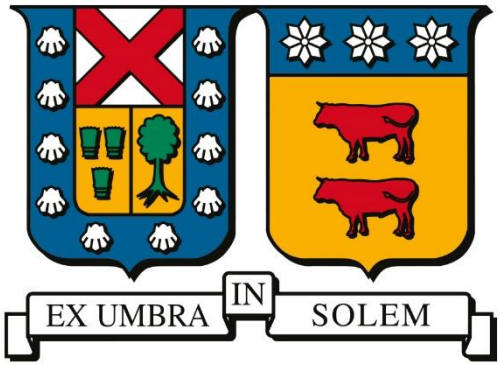
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS AERONÁUTICAS

SANTIAGO-CHILE



ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE IMPLEMENTACIÓN DE UN ESTACIONAMIENTO DE CARGA SOLAR PARA TRACTORES DE EQUIPAJE EN EL AEROPUERTO INTERNACIONAL ARTURO MERINO BENÍTEZ.

ALEXANDRA VILCAÑAUPA ASTO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO EN AVIACIÓN COMERCIAL

PROFESOR GUÍA	: SR. MARTINUS POTTERS
PROFESOR CORREFERENTE	: SR. LUIS OLIVA

OCTUBRE 2026

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE IMPLEMENTACIÓN DE UN ESTACIONAMIENTO DE CARGA SOLAR PARA TRACTORES DE EQUIPAJE EN EL AEROPUERTO INTERNACIONAL ARTURO MERINO BENÍTEZ.

Nombre del candidato(a): Alexandra Vilcañaupa Asto

Carrera / Grado: Ingeniería en Aviación Comercial.

Campus: Santiago Vitacura **;** **Departamento**: Departamento de ciencias aeronáuticas.

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Martinus Potters, 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: 28/10/2026 ; **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 28/10/2026 ; **Firma:** _____

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

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi familia su apoyo incondicional, comprensión y motivación diaria durante todo este tiempo. La confianza que tienen en mi a sido un gran pilar para todos los desafíos que se me han ido presentando, ante tantas situaciones que se nos presentan y no teníamos pensado que iban a llegar a nuestras vidas su apoyo me impulso a seguir y no rendirme nunca.

Agradecer también a mis amigos y cercanos todo su apañe durante toda esta larga vida universitaria, siempre apoyándonos a poder con todo lo que se viene en nuestra vida laboral y personal, el cómo llegamos a estar juntos es una historia muy peculiar y graciosa.

Para finalizar agradecer al profesor Martinus Potters por toda su paciencia realizando este trabajo de título, muchas gracias por su gran disposición atente tantos cambios durante todo el desarrollo del trabajo.

Resumen Ejecutivo

El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez enfrenta el desafío de incorporar tecnologías más sostenibles y eficientes en sus operaciones, en concordancia con sus compromisos de reducción de emisiones y transición hacia la neutralidad de carbono.

La presente investigación desarrolla un estudio técnico y económico para la implementación de un estacionamiento de carga con generación solar fotovoltaica destinado a tractores de equipaje eléctricos. Su propósito es proponer una infraestructura que contribuya a la sostenibilidad de las operaciones aeroportuarias, considerando las necesidades de carga de los equipos, la selección de tecnologías adecuadas y las condiciones de emplazamiento dentro del aeropuerto, con el fin de disminuir la dependencia de combustibles fósiles y promover el uso de energías renovables.

Para su desarrollo, se analizaron registros históricos de operaciones aéreas con el fin de estimar la demanda operacional de tractores y determinar los requerimientos de la infraestructura de carga. Posteriormente, se estudiaron alternativas tecnológicas de generación fotovoltaica, almacenamiento energético y sistemas de carga, junto con la evaluación de posibles ubicaciones mediante criterios operacionales y de disponibilidad de espacio. Se realizó una evaluación económica considerando la inversión inicial, los costos de operación y los beneficios asociados al aprovechamiento de la energía solar.

Los resultados permitieron establecer una propuesta que integra generación fotovoltaica, almacenamiento mediante baterías y conexión a la red eléctrica, proporcionando una configuración orientada a responder a las necesidades operacionales del aeropuerto. Asimismo, se identificó una alternativa de emplazamiento favorable y se obtuvieron indicadores económicos positivos bajo los supuestos considerados, respaldando la viabilidad de la propuesta a nivel de prefactibilidad.

El estudio entrega una base técnica y económica para una futura implementación de infraestructura de carga solar para tractores eléctricos. Además, proporciona antecedentes y criterios de análisis que pueden servir de referencia para el desarrollo de nuevos proyectos fotovoltaicos y de electromovilidad dentro del aeropuerto, contribuyendo a una transición progresiva hacia operaciones terrestres más sostenibles.

Abstract

Arturo Merino Benítez International Airport faces the challenge of incorporating more sustainable and efficient technologies into its operations, in line with its commitments to reducing emissions and transitioning toward carbon neutrality.

This research presents a technical and economic study for the implementation of a solar photovoltaic-powered charging facility for electric baggage tractors. Its purpose is to propose infrastructure that contributes to the sustainability of airport operations by considering the equipment's charging requirements, the selection of appropriate technologies, and site conditions within the airport, with the aim of reducing dependence on fossil fuels and promoting the use of renewable energy.

To conduct the study, historical flight operation records were analyzed to estimate the operational demand for baggage tractors and determine the requirements of the charging infrastructure. Subsequently, different technological alternatives for photovoltaic power generation, energy storage, and charging systems were examined, along with an assessment of potential locations based on operational criteria and space availability. An economic evaluation was also carried out, considering the initial investment, operating costs, and benefits associated with the use of solar energy.

The results led to the development of a proposal integrating photovoltaic power generation, battery energy storage, and connection to the electrical grid, providing a configuration designed to meet the airport's operational needs. Furthermore, a suitable location was identified, and positive economic indicators were obtained under the assumptions considered, supporting the feasibility of the proposal at a preliminary feasibility level.

The study provides a technical and economic foundation for the future implementation of solar-powered charging infrastructure for electric baggage tractors. Additionally, it establishes background information and analytical criteria that may serve as a reference for the development of future photovoltaic and electric mobility projects within the airport, contributing to a gradual transition toward more sustainable ground operations.

Glosario

AMB: Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

Airside: Zona restringida del aeropuerto destina a operaciones aéreas y terrestres.

BESS: Battery Energy Storage System. Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.

FV: Fotovoltaico/a.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

Ground Handling: Servicios de asistencia en tierra prestados a las aeronaves.

GSE: Ground Support Equipment. Equipos de apoyo terrestre aeroportuario.

HSP: Horas Solares Pico.

IATA: International Air Transport Association (Asociación Internacional de Transporte Aéreo).

kW: Kilowatt, unidad de potencia.

kWh: Kilowatt-hora, unidad de energía.

kWp: Kilowatt-pico, unidad utilizada para expresar la potencia nominal de un sistema fotovoltaico.

Net Zero: Balance neto de emisiones de gases de efecto invernadero igual a cero.

OACI (ICAO): Organización de Aviación Civil Internacional.

SCL: Código IATA del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

SCEL: Código OACI del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

Smart Charging: Gestión inteligente de la carga eléctrica.

SoC: State of Charge. Estado de carga de una batería, normalmente expresado como porcentaje.

Solar Carport: Estacionamiento cubierto con paneles solares para generar electricidad.

Índice de Contenidos

Agradecimientos 2

Resumen Ejecutivo 3

Abstract 4

Glosario 5

Introducción 11

1 . Capítulo I: Aspectos Generales 13

1.1 Justificación 13

1.2 Objetivos 16

1.2.1 Objetivo General 16

1.2.2 Objetivos Específicos 16

1.3 Metodología 17

1.4 Alcance 18

2 . Capítulo II: Estado del Arte 19

2.1 Antecedentes 20

2.1.1 Modelos de Aeropuertos Sustentables con un Sistema de Energía Solar 20

2.1.2 Aeropuerto Arturo Merino Benítez (AMB) 29

2.1.3 Desarrollo de la electromovilidad e infraestructura de carga en Chile 32

2.1.4 Comparación de experiencias y aplicación al Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez 33

2.1.5 Tractores de Equipaje dentro de AMB 35

2.1.6 Programas, normativas y compromisos ambientales 40

2.2 Marco Teórico 42

2.2.1 Ground Support Equipment (GSE) 43

2.2.2 Electromovilidad aplicada a Ground Support Equipment 44

2.2.3 Baterías utilizadas en tractores eléctricos 45

2.2.4 Sistemas de carga para tractores eléctricos 49

2.2.5 Energía solar fotovoltaica y efecto fotovoltaico 52

2.2.6 Recurso solar y factores que afectan la generación fotovoltaica 53

2.2.7 Paneles solares fotovoltaicos y tecnologías 54

2.2.8 Componentes de un sistema fotovoltaico 56

2.2.9 Configuración de sistemas fotovoltaicos 59

2.2.10 Sistemas de almacenamiento energético (BESS) 61

2.2.11 Estacionamientos solares fotovoltaicos (Solar Carport) 63

2.2.12 Fundamentos para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico 64

2.2.13 Fundamentos de evaluación económica 66
2.3 Propuesta Metodológica 70
3 . Capítulo III: Desarrollo 71
3.1 Caracterización y estimación de la flota de tractores 71
3.1.1 Distribución de las operaciones según empresa de Ground Handling 71
3.1.2 Caracterización de la flota de tractores de Acciona 72
3.1.3 Estimación de la flota de tractores 73
3.2 Análisis de las operaciones aeroportuarias 74
3.2.1 Preparación y criterios de selección de los datos 75
3.2.2 Evolución anual de las operaciones 2021–2025 77
3.2.3 Distribución mensual de las operaciones 79
3.2.4 Distribución horaria de las operaciones en los meses de mayor actividad 80
3.2.5 Estimación del requerimiento operacional de tractores de equipaje 84
3.3 Análisis de electrificación y requerimientos energéticos de los tractores 90
3.3.1 Escenarios de electrificación de la flota de tractores 90
3.3.2 Caracterización del tractor eléctrico de referencia 91
3.3.3 Condiciones de utilización energética y autonomía operacional 93
3.3.4 Estimación de la demanda energética operacional 96
3.4 Dimensionamiento de la infraestructura de carga 98
3.4.1 Condiciones y estrategia de recarga del tractor de referencia 98
3.4.2 Estimación de la simultaneidad de carga 101
3.4.3 Potencia requerida por la infraestructura de carga 104
3.4.4 Estimación de la demanda energética de la infraestructura de carga 106
3.5 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico 108
3.5.1 Recurso solar y generación fotovoltaica en el área de estudio 108
3.5.2 Escenarios de cobertura y configuración del sistema fotovoltaico 112
3.5.3 Evaluación y selección de la tecnología fotovoltaica 116
3.5.4 Dimensionamiento y superficie del campo fotovoltaico 123
3.5.5 Predimensionamiento e integración del solar carport 126
3.5.6 Selección del escenario fotovoltaico de diseño 129
3.6 Dimensionamiento e integración del sistema de almacenamiento energético 132
3.7 Ubicación y configuración preliminar de la propuesta 133
3.8 Evaluación económica de la propuesta 143
3.8.1 Estimación de la inversión inicial (CAPEX) 144
3.8.2 Costos de operación, mantenimiento y reinversiones 149

3.8.3 Ahorros y beneficios económicos 150
3.8.4 Flujo de caja y parámetros de evaluación 153
3.8.5 Indicadores económicos y análisis de resultados 156
Conclusiones 158
Bibliografía 161
Anexo 164

Indicé de Gráficos

Gráfico 1.1: Flota de equipos de Acciona en Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. 14
Gráfico 1.2: Datos Históricos de temperatura en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. 15
Gráfico 3.1: Distribución de las operaciones analizadas según empresas de Ground Handling año 2024. 72
Gráfico 3.2: Composición de la flota de tractores de Acciona. 73
Gráfico 3.3: Evolución anual operaciones AMB 2021–2025. 77

Indicé de Tablas

Tabla 2.1: Tractores Diésel con sus respectivas características. 38
Tabla 2.2: comparación entre tractores diésel y eléctrico. 39
Tabla 3.1:Estimación de flota diésel y eléctricos en AMB. 74
Tabla 3.2: Principales campos de la base de datos utilizados en el estudio. 75
Tabla 3.3: Variables incorporadas para el análisis de las operaciones. 76
Tabla 3.4: Evolución anual de las operaciones consideradas, periodo 2021–2025 77
Tabla 3.5: Distribución mensual de las operaciones comerciales NB y WB consideradas, periodo 2021–2025 79
Tabla 3.6: Distribución de las operaciones por rango horario durante enero y diciembre, periodo 2021–2025 81
Tabla 3.7: Franjas horarias de mayor actividad durante enero y diciembre, periodo 2021–2025. 82
Tabla 3.8: Días de mayor actividad dentro de las franjas horarias seleccionadas, periodo 2021–2025. 83
Tabla 3.9: Supuestos de tractores de equipaje requeridos según tipo de aeronave. 85
Tabla 3.10: Supuestos de tiempo de ocupación de los tractores. 86
Tabla 3.11: Factores de ocupación temporal según tipo de aeronave y escenario. 87
Tabla 3.12: Requerimiento estimado de tractores según escenario operacional. 88
Tabla 3.13: Escenarios de electrificación de la flota de referencia. 91
Tabla 3.14: Principales características técnicas del tractor eléctrico Charlatte T137-V3. 92
Tabla 3.15: Parámetros energéticos adoptados para el tractor eléctrico de referencia. 95
Tabla 3.16: Demanda energética estimada según escenario operacional. 97
Tabla 3.17: Demanda energética estimada al de un ciclo operacional de cuatro horas. 97
Tabla 3.18: Parámetros de referencia para la recarga del tractor eléctrico. 100
Tabla 3.19: Energía estimada a recuperar según tiempo acumulado de operación. 100
Tabla 3.20: Escenarios de dimensionamiento según capacidad de carga simultanea. 102
Tabla 3.21: Relación entre los escenarios de electrificación y la demanda operacional base. 103

Tabla 3.22: Potencia requerida según escenario de simultaneidad de carga. 105
Tabla 3.23: Parámetros energéticos del ciclo operacional de diseño. 107
Tabla 3.24: Parámetros y resultados de la simulación fotovoltaica de referencia. 111
Tabla 3.25: Escenarios de cobertura fotovoltaica de la demanda energética de referencia. 113
Tabla 3.26: Capacidad fotovoltaica estimada según escenario de cobertura. 115
Tabla 3.27: Características de los módulos fotovoltaicos evaluados. 117
Tabla 3.28: Densidad de potencia de las alternativas evaluadas. 118
Tabla 3.29: Costo específico de los módulos fotovoltaicos. 119
Tabla 3.30: Criterios y ponderaciones para la selección del módulo. 120
Tabla 3.31: Escala de puntuación de los criterios técnicos. 120
Tabla 3.32: Escala de puntuación para disponibilidad comercial. 121
Tabla 3.33: Matriz multicriterio de selección del módulo fotovoltaico. 122
Tabla 3.34: Dimensionamiento del campo fotovoltaico según escenario de cobertura. 124
Tabla 3.35: Superficie fotovoltaica requerida según escenario. 125
Tabla 3.36: Generación fotovoltaica anual estimada. 126
Tabla 3.37: Dimensiones adoptadas para las plazas de carga. 127
Tabla 3.38: Comparación entre la superficie de las plazas de carga y los escenarios fotovoltaicos. 128
Tabla 3.39: Comparación de los escenarios fotovoltaicos evaluados. 130
Tabla 3.40: Parámetros del escenario fotovoltaico seleccionado. 131
Tabla 3.41: Configuración BESS de referencia. 133
Tabla 3.42: Comparación de superficies de las alternativas de emplazamiento. 139
Tabla 3.43: Distancia operacional de las alternativas. 140
Tabla 3.44: Escala de evaluación de proximidad operacional. 141
Tabla 3.45: Escala de evaluación de compatibilidad operacional. 141
Tabla 3.46: Matriz de evaluación multicriterio de las alternativas. 143
Tabla 3.47: Costos específicos adoptados para el sistema BESS. 146
Tabla 3.48: Estimación del CAPEX de la propuesta. 148
Tabla 3.49: Criterios adoptados para los costos de operación y reinversión. 150
Tabla 3.50: Resumen parámetros utilizados del apartado. 153
Tabla 3.51: Equipos con depreciación en los años de estudio. 154
Tabla 3.52: Parámetros para la construcción del Flujo de caja. 155
Tabla 3.53: Indicadores económicos del proyecto. 156

Indicé de Figuras

Figura 2.1: Vista aérea y configuración general del Aeropuerto de Ámsterdam-Schiphol. 21
Figura 2.2: Vista aérea del Aeropuerto Internacional de Cochin. 26
Figura 2.3: Vista aérea y configuración general de Denver International Airport. 29
Figura 2.4: Variación anual de la radiación solar en el sector del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. 31
Figura 2.5: Actualización plan maestro Aeropuerto Arturo Merino Benítez de Santiago y estudio localización nuevo aeropuerto macrozona centro. 32
Figura 2.6: Tractor eléctrico Charlatte T137-V3. 36
Figura 2.7: Tractor de equipaje TLD serie JST utilizado como referencia de equipo diésel. 38

Figura 2.8: Diagrama general de los componentes de un sistema fotovoltaico. 57
Figura 2.9: Propuesta Metodológica. 70
Figura 3.1: Radiación Global Horizontal mensual en el área de estudio. 109
Figura 3.2: Componentes de radiación solar sobre plano inclinado y horizontal en el área de estudio. ..110
Figura 3.3: Generación fotovoltaica mensual promedio para un sistema de referencia de 1 kW. 112
Figura 3.4: Delimitación de las superficies consideradas para la alternativa A. 135
Figura 3.5: Alternativa B para la ubicación del estacionamiento de carga solar. 135
Figura 3.6: Delimitación del área considerada para la alternativa C. 136
Figura 3.7: Delimitación del área considerada para la alternativa D. 137
Figura 3.8: Delimitación del estacionamiento F-04-02 considerado como superficie complementaria...138
Figura 3.9: Flujo de caja del proyecto durante el horizonte de evaluación de 25 años. 156

Introducción

La industria aeronáutica enfrenta desafíos con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el desarrollo de operaciones más sostenibles. Estos desafíos no se limitan únicamente a las emisiones generadas por las aeronaves, sino que también involucran las actividades desarrolladas en tierra y los equipos utilizados para prestar servicios de apoyo a las operaciones aeroportuarias.

El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez (AMB), principal terminal aéreo de Chile concentra una elevada actividad de pasajeros, carga y operaciones terrestres. Para atender estas operaciones participan diferentes empresas de Ground Handling, responsables de servicios como carga y descarga de equipaje, manejo de carga y asistencia a las aeronaves, entre otras actividades realizadas en plataforma y patios de equipaje.

Para el desarrollo de las operaciones de Ground Handling se utilizan diferentes equipos de apoyo terrestre o Ground Support Equipment (GSE), los cuales cumplen diversas funciones asociadas a la atención de las aeronaves en tierra. Dentro de esta flota, los tractores de equipaje constituyen uno de los equipos con mayor presencia y utilización por parte de las empresas de Ground Handling, debido a la cantidad de unidades disponibles y a su participación constante en el traslado de equipaje y carga entre las aeronaves, los patios de equipaje y otros sectores operacionales del aeropuerto. Por esta razón, la presente memoria centra su estudio específicamente en este tipo de GSE, considerando tanto los tractores diésel actualmente utilizados como las unidades eléctricas incorporadas progresivamente a la operación.

Esta investigación analiza los tractores de equipaje divididos en modelos diésel y eléctricos. En 2023, la flota del aeropuerto estuvo conformada por un 73% de equipos diésel y un 27% de eléctricos. Esta composición evidencia que el proceso de electrificación se encuentra todavía en una etapa de transición, predominando actualmente los equipos que utilizan combustibles fósiles.

Considerando los objetivos de sostenibilidad y descarbonización asociados al sector aeroportuario, se espera que durante los próximos años aumente progresivamente la participación de tractores eléctricos. Sin embargo, esta transición genera también la necesidad de desarrollar infraestructura capaz de suministrar la energía requerida para su operación sin afectar la disponibilidad de los equipos.

