06
	30	48,90	48,58
	45	39,45	64,54
	60	28,77	76,95
	75	17,58	87,49
	90	6,29	97,27
h_{ss}	98	0,00	102,77

Tabla 40: Trayectoria solar para 15 de noviembre.

Trayectoria solar 15 de noviembre, $\delta = -19,15^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-108	0,00	-115,78
	-105	1,77	-114,09
	-90	12,44	-104,68
	-75	23,56	-95,44
	-60	34,86	-85,62
	-45	45,99	-74,03
	-30	56,35	-58,47
	-15	64,64	-34,81
	0	68,11	0,00
	15	64,64	34,81
	30	56,35	58,47
	45	45,99	74,03
	60	34,86	85,62
	75	23,56	95,44
	90	12,44	104,68
	105	1,77	114,09
h_{ss}	108	0,00	115,78

Tabla 41: Trayectoria solar para 15 de diciembre.

Trayectoria solar 15 de diciembre, $\delta = -23,34^\circ$			
	Hora solar (h)	α	γ_s
h_{sr}	-112	0,00	-121,68
	-105	4,64	-117,15
	-90	15,07	-108,02
	-75	26,06	-99,14
	-60	37,33	-89,81
	-45	48,57	-78,89
	-30	59,30	-64,06
	-15	68,29	-39,97
	0	72,30	0,00
	15	68,29	39,97
	30	59,30	64,06
	45	48,57	78,89
	60	37,33	89,81
	75	26,06	99,14
	90	15,07	108,02
	105	4,64	117,15

h_{ss}	112	0,00	121,68
----------	-----	------	--------

(iv) Datos meteorológicos Explorador Solar.

Tabla 42: Porcentaje de nubosidad mensual. Extraído de Explorador Solar.

Mes	%
Enero	50,00
Febrero	52,12
Marzo	60,70
Abril	67,05
Mayo	74,67
Junio	75,00
Julio	75,00
Agosto	71,97
Septiembre	62,34
Octubre	55,57
Noviembre	51,87
Diciembre	46,87

Tabla 43: Porcentaje de nubosidad promedio por hora. Extraído de Explorador Solar.

Hora	%	Hora	%
00	100,00	12	0,00
01	100,00	13	0,00
02	100,00	14	0,00
03	100,00	15	0,00
04	100,00	16	33,18
05	100,00	17	40,22
06	89,04	18	73,38
07	65,45	19	100,00
08	56,32	20	100,00
09	30,29	21	100,00
10	0,00	22	100,00
11	0,00	23	100,00

(v) Fichas técnicas

Datos de la Power 48-5000

Característica	Valor
Tensión nominal	44,4 V
Tensión final de carga	50 V
Tensión final de descarga	36 V
Tensión máxima en los polos	50 V
Intensidad máxima de descarga	200 A
Temperatura ambiente, almacenamiento	-25 °C hasta +60 °C
Temperatura ambiente, carga	0 °C hasta +45 °C
Temperatura ambiente, descarga	-10 °C hasta +50 °C
Energía nominal	5275 Wh
Energía útil	5000 Wh
Conexión en serie	no permitida
Conexión en paralelo	máximo 2 P con red TQ-CAN y el kit de gateway de Torqeedo
Clase de protección IP	IP 67

Para conectar >2 P, contactar con Torqeedo.

Figura 79: Ficha técnica batería Power 48-5000. Extraída de [70].

Datasheet	SPF 6000 ES Plus
Battery Voltage	48VDC
Battery Type	Lithium/Lead-acid
Inverter Output	
Rated Power	6000VA/6000W
Parallel Capability	Yes, 6 units maximum
AC Voltage Regulation (Battery Mode)	230VAC $\pm$ 5% @ 50/60Hz
Surge Power	12000VA
Efficiency (Peak)	93%
Waveform	Pure sine wave
Transfer Time	10ms typical, 20ms Max
Solar Charger	
Maximum PV Array Power	8000W
MPPT Range @ Operating Voltage	120VDC – 450VDC
Number of Independent MPP Trackers/ Strings Per MPP Tracker	2/1
Max. Input current per MPP tracker	16A
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	500VDC
Maximum Solar Charge Current	100A
AC Charger	
Charge Current	80A
AC Input Voltage	230VAC
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) ; 90-280 VAC (For Home Appliances)
Frequency Range	50Hz/60Hz (Auto sensing)
Physical	
Protection Degree	IP20
Dimension (W/H/D)	460/395/132mm
Net Weight (kgs)	13.5
Operating Environment	
Humidity	5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)
Altitude	<2000m
Operating Temperature	0°C - 55°C
Storage Temperature	-15°C - 60°C

Figura 80: Ficha técnica inversor MPPT SPF 6000 ES Plus. Extraída de [72].