Esta propuesta evaluará y diseñará conceptualmente un estacionamiento de carga para tractores eléctricos de equipaje alimentado mediante energía solar fotovoltaica en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Donde se analizarán las condiciones operacionales de los tractores, su demanda energética, tiempos de carga, simultaneidad de uso y disponibilidad para recarga, así determinar la cantidad de puntos de carga y la capacidad de generación fotovoltaica requerida para el estacionamiento. El sistema será evaluado desde aspectos operacionales, económicos y ambientales, así contribuir al desarrollo de operaciones terrestres más sostenibles en el aeropuerto.

1. Capítulo I: Aspectos Generales

1.1 Justificación

La necesidad de avanzar hacia operaciones aeroportuarias con menores emisiones ha impulsado la incorporación progresiva de tecnologías eléctricas y fuentes de energía renovable. El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez (AMB), tiene objetivos ambientales establecidos para reducir su huella de carbono en al menos 40% para el año 2030 y alcanzar cero emisiones netas al año 2050 (Nuevo Pudahuel, s. f.). A esto se suma el compromiso nacional establecido mediante la Ley Marco de Cambio Climático N.º 21.455(2022), que establece como meta para Chile alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050. Estas metas consideran iniciativas relacionadas con la incorporación de energías renovables, sustitución de combustibles fósiles y eficiencia energética.

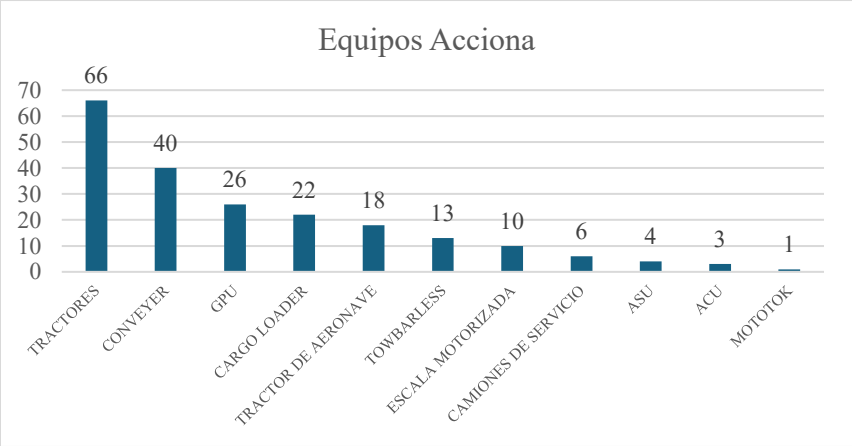
El aeropuerto ya cuenta con antecedentes concretos de incorporación de energía solar fotovoltaica. Entre estas iniciativas se encuentra una planta fotovoltaica instalada sobre la cubierta del Terminal de Pasajeros 1 (T1), con una potencia de 825,774 kW y conformada por 2.465 módulos fotovoltaicos interconectados. Según Nuevo Pudahuel (2020), esta instalación contempla una generación promedio anual estimada de 1.256 MWh, equivalente al consumo eléctrico anual de más de 500 hogares. Estos antecedentes permiten establecer que la generación fotovoltaica forma parte de las iniciativas de sostenibilidad implementadas en el aeropuerto AMB y constituye una tecnología relevante para evaluar su aplicación en otros procesos energéticos, como la carga de equipos terrestres eléctricos.

Las empresas de Ground Handling juegan un papel vital en la eficiencia operativa del aeropuerto. Esta propuesta de estacionamiento va a optimizar los tiempos de operación de los tractores utilizados para servicios en tierra, mejorando la puntualidad y eficiencia de las operaciones. Un sistema de carga bien diseñado y estratégicamente ubicado puede reducir los tiempos de espera y traslado, incrementando la productividad de las actividades en tierra.

El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benitez tiene 4 Ground Handling operando a la fecha, Acciona, Swissport, Agunsa, Aerosan. Donde a partir de los equipos de Acciona, se realizarán los supuestos correspondientes a los Tractores de Equipaje Diesel y Tractores de

Equipaje Eléctrico de los otros Ground Handling, también dependiendo de su porcentaje de participación en base a los clientes que tienen y las operaciones que tienen en AMB.

Gráfico 1.1: Flota de equipos de Acciona en Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.



Fuente: (Manual de Mantenimiento AMS, 2024).

El apartado de tractores del Gráfico 1.1 hace referencia a los Tractores de Equipaje Diesel y Tractores de Equipaje Eléctrico, siendo el que tiene mayor cantidad en la flota de Acciona, siendo los primeros en cambiar a eléctricos dada las metas que tiene el aeropuerto para bajar las emisiones antes mencionadas. Flota de equipos de Acciona en Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Fuente: (Manual de Mantenimiento AMS, 2024).

A partir de los porcentajes de los Ground Handling de las operaciones que abarcan cada uno de ellos se generó la Tabla 3.1 donde se tiene una flota estimada de 104 tractores de equipaje en AMB, compuesta por aproximadamente 76 unidades diésel y 28 unidades eléctricas. Esto representa cerca de un 73 % de tractores diésel y un 27 % de tractores eléctricos, evidenciando que actualmente la flota continúa siendo mayoritariamente dependiente de combustibles fósiles.

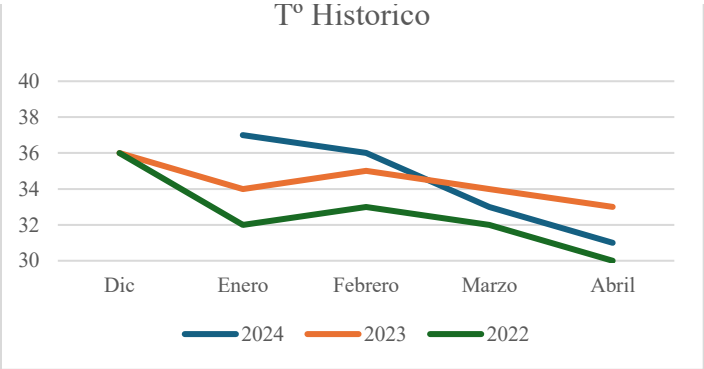
Por esto la progresiva sustitución de tractores diésel por unidades eléctricas permitiría reducir las emisiones directas generadas por estos equipos; sin embargo, también origina una nueva necesidad operacional y energética. A medida que aumenta la cantidad de tractores eléctricos, aumenta también la energía requerida para su recarga, la cantidad de equipos que pueden necesitar cargarse simultáneamente y la infraestructura necesaria para mantener la disponibilidad operacional de la flota. Por lo tanto, se hace un estudio de demanda de los equipos adecuada de la infraestructura de carga donde se tienen considerando los tiempos de recarga, disponibilidad de

espacio, potencia eléctrica requerida y disponibilidad de los tractores durante los periodos de mayor actividad aeroportuaria.

La Tabla 3.1 también lleva a la evaluación del número mínimo de tractores necesarios, cuantos tractores son utilizados simultáneamente, periodos de operación, disponibilidad y cuanta energía requieren para que el sistema sea económicamente sostenible.

El estar en constante evolución con la incorporación de nuevas tecnologías que mejoran la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones, la implementación de un sistema de estacionamiento de carga solar posiciona al Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez como un líder en innovación tecnológica, alineándose con las tendencias globales y fortaleciendo su competitividad. Adoptar esta tecnología avanzada no solo mejora las operaciones actuales, sino que también prepara al aeropuerto para futuras expansiones y desarrollo de tecnologías.

Gráfico 1.2: Datos Históricos de temperatura en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.



Fuente: Elaboración Propia.

En la Gráfico 1.2 con la data histórica de temperatura en AMB tiene un amplio cobertura de meses donde se llegan a temperaturas máximas de más de 30º los cuales en plataforma pueden llegar a ser 5º adicionales dada su superficie de asfalto y hormigón la cual retiene más energía solar de la estimada, donde el usar estas temperaturas en las operaciones en tierra para las cargas de los equipos tractores de equipaje en el traslado, carga y descarga para una mejora en la productividad de la operación, donde ya no se tiene que esperar y buscar un equipo cargado desde la base del Ground Handling para ir al vuelo correspondiente.

Por consiguiente, la incorporación de generación solar fotovoltaica al estacionamiento de carga busca evaluar en qué medida parte de la demanda energética asociada a la recarga de los tractores podría ser abastecida mediante energía solar generada localmente, considerando las

condiciones de radiación solar disponibles, la superficie requerida, la potencia fotovoltaica instalada y la relación temporal entre generación y demanda.

Esta investigación también refuerza el compromiso social del aeropuerto con la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental. La implementación de tecnologías limpias y eficientes muestra un liderazgo proactivo en la gestión ambiental y puede mejorar la percepción pública del aeropuerto, atrayendo a aerolíneas y pasajeros que valoran la sostenibilidad.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Estudio técnico y económico para un estacionamiento de carga con paneles solares para tractores de equipaje eléctricos en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, con el fin de mejorar la sostenibilidad de las operaciones y promover la innovación en nuevas tecnologías en el entorno aeroportuario.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Investigar y seleccionar los paneles solares, sistemas de carga y otros equipos necesarios para el estacionamiento de carga, asegurando su calidad y compatibilidad con las necesidades del aeropuerto.

- Realizar un análisis de viabilidad técnica y económica para evaluar la implementación del sistema de estacionamiento de carga solar.

- Definir la posición óptima del estacionamiento de carga, considerando la distribución eficiente del espacio y la integración con la infraestructura existente del aeropuerto.

1.3 Metodología

La metodología por utilizar en esta memoria para así cumplir con los objetivos mencionados se aborda de la siguiente manera:

- Recopilación de antecedentes: revisión de información sobre electromovilidad, programas de sostenibilidad aeroportuaria, energía solar fotovoltaica, sistemas de carga y características técnicas de los tractores de equipaje.
- Recopilación de información operacional: análisis de datos de tráfico aéreo de la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC) entre los años 2021 y 2025, considerando horarios de vuelos y tiempos de permanencia en plataforma cuando se encuentren disponibles.
- Caracterización de la flota: recopilación de información de las empresas de Ground Handling para determinar la cantidad de tractores diésel y eléctricos, sus características técnicas y condiciones de utilización.
- Análisis operacional y energético: identificación de los periodos de mayor actividad aeroportuaria para estimar la cantidad de tractores requeridos simultáneamente y determinar la demanda energética para distintos escenarios de electrificación de la flota.
- Dimensionamiento de la propuesta: determinación de la cantidad de puntos de carga, potencia requerida, capacidad del sistema fotovoltaico, cantidad de paneles y superficie necesaria para la implementación del estacionamiento de carga solar.
- Evaluación técnica - económica: análisis de las alternativas de ubicaciones y configuración del sistema, considerando aspectos operacionales, técnicos y económicos contemplando los beneficios energéticos esperados, con el propósito de determinar su factibilidad.

1.4 Alcance

Mediante esta memoria se pretende entregar una propuesta de un estacionamiento de carga solar para los tractores de equipaje eléctricos en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

El alcance geográfico es el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez (AMB).

Con un alcance temporal de los datos desde el 2021 al 2025. Debido a la data solicitada de los vuelos que entran y salen del aeropuerto, clasificación de la actividad, operador, hora UTC, flota.

El alcance es exploratorio, si bien existen paneles solares en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez son solo para el terminal nacional su infraestructura, en esta memoria se busca tomar en cuenta las operaciones en tierra en específico de los tractores de equipaje de los Ground Handling, siendo los equipos con mayor cantidad de ellos, donde se tomará en cuenta como propuesta de un sistema de estacionamiento a carga solar para estos equipos en particular.

La evaluación se realizará considerando como base la situación de la flota por parte del Ground Handling Acciona y diferentes escenarios supuestos futuros de electrificación.

También de carácter descriptiva, puesto que se va a estudiar las características y especificaciones de los distintos paneles solares y modelo de los tractores eléctricos que son compatibles con el sistema que se va a proponer.

2. Capítulo II: Estado del Arte

En esta sección, se dará a conocer el estado actual en que se encuentra inserta la industria aeronáutica en cuando a la reducción de la huella de carbono.

La industria aeronáutica ha tomado medidas significativas para reducir su impacto ambiental y cumplir con los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad, diversas iniciativas y proyectos han sido implementados tanto a nivel global como en Chile, orientados a la reducción de la huella de carbono en los aeropuertos y en las operaciones de aviación.

La implementación de Paneles Solares en Aeropuertos tiene un largo camino. Inicialmente, los paneles solares se instalaron en los estacionamientos debido a su gran superficie y a la oportunidad de proporcionar sombra a los vehículos, lo que al mismo tiempo generaba energía limpia. Estos proyectos demostraron la viabilidad técnica y económica de la energía solar en el entorno del aeropuerto.

El éxito en los estacionamientos llevó a una expansión hacia otras áreas del aeropuerto. Los aeropuertos comenzaron a identificar más ubicaciones donde se podían instalar paneles solares, como en los tejados de los edificios terminales, hangares y otras instalaciones aeroportuarias. Esta expansión fue facilitada por avances en la tecnología solar y la reducción de los costos de los paneles solares.

El ahorro en costos energéticos y la reducción de la huella de carbono se convirtieron en motivaciones importantes. Los aeropuertos reconocieron que al utilizar energía solar podían reducir significativamente sus gastos en electricidad y contribuir a los objetivos de sostenibilidad global. Además, las políticas gubernamentales y los incentivos para la adopción de energías renovables impulsaron aún más esta transición.

2.1 Antecedentes

2.1.1 Modelos de Aeropuertos Sustentables con un Sistema de Energía Solar

Se consideran tres modelos: Aeropuerto de Ámsterdam-Schiphol (Países Bajos), Aeropuerto Internacional de Cochin (India) y Aeropuerto Internacional de Denver (Estados Unidos).

Los casos seleccionados presentan diferentes niveles de desarrollo en generación solar fotovoltaica, electrificación de Ground Support Equipment (GSE), infraestructura de carga, aprovechamiento de estacionamientos para generación energética, almacenamiento mediante baterías y gestión inteligente de energía.

En los siguientes apartados se presentan las principales características físicas, operacionales, energéticas y tecnológicas de cada aeropuerto. Estos antecedentes permitirán establecer una comparación con el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez e identificar prácticas, tecnologías y estrategias que puedan servir como referencia para el desarrollo de la propuesta de esta investigación.

2.1.1.1 Aeropuerto Internacional de Ámsterdam-Schiphol (AMS)

Uno de los centros logísticos y de transporte más importantes del mundo. Hub principal de los Países Bajos y siendo de los aeropuertos con más tráfico en Europa, situado a 9 km al suroeste de Ámsterdam desde el año 1916 y situado a unos 3-4 metros bajo el nivel del mar por su particular ubicación dentro del Haarlemmermeer un antiguo lago drenado durante el siglo XIX.

El recinto aeroportuario posee una superficie aproximada de 2.787 hectáreas, equivalentes a aproximadamente 27.870.000 m². Dentro de esta superficie, las terminales y muelles ocupan aproximadamente 650.000 m².

Su diseño se basa en el concepto de Terminal Única, donde todas las operaciones convergen en un solo edificio dividido en tres grandes salas de salidas conectadas a 8 espigones (B a M),

El aeropuerto dispone de cinco pistas principales de gran longitud y una sexta pista utilizada principalmente para determinadas operaciones, Polderbaan se encuentra a gran distancia del terminal para reducir el impacto sonoro en las zonas residenciales.

Las principales pistas son:

- Polderbaan (18R/36L): aproximadamente 3.800 m.
- Kaagbaan (06/24): aproximadamente 3.500 m.
- Buitenveldertbaan (09/27): aproximadamente 3.450 m.
- Aalsmeerbaan (18L/36R): aproximadamente 3.400 m.
- Zwanenburgbaan (18C/36C): aproximadamente 3.300 m.

Schiphol dispone también de Schiphol-Oostbaan (04/22), utilizada principalmente para aviación general y determinadas operaciones específicas.

La existencia de pistas con diferentes orientaciones permite utilizar distintas configuraciones para aterrizajes y despegues dependiendo de condiciones meteorológicas, viento, tráfico y restricciones acústicas.

Las cinco pistas principales proporcionan una capacidad física estimada de aproximadamente 600.000 despegues y aterrizajes anuales, aunque la utilización efectiva se encuentra condicionada por restricciones operacionales, ambientales y relacionadas con el ruido.

Figura 2.1: Vista aérea y configuración general del Aeropuerto de Ámsterdam-Schiphol.



Fuente: Royal Schiphol Group.

Durante 2025, Schiphol movilizó aproximadamente 68,8 millones de pasajeros y registró 477.552 movimientos de transporte aéreo.

Durante el mismo periodo se movilizaron aproximadamente 1,43 millones de toneladas de carga aérea.

El aeropuerto mantiene conexiones directas con alrededor de 300 destinos, consolidándose como uno de los principales centros europeos para transferencia de pasajeros y carga.

Es referente a nivel mundial de un Airport City, integrando servicios comerciales, centros de negocios y logísticos avanzada dentro y alrededor del perímetro aeroportuario, contando con un distrito de negocios con sedes de multinacionales como Microsoft, Samsung, Mitsubishi, hotelería, centros comerciales, farmacias, gimnasios, etc.

Sostenibilidad Energética y Electrificación de Operaciones

Schiphol ha establecido objetivos de reducción de emisiones asociados tanto a su propia infraestructura como a las operaciones terrestres.

Su estrategia establece para 2030 una reducción de al menos 90 % de las emisiones de CO_2 provenientes de sus propias actividades y operaciones terrestres, junto con una reducción aproximada del 90 % del uso de combustibles fósiles Airside respecto de 2019 mediante la descarbonización de Ground Support Equipment.

El aeropuerto también busca generar localmente aproximadamente un 6 % de la energía total requerida mediante energía solar y alcanzar emisiones netas cero en sus emisiones indirectas hacia 2050.

a. *Matriz Energética y energías renovables:* Desde 2018, los aeropuertos pertenecientes a Royal Schiphol Group utilizan electricidad proveniente en un 100 % de energía eólica generada en Países Bajos. Adicionalmente, diferentes terminales, muelles y edificios utilizan sistemas de almacenamiento térmico subterráneo para calefacción y refrigeración, disminuyendo el consumo de gas asociado a la climatización.

b. *Generación solar fotovoltaica:* Schiphol ha incorporado progresivamente generación fotovoltaica en diferentes sectores del aeropuerto. Una de sus principales instalaciones se encuentra en el estacionamiento de larga estadía P3, donde aproximadamente 6.000 paneles solares permiten abastecer consumos del estacionamiento, como iluminación, barreras y

máquinas de pago. También existen instalaciones sobre edificios y otras dependencias, mientras que el nuevo Pier A contempla la incorporación de generación solar.

c. *Electrificación de Ground Support Equipment (GSE):* La electrificación de los equipos utilizados en plataforma constituye uno de los principales ejes de la estrategia del aeropuerto. Schiphol ha incorporado progresivamente equipos eléctricos para Ground Handling y ha desarrollado infraestructura destinada a su recarga. Como antecedente, información correspondiente a 2020 registraba aproximadamente 750 estaciones de carga para GSE, junto con 78 posiciones de aeronaves conectadas a suministro eléctrico fijo.

d. *Electrificación del suministro a aeronaves:* Para disminuir el uso de equipos diésel y de los sistemas auxiliares de las aeronaves mientras permanecen estacionadas, Schiphol utiliza alimentación eléctrica fija y unidades móviles e-GPU (Electric Ground Power Unit)**.** Estas últimas permiten proporcionar electricidad a las aeronaves que no disponen de conexión fija, reduciendo las emisiones locales asociadas al uso de generadores diésel.

e. *Infraestructura de carga y Smart Charging:* El crecimiento de la electromovilidad requiere gestionar tanto la cantidad de puntos de carga como la potencia demandada simultáneamente. En este contexto, Royal Schiphol Group anunció la instalación de hasta 10.000 nuevos puntos de carga hacia 2030 en los aeropuertos del grupo, contemplando automóviles, buses, camiones y vehículos de Ground Handling. La infraestructura considera una plataforma de gestión centralizada que permite controlar los puntos de carga y relacionarlos con la generación solar, contribuyendo a evitar sobrecargas de la red eléctrica.

f. *Electrificación de la flota terrestre:* La transición también incluye buses, taxis y otros vehículos utilizados dentro y fuera de las áreas operacionales. En 2024, Schiphol informó que más del 40 % de su equipamiento era eléctrico, acompañado de proyectos de ampliación de la capacidad de la red eléctrica para responder al aumento futuro de la demanda.

2.1.1.2 Aeropuerto Internacional de Cochin (COK)

El Aeropuerto Internacional de Cochin, ubicado en Nedumbassery, en el estado de Kerala, India, constituye un referente internacional en la incorporación de energía solar fotovoltaica dentro de infraestructura aeroportuaria. Su experiencia resulta relevante por la integración progresiva de sistemas fotovoltaicos en diferentes superficies y, especialmente, por la utilización de estructuras solares sobre estacionamientos.

El aeropuerto comenzó sus operaciones comerciales en 1999 y atiende operaciones nacionales e internacionales de pasajeros y carga. Su desarrollo energético ha evolucionado de manera progresiva, incorporando generación fotovoltaica como parte de las necesidades eléctricas de la infraestructura aeroportuaria.

1. *Infraestructura y Capacidad Operativa*

Cochin presenta una actividad operacional significativa. Durante el año fiscal 2024-2025 registró aproximadamente 11,2 millones de pasajeros y 76.068 movimientos de aeronaves, cifras que permiten dimensionar la escala operacional en la que se desarrolla su infraestructura energética.

Este nivel de actividad resulta relevante para la comparación, ya que permite analizar la incorporación de generación fotovoltaica en un aeropuerto que mantiene una demanda operacional continua y un volumen elevado de pasajeros.

2. *Incorporación de energía solar fotovoltaica*

El desarrollo fotovoltaico de Cochin comenzó de manera progresiva y alcanzó un punto relevante en 2015, cuando entró en operación una planta solar de aproximadamente 12 MWp. Con esta incorporación, Cochin pasó a ser reconocido como el primer aeropuerto del mundo completamente abastecido mediante energía solar fotovoltaica**.** La capacidad instalada continuó aumentando posteriormente mediante diferentes instalaciones solares (International Civil Aviation Organization [ICAO], 2024).

De acuerdo con información presentada por India ante ICAO en 2024, la capacidad fotovoltaica instalada del aeropuerto había aumentado hasta más de 50 MWp, mediante instalaciones sobre terreno, cubiertas y otras superficies. Esta diversificación permite

aprovechar distintos espacios disponibles dentro y fuera de la infraestructura aeroportuaria (ICAO, 2024).

3. Solar Carport

Uno de los antecedentes de mayor interés para esta investigación corresponde a la incorporación de sistemas Solar Carport en los estacionamientos del Aeropuerto Internacional de Cochin. Estas instalaciones utilizan estructuras elevadas con módulos fotovoltaicos, permitiendo mantener los espacios destinados al estacionamiento mientras la superficie superior se utiliza para la generación de energía solar.

4. Planta fotovoltaica de Payyanur

La expansión fotovoltaica también incluyó una planta de 12 MWp en Payyanur, instalada sobre aproximadamente 35 acres, equivalentes a cerca de 14,2 hectáreas. Esta instalación utiliza una configuración denominada *Terrain-Based Installation*, mediante la cual se mantiene la pendiente natural del terreno y se reduce la separación entre conjuntos de módulos.

La información publicada sobre el proyecto señala que esta configuración permitió reducir el requerimiento aproximado de superficie desde 3,75 acres/MW en una instalación convencional sobre terreno plano hasta 2,75 acres/MW, permitiendo incorporar aproximadamente un 35 % más de módulos en el área disponible

Aunque esta instalación no corresponde a un estacionamiento solar, constituye un antecedente complementario sobre la importancia que tiene el aprovechamiento de la superficie disponible al desarrollar proyectos fotovoltaicos de mayor escala.

5. Otras iniciativas de sostenibilidad

La estrategia de sostenibilidad del Aeropuerto Internacional de Cochin incorpora, además de la generación fotovoltaica, generación hidroeléctrica de pequeña escala, desarrollo de hidrógeno verde, medidas de eficiencia energética, gestión y conservación del agua e incorporación de vehículos eléctricos. Estas iniciativas amplían el uso de energías renovables y las medidas de reducción del impacto ambiental dentro de la infraestructura aeroportuaria (International Civil Aviation Organization [ICAO], 2024).

6. Reconocimiento internacional

En 2018, el Aeropuerto Internacional de Cochin recibió el premio Champions of the Earth, en la categoría *Entrepreneurial Vision*, otorgado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. El reconocimiento destacó la implementación de energía solar a gran escala y su condición de primer aeropuerto del mundo abastecido completamente mediante energía solar (United Nations Environment Programme [UNEP], 2018).

Figura 2.2: Vista aérea del Aeropuerto Internacional de Cochin.



Fuente: Cochin International Airport Limited (CIAL).

2.1.1.3 Aeropuerto Internacional de Denver (DEN)

El Aeropuerto Internacional de Denver (DEN), ubicado en Colorado, Estados Unidos, inició sus operaciones el 28 de febrero de 1995, reemplazando al antiguo Aeropuerto Internacional Stapleton. El recinto posee aproximadamente 53 millas cuadradas de superficie, equivalentes a 137,8 km², siendo actualmente el mayor recinto aeroportuario de Norteamérica y el segundo de mayor superficie a nivel mundial (Denver International Airport [DEN], s. f.).

Durante 2025, DEN registró 82.427.962 pasajeros, además de aproximadamente 732 millones de libras de carga, equivalentes a unas 332 mil toneladas. Actualmente conecta directamente con 236 destinos y dispone de 172 puertas de embarque, lo que permite dimensionar la escala operacional en la cual se desarrollan sus iniciativas energéticas y ambientales (DEN, 2026).

1. *Infraestructura y capacidad operativa*

DEN cuenta con seis pistas no intersectantes. Cinco poseen una longitud de 12.000 pies (3.658 m), mientras que la pista 16R/34L alcanza 16.000 pies (4.877 m) y corresponde a la pista comercial más larga de Norteamérica. DEN señala que esta longitud adicional responde a las condiciones de elevada altitud del aeropuerto y a las altas temperaturas durante el verano, factores que afectan el desempeño de las aeronaves durante el despegue.

La infraestructura de pasajeros está conformada por la Terminal Jeppesen y los edificios de salas A, B y C. La terminal posee aproximadamente 2,6 millones de pies², equivalentes a unos 241.500 m². Su característica cubierta tensada representa visualmente las montañas nevadas de Colorado y constituye uno de los elementos arquitectónicos distintivos del aeropuerto.

La superficie disponible constituye además una característica relevante para el crecimiento de DEN. El aeropuerto dispone actualmente de seis pistas, pero su planificación territorial contempla espacio suficiente para alcanzar hasta 12 pistas en su configuración final.

2. *Energía solar y sostenibilidad*

DEN ha desarrollado progresivamente infraestructura de generación fotovoltaica dentro de sus terrenos. A 2025, el aeropuerto dispone de más de 50 MW de capacidad solar instalada en el recinto. Una publicación oficial posterior especifica que su portafolio energético comprende 11 instalaciones solares con una capacidad combinada de 50 MW, además de un proyecto previsto para incorporar 18 MW adicionales (DEN, 2025; DEN, 2026).

Entre las instalaciones recientes destaca el proyecto Solar 9, puesto en operación en 2024. Esta planta genera aproximadamente 25 millones de kWh de electricidad al año, equivalentes a cerca del 13 % del consumo eléctrico anual del aeropuerto, y DEN estima un ahorro de aproximadamente USD 5 millones durante el periodo contractual del proyecto (DEN, 2024).

La expansión de la generación fotovoltaica forma parte de una estrategia energética más amplia. Desde 2021, DEN ha incorporado más de 30 MW de nueva capacidad solar, distribuida en más de 100 acres de terreno aeroportuario. Estas instalaciones forman parte de las iniciativas implementadas para aumentar la utilización de electricidad de menor intensidad de carbono y mejorar la resiliencia energética del aeropuerto (DEN, 2025).

3. *Almacenamiento energético, electrificación y gestión ambiental*

Denver ha incorporado sistemas de almacenamiento energético como parte de su infraestructura eléctrica. En conjunto con Xcel Energy, DEN implementó un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) de 2,2 MW de potencia y 4,4 MWh de capacidad, destinado a proporcionar respaldo energético al Automated Guideway Transit System (AGTS), tren automatizado que conecta la terminal Jeppesen con las salas de embarque. El sistema permite disponer de una fuente de respaldo ante interrupciones del suministro eléctrico (Denver International Airport [DEN], 2025).

DEN también ha avanzado en la electrificación de su flota terrestre. Entre 2021 y 2025, el aeropuerto incorporó 33 vehículos eléctricos adicionales, lo que representó un aumento de 413 % en su flota eléctrica respecto de 2021. Esta incorporación forma parte de las iniciativas desarrolladas por el aeropuerto para reducir el consumo de combustibles fósiles en sus operaciones terrestres (DEN, 2025).

En materia de gestión ambiental, durante la temporada de deshielo 2024-2025 el aeropuerto alcanzó una tasa de recolección de líquido de deshielo de 72 %. Asimismo, a octubre de 2025 DEN registraba 13 proyectos con certificaciones LEED o Envision, asociadas a criterios de sostenibilidad aplicados al diseño, construcción y desarrollo de infraestructura (DEN, 2025).

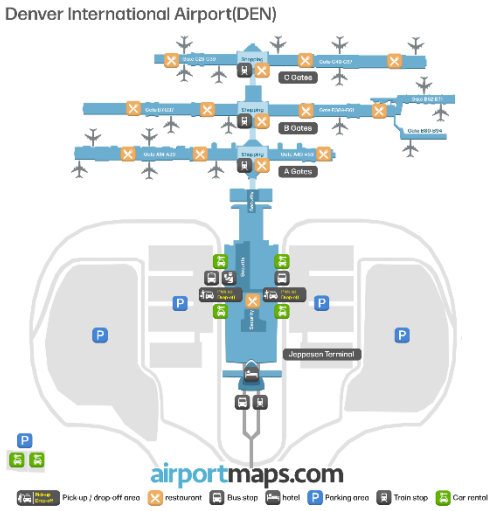
4. *Desarrollo energético e innovación futura*

Denver continúa desarrollando su infraestructura energética mediante proyectos orientados a ampliar la generación renovable y fortalecer la resiliencia del suministro eléctrico. Además de los 50 MW de capacidad solar correspondientes a sus 11 instalaciones existentes, DEN informó la incorporación prevista de un proyecto fotovoltaico adicional de 18 MW (DEN, 2025).

La planificación energética del aeropuerto responde también al crecimiento esperado de su demanda eléctrica. DEN informó que su carga eléctrica actual se encuentra en torno a 45 MW y proyecta que podría superar los 400 MW hacia 2045, considerando el crecimiento de la infraestructura aeroportuaria y la electrificación progresiva de diferentes sistemas y operaciones (DEN, 2025).

Ante este escenario, DEN inició un proceso de evaluación de soluciones alternativas de energía limpia, considerando tecnologías como energía solar, geotermia, almacenamiento mediante baterías, hidrógeno, combustibles sostenibles de aviación y sistemas de microrredes. Estas alternativas son parte de la planificación energética de largo plazo del aeropuerto y de su estrategia para aumentar la capacidad, confiabilidad y resiliencia de su infraestructura eléctrica (DEN, 2025).

Figura 2.3: Vista aérea y configuración general de Denver International Airport.



Fuente: Airportmaps.

2.1.2 Aeropuerto Arturo Merino Benítez (AMB)

El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez (AMB), ubicado en la comuna de Pudahuel, constituye el principal aeropuerto de Chile. Inició sus operaciones el 9 de febrero de 1967 bajo el nombre de Aeropuerto de Pudahuel y en 1980 fue denominado Aeropuerto Arturo Merino Benítez, en honor al fundador y primer comandante en jefe de la Fuerza Aérea de Chile. La infraestructura aeroportuaria ha experimentado diferentes ampliaciones, entre ellas la construcción de una segunda pista y, posteriormente, la ampliación del sistema de terminales mediante la incorporación del Terminal Internacional T2.

1. *Infraestructura y capacidad operativa*

AMB dispone de dos terminales de pasajeros. El Terminal 1 (T1) corresponde al terminal nacional y posee una superficie de 114.400 m², mientras que el Terminal 2 (T2) corresponde al terminal internacional y posee 248.300 m². En conjunto, ambos terminales alcanzan 362.700

m² y permiten al aeropuerto operar con una capacidad total de 38 millones de pasajeros al año. La infraestructura aeroportuaria dispone además de 67 puentes de embarque. Nuevo Pudahuel

El aeropuerto cuenta con dos pistas paralelas:

- La pista 17R/35L posee dimensiones de 3.800 × 45 m.
- La pista 17L/35R posee dimensiones de 3.750 × 55 m.

Ambas poseen superficie asfáltica y el aeropuerto mantiene operaciones H24, es decir, durante las 24 horas del día.

Durante 2025, AMB registró 181.910 operaciones, de las cuales 168.320 correspondieron al transporte de pasajeros y carga. De estas operaciones, 119.671 se realizaron entre las 07:00 y las 22:00 horas, equivalentes al 71,1 %, mientras que 48.649 se realizaron entre las 22:00 y las 07:00 horas, equivalentes al 28,9 %. Informe Anual 2025 del Aeropuerto AMB — DGAC

2. *Energía solar fotovoltaica*

El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez cuenta con una planta solar fotovoltaica instalada sobre la cubierta del Terminal 1 (T1). El sistema posee una potencia instalada de 825,774 kW, está compuesto por 2.465 módulos fotovoltaicos interconectados y contempla una generación promedio anual estimada de 1.256 MWh, equivalente al consumo eléctrico anual de más de 500 hogares (Nuevo Pudahuel, 2020).

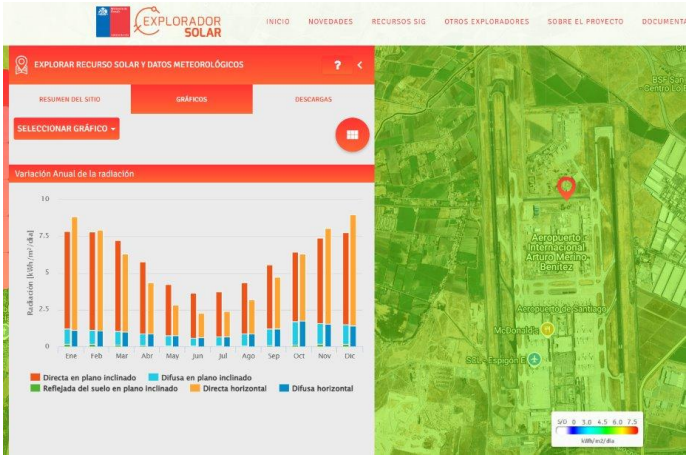
Esta instalación forma parte de las iniciativas desarrolladas por el aeropuerto para reducir su impacto ambiental. Entre las medidas complementarias de eficiencia energética se encuentra la sustitución de 9.703 luminarias fluorescentes por tecnología LED, que permitió un ahorro energético del 70 % en iluminación. Asimismo, Nuevo Pudahuel estableció el compromiso de reducir sus emisiones de CO_2 en un 40 % para 2030 y alcanzar cero emisiones netas para 2050 (Nuevo Pudahuel, 2020).

Recurso solar disponible

La ubicación del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez presenta condiciones de radiación solar que permiten considerar la generación fotovoltaica dentro del análisis

energético. De acuerdo con el Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile, la radiación solar en el sector presenta una variación estacional durante el año, con valores superiores durante los meses de primavera y verano y menores niveles durante el periodo invernal. Esta variación constituye un factor necesario para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, debido a que la energía generada depende directamente del recurso solar disponible en cada periodo del año.

Figura 2.4: Variación anual de la radiación solar en el sector del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.



Fuente: Ministerio de Energía de Chile, Explorador Solar.

Como se observa en la Figura 2.4, los niveles más elevados se presentan principalmente entre noviembre y febrero, mientras que los valores mínimos se concentran durante los meses de invierno. Por esta razón, para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico no se utilizará únicamente un valor máximo de radiación, sino que se considerará la disponibilidad del recurso solar a lo largo del año, de manera que posteriormente pueda compararse la generación fotovoltaica con la demanda energética de los tractores eléctricos.

3. *Sostenibilidad y metas ambientales*

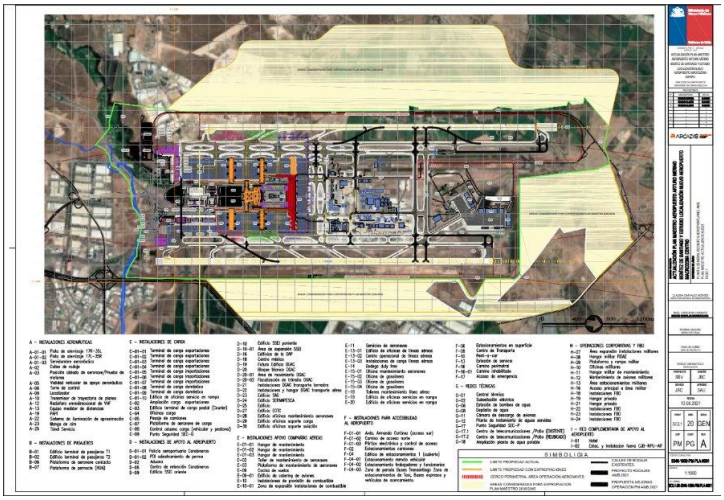
El Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez desarrolla una estrategia de descarbonización orientada a disminuir las emisiones asociadas a sus operaciones. De acuerdo con el Reporte de Sostenibilidad 2024 de Sociedad Concesionaria Nuevo Pudahuel, el aeropuerto estableció como objetivo reducir en 40 % las emisiones de gases de efecto invernadero de Alcance 1 y 2 para 2030, respecto del año base 2022. La estrategia establece además el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de carbono hacia 2050.

Para la cuantificación de su huella de carbono, el aeropuerto utiliza como referencia el GHG Protocol y aplica un enfoque de control operacional. Las emisiones de Alcance 1 corresponden a fuentes directas bajo control de la organización, mientras que las emisiones de Alcance 2 se encuentran asociadas a la energía eléctrica adquirida y utilizada por el aeropuerto. Para estas últimas, 2022 corresponde al año base, debido a que desde ese periodo se incorporó la medición de ambos terminales de pasajeros, T1 y T2. Aeropuerto Santiago de Chile

Durante 2024, las emisiones de Alcance 2 calculadas mediante el método basado en localización alcanzaron 8.527 tCO_2e, frente a 9.524 tCO_2e registradas en 2023, lo que representa una disminución de 10,5 %. Mediante el método basado en mercado, Nuevo Pudahuel reportó 0 tCO_2e de emisiones de Alcance 2 en 2024, asociado al abastecimiento eléctrico respaldado mediante energía renovable. Aeropuerto Santiago de Chile

La estrategia ambiental del aeropuerto también incorpora objetivos relacionados con eficiencia energética, energías renovables, gestión de residuos, gestión hídrica y reducción progresiva del uso de combustibles fósiles, formando parte del proceso de descarbonización definido por la concesionaria para sus operaciones.

Figura 2.5: Actualización plan maestro Aeropuerto Arturo Merino Benítez de Santiago y estudio localización nuevo aeropuerto macrozona centro.



Fuente: Ministerio de obras públicas.

2.1.3 Desarrollo de la electromovilidad e infraestructura de carga en Chile

El desarrollo de la electromovilidad en Chile ha estado acompañado por una expansión de la infraestructura destinada a la recarga de vehículos eléctricos. Según el Reporte Nacional de

Infraestructura de Recarga para Vehículos Eléctricos publicado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), durante 2025 se registraron 5.245 cargadores eléctricos en el país, de los cuales 1.230 correspondieron a infraestructura pública y 4.015 a infraestructura privada. La Región Metropolitana concentró 3.827 cargadores, considerando infraestructura pública y privada (Superintendencia de Electricidad y Combustibles [SEC], 2026).

Dentro de la infraestructura privada se encuentran instalaciones destinadas a la carga de flotas eléctricas, entre ellas los electroterminales utilizados por el sistema de transporte público de Santiago. Estas instalaciones concentran múltiples cargadores en un mismo recinto y permiten realizar la recarga de una flota durante los periodos en que los vehículos permanecen fuera de operación. El Ministerio de Energía identifica diferentes configuraciones de carga para buses eléctricos, incluyendo sistemas plug-in y soluciones mediante pantógrafos. (Ministerio de Energía — Cargadores para buses eléctricos)

En Chile también existen experiencias que combinan infraestructura de carga y generación fotovoltaica. El electroterminal El Conquistador, ubicado en Maipú, incorporó un sistema de autogeneración mediante paneles solares junto con infraestructura destinada a la recarga de buses eléctricos. Asimismo, el electroterminal de Peñalolén incorporó generación fotovoltaica y fue diseñado para abastecer una flota de 138 buses eléctricos, integrando infraestructura de carga y generación renovable dentro de un mismo recinto operacional. (Ministerio de Energía — Electroterminales eléctricos y energía solar.)

La instalación de infraestructura de carga en Chile se encuentra regulada técnicamente por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El Pliego Técnico Normativo RIC N.º 15 establece requisitos de seguridad para las instalaciones destinadas a la recarga de vehículos eléctricos, incluyendo aspectos relacionados con alimentadores, protecciones eléctricas, sistemas de conexión y características de las instalaciones de carga. (SEC — Electromovilidad)

2.1.4 Comparación de experiencias y aplicación al Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez

Los tres aeropuertos presentan diferencias en superficie, infraestructura, nivel de actividad, condiciones climáticas, generación energética y desarrollo de tecnologías asociadas a la sostenibilidad. Por esta razón, la comparación no se limita únicamente a identificar las soluciones

implementadas en cada aeropuerto, sino que también considera sus características físicas y operacionales, con el propósito de establecer posteriormente qué experiencias presentan condiciones comparables con el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

Para realizar esta comparación se consideran variables como la superficie del recinto aeroportuario, cantidad de pistas, tráfico de pasajeros, movimientos de aeronaves, características operacionales y condiciones climáticas generales, junto con aspectos tecnológicos relacionados con generación fotovoltaica, Solar Carport, electrificación de GSE, infraestructura de carga, Smart Charging y sistemas de almacenamiento energético.

La Tabla del Anexo 1 que se encuentra en anexos presenta los principales antecedentes de Schiphol, Cochin, Denver y Arturo Merino Benítez. Los valores permiten caracterizar la escala de cada aeropuerto y las tecnologías implementadas, sin establecer en esta etapa una selección de un aeropuerto como referencia principal.

En esta comparación algunos indicadores no poseen necesariamente criterios de medición idénticos. En particular, las estadísticas de movimientos u operaciones deben interpretarse considerando las definiciones utilizadas por cada autoridad aeroportuaria. Por esta razón, estos valores se utilizan para caracterizar la escala y nivel de actividad de cada aeropuerto, sin establecer relaciones proporcionales directas entre el número de movimientos, la cantidad de GSE o los requerimientos de infraestructura de carga.

- Físico y operacional:

Los aeropuertos presentan diferencias importantes. Denver posee la mayor superficie de los casos analizados, con aproximadamente 13.700 hectáreas y seis pistas, mientras que Schiphol dispone de una superficie considerablemente menor, pero registra una elevada cantidad de movimientos y opera con cinco pistas principales y una secundaria. Cochin presenta una escala operacional inferior a Schiphol y Denver y concentra sus operaciones en una pista. AMB, por su parte, opera mediante dos pistas paralelas y durante 2025 registró 181.910 operaciones totales.

Estas diferencias permiten analizar los aeropuertos no solamente en función de las tecnologías implementadas, sino también considerando el entorno operacional en que dichas tecnologías funcionan. Variables como el número de operaciones, configuración de pistas,

superficie disponible, tráfico de pasajeros y condiciones climáticas permiten caracterizar el contexto de cada experiencia antes de establecer su grado de comparación con AMB.

- Tecnológico:

Los casos analizados presentan diferentes niveles de desarrollo. Schiphol concentra una experiencia significativa en electrificación de GSE, infraestructura de carga y gestión inteligente de la potencia. Cochin presenta un desarrollo destacado de generación fotovoltaica y aprovechamiento de superficies mediante Solar Carport, mientras que Denver combina generación fotovoltaica a gran escala, almacenamiento mediante BESS y planificación energética integrada. AMB dispone actualmente de generación fotovoltaica en el Terminal 1 y mantiene objetivos de descarbonización y expansión de energías renovables.

Las diferencias observadas permiten disponer de distintos antecedentes tecnológicos y operacionales para su posterior evaluación. Sin embargo, las capacidades fotovoltaicas, cantidades de cargadores, sistemas de almacenamiento y demás parámetros implementados en los aeropuertos internacionales no son considerados valores directamente transferibles a AMB, debido a las diferencias existentes en escala, operación, clima, demanda energética e infraestructura.

Esta comparación permite caracterizar cada experiencia desde dos dimensiones principales: por una parte, sus condiciones físicas y operacionales, que permiten establecer el grado de similitud con AMB; y, por otra, las soluciones tecnológicas y energéticas implementadas, que permiten identificar diferentes alternativas utilizadas en entornos aeroportuarios reales.

Los antecedentes comparados serán utilizados en el Capítulo III para seleccionar el aeropuerto de referencia y evaluar las tecnologías aplicables a la propuesta, considerando las condiciones operacionales, físicas, energéticas y climáticas de AMB.

2.1.5 Tractores de Equipaje dentro de AMB

Los tractores de equipaje corresponden a Ground Support Equipment diseñados principalmente para remolcar carros de equipaje, dollies de carga y otros equipos utilizados durante las operaciones de atención de aeronaves.

A diferencia de los tractores utilizados para pushback de aeronaves de gran tamaño, los tractores de equipaje presentan dimensiones menores y se encuentran diseñados para transportar varias unidades remolcadas entre terminales, patios de clasificación de equipaje, bodegas y plataformas.

Dentro de AMB estos equipos poseen un uso frecuente debido al movimiento constante de equipaje y carga entre las aeronaves y los sistemas terrestres. Para la presente investigación se consideran estos modelos identificados.

Los tractores de remolque **CHARLATTE-T137(eléctricos)** alcanzan una velocidad máxima de 29 km/h cuando está vacía y tiene una fuerza de tracción de 1.914kg (4.220 lb). También tiene una versión especial de servicio pesado con lastre trasero adicional y una combinación de motor/eje de alto torque para proporcionar hasta 4.500 lb de tracción en la barra de tiro. La energía para la transmisión principal es suministrada por un motor de CA de alta eficiencia y bajo mantenimiento que está directamente acoplada al eje trasero. La dirección asistida cuenta con un acumulador hidráulico, que proporciona un funcionamiento más silencioso y suave.

Figura 2.6: Tractor eléctrico Charlatte T137-V3.



Fuente: Ficha técnica Charlatte America.

Especificaciones de su batería:

- Voltaje Nominal: El sistema opera a 80 Voltios.
- Capacidad de la Batería: El rango de amperaje por hora (AH) se sitúa comúnmente entre 500 AH y 625 AH.

- Peso de la Batería:
    - Mínimo: Aproximadamente 1.162 kg (2.562 lb).
    - Máximo: Aproximadamente 1.512 kg (3.333 lb).
- Tipo de Tecnología:
    - Utilizan baterías de Plomo-Ácido de ciclo profundo (industriales).
    - Sin embargo, las unidades modernas son compatibles con conversiones a Litio (LiFePO4) para carga rápida y mayor eficiencia operativa.
- Contexto Operativo del T137
    - Motor: Utiliza un motor de corriente alterna (AC) de 40 hp (30 kw) que se acopla directamente al eje trasero.
    - Controlador: Equipado con un controlador Curtis 1238 (80V AC MOSFET) que gestiona la comunicación serial y la entrega de energía de la batería.
    - Rendimiento: Con una batería estándar de 3.320 lb, el equipo alcanza un esfuerzo de tracción nominal de 1.814 kg (4.000 lb).

    Esta configuración permite que el tractor mantenga una velocidad máxima de 29 km/h cuando está vacío y garantiza la autonomía necesaria para turnos de trabajo prolongados.

Los tractores de remolque de la serie **JST (Diesel)**, disponibles con una tracción máxima en la barra de tiro que oscila entre 2.000 daN (4.400 lbs) y 3.000 daN (6.600 lbs), están diseñados para remolcar carros de equipaje, GSE remolcables y remolques de carga. Los tractores JST se pueden utilizar para operaciones de retroceso en aeronaves de tamaño pequeño, bajo ciertas condiciones. Esta unidad cuenta con un marco resistente hecho de placa de acero soldada por arco con un cuerpo trasero de hierro fundido pesado para lograr una larga vida útil. El tractor está disponible con múltiples paquetes de motores para

cumplir con diversas condiciones ambientales. El JST está diseñado ergonómicamente para proporcionar el máximo confort de conducción y una excelente visibilidad panorámica.

Figura 2.7: Tractor de equipaje TLD serie JST utilizado como referencia de equipo diésel.



Fuente: Ficha técnica TLD.

Los modelos en AMB:

- JST-20: 4400 libras. PAD (2.000 daN)
- JST-25: 5500 libras. PAD (2.500 daN)
- JST-30: 6,600 libras. PAD (3.000 daN)

Tabla 2.1: Tractores Diésel con sus respectivas características.

Característica	**JST-20**	**JST-25**	**JST-30**
Tecnología	Combustión interna	Combustión interna	Combustión interna
Combustible principal	Diésel	Diésel	Diésel
Drawbar pull	2.000 daN	2.500 daN	2.800 daN
Aproximación en lb	4.400 lb	5.500 lb	6.160 lb
Peso bruto aproximado	3.550 kg	3.750 kg	4.350 kg
Aplicación	Equipaje/GSE	Equipaje/carga	Equipaje/carga pesada
Tanque	Hasta 80 L	Hasta 80 L	Hasta 80 L

Fuente: Elaboración Propia.

Comparación entre tractores diésel y eléctrico:

Tabla 2.2: comparación entre tractores diésel y eléctrico.

Característica	Charlatte T137	TLD JST
Fuente de energía	Electricidad	Diésel
Almacenamiento	Batería	Tanque de combustible
Reposición de energía	Recarga eléctrica	Repostaje
Emisiones locales de escape	No	Sí
Ruido de propulsión	Menor	Mayor
Infraestructura requerida	Cargador / red eléctrica	Combustible
Posibilidad de utilizar energía FV	Sí, por S. Eléctrico	No directamente
Tiempo de recuperación de energía	Depende de la potencia de carga	Generalmente corto
Gestión energética	Posibilidad de Smart Charging	Limitada
Disponibilidad durante carga	Fuera de servicio	Fuera de servicio

Fuente: Elaboración Propia.

Un equipo diésel puede recuperar autonomía rápidamente mediante repostaje, mientras que un tractor eléctrico permanece conectado durante un determinado periodo.

La incorporación de tractores eléctricos introduce un requerimiento operacional adicional asociado a la recarga de sus baterías. A diferencia de los equipos diésel, su disponibilidad no

depende únicamente de los periodos de operación, sino también del estado de carga y del tiempo disponible para recuperar la energía consumida. Por esta razón, el aumento de la flota eléctrica debe estar acompañado por una infraestructura de carga acorde con las necesidades operacionales de los equipos.

En este contexto, la cantidad de cargadores no depende exclusivamente del número total de tractores eléctricos, sino también de cuántos se encuentran en operación, cuántos están disponibles para recarga y cuántos requieren cargar simultáneamente. Estas variables serán analizadas posteriormente para determinar la cantidad de posiciones de carga necesarias para la flota.

2.1.6 Programas, normativas y compromisos ambientales

Programas Nacionales de Gestión de Carbono

- **Programa HuellaChile (Ministerio del Medio Ambiente):** Desde 2013, bajo el proyecto LECB-Chile, esta iniciativa fomenta la cuantificación y gestión voluntaria de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel corporativo. Entrega herramientas gratuitas y formatos estandarizados (bajo norma ISO 14064) para que instituciones públicas y privadas reporten su impacto ambiental y obtengan sellos de reconocimiento (Cuantificación, Reducción, Neutralidad y Excelencia).
- **Programa Vuelo Limpio:** Iniciativa pública-privada liderada por la Agencia de Sostenibilidad Energética y la Junta de Aeronáutica Civil (JAC). Busca descarbonizar la industria mediante la eficiencia energética y el uso de tecnologías limpias. Participan actores críticos como LATAM Airlines, JetSMART, Sky Airline, Ecocopter, Achila, Nuevo Pudahuel, Airbus y Copec, enfocándose en la optimización de rutas, uso de combustible sostenible (SAF) y reducción de emisiones en tierra.

Infraestructura y Eficiencia en el Aeropuerto AMB

- **Suministro Eléctrico y Expansión:** Desde 2015, el suministro eléctrico (gestionado actualmente por Enel Distribución, ex-Chilectra) ha escalado para soportar la expansión del terminal. Con la entrada de la Terminal Internacional (T2), la demanda aumentó de 8 MVA a 16 MVA, requiriendo una gestión inteligente de la carga.

- **Parque Fotovoltaico y Autoconsumo:** El aeropuerto cuenta con una planta solar fotovoltaica instalada sobre la cubierta del Terminal 1 (T1), conformada por 2.465 módulos fotovoltaicos interconectados y una potencia instalada de 825,774 kW.
    - **Impacto ambiental:** La incorporación de generación fotovoltaica forma parte de las iniciativas de sostenibilidad del aeropuerto, orientadas a reducir las emisiones de CO_2 en un 40 % para 2030 y alcanzar cero emisiones netas para 2050 (Nuevo Pudahuel, 2020).
    - **Generación estimada:** a instalación contempla una producción promedio anual estimada de 1.256 MWh, equivalente al consumo eléctrico anual de más de 500 hogares.

Programas Complementarios en el Sector Transporte y Energía

- **Estrategia Nacional de Electromovilidad:** Chile se ha propuesto que al 2035 el 100% de las ventas de vehículos ligeros y medianos sean eléctricos. Esto impacta directamente en la logística aeroportuaria, donde se fomenta que los vehículos de *ground handling* migren a motores cero emisiones.
- **Certificación ACA (Airport Carbon Accreditation):** El aeropuerto de Santiago trabaja activamente en los niveles de esta acreditación global, que es el único estándar mundial de certificación de gestión de carbono específico para aeropuertos.

Chile: Energía Verde

Chile se ha consolidado como uno de los líderes indiscutidos de la transición energética global por las siguientes razones:

- **Liderazgo en Inversión Renovable:** Según el ranking *Climatescope* de BloombergNEF, Chile ha sido clasificado repetidamente como el país más atractivo para invertir en energías limpias entre las economías emergentes.
- **Matriz Energética Limpia:** Hoy, más del 60% de la capacidad instalada de generación eléctrica en Chile proviene de fuentes renovables (Solar, Eólica, Hidráulica y Geotermia). En días de alta radiación, la energía solar llega a cubrir casi la totalidad de la demanda en ciertos bloques horarios.

- **El Desierto de Atacama:** Posee la radiación solar más alta del mundo, lo que permite costos de producción de energía fotovoltaica extremadamente competitivos, impulsando proyectos como Cerro Dominador (primera planta termosolar de América Latina).
- **Capital del Hidrógeno Verde:** Debido a sus bajos costos de energía renovable, Chile proyecta ser el productor más barato de Hidrógeno Verde del planeta para el año 2030, una pieza clave para descarbonizar industrias pesadas y el transporte aéreo/marítimo internacional.
- **Compromiso Legal:** Es uno de los pocos países en desarrollo que ha establecido por ley (Ley Marco de Cambio Climático) el objetivo de alcanzar la Carbono Neutralidad a más tardar en 2050.

2.2 Marco Teórico

En el desarrollo de un sistema de estacionamiento de carga solar para tractores en el Aeropuerto Merino Benítez, se involucran varios conceptos y teorías que abarcan sostenibilidad, energías renovables, eficiencia operativa y adopción de tecnologías avanzadas.

Por una parte, debe comprenderse el funcionamiento operacional de los Ground Support Equipment y las características particulares de los tractores eléctricos. Por otra, es necesario analizar los sistemas de almacenamiento energético, infraestructura de carga, generación solar fotovoltaica y gestión de la demanda eléctrica.

A continuación, se presentan algunos de los conceptos involucrados y las teorías que los abordan.

- Huella de carbono: se mide en términos de toneladas de CO2 equivalente (tCO2e), en la industria se utiliza para cuantificar las emisiones directas e indirectas de las operaciones.
- Indicadores de Sostenibilidad: incluyen el uso de energía renovable, la reducción de emisiones y la eficiencia energética.
- Las energías renovables son aquellas fuentes de energía que se obtienen de recursos naturales inagotables. La energía solar es una de las más prominentes, utilizada para generar electricidad a través de paneles solares fotovoltaicos.

- Economía de la energía verde: economía de baja emisión de carbono para mitigar el cambio climático.

2.2.1 Ground Support Equipment (GSE)

El término Ground Support Equipment (GSE) comprende el conjunto de vehículos, máquinas y equipos utilizados para prestar servicios terrestres a las aeronaves durante su permanencia en plataforma. Estos equipos participan en diferentes actividades del proceso de atención en tierra, entre ellas el manejo de equipaje y carga, suministro de energía, remolque, embarque de pasajeros, acondicionamiento de cabina y otros servicios necesarios para el desarrollo de las operaciones aeroportuarias.

La International Air Transport Association (IATA) reconoce a los GSE como un componente fundamental de las operaciones en tierra y establece lineamientos relacionados con su diseño, operación y seguridad, con el propósito de mejorar la eficiencia de los procesos y reducir los riesgos asociados a su utilización. IATA — Ground Support Equipment.

Entre los GSE utilizados habitualmente se encuentran los tractores de equipaje, belt loaders, cargadores de contenedores o ULD loaders, Ground Power Units (GPU), equipos de pushback, escaleras de pasajeros, buses de plataforma, unidades de aire acondicionado y equipos destinados al servicio de agua y residuos**.**

De acuerdo con su movilidad, estos equipos pueden diferenciarse de forma general entre autopropulsados y no autopropulsados. Los GSE autopropulsados incorporan un sistema de propulsión que les permite desplazarse de manera independiente, mientras que los no autopropulsados requieren de otro vehículo para su traslado dentro del área operacional.

Dentro de los equipos autopropulsados se encuentran los tractores de equipaje, utilizados principalmente para remolcar carros, dollies y otros elementos destinados al transporte de equipaje, carga o correo. Estos equipos permiten el desplazamiento de dichos elementos entre las aeronaves, terminales, áreas de clasificación de equipaje y otras instalaciones aeroportuarias.

El tractor de equipaje cumple una función diferente a la de un tractor de pushback**.** Mientras este último está diseñado específicamente para desplazar aeronaves y requiere una mayor

capacidad de tracción, el tractor de equipaje se utiliza para el traslado de trenes de carros y equipos auxiliares dentro de la plataforma y otras áreas operacionales.

La utilización de los GSE se encuentra directamente relacionada con la actividad operacional del aeropuerto. La atención simultánea de varias aeronaves genera una mayor necesidad de equipos terrestres durante determinados periodos, mientras que una disminución de la actividad permite liberar parte de estos equipos para otras actividades.

En el caso de los tractores eléctricos, esta relación también condiciona su disponibilidad para realizar procesos de recarga. Un equipo que se encuentra prestando un servicio no se encuentra disponible simultáneamente para permanecer conectado a un cargador, por lo que los periodos de menor utilización operacional generan mayores oportunidades de recarga. Esta relación constituye la base para el posterior análisis de disponibilidad y ventanas de carga de la flota.

2.2.2 Electromovilidad aplicada a Ground Support Equipment

La electromovilidad aplicada a Ground Support Equipment corresponde a la incorporación de sistemas de propulsión eléctrica en equipos utilizados durante las operaciones terrestres aeroportuarias, reemplazando total o parcialmente tecnologías basadas en motores de combustión interna.

En los GSE convencionales, la energía necesaria para producir movimiento proviene principalmente de la combustión de combustibles como diésel o gasolina. En los equipos eléctricos, en cambio, la energía se almacena en baterías y posteriormente es suministrada al sistema de propulsión mediante componentes eléctricos y electrónicos de control.

Esta diferencia modifica tanto la forma de propulsión como el abastecimiento energético del equipo. Mientras un GSE convencional recupera su autonomía mediante el suministro de combustible, un e-GSE debe conectarse a una infraestructura eléctrica durante un determinado periodo para recuperar la energía consumida durante su operación.

Los equipos eléctricos presentan además características diferentes durante su funcionamiento. Al no utilizar un motor de combustión para la propulsión, no generan emisiones directas de gases de escape durante su operación y presentan menores niveles de ruido asociados

al sistema motriz. Asimismo, se eliminan componentes propios del motor de combustión, como el sistema de escape y determinados sistemas de lubricación y mantenimiento asociados al motor térmico.

La electrificación, sin embargo, introduce nuevos requerimientos operacionales y energéticos. La autonomía disponible depende de la capacidad y del estado de carga de la batería, mientras que la recuperación de energía depende de factores como la energía requerida, potencia del cargador, eficiencia del proceso y tiempo disponible para realizar la recarga**.** Estos aspectos adquieren especial importancia en equipos que deben mantener una elevada disponibilidad operacional.

Por esta razón, la electrificación de una flota GSE no consiste únicamente en sustituir equipos de combustión por alternativas eléctricas. El proceso debe considerar paralelamente el desarrollo de infraestructura de carga, capacidad eléctrica disponible y planificación de los periodos de recarga**.**

A medida que aumenta la cantidad de e-GSE, también puede aumentar la cantidad de equipos que requieren conectarse simultáneamente. En consecuencia, el dimensionamiento de la infraestructura debe considerar tanto la cantidad de equipos eléctricos como su demanda energética, potencia de carga, simultaneidad y disponibilidad operacional**.** Estos elementos permiten relacionar la transición hacia una flota eléctrica con los requerimientos energéticos que deberá satisfacer la infraestructura de carga.

2.2.3 Baterías utilizadas en tractores eléctricos

Las baterías constituyen el principal sistema de almacenamiento energético de los tractores eléctricos, permitiendo suministrar la energía necesaria para su sistema de propulsión y componentes eléctricos. Sus características, como capacidad, voltaje, tecnología, profundidad de descarga y condiciones de operación influyen directamente en la energía disponible, el proceso de recarga y la vida útil del equipo.

En aplicaciones de movilidad eléctrica y equipos industriales, existen diferentes tecnologías de baterías. Entre las utilizadas se encuentran las baterías de plomo-ácido y las basadas en iones de litio, dentro de las cuales se encuentra la tecnología de litio-ferrofosfato ($LiFePO_4$ o LFP).

Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido corresponden a una tecnología ampliamente utilizada en aplicaciones industriales debido a su disponibilidad, costo y trayectoria de utilización. Dentro de esta familia existen diferentes configuraciones, incluyendo baterías inundadas y baterías reguladas por válvula, como AGM y Gel.

Una característica relevante de esta tecnología corresponde a su sensibilidad frente a descargas profundas repetitivas. La profundidad de descarga influye sobre su vida útil, por lo que limitar la energía extraída durante cada ciclo puede disminuir el desgaste de la batería. Un ciclo corresponde, de manera simplificada, al uso y posterior recuperación mediante recarga de una determinada cantidad de energía de la batería.

Como referencia, una batería de plomo-ácido de ciclo profundo puede alcanzar aproximadamente 400 a 500 ciclos con una profundidad de descarga del 50 %, lo que significa utilizar aproximadamente la mitad de su capacidad en cada ciclo antes de volver a cargarla. Por ejemplo, para una batería de 40 kWh, una profundidad de descarga del 50 % corresponde a utilizar aproximadamente 20 kWh de su capacidad.

Por esta razón, la capacidad nominal de una batería no necesariamente corresponde a la cantidad de energía que resulta conveniente utilizar regularmente durante la operación.

Baterías de ion-litio y $LiFePO_4$

Las baterías de ion-litio presentan características diferentes respecto de las tecnologías tradicionales de plomo-ácido. Dentro de esta familia, las baterías de litio-ferrofosfato ($LiFePO_4$ o LFP) se utilizan en aplicaciones de movilidad y equipos industriales debido a su capacidad para soportar ciclos repetitivos, su estabilidad térmica y su capacidad para entregar corrientes elevadas.

La vida útil de estas baterías depende de variables como la profundidad de descarga, temperatura y corrientes de carga y descarga, además de las condiciones establecidas por cada fabricante. En términos generales, limitar las condiciones extremas de operación y las descargas profundas puede contribuir a disminuir la degradación de la batería.

La exposición prolongada a temperaturas elevadas puede acelerar los mecanismos de degradación de las baterías de ion-litio y reducir progresivamente su capacidad disponible.

Capacidad energética de una batería

La capacidad eléctrica de una batería puede expresarse mediante amperios-hora (Ah), mientras que la energía almacenada se expresa en watt-hora (Wh) o kilowatt-hora (kWh).

Cuando se conocen el voltaje nominal y la capacidad en amperios-hora, la energía nominal almacenada puede estimarse mediante:

$$E = V * C \quad (1)$$

Donde:

- E = energía nominal almacenada [Wh]
- V = voltaje nominal de la batería [V]
- C = capacidad de la batería [Ah]

Por ejemplo, una batería con un voltaje nominal de 80 V y una capacidad de 500 Ah tendría:

$$E = 80 * 500 = 40.000\ Wh = 40\ kWh \quad (2)$$

Este resultado representa la energía nominal almacenada y no necesariamente la cantidad de energía que será utilizada durante la operación. La energía efectivamente disponible dependerá, entre otros factores, del rango de operación permitido para la batería.

Estado de carga y profundidad de descarga

Dos parámetros importantes para caracterizar el funcionamiento de una batería son el State of Charge (SoC) y la Depth of Discharge (DoD).

SoC representa el estado de carga de la batería y se expresa en porcentaje. Un SoC del 100 % representa una batería completamente cargada de acuerdo con los límites establecidos por su sistema de gestión, mientras que valores inferiores indican que parte de la energía almacenada ha sido utilizada.

DoD representa el porcentaje de la capacidad que ha sido descargada. Por ejemplo, una profundidad de descarga del 60 % indica que se ha utilizado el equivalente al 60 % de la capacidad considerada de la batería.

Ambos conceptos se encuentran relacionados y permiten establecer el rango dentro del cual opera una batería. La profundidad de descarga también influye sobre su vida útil, debido a que ciclos de descarga más profundos pueden generar un mayor desgaste.

En el desarrollo del estudio, estos conceptos permitirán posteriormente diferenciar entre la capacidad nominal de una batería y la energía efectivamente utilizable durante la operación de los tractores eléctricos.

Tasa de carga y descarga (C-Rate)

La C-Rate expresa la corriente de carga o descarga en relación con la capacidad nominal de una batería. Una tasa de 1C representa teóricamente una corriente capaz de cargar o descargar la capacidad nominal de la batería en aproximadamente una hora, mientras que una tasa de 0,5C corresponde aproximadamente a dos horas, bajo condiciones ideales.

Este parámetro es importante debido a que las baterías poseen límites de corriente establecidos por el fabricante. Por lo tanto, la potencia con la que puede realizarse la recarga no depende exclusivamente del cargador instalado, sino también de las características eléctricas y térmicas que puede soportar la batería.

Degradación y estado de salud de la batería

Las baterías experimentan una pérdida progresiva de sus prestaciones como consecuencia del uso y envejecimiento. Esta condición puede representarse mediante el State of Health (SoH), indicador utilizado para describir el estado general de una batería respecto de sus características iniciales.

La degradación puede estar influenciada por diferentes factores, entre ellos la cantidad de ciclos realizados, profundidad de descarga, temperatura y corrientes de carga y descarga. Como consecuencia, con el paso del tiempo una batería puede almacenar una menor cantidad de energía respecto de su condición inicial.

En los tractores eléctricos, este fenómeno resulta relevante debido a que una disminución de la capacidad disponible puede afectar la energía utilizable entre procesos de recarga.

2.2.4 Sistemas de carga para tractores eléctricos

Estos permiten suministrar energía eléctrica a las baterías de vehículos y equipos eléctricos para recuperar la energía utilizada durante su operación. El Ministerio de Energía define la infraestructura de carga como el conjunto de cargadores eléctricos que actúan como interfaz entre el vehículo y la red de suministro eléctrico. Las características de estos equipos pueden variar según su potencia, modo de carga y tipo de conexión (Ministerio de Energía, s. f.).

En términos generales, la recarga puede realizarse mediante corriente alterna (AC) o corriente continua (DC).

- Con **AC**, la conversión necesaria para almacenar energía en la batería se realiza mediante el sistema de carga asociado al vehículo.
- Con **DC**, la conversión se realiza en el equipo cargador externo y la energía es suministrada en corriente continua.

El Ministerio de Energía también identifica el nivel de carga, el tipo de conector y el modo de carga como parámetros utilizados para caracterizar los sistemas de recarga (Ministerio de Energía, s. f.).

Potencia y energía durante la carga

El funcionamiento de un sistema de carga se determina, entre otros parámetros, por la potencia suministrada y la energía trasferida durante el proceso de recarga. Ambos conceptos tienen magnitudes diferentes y fundamentales para el proceso de carga de una batería.

La potencia eléctrica, expresada en kilowatts (KW) representa la rapidez con que se transfiere energía, por otro lado, la energía expresada en kilowatt-hora(kWh), corresponde a la cantidad total suministrada durante un determinado periodo.

La relación básica entre energía, potencia y tiempo puede expresarse mediante:

$$E = Pt \tag{3}$$

Donde:

- E= energía suministrada [kWh]

- P = potencia de carga [kW]
- t = tiempo de carga [h]

Por ejemplo, si un cargador entrega una potencia constante de 10 kW durante 2 horas, la energía suministrada teóricamente corresponde a:

$$E = 10 * 2 = 20\ kWh \quad (4)$$

Esta relación permite comprender que la energía que puede recuperarse durante una recarga depende tanto de la potencia disponible como del tiempo durante el cual el equipo permanece conectado.

Tiempo de carga

El tiempo necesario para suministrar una determinada cantidad de energía puede estimarse inicialmente mediante:

$$t = \frac{E}{P} \quad (5)$$

De esta relación se desprende que, para una misma cantidad de energía, una mayor potencia permite reducir teóricamente el tiempo requerido para suministrarla. Sin embargo, el tiempo real de carga también depende de las características del vehículo, la batería y el cargador utilizado.

El Ministerio de Energía señala que los cargadores pueden operar en un amplio rango de potencias y que la selección de la infraestructura debe considerar las características de la demanda que deberá atender. En aplicaciones de flotas con periodos extensos de operación, el tiempo disponible para realizar las recargas constituye un factor relevante para seleccionar la infraestructura correspondiente.

Compatibilidad entre batería y cargador

La infraestructura de carga debe ser compatible con las características eléctricas del equipo que será conectado. Entre los parámetros relevantes se encuentran la potencia, corriente, voltaje, modo de carga y tipo de conexión. El Ministerio de Energía señala que estas características determinan diferencias en la conexión con la red eléctrica, los niveles de corriente y voltaje, la

forma en que se entrega la energía al vehículo y la comunicación existente entre el cargador y el equipo.

Por esta razón, disponer de un cargador de mayor potencia no implica necesariamente que el equipo pueda utilizar toda esa capacidad. La selección del cargador debe realizarse considerando conjuntamente las características del sistema de almacenamiento y las especificaciones eléctricas admitidas por el vehículo.

Relación entre carga y operación

En una flota de equipos eléctricos, la infraestructura de carga también debe relacionarse con la disponibilidad operacional de los vehículos. Un equipo que permanece estacionado durante periodos prolongados dispone de mayor tiempo para recuperar energía, mientras que una operación continua puede reducir las ventanas disponibles para realizar la recarga.

De esta manera, para el posterior dimensionamiento de la infraestructura se deberán relacionar principalmente la energía que necesita recuperar cada tractor, la potencia que admite su sistema de carga y el tiempo disponible para realizar el proceso. Estas variables serán aplicadas en el Capítulo 3 utilizando las características del tractor seleccionado y los resultados obtenidos del análisis operacional.

Normativa nacional asociada a la infraestructura de carga

En Chile, las instalaciones para la recarga de vehículos eléctricos se encuentran reguladas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El Pliego Técnico Normativo RIC N.º 15, versión 2024, establece los requisitos de diseño y ejecución que debe cumplir la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, tanto pública como privada (Superintendencia de Electricidad y Combustibles [SEC], 2024).

Esta normativa contempla requisitos asociados a las características de las estaciones de carga, protecciones eléctricas, conectores, criterios de diseño y seguridad de las instalaciones. Por lo tanto, será considerada posteriormente en el Capítulo 3 al definir técnicamente la infraestructura eléctrica asociada al estacionamiento propuesto.

2.2.5 Energía solar fotovoltaica y efecto fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica corresponde al aprovechamiento de la radiación solar para generar energía eléctrica mediante dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células constituyen la unidad básica de los módulos fotovoltaicos y, al agruparse, permiten obtener los niveles de potencia requeridos para diferentes aplicaciones.

El principio físico que permite esta conversión se denomina efecto fotovoltaico. Cuando la radiación solar incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones transfieren energía al material semiconductor. Cuando esta energía es suficiente, se generan portadores de carga eléctrica que son separados por el campo eléctrico interno de la célula, produciendo una diferencia de potencial y permitiendo la circulación de corriente eléctrica a través de un circuito externo.

El material semiconductor utilizado tradicionalmente en la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio (Si). Sus propiedades permiten controlar el movimiento de las cargas eléctricas mediante la formación de regiones con diferentes características eléctricas, cuya interacción genera el campo interno necesario para separar las cargas producidas por la radiación solar.

De esta forma, la conversión fotovoltaica puede representarse de manera simplificada como un proceso en el cual la radiación solar es recibida por las células fotovoltaicas y transformada directamente en energía eléctrica en corriente continua (DC). Posteriormente, esta electricidad puede ser utilizada directamente por cargas compatibles, almacenada en baterías o convertida mediante un inversor para su utilización en sistemas que operan con corriente alterna (AC).

De la célula al módulo fotovoltaico

Una célula fotovoltaica individual genera una cantidad limitada de tensión y corriente. Por esta razón, múltiples células se conectan eléctricamente y se integran dentro de una estructura protegida para formar un módulo fotovoltaico, comúnmente denominado panel solar. A su vez, varios módulos pueden conectarse entre sí para alcanzar la potencia requerida y conformar un sistema de generación fotovoltaica.

Relación con el sistema de carga

La generación fotovoltaica permite producir energía eléctrica que puede ser utilizada para abastecer una infraestructura de carga de vehículos eléctricos. De esta manera, la energía generada por los módulos puede integrarse al sistema eléctrico encargado de suministrar energía a las baterías de los tractores, complementando el suministro proveniente de otras fuentes cuando la configuración del sistema así lo requiera.

2.2.6 Recurso solar y factores que afectan la generación fotovoltaica

La energía producida por un sistema fotovoltaico depende principalmente del recurso solar disponible en el lugar del sistema y de las condiciones reales de operación de los módulos. Por esto, la potencia nominal de los paneles no representa por sí sola la energía que estos pueden generar durante un determinado periodo.

Para caracterizar el recurso solar se utilizan conceptos como irradiancia e irradiación.

- La **irradiancia** representa la potencia de la radiación solar recibida sobre una superficie y se expresa en W/m^2.
- La **irradiación** corresponde a la energía solar acumulada durante un periodo determinado, pudiendo expresarse en $kWh/m^2/día$.

Para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos también se utilizan las Horas Solares Pico (HSP), que representan el número equivalente de horas en que una irradiancia constante de 1.000 W/m^2 produciría la misma energía solar recibida durante el periodo considerado. Por ejemplo, una irradiación de 5 $kWh/m^2/día$ equivale aproximadamente a 5 HSP. Esto no significa que existan solamente cinco horas de luz solar, sino que la radiación recibida durante el día se expresa respecto de esta condición de referencia.

La generación fotovoltaica también se encuentra influenciada por factores como la temperatura de operación de los módulos, orientación, inclinación, sombreado, suciedad y pérdidas asociadas a los componentes del sistema. Estas condiciones provocan que la energía efectivamente producida pueda diferir de aquella estimada únicamente a partir de la potencia nominal instalada.

Para el desarrollo de la propuesta se utilizarán posteriormente datos del recurso solar correspondientes a la ubicación seleccionada dentro del Aeropuerto Internacional Arturo Merino

Benítez. El Explorador Solar del Ministerio de Energía permitirá obtener antecedentes para caracterizar las condiciones solares del sector y estimar la generación fotovoltaica.

2.2.7 Paneles solares fotovoltaicos y tecnologías

Los módulos fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente y protegidas mediante diferentes materiales estructurales. Su función consiste en transformar la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua. Las características de los módulos varían según la tecnología de las células utilizadas, influyendo en aspectos como la eficiencia, potencia y superficie necesaria para alcanzar una determinada capacidad de generación (Ministerio de Energía, s. f.).

Entre las tecnologías fotovoltaicas se encuentran los módulos de silicio monocristalino, silicio policristalino y capa fina. El desarrollo tecnológico de la industria también ha incorporado nuevas estructuras de células destinadas a aumentar la eficiencia y reducir las pérdidas durante la conversión de energía, entre las que se encuentran tecnologías como PERC, TOPCon y HJT, además de módulos con capacidad de generación bifacial (Fraunhofer ISE, 2026).

Silicio monocristalino

Los módulos monocristalinos utilizan células fabricadas a partir de silicio con una estructura cristalina uniforme. Esta tecnología se caracteriza por alcanzar elevados niveles de eficiencia de conversión, lo que permite obtener una mayor potencia por unidad de superficie y constituye una alternativa favorable para instalaciones con limitaciones de espacio.

En los últimos años, los módulos comerciales basados en silicio monocristalino han presentado importantes mejoras de eficiencia, alcanzando valores cercanos al 25 %. Asimismo, esta tecnología mantiene una participación predominante en la producción fotovoltaica mundial (Fraunhofer ISE, 2026).

Silicio policristalino

Los módulos policristalinos utilizan células constituidas por múltiples cristales de silicio. Tradicionalmente, esta tecnología ha presentado eficiencias inferiores a las de los módulos monocristalinos de mayor rendimiento, por lo que puede requerir una superficie superior para alcanzar una potencia equivalente.

Su participación en el mercado fotovoltaico ha disminuido considerablemente debido al avance de las tecnologías monocristalinas. Según Fraunhofer ISE (2026), la tecnología de silicio multicristalino prácticamente ha desaparecido de la producción fotovoltaica mundial.

Capa fina

Los módulos de capa fina se fabrican mediante la deposición de capas delgadas de materiales semiconductores sobre un sustrato. Dentro de esta categoría se encuentran tecnologías como el silicio amorfo (a-Si), el telururo de cadmio (CdTe) y el diseleniuro de cobre, indio y galio (CIGS).

Estas tecnologías presentan características de eficiencia diferentes a las de los módulos basados en silicio cristalino. Fraunhofer ISE (2026) incluye tecnologías como CdTe y CIGS en sus comparaciones de eficiencia e indica que la participación de mercado de los módulos de capa fina se sitúa aproximadamente entre el 2 % y el 3 %.

Módulos bifaciales

Los módulos bifaciales poseen la capacidad de aprovechar la radiación solar recibida tanto por su superficie frontal como por la posterior. La generación adicional obtenida mediante la cara posterior depende de las condiciones de instalación y de la cantidad de radiación reflejada por la superficie ubicada bajo el módulo.

Factores como la reflectancia del suelo o albedo, altura de instalación, inclinación y separación entre módulos pueden influir en el aprovechamiento de la cara posterior. Por lo tanto, el aprovechamiento de esta tecnología está relacionado tanto con las características del módulo como con el diseño y las condiciones del lugar donde se instala (National Renewable Energy Laboratory [NREL], s. f.).

Tecnologías PERC, TOPCon y HJT

Las células fotovoltaicas de silicio han incorporado diferentes configuraciones destinadas a disminuir pérdidas y aumentar su eficiencia.

- PERC (Passivated Emitter and Rear Cell): incorpora una capa de pasivación posterior que permite reducir determinadas pérdidas dentro de la célula y mejorar el aprovechamiento de la radiación.

- TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact): utiliza una estructura de contactos pasivados destinada a disminuir pérdidas asociadas a la recombinación de portadores de carga. Esta tecnología ha adquirido una participación creciente dentro de la producción de células fotovoltaicas de silicio (Fraunhofer ISE, 2026).

- HJT (Heterojunction Technology): combina diferentes capas de silicio, incluyendo silicio cristalino y capas delgadas de silicio amorfo. Esta tecnología constituye una de las alternativas de alta eficiencia desarrolladas dentro de la industria fotovoltaica y forma parte de la evolución tecnológica de las células solares de silicio (Fraunhofer ISE, 2026).

Criterios de comparación

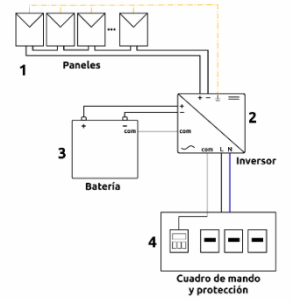
La selección de un módulo fotovoltaico no depende únicamente de su potencia nominal. Para comparar diferentes alternativas también deben considerarse parámetros como la eficiencia, dimensiones del módulo, potencia obtenida por unidad de superficie, coeficiente de temperatura, degradación y garantía del fabricante.

Estos parámetros permiten establecer diferencias entre tecnologías y determinar posteriormente cuál presenta características adecuadas para las condiciones físicas y energéticas de una instalación determinada.

2.2.8 Componentes de un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico está compuesto por diferentes elementos encargados de generar, transformar, transportar y proteger la energía eléctrica. Además de los módulos fotovoltaicos, se requieren componentes que permitan acondicionar la electricidad generada y garantizar el funcionamiento seguro de la instalación. Entre los principales se encuentran el inversor, conductores eléctricos, protecciones, estructuras de soporte y, dependiendo de las características de la instalación, equipos adicionales de transformación.

Figura 2.8: Diagrama general de los componentes de un sistema fotovoltaico.



Fuente: HelioEsfera, "Diagrama de un sistema fotovoltaico".

Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos constituyen el elemento generador del sistema y transforman la radiación solar directamente en energía eléctrica en corriente continua mediante el efecto fotovoltaico. Los módulos pueden conectarse en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente requeridos por la instalación.

En una conexión en serie se incrementa la tensión manteniendo la corriente del conjunto, mientras que en una conexión en paralelo se incrementa la corriente manteniendo la tensión. La configuración de los módulos debe considerar sus características eléctricas y los requerimientos del sistema al cual estarán conectados (Ministerio de Energía, s. f.).

Inversor

El inversor es el equipo encargado de transformar la corriente continua (DC) producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC), permitiendo utilizar la energía generada en instalaciones eléctricas que operan con este tipo de corriente o realizar su conexión con la red eléctrica. Su selección debe ser compatible con las características eléctricas y la potencia del sistema fotovoltaico (Ministerio de Energía, s. f.).

Sistema de almacenamiento

Los sistemas fotovoltaicos pueden incorporar baterías para almacenar parte de la energía generada y utilizarla posteriormente cuando la producción solar disminuye o cuando las necesidades energéticas de la instalación lo requieren.

Sin embargo, el almacenamiento no constituye un elemento obligatorio en todas las instalaciones fotovoltaicas. Su incorporación depende de la configuración del sistema y de los requerimientos energéticos de la instalación.

Las características y funcionamiento de los sistemas de almacenamiento energético serán desarrollados específicamente en el apartado 2.2.10 Sistemas de almacenamiento energético (BESS).

Protecciones y control eléctrico

Las instalaciones fotovoltaicas requieren dispositivos destinados a proteger los equipos, conductores y personas frente a condiciones eléctricas anormales. Las protecciones deben considerarse tanto en los circuitos de corriente continua como en los de corriente alterna e incluyen dispositivos de seccionamiento, protección contra sobrecorrientes y sobretensiones, entre otros elementos definidos según las características de la instalación.

También pueden incorporarse sistemas de medición y monitoreo, destinados a registrar variables como la energía generada y consumida y facilitar la supervisión del funcionamiento de la instalación.

En Chile, el diseño y ejecución de las instalaciones eléctricas debe considerar los requisitos establecidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y los Pliegos Técnicos Normativos aplicables.

Cableado y conductores

Los conductores permiten transportar la energía entre los diferentes componentes de la instalación. En un sistema fotovoltaico existen circuitos de corriente continua, principalmente entre los módulos y el inversor, y circuitos de corriente alterna desde la salida del inversor.

Su dimensionamiento debe considerar las condiciones eléctricas del circuito, como la corriente y tensión de operación, además de las pérdidas asociadas al transporte de energía. La instalación también debe contemplar canalizaciones y conexiones adecuadas a las condiciones donde se encuentre instalado el sistema.

Estructura de soporte

La estructura de soporte permite fijar los módulos fotovoltaicos y mantener la orientación e inclinación definidas para la instalación. Su diseño debe proporcionar estabilidad y resistencia frente a las condiciones ambientales y cargas mecánicas a las que estará expuesto el sistema. El tipo de estructura depende también de la superficie y configuración sobre la cual se instalarán los módulos (Ministerio de Energía, s. f.).

En instalaciones donde los paneles forman parte de una cubierta elevada, la estructura adquiere una función adicional al servir como soporte físico del conjunto fotovoltaico. Las características específicas de la estructura necesaria para el estacionamiento serán definidas de acuerdo con la configuración seleccionada para la propuesta.

Transformación y conexión eléctrica

Dependiendo de la potencia y configuración del sistema, puede ser necesario incorporar equipos adicionales para adaptar los niveles eléctricos de la instalación a las condiciones requeridas para su conexión. La necesidad de transformadores, tableros u otros equipos dependerá de la potencia instalada, tensión de operación y forma de conexión del sistema.

En Chile, los requisitos aplicables dependen además de la configuración adoptada. La SEC dispone de normativa específica para sistemas de autogeneración, instalaciones fotovoltaicas conectadas a red y sistemas aislados.

2.2.9 Configuración de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden presentar diferentes configuraciones según la forma en que se utiliza la energía generada, su conexión con la red eléctrica y la incorporación de sistemas de almacenamiento. De manera general, pueden distinguirse sistemas conectados a la red, sistemas aislados y sistemas híbridos (Ministerio de Energía, s. f.).

Sistemas conectados a la red (On- Grid)

Un sistema On-Grid opera conectado a la red eléctrica y utiliza la energía generada por los módulos fotovoltaicos para abastecer los consumos de la instalación. Cuando la generación solar es inferior a la demanda, la energía restante puede ser suministrada desde la red eléctrica.

Para operar conectado a la red, el inversor debe adecuar las características de la electricidad generada y sincronizar su funcionamiento con esta. Estos sistemas incorporan además protecciones anti-isla, destinadas a impedir que la instalación continúe energizando la red cuando se produce una interrupción del suministro, contribuyendo a la seguridad de las personas y de las instalaciones.

Cuando la generación fotovoltaica supera el consumo instantáneo, el tratamiento de los excedentes depende de la configuración del sistema y de las condiciones establecidas para su conexión a la red.

Sistemas aislados (Off-Grid)

Un sistema Off-Grid funciona de manera independiente de la red eléctrica. Debido a que la generación fotovoltaica varía durante el día, este tipo de instalación generalmente incorpora baterías para almacenar energía y utilizarla cuando la producción solar resulta insuficiente o no se encuentra disponible.

Su diseño requiere relacionar la generación fotovoltaica con la demanda eléctrica y la autonomía requerida. Además, debe incorporar equipos encargados de gestionar adecuadamente los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento.

La principal característica de esta configuración es su capacidad de operar independientemente de una red externa. Sin embargo, esta autonomía implica incorporar una capacidad de generación y almacenamiento suficiente para mantener el suministro durante los periodos de baja o nula generación solar.

Sistemas híbridos

Un sistema híbrido integra diferentes fuentes o medios de suministro energético. Una configuración puede combinar generación fotovoltaica, almacenamiento mediante baterías y conexión a la red eléctrica, permitiendo administrar la energía disponible según las condiciones de generación y demanda.

La incorporación de almacenamiento permite utilizar en otro momento parte de la energía generada y también puede proporcionar respaldo a determinadas cargas, dependiendo de la configuración del sistema. Asimismo, mediante estrategias de gestión energética puede realizarse

Peak Shaving, que consiste en utilizar energía almacenada para reducir determinados peaks de demanda eléctrica.

La forma en que se distribuye la energía entre generación fotovoltaica, baterías, red eléctrica y cargas depende de la estrategia de control establecida para cada instalación. Por esta razón, un sistema híbrido presenta mayores posibilidades de gestión energética, aunque también incorpora más componentes y una mayor complejidad de control respecto de una configuración conectada directamente a la red.

Relación entre generación y demanda

La generación fotovoltaica varía durante el día según la disponibilidad de radiación solar, mientras que la demanda eléctrica responde a las necesidades de consumo de la instalación. Por esta razón, ambos comportamientos no necesariamente coinciden en el tiempo.

La configuración del sistema determina la forma en que se gestiona esta diferencia, ya sea mediante el suministro desde la red eléctrica, almacenamiento de energía o una combinación de ambos. La configuración específica del estacionamiento de carga será definida de acuerdo con sus requerimientos energéticos y operacionales.

2.2.10 Sistemas de almacenamiento energético (BESS)

Los Battery Energy Storage Systems (BESS) corresponden a sistemas de almacenamiento que utilizan baterías para acumular energía eléctrica y disponer de ella posteriormente. Estos sistemas pueden integrarse con instalaciones fotovoltaicas para almacenar parte de la energía generada y utilizarla cuando las condiciones de generación o demanda lo requieran.

Un BESS no está compuesto únicamente por las baterías, sino que también incorpora equipos destinados a la conversión de potencia, control, protección y gestión del almacenamiento. Estos elementos permiten supervisar los procesos de carga y descarga y mantener el funcionamiento dentro de los parámetros establecidos para el sistema (Ministerio de Energía, s. f.).

Potencia y capacidad energética

Para caracterizar un sistema BESS es necesario diferenciar entre potencia y capacidad energética.

- La potencia: expresada en kW o MW, representa la capacidad del sistema para entregar o absorber energía en un determinado instante,
- La capacidad energética: expresada en kWh o MWh, indica la cantidad de energía que puede almacenar.

La relación entre ambos parámetros determina el tiempo durante el cual el sistema puede suministrar una determinada potencia. Por esta razón, tanto la potencia como la capacidad deben considerarse de acuerdo con las necesidades energéticas de la instalación.

Funciones dentro de un sistema fotovoltaico

La incorporación de almacenamiento permite gestionar la diferencia temporal entre la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica. Cuando existe generación solar disponible, parte de la energía puede almacenarse para ser utilizada posteriormente cuando disminuya la producción o aumente el consumo.

Los BESS también pueden utilizarse para la reducción de peaks de demanda (Peak Shaving), utilizando la energía almacenada durante periodos de mayor consumo para disminuir la potencia requerida desde la red eléctrica. Dependiendo de la configuración de la instalación, también pueden proporcionar respaldo energético frente a interrupciones del suministro.

Eficiencia y pérdidas

El almacenamiento presenta pérdidas durante los procesos de carga y descarga. Para representar estas pérdidas se utiliza la eficiencia de ciclo completo o Round-Trip Efficiency (RTE), que considera el proceso desde que la energía ingresa al sistema para cargar la batería hasta que posteriormente es recuperada durante su descarga. Este indicador permite conocer qué proporción de la energía utilizada inicialmente puede ser aprovechada nuevamente después de completar el proceso de almacenamiento.

El desempeño de las baterías también se encuentra relacionado con variables como el estado de carga (State of Charge, SoC), profundidad de descarga (Depth of Discharge, DoD), temperatura y número de ciclos, factores que influyen en la energía disponible y en la vida útil del sistema.

Integración con sistemas fotovoltaicos

La integración de un BESS con generación fotovoltaica permite separar temporalmente el momento en que se produce la energía solar del momento en que esta es utilizada. De esta manera, parte de la generación puede almacenarse durante periodos de disponibilidad solar y utilizarse posteriormente cuando exista demanda eléctrica.

Sin embargo, el almacenamiento no constituye un componente obligatorio de una instalación fotovoltaica. Su incorporación depende del comportamiento de la generación y la demanda, de los requerimientos operacionales y de la configuración energética definida para cada instalación.

2.2.11 Estacionamientos solares fotovoltaicos (Solar Carport)

Un **estacionamiento solar fotovoltaico o Solar Carport** corresponde a una infraestructura en la que se instalan módulos fotovoltaicos sobre estructuras elevadas destinadas a cubrir espacios de estacionamiento. Esta configuración permite utilizar una misma superficie para mantener el estacionamiento de vehículos e incorporar generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la radiación solar.

A diferencia de una instalación fotovoltaica convencional sobre suelo, los módulos se disponen sobre una estructura que mantiene disponible el espacio inferior para la circulación y estacionamiento de vehículos. De esta manera, una superficie destinada originalmente al estacionamiento puede incorporar también una función de generación energética.

Estructura y configuración

La estructura de un Solar Carport cumple la función de soportar los módulos fotovoltaicos y mantener la disposición definida para la instalación. Su diseño debe considerar las dimensiones y altura necesarias para permitir el ingreso, circulación y estacionamiento de los vehículos, además de las condiciones estructurales requeridas para soportar el sistema fotovoltaico.

Debido a su exposición al ambiente, estas estructuras deben considerar las condiciones propias del lugar de instalación y permitir las labores necesarias de inspección y mantenimiento.

Integración con infraestructura de carga

Los estacionamientos solares pueden incorporar infraestructura de carga para vehículos eléctricos, integrando en una misma instalación la generación fotovoltaica y la demanda energética asociada a la recarga. NREL identifica los estacionamientos como superficies que pueden utilizarse para el desarrollo de Solar Carport y analiza su integración con infraestructura de carga eléctrica (National Renewable Energy Laboratory [NREL], 2024).

La generación fotovoltaica y la demanda de los cargadores no necesariamente coinciden durante todo el periodo de operación. Por esta razón, la integración entre ambas requiere considerar los horarios de carga, la generación solar disponible y la configuración energética de la instalación. Dependiendo de esta configuración, el suministro puede complementarse mediante la red eléctrica o sistemas de almacenamiento energético (NREL, 2024).

Aprovechamiento del espacio

Una característica de esta configuración corresponde al aprovechamiento de superficies destinadas al estacionamiento para incorporar generación fotovoltaica, manteniendo el uso del espacio inferior para los vehículos. La cubierta formada por los módulos proporciona además sombra sobre los espacios ubicados bajo la estructura.

Su implementación requiere considerar elementos adicionales respecto de una instalación fotovoltaica convencional sobre suelo, principalmente asociados a la estructura, altura, distribución de los espacios y circulación de los vehículos.

Aplicación en infraestructura aeroportuaria

Los Solar Carport también han sido implementados en infraestructura aeroportuaria. Un ejemplo corresponde al **Aeropuerto Internacional de Cochin**, donde se han utilizado áreas de estacionamiento para incorporar generación solar fotovoltaica mediante estructuras elevadas. Este caso constituye un antecedente de integración de generación fotovoltaica sobre superficies de estacionamiento dentro de una infraestructura aeroportuaria.

2.2.12 Fundamentos para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico busca establecer una capacidad de generación acorde con las necesidades energéticas de la instalación y el recurso solar disponible.

Para ello, se relacionan variables como el consumo de energía, la potencia fotovoltaica requerida, las características de los módulos y la superficie disponible para su instalación (Ministerio de Energía, s. f.).

Demanda energética

La demanda energética representa la cantidad de energía requerida por las cargas durante un periodo determinado y se expresa habitualmente en kilowatt-hora (kWh). Permitiendo establecer la energía que el sistema fotovoltaico deberá aportar de acuerdo con el nivel de cobertura definido para la instalación.

El dimensionamiento no implica necesariamente cubrir la totalidad del consumo mediante generación solar. El sistema puede diseñarse para abastecer una parte o la totalidad de la demanda, dependiendo del objetivo técnico y energético establecido para la instalación (Ministerio de Energía, 2020).

Recurso solar disponible

La cantidad de energía que puede producir un sistema fotovoltaico depende del recurso solar disponible en el lugar de instalación. Por esta razón, su caracterización constituye un antecedente necesario para relacionar la potencia instalada con la energía que puede generarse.

En Chile, el Ministerio de Energía dispone del Explorador Solar, herramienta que permite caracterizar el recurso solar disponible y estimar la generación eléctrica de sistemas fotovoltaicos según su ubicación y características.

Potencia fotovoltaica instalada

La potencia fotovoltaica instalada, expresada generalmente en kilowatt-pico (kWp), corresponde a la suma de las potencias nominales de los módulos que componen el sistema. Su determinación se relaciona con la cantidad de energía que se requiere generar y con las condiciones solares disponibles en el lugar de instalación.

Una vez establecida la potencia requerida, la cantidad de módulos dependerá de la potencia nominal del panel seleccionado. De esta manera, la potencia individual de los módulos influye directamente en el número de unidades necesarias para alcanzar la capacidad fotovoltaica definida.

Superficie disponible

Constituye una condición física para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica. El área requerida depende de las dimensiones de los módulos, su disposición y la separación necesaria entre ellos. Cuando los módulos se instalan con inclinación, también debe considerarse una separación adecuada para reducir las pérdidas asociadas al sombreado entre filas (Ministerio de Energía, s. f.).

En instalaciones fotovoltaicas sobre estacionamientos, esta relación adquiere especial importancia debido a que la superficie destinada a generación se encuentra vinculada con las dimensiones y distribución de los espacios cubiertos por la estructura.

Pérdidas y rendimiento del sistema

La energía generada por un sistema fotovoltaico en condiciones reales es inferior a la que se obtendría considerando únicamente su potencia nominal. Esto se debe a pérdidas asociadas a factores como la temperatura, cableado, conversión eléctrica, suciedad y condiciones de operación.

Por esta razón, el dimensionamiento debe considerar el rendimiento global del sistema para obtener una estimación más representativa de la energía que podrá ser aprovechada.

Relación entre las variables de dimensionamiento

El dimensionamiento fotovoltaico relaciona principalmente la demanda energética, recurso solar disponible, potencia instalada, rendimiento del sistema y superficie disponible. La consideración conjunta de estas variables permite establecer una configuración acorde con las necesidades energéticas y las restricciones físicas de la instalación.

El nivel de cobertura de la demanda debe definirse de acuerdo con el objetivo del sistema, debido a que una mayor capacidad fotovoltaica también implica un aumento en la cantidad de módulos, superficie requerida y capacidad instalada (Ministerio de Energía, 2020).

2.2.13 Fundamentos de evaluación económica

La evaluación económica permite analizar la viabilidad financiera de un proyecto a partir de los costos necesarios para su implementación y operación, junto con los beneficios económicos generados durante su vida útil. En proyectos fotovoltaicos, este análisis considera principalmente

la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, el ahorro asociado a la energía generada y los flujos económicos obtenidos durante el periodo de evaluación (Ministerio de Energía, 2020).

Inversión inicial (CAPEX)

El Capital Expenditure (CAPEX) corresponde a la inversión necesaria para implementar el proyecto. En una instalación fotovoltaica comprende los costos asociados a la adquisición e instalación de los principales equipos y elementos requeridos para poner el sistema en funcionamiento.

La inversión puede considerar módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, protecciones, conductores, equipos eléctricos, obras de instalación y otros elementos necesarios según las características del proyecto. El Ministerio de Energía dispone además de índices de precios para sistemas fotovoltaicos que consideran módulos, inversores, montaje, instalación, mantenimiento y almacenamiento mediante baterías.

Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

Los Operating Expenditures (OPEX) corresponden a los costos asociados al funcionamiento y mantenimiento del sistema durante su vida útil. Pueden incluir inspecciones, limpieza de módulos, mantenimiento preventivo y correctivo, reemplazo de determinados componentes y otros gastos necesarios para conservar las condiciones de operación de la instalación.

La consideración de estos costos permite evaluar el proyecto durante todo el periodo de análisis y no únicamente a partir de la inversión necesaria para su construcción (Ministerio de Energía, 2020).

Ahorro energético

Uno de los beneficios económicos asociados a un sistema fotovoltaico corresponde al ahorro producido por la generación de energía para autoconsumo. La electricidad generada puede reducir la cantidad de energía que debe obtenerse desde la red, generando un beneficio económico relacionado con el consumo evitado y las condiciones tarifarias de la instalación (Ministerio de Energía, 2020).

En una evaluación económica, este ahorro debe analizarse durante el periodo considerado para el proyecto, teniendo en cuenta la generación esperada del sistema y la evolución de los costos asociados al suministro eléctrico.

Flujo de caja

El flujo de caja representa los ingresos, ahorros y egresos económicos asociados al proyecto durante un determinado periodo. Su construcción permite representar la inversión inicial y los beneficios y costos que se producen durante los años de operación. A partir de estos flujos pueden calcularse indicadores que permiten analizar el comportamiento económico del proyecto y comparar los beneficios esperados con los recursos necesarios para su implementación.

Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) permite evaluar económicamente un proyecto considerando el valor temporal del dinero. Para ello, los flujos de caja futuros se llevan a un valor equivalente en el presente mediante una tasa de descuento.

El VAN positivo indica que, bajo los supuestos y la tasa de descuento utilizados, los beneficios económicos actualizados superan los costos considerados durante el periodo de evaluación.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) corresponde a la tasa de descuento para la cual el VAN del proyecto es igual a cero. Este indicador permite relacionar los flujos económicos generados por el proyecto con la inversión realizada y constituye una herramienta utilizada para evaluar su rentabilidad. El Ministerio de Energía utiliza la TIR dentro de evaluaciones económicas de alternativas energéticas y generación distribuida.

Periodo de recuperación de la inversión

El periodo de recuperación o Payback representa el tiempo necesario para que los beneficios económicos acumulados permitan recuperar la inversión realizada inicialmente.

Este indicador proporciona una referencia sencilla sobre el tiempo requerido para recuperar el capital invertido. Sin embargo, debe analizarse juntamente con otros indicadores económicos,

debido a que por sí solo no representa todos los beneficios y costos que pueden producirse durante la vida útil del proyecto.

Relación entre los indicadores económicos

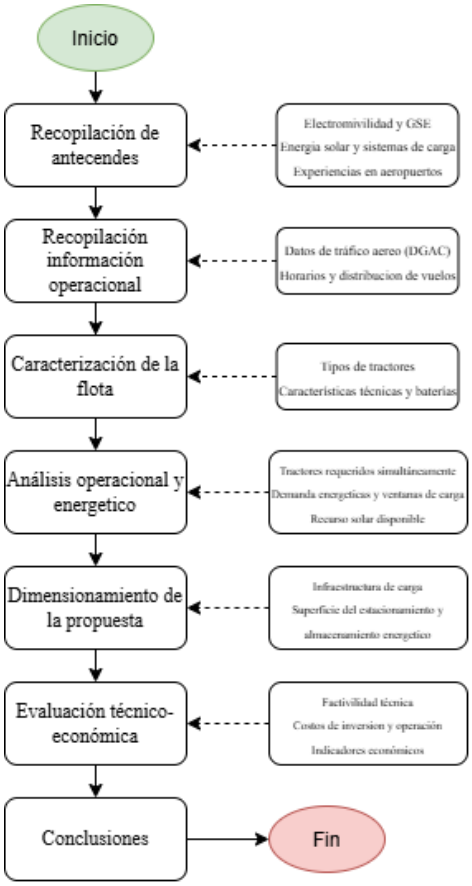
La evaluación económica de un proyecto fotovoltaico debe considerar conjuntamente la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, ahorro energético y flujos de caja durante el periodo de evaluación. A partir de estos antecedentes, indicadores como el VAN, TIR y periodo de recuperación permiten analizar el comportamiento económico de la inversión, en este estudio se dependerá de los supuestos realizados en gran medida.

2.3 Propuesta Metodológica

Se establece la secuencia de análisis que se utilizará para desarrollar el estudio técnico y económico de un estacionamiento de carga solar destinado a tractores eléctricos en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Para ello, se integrarán los antecedentes teóricos y experiencias revisadas con información operacional del aeropuerto, características de la flota de tractores y condiciones energéticas asociadas al proyecto.

El desarrollo metodológico se estructura en etapas sucesivas, donde los resultados obtenidos en cada una constituyen antecedentes para la etapa siguiente, permitiendo avanzar desde la caracterización inicial del problema hasta el dimensionamiento y evaluación de la propuesta.

Figura 2.9: Propuesta Metodológica.



Fuente: Elaboración Propia.

3. Capítulo III: Desarrollo

En este capítulo se desarrolla el estudio técnico y económico para la implementación de un estacionamiento de carga solar para tractores de equipaje en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, considerando la caracterización del caso de estudio y de la flota de tractores, el análisis de las operaciones aeroportuarias correspondientes al periodo 2021–2025 y la identificación de los periodos de mayor actividad. A partir de estos antecedentes se determinarán los requerimientos operacionales y energéticos asociados a la electrificación de la flota, los cuales servirán de base para definir la infraestructura de carga, dimensionar el sistema fotovoltaico y establecer la configuración del estacionamiento solar. El estudio incorporará además el análisis de las condiciones necesarias para su implementación y la evaluación económica de la solución planteada.

3.1 Caracterización y estimación de la flota de tractores

Para establecer una referencia inicial de la cantidad de tractores de equipaje presentes en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, se utilizaron antecedentes recopilados de las operaciones aeroportuarias y de la flota de equipos disponible para el año 2024. Debido a que no se dispone de un catastro completo de los tractores pertenecientes a todas las empresas de Ground Handling, se realizó una estimación a partir de la información disponible, con el propósito de obtener un orden de magnitud de la flota que posteriormente será contrastado con el análisis operacional.

3.1.1 Distribución de las operaciones según empresa de Ground Handling

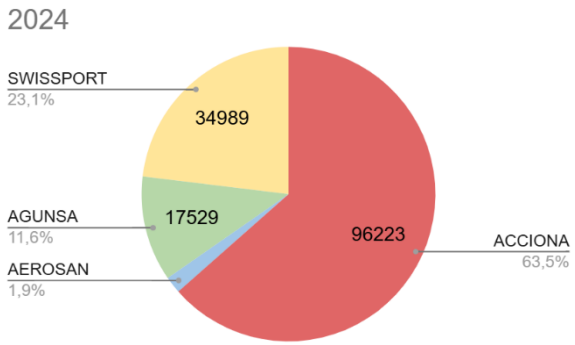
Para determinar la distribución de las operaciones entre las empresas de Ground Handling, se utilizó la base de datos de operaciones aeroportuarias correspondiente al año 2024 y el listado recopilado de aerolíneas con su respectiva empresa de asistencia en tierra.

La base de datos fue depurada de acuerdo con el alcance del estudio. Se seleccionaron únicamente los registros correspondientes al año 2024, debido a que los antecedentes disponibles de la flota de tractores de Acciona corresponden al mismo periodo.

Asimismo, se consideró la actividad denominada “Traslado de Pasajeros”, correspondiente a aeronaves destinadas al transporte de pasajeros, carga y correo, y se restringió el análisis a aeronaves comerciales clasificadas como Narrow Body (NB) y Wide Body (WB).

También, a cada aerolínea incluida en la base de datos se le asignó la empresa de Ground Handling que le da servicios correspondientes de acuerdo con el listado disponible también del 2024. Algunas aerolíneas presentes en los registros no contaban con una empresa de asistencia en tierra identificada dentro de dicho listado, por lo que estos registros quedaron sin asignación y no fueron considerados para determinar la distribución porcentual para la base que se va a usar para este estudio.

Gráfico 3.1: Distribución de las operaciones analizadas según empresas de Ground Handling año 2024.



Fuente: Elaboración Propia.

Una vez aplicados estos criterios, se obtuvo un total de 151.571 operaciones con empresa de Ground Handling identificada, cuya distribución se presenta en la Gráfico 3.1.

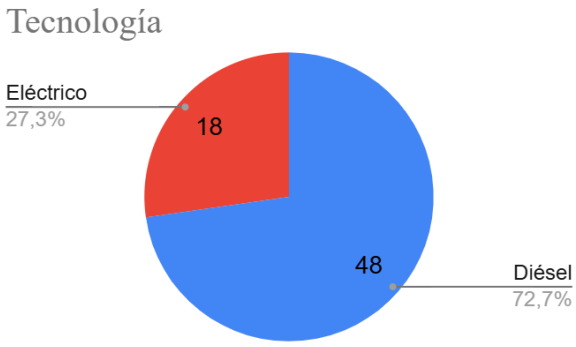
La distribución obtenida muestra que Acciona concentra el 63,5 % de las operaciones, seguida por Swissport con un 23,1 %, Agunsa con un 11,6 % y Aerosan con un 1,9 %. Estos porcentajes corresponden exclusivamente al universo de registros que cumplen con los criterios establecidos y que pudieron ser asociados a una empresa de Ground Handling, por lo que no representan una participación oficial de mercado de estas empresas en el aeropuerto.

3.1.2 Caracterización de la flota de tractores de Acciona

Dentro de los antecedentes disponibles para el año 2024 se cuenta con información de la flota de tractores de equipaje perteneciente a Acciona, empresa que presenta la mayor participación dentro de las operaciones analizadas. La flota registrada está compuesta por 66 tractores, de los cuales 48 utilizan motorización diésel y 18 corresponden a equipos eléctricos.

La composición de esta flota se presenta en la Gráfico 3.2.

Gráfico 3.2: Composición de la flota de tractores de Acciona.



Fuente: Elaboración propia.

Los antecedentes muestran una predominancia de los tractores diésel, que representan aproximadamente el 73 % de la flota considerada, mientras que los equipos eléctricos corresponden aproximadamente al 27 %. Esta composición será utilizada como referencia para establecer una aproximación de la cantidad total de tractores asociados a las operaciones analizadas.

3.1.3 Estimación de la flota de tractores

Debido a que no se dispone de información equivalente sobre la cantidad y tecnología de los tractores pertenecientes a las demás empresas de Ground Handling, se realizó una estimación tomando como referencia la flota conocida de Acciona y su participación dentro de las operaciones analizadas.

Para efectuar esta aproximación se considera el supuesto de que existe una relación proporcional entre la cantidad de tractores disponibles y el volumen de operaciones atendidas. Este supuesto permite establecer un valor de referencia para el estudio, aunque no considera posibles diferencias entre las empresas respecto de la utilización de los equipos, tipos de aeronaves atendidas, disponibilidad de flota de reserva u organización de sus operaciones.

Considerando que Acciona dispone de 66 tractores y concentra el 63,5 % de las operaciones clasificadas, la cantidad equivalente para el total de las operaciones analizadas se obtiene mediante

- Cantidad estimada de tractores: 66 / 0,6348 = 103,97 ≈ 104 tractores.

Para estimar la distribución de esta flota según tecnología, se aplica el mismo procedimiento a los 48 tractores diésel y 18 tractores eléctricos registrados para Acciona:

- Tractores diéseles estimados: 48 / 0,6348 = 75,61 ≈ 76 tractores.
- Tractores eléctricos estimados: 18 / 0,6348 = 28,36 ≈ 28 tractores.

A partir de este procedimiento se obtiene la siguiente estimación Tabla 3.1:

Tabla 3.1:Estimación de flota diésel y eléctricos en AMB.

Tecnología	Cantidad estimada	Participación aproximada
Diésel	76	73 %
Eléctrico	28	27 %
Total	**104**	**100 %**

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los antecedentes disponibles y los supuestos establecidos, se obtiene una flota de referencia aproximada de **104 tractores**, compuesta por 76 equipos diésel y 28 eléctricos. Este resultado no corresponde a un catastro oficial de la totalidad de tractores existentes en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, sino a una estimación desarrollada para efectos del estudio a partir de la información disponible del año 2024.

La estimación obtenida será utilizada como una referencia inicial para establecer escenarios de electrificación de la flota. Sin embargo, el dimensionamiento de la infraestructura de carga no se realizará únicamente en función de estos 104 equipos, debido a que la totalidad de los tractores no necesariamente se encuentra en operación o requiere recarga de manera simultánea. Por esta razón, posteriormente se analizará el comportamiento de las operaciones aeroportuarias entre los años 2021 y 2025, con el propósito de identificar los periodos de mayor actividad y estimar la cantidad de tractores requeridos simultáneamente.

3.2 Análisis de las operaciones aeroportuarias

Con el propósito de determinar los requerimientos operacionales de tractores de equipaje en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, se realizó un análisis de los registros de operaciones aéreas correspondientes al período 2021-2025, obtenidos de la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC). Este análisis permite identificar la evolución de las operaciones, su

distribución temporal y los períodos de mayor actividad aeroportuaria. A partir de estos antecedentes, se estimó la cantidad de tractores necesarios bajo distintos escenarios operacionales, estableciendo una base para el posterior dimensionamiento de la infraestructura de carga eléctrica propuesta.

3.2.1 Preparación y criterios de selección de los datos

La base de datos utilizada contiene los registros de las operaciones de llegada y salida realizadas en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez (SCEL), proporcionados por la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC). La información disponible comprende diferentes variables relacionadas con la identificación y características de cada operación aérea.

Para el desarrollo del estudio no fue necesario utilizar la totalidad de los campos disponibles, por lo que se seleccionaron principalmente aquellas variables relacionadas con la identificación de la empresa aérea, tipo de actividad, características de la aeronave y distribución temporal de las operaciones. Los campos seleccionados se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Principales campos de la base de datos utilizados en el estudio.

Campo SETRA	Descripción	Aplicación en el estudio
FECHA_HORA_UTC	Fecha y hora UTC del aterrizaje, despegue o sobrevuelo	Identificación temporal de las operaciones
EMP	Código de empresa que efectúa la operación	Identificación de la aerolínea y asociación con empresa de Ground Handling
ACT	Actividad efectuada por la aeronave al momento de la operación	Selección de las actividades consideradas en el análisis
TIPO	Tipo de aeronave	Clasificación de las aeronaves según NB, WB u OTHER
HORA_UTC_A_D_W	Hora UTC del aterrizaje, despegue o sobrevuelo	Referencia horaria contenida en la base original
FECHA_HORA_LOCAL	Fecha y hora local del aterrizaje, despegue o sobrevuelo	Análisis temporal de las operaciones en horario local

Fuente: Elaboración propia.

A partir de los campos originales se incorporaron variables adicionales para facilitar el procesamiento de la información y orientar el análisis hacia los requerimientos del estudio. Estas variables permiten agrupar las operaciones según periodo, empresa de Ground Handling, categoría de aeronave y franja horaria.

Tabla 3.3: Variables incorporadas para el análisis de las operaciones.

Variable incorporada	**Origen**	**Aplicación**
Año	FECHA_HORA_UTC	Agrupación anual de las operaciones entre 2021 y 2025
Mes	FECHA_HORA_UTC	Análisis de la distribución mensual
GD	EMP	Asociación de cada aerolínea con su empresa de *Ground Handling*
NB/WB/OTHER	TIPO	Clasificación de las aeronaves en *Narrow Body*, *Wide Body* u otras
Rango Hora	HORA_UTC_A_D_W	Agrupación de las operaciones según franja horaria en UTC.

Fuente: Elaboración propia.

La utilización de la fecha y hora permite representar las operaciones de acuerdo con el momento en que efectivamente se desarrollan en el aeropuerto, facilitando la identificación de los periodos de mayor actividad. Por otra parte, la clasificación de las aeronaves en Narrow Body (NB), Wide Body (WB) y OTHER permite diferenciar aquellas operaciones que serán utilizadas posteriormente para determinar el requerimiento de tractores.

La incorporación de la variable GD permite relacionar las aerolíneas presentes en la base con las empresas de Ground Handling consideradas en el estudio. Esta variable fue utilizada principalmente en la estimación desarrollada en el apartado anterior, mientras que las variables temporales y la clasificación NB/WB adquieren mayor relevancia para el análisis operacional desarrollado a continuación.

A partir de la base procesada se analizará la evolución de las operaciones durante el periodo 2021–2025, avanzando posteriormente hacia su distribución mensual y horaria y la identificación de los periodos de mayor actividad.

3.2.2 Evolución anual de las operaciones 2021–2025

Se analizó la evolución anual de las operaciones consideradas durante el periodo comprendido entre los años 2021 y 2025. Para este análisis se seleccionaron las operaciones asociadas a la actividad de Traslado de Pasajeros y las aeronaves comerciales clasificadas como Narrow Body (NB) y Wide Body (WB).

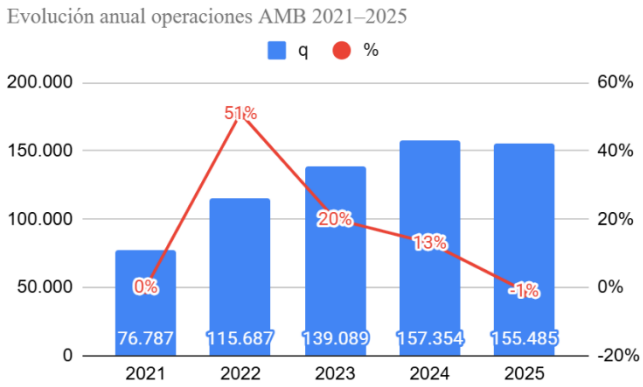
Durante el periodo analizado se contabilizaron 644.402 operaciones, observándose un incremento sostenido entre los años 2021 y 2024, seguido de una leve disminución durante 2025. La distribución anual se presenta en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Evolución anual de las operaciones consideradas, periodo 2021–2025.

Año	Q	% del total	Variación anual
2021	76.787	12%	0%
2022	115.687	18%	51%
2023	139.089	22%	20%
2024	157.354	24%	13%
2025	155.485	24%	-1%
Total general	**644.402**	**100%**	-

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 3.3: Evolución anual operaciones AMB 2021–2025.



Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 3.3 se muestra un crecimiento significativo de las operaciones durante los primeros años del periodo analizado. Entre 2021 y 2022, la cantidad de operaciones aumentó de 76.787 a 115.687, equivalente a un incremento aproximado del 51 %. Este aumento se desarrolla en un contexto de recuperación de la actividad aérea posterior al impacto generado por la pandemia

de COVID-19. A nivel mundial, la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) registró un incremento aproximado del 47 % en la cantidad de pasajeros transportados entre 2021 y 2022, asociado principalmente a la recuperación progresiva de las rutas aéreas y, especialmente, del tráfico internacional (International Civil Aviation Organization [ICAO], 2023).

Durante 2023 se registraron 139.089 operaciones, representando un crecimiento adicional del 20 % respecto del año anterior. Este comportamiento coincide con la continuidad del proceso de recuperación observado en la industria aérea mundial. De acuerdo con la OACI, durante 2023 el tráfico mundial de pasajeros alcanzó aproximadamente 4.200 millones de pasajeros, frente a los 3.200 millones registrados en 2022, mientras que las salidas de vuelos comerciales programados aumentaron de aproximadamente 31 a 35 millones. Estos antecedentes muestran que el incremento observado en las operaciones analizadas en SCL forma parte de un proceso más amplio de recuperación de la actividad aérea internacional (ICAO, 2024).

En 2024 se alcanzó el mayor valor del periodo analizado, con 157.354 operaciones, correspondiente a un incremento aproximado del 13 % respecto de 2023. Este resultado es consistente con el comportamiento observado en Chile durante el mismo año. La Junta de Aeronáutica Civil informó que durante 2024 se transportaron más de 28,2 millones de pasajeros en vuelos nacionales e internacionales, alcanzando un máximo histórico y superando en un 8 % los niveles registrados durante 2019. De acuerdo con este organismo, estos resultados marcaron la recuperación total del tráfico de pasajeros posterior a la pandemia en el país (Junta de Aeronáutica Civil [JAC], 2025).

En 2025 se contabilizaron 155.485 operaciones, registrándose una disminución aproximada del 1,19 % respecto de 2024. Esta variación es menor en comparación con los incrementos registrados durante los años anteriores, manteniéndose el volumen de operaciones cercano al máximo alcanzado en 2024. Por esta razón, los resultados de 2025 no muestran un retorno a los niveles observados al comienzo del periodo, sino una estabilización de la actividad en valores elevados dentro de la serie analizada.

En términos generales, entre 2021 y 2025 la cantidad anual de operaciones consideradas aumentó aproximadamente un 102,49 %, pasando de 76.787 a 155.485 operaciones. Sin embargo, este incremento debe interpretarse considerando que el año 2021 todavía se encontraba afectado por las consecuencias de la pandemia, por lo que no resulta conveniente utilizar directamente el

crecimiento del periodo completo como una tasa representativa para proyectar las operaciones futuras.

Para efectos del presente estudio, la evolución observada adquiere relevancia debido a que un mayor nivel de actividad aeroportuaria puede traducirse en una mayor utilización de los equipos de asistencia en tierra. Por esta razón, el dimensionamiento del estacionamiento de carga no debe sustentarse únicamente en el crecimiento acumulado de las operaciones, sino también en su distribución temporal y en la concentración de aeronaves durante los periodos de mayor actividad, aspectos que serán analizados en los apartados siguientes.

3.2.3 Distribución mensual de las operaciones

Luego de analizar la evolución anual de las operaciones, se realizó un análisis mensual para identificar posibles variaciones en la actividad aeroportuaria a lo largo del año. Para mantener la continuidad con el análisis anterior, se conservaron los mismos criterios de selección, considerando las operaciones asociadas a la actividad Traslado de Pasajeros y las aeronaves comerciales clasificadas como Narrow Body (NB) y Wide Body (WB) durante el periodo 2021–2025.

Tabla 3.5: Distribución mensual de las operaciones comerciales NB y WB consideradas, periodo 2021–2025.

Mes	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Enero	6.030	10.610	12.066	14.832	15.386
Febrero	5.745	9.877	11.234	13.782	14.131
Marzo	5.572	9.414	11.465	13.536	14.229
Abril	3.304	8.671	10.480	11.844	11.511
Mayo	3.747	8.812	10.860	11.887	11.655
Junio	4.517	8.316	10.558	11.611	11.610
Julio	6.284	10.057	12.195	13.538	13.453
Agosto	6.708	9.456	11.514	12.780	12.347
Septiembre	7.620	9.167	11.679	13.039	12.753
Octubre	8.491	10.065	11.956	13.550	12.896
Noviembre	8.986	10.143	12.281	12.975	11.737
Diciembre	9.783	11.099	12.801	13.980	13.777
Total	76.787	115.687	139.089	157.354	155.485

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3.5 presenta la cantidad de operaciones registradas para cada mes y año del periodo analizado, permitiendo comparar su comportamiento e identificar aquellos meses que presentan una mayor concentración de actividad.

La distribución mensual muestra que la actividad aeroportuaria no se mantiene uniforme a lo largo del año, observándose variaciones entre los distintos meses y años analizados. Durante 2021, el mayor número de operaciones se registró en diciembre, con 9.783 operaciones, mientras que en 2022 el máximo también correspondió a diciembre, con 11.099 operaciones. En 2023, diciembre mantuvo el mayor nivel de actividad, alcanzando 12.801 operaciones.

A partir de 2024 se observa un cambio en este comportamiento. Durante dicho año, enero registró el máximo mensual con 14.832 operaciones, superando a diciembre, que alcanzó 13.980. Esta situación se acentúa en 2025, cuando enero nuevamente presentó el mayor número de operaciones de todo el año, con 15.386 registros, siendo además el máximo mensual observado en todo el periodo 2021–2025. De esta manera, diciembre concentra los máximos durante los primeros tres años analizados, mientras que enero pasa a ocupar esta posición durante 2024 y 2025.

Los resultados muestran que los mayores niveles de operación tienden a concentrarse principalmente durante el periodo comprendido entre diciembre y enero. Este comportamiento resulta relevante debido a que permite establecer un periodo de referencia de alta actividad sobre el cual profundizar el análisis operacional, en lugar de utilizar únicamente valores mensuales promedio.

3.2.4 Distribución horaria de las operaciones en los meses de mayor actividad

A partir del análisis mensual desarrollado anteriormente, se identificó que los mayores niveles de actividad tienden a concentrarse durante los meses de diciembre y enero. Con el propósito de profundizar en el comportamiento operacional durante estos periodos, se analizaron las operaciones según rangos horarios de una hora, utilizando como referencia la hora UTC registrada en la base de datos.

Para mantener la consistencia con los análisis anteriores, se consideraron las operaciones asociadas a la actividad Traslado de Pasajeros y las aeronaves comerciales clasificadas como Narrow Body (NB) y Wide Body (WB). Para cada año del periodo 2021–2025 se contabilizaron las operaciones registradas en enero y diciembre dentro de cada franja horaria.

Tabla 3.6: Distribución de las operaciones por rango horario durante enero y diciembre, periodo 2021–2025.

	2021		2022		2023		2024		2025	
Rango hora	**Ene**	**Dic**	**Ene**	**Dic**	**Ene**	**Dic**	**Ene**	**Dic**	**Ene**	**Dic**
0-1	258	498	567	645	794	720	866	801	919	869
1-2	216	286	363	364	361	431	464	595	621	535
2-3	219	416	559	576	573	520	666	627	631	630
3-4	100	325	327	358	341	424	447	352	420	410
4-5	90	214	183	227	282	332	419	474	544	465
5-6	65	140	160	155	175	187	187	176	201	167
6-7	14	80	87	105	156	98	110	172	182	175
7-8	39	126	133	130	281	278	341	340	419	394
8-9	131	257	280	396	510	591	586	663	723	684
9-10	259	517	495	532	557	639	737	716	770	607
10-11	302	362	359	499	528	562	551	632	661	639
11-12	275	389	487	491	493	531	675	488	623	592
12-13	288	443	472	462	645	539	648	564	611	566
13-14	321	449	522	508	614	638	749	653	670	607
14-15	306	536	499	557	569	608	714	690	711	625
15-16	340	544	516	506	508	642	774	701	772	704
16-17	341	522	507	642	700	703	846	700	799	658
17-18	350	526	581	669	667	678	833	674	753	774
18-19	356	503	598	572	579	667	817	699	763	650
19-20	391	515	653	694	683	629	729	696	777	652
20-21	389	565	576	617	622	663	767	713	816	623
21-22	396	527	622	554	580	602	680	659	649	548
22-23	258	544	566	406	363	563	655	580	634	597
23-24	326	499	498	434	485	556	571	615	717	606
Total	**6.030**	**9.783**	**10.610**	**11.099**	**12.066**	**12.801**	**14.832**	**13.980**	**15.386**	**13.777**

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la

Tabla 3.6 muestran que las operaciones no se distribuyen uniformemente durante el día, identificándose diferencias entre las distintas franjas horarias. En términos generales, los menores niveles de actividad se concentran durante la madrugada, particularmente entre las 05:00 y las 08:00 horas, mientras que a partir de las 08:00 se observa un incremento progresivo de las operaciones, manteniéndose niveles elevados durante gran parte de la tarde y noche.

Durante los años de mayor actividad del periodo analizado, esta concentración se hace especialmente visible. En enero de 2024, por ejemplo, las mayores cantidades mensuales se registraron entre las 00:00 y 01:00 horas, con 866 operaciones, y entre las 16:00 y 17:00 horas, con 846 operaciones. En enero de 2025, el rango comprendido entre las 00:00 y 01:00 horas alcanzó 919 operaciones, correspondiente al mayor valor horario acumulado de la

Tabla 3.6. También se observan niveles elevados durante distintas franjas de la tarde y noche, lo que evidencia que la demanda operacional no se encuentra concentrada exclusivamente en una única hora del día.

La comparación entre enero y diciembre permite observar que, aunque existen variaciones entre años, se mantienen franjas de mayor y menor actividad relativamente diferenciadas. Este comportamiento resulta relevante para el presente estudio, debido a que la concentración temporal de las operaciones puede producir periodos de mayor utilización de los equipos de asistencia en tierra y, consecuentemente, una mayor demanda simultánea de tractores de equipaje.

Sin embargo, los valores de la tabla corresponden al total acumulado de operaciones registradas en cada rango horario durante cada mes, por lo que no representan directamente la cantidad de aeronaves atendidas simultáneamente. Por ejemplo, las 919 operaciones registradas entre las 00:00 y 01:00 horas en enero de 2025 corresponden a la suma de las operaciones realizadas en esa franja durante todos los días del mes y no a 919 operaciones simultáneas.

Por esta razón, la distribución horaria se utiliza como un primer criterio para identificar los periodos de mayor exigencia operacional. A partir de los resultados obtenidos, se seleccionó para cada año la franja horaria que presentó la mayor cantidad de operaciones durante enero y diciembre. La Tabla 3.7 resume las franjas de máxima actividad identificadas.

Tabla 3.7: Franjas horarias de mayor actividad durante enero y diciembre, periodo 2021–2025.

	Años				
Mes	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	21-22	19-20	0-1	0-1	0-1
Diciembre	20-21	19-20	0-1	0-1	0-1

Fuente: Elaboración propia

Los resultados muestran que durante 2021 las franjas de mayor actividad se concentraron en horario nocturno, entre las 21:00 y 22:00 horas en enero y entre las 20:00 y 21:00 horas en diciembre. En 2022, tanto enero como diciembre registraron su máximo entre las 19:00 y 20:00

horas. A partir de 2023 se observa un cambio en este comportamiento, debido a que la franja comprendida entre las 00:00 y 01:00 horas concentra la mayor cantidad de operaciones en ambos meses, patrón que se mantiene durante 2024 y 2025.

A partir de las franjas horarias identificadas, se hace un análisis a nivel diario con el propósito de determinar la mayor concentración de operaciones registrada dentro de cada uno de estos periodos. Para ello, se mantuvo como referencia la franja de máxima actividad correspondiente a enero y diciembre de cada año y se contabilizaron las operaciones registradas en cada fecha dentro de dicha franja.

Adicionalmente, las operaciones fueron diferenciadas según aeronaves Narrow Body (NB) y Wide Body (WB), permitiendo conservar la composición de la actividad observada en cada periodo seleccionado. En los casos donde más de una fecha presentó el mismo valor máximo, se seleccionó una de ellas como representativa, debido a que corresponden al mismo nivel de actividad operacional. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Días de mayor actividad dentro de las franjas horarias seleccionadas, periodo 2021–2025.

Año	Mes	Franja horaria	Día seleccionado	NB	WB	Total
2021	Enero	21:00–22:00	06/01/2021	15	2	**17**
2021	Diciembre	20:00–21:00	05/12/2021	22	1	**23**
2022	Enero	19:00–20:00	07/01/2022	27	2	**29**
2022	Diciembre	19:00–20:00	09/12/2022	27	1	**28**
2023	Enero	00:00–01:00	14/01/2023	30	3	**33**
2023	Diciembre	00:00–01:00	04/12/2023	26	3	**29**
2024	Enero	00:00–01:00	05/01/2024	32	2	**34**
2024	Diciembre	00:00–01:00	12/12/2024	30	3	**33**
2025	Enero	00:00–01:00	17/01/2025	34	2	**36**
2025	Diciembre	00:00–01:00	19/12/2025	29	4	**33**

Fuente: Elaboración propia

La desagregación diaria permite observar con mayor precisión la evolución de las condiciones de máxima actividad durante el periodo estudiado. En 2021, los máximos

identificados alcanzaron 17 operaciones en enero y 23 en diciembre, mientras que durante 2022 aumentaron a 29 y 28 operaciones, respectivamente. En los años siguientes los valores se mantuvieron en niveles superiores, destacando enero de 2023 con 33 operaciones, enero de 2024 con 34 y enero de 2025 con 36 operaciones, correspondiente al mayor valor registrado entre los casos analizados.

En particular, el 17 de enero de 2025, entre las 00:00 y 01:00 horas, se registraron 34 operaciones de aeronaves NB y 2 de aeronaves WB, alcanzando un total de 36 operaciones dentro de la franja seleccionada. Por otra parte, diciembre de 2025 presentó la mayor cantidad de aeronaves WB entre los periodos analizados, con 4 operaciones de este tipo dentro de un total de 33.

La composición de los periodos seleccionados evidencia un predominio de aeronaves NB, mientras que las operaciones de aeronaves WB representan una proporción menor. Esta diferenciación será relevante para la estimación posterior del requerimiento de tractores de equipaje, debido a que la cantidad de equipos necesarios para la atención de una aeronave puede variar según sus características y capacidad.

Los valores obtenidos corresponden a operaciones registradas dentro de una ventana de una hora y no implican necesariamente que todas las aeronaves hayan requerido atención simultáneamente. Por esta razón, los resultados serán utilizados como referencia de las condiciones históricas de mayor actividad operacional, a partir de las cuales se desarrollará posteriormente la estimación del requerimiento de tractores de equipaje.

3.2.5 Estimación del requerimiento operacional de tractores de equipaje

A partir de los periodos de mayor actividad identificados anteriormente, se estimará el requerimiento operacional de tractores de equipaje asociado a la atención de aeronaves comerciales en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Este análisis busca establecer una referencia de la cantidad de equipos que podrían encontrarse en utilización durante condiciones de alta actividad aeroportuaria, información necesaria para las etapas posteriores de dimensionamiento de la infraestructura de carga.

Para realizar esta estimación se considera la clasificación de las aeronaves en Narrow Body (NB) y Wide Body (WB), debido a que sus características operacionales y capacidad de transporte

generan diferencias en los requerimientos de atención de equipaje. Debido a que la cantidad de tractores utilizados puede variar de acuerdo con las características de cada operación, se establecieron tres escenarios de análisis: bajo, base y alto.

El escenario bajo considera una menor utilización de equipos durante la atención de las aeronaves, mientras que el escenario base representa la condición adoptada como referencia para el desarrollo del estudio y escenario alto considera una mayor utilización de tractores y permite evaluar una condición operacional más exigente. Los supuestos utilizados se presentan en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Supuestos de tractores de equipaje requeridos según tipo de aeronave.

Tipo de aeronave	Escenario bajo	Escenario base	Escenario alto
NB	2	3	4
WB	3	4	5

Fuente: Elaboración propia.

La utilización de estos escenarios permite analizar la sensibilidad del requerimiento de equipos frente a diferentes condiciones operacionales y evita establecer un único valor como representativo de todas las operaciones.

Para desarrollar la estimación se consideran dos supuestos operacionales independientes. El primero, presentado anteriormente, corresponde a la cantidad de tractores asignados según el tipo de aeronave. El segundo corresponde al tiempo durante el cual estos equipos permanecen ocupados en cada operación. A partir de este último se determina posteriormente el factor de ocupación temporal (FOT).

Sin embargo, la aplicación directa de estos valores sobre la cantidad de operaciones registradas dentro de cada franja horaria supondría que todos los tractores asociados a dichas operaciones permanecen ocupados durante los 60 minutos completos. Esta condición no representa el funcionamiento esperado de los equipos, debido a que, una vez finalizado el traslado del equipaje, el tractor puede quedar disponible para realizar una nueva tarea dentro de la misma ventana horaria.

Para incorporar esta condición al análisis se considera el tiempo de ocupación del tractor, entendido como el periodo durante el cual el equipo se encuentra comprometido en las actividades

de retiro y traslado del equipaje. Para las aeronaves NB se considera como referencia operacional un tiempo aproximado de 15 a 20 minutos. Este tiempo puede variar según las condiciones particulares de cada operación y las distancias de traslado hacia los patios de equipaje asociados a los terminales del aeropuerto. Para las aeronaves WB se considera un tiempo de ocupación mayor, debido a sus características operacionales y al mayor volumen de equipaje que puede estar asociado a este tipo de aeronave.

Debido a que no se dispone de registros individualizados del tiempo de utilización de cada tractor, se establecen tres escenarios para representar esta variabilidad.

Tabla 3.10: Supuestos de tiempo de ocupación de los tractores.

Escenario	**NB**	**WB**
Bajo	15 min	20 min
Base	20 min	25 min
Alto	25 min	30 min

Fuente: Elaboración propia.

A partir de estos tiempos se define un factor de ocupación temporal (FOT), utilizado para representar la proporción de la ventana horaria durante la cual un tractor permanece ocupado. Este factor se obtiene mediante la relación entre el tiempo de ocupación considerado y los 60 minutos correspondientes a la ventana de análisis:

$$\boldsymbol{FOT = \frac{Tiempo\ de\ ocupación\ del\ tractor}{60}} \tag{6}$$

Por ejemplo, para una operación NB con un tiempo de ocupación de 20 minutos, el factor corresponde a:

$$\boldsymbol{FOT = \frac{20}{60} = 0,33} \tag{7}$$

Esto indica que, bajo el supuesto adoptado, el tractor permanece ocupado aproximadamente durante un tercio de la ventana horaria analizada. Una vez finalizada la tarea, el equipo puede encontrarse disponible para una nueva operación.

Aplicando el mismo procedimiento a los tiempos definidos para cada escenario se obtienen los siguientes factores Tabla 3.11:

Tabla 3.11: Factores de ocupación temporal según tipo de aeronave y escenario.

Escenario	Tiempo NB	FOT NB	Tiempo WB	FOT WB
Bajo	15 min	0,25	20 min	0,33
Base	20 min	0,33	25 min	0,42
Alto	25 min	0,42	30 min	0,50

Fuente: Elaboración propia.

El factor de ocupación temporal constituye una aproximación para efectos del estudio y no una medición directa de la simultaneidad real de los equipos. Su aplicación supone que las operaciones se distribuyen dentro de la ventana horaria y que los tractores pueden ser reutilizados una vez finalizada cada tarea. De esta manera, se evita asumir que todos los equipos permanecen ocupados simultáneamente durante los 60 minutos.

Considerando la cantidad de operaciones NB y WB, los tractores asignados a cada tipo de aeronave y sus respectivos factores de ocupación temporal, el requerimiento operacional se estimará mediante la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{T} = (\boldsymbol{NB} * \boldsymbol{TNB} * \boldsymbol{FOTNB}) + (\boldsymbol{WB} * \boldsymbol{TWB} * \boldsymbol{FOTWB}) \quad (8)$$

- **T** corresponde al requerimiento estimado de tractores
- **NB** y **WB** representan la cantidad de operaciones de cada tipo de aeronave
- **TNB** y **TWB** corresponden a la cantidad de tractores considerados por operación para aeronaves NB y WB respectivamente.
- **FOTNB** y **FOTWB** corresponden a los factores de ocupación temporal definidos para cada escenario.

Los resultados obtenidos mediante esta expresión serán redondeados al número entero superior, debido a que los tractores corresponden a unidades enteras.

Para ejemplificar la aplicación del modelo se considera el 17 de enero de 2025, correspondiente al periodo de mayor actividad identificado en el análisis anterior. Durante la franja

comprendida entre las 00:00 y 01:00 horas se registraron 36 operaciones, de las cuales 34 correspondieron a aeronaves NB y 2 a aeronaves WB.

Considerando el escenario base, correspondiente a 3 tractores por aeronave NB y 4 tractores por aeronave WB, junto con tiempos de ocupación de 20 y 25 minutos respectivamente, el requerimiento se determina de la siguiente manera:

$$T = \left(34 * 3 * \frac{20}{60}\right) + \left(2 * 4 * \frac{25}{60}\right) \quad (8)$$

$$T = 34 + 3{,}33 = 37{,}33 \quad (9)$$

Al aproximar el resultado al número entero superior se obtiene un requerimiento estimado de 38 tractores para el escenario base.

El mismo procedimiento se aplicó a cada uno de los periodos de mayor actividad identificados entre 2021 y 2025 y para los tres escenarios definidos. Los resultados se presentan en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Requerimiento estimado de tractores según escenario operacional.

Año	Mes	NB	WB	Escenario bajo	Escenario base	Escenario alto
2021	Enero	15	2	10	19	30
2021	Diciembre	22	1	12	24	40
2022	Enero	27	2	16	31	50
2022	Diciembre	27	1	15	29	48
2023	Enero	30	3	18	35	58
2023	Diciembre	26	3	16	31	51
2024	Enero	32	2	18	36	59
2024	Diciembre	30	3	18	35	58
2025	Enero	34	2	19	38	62
2025	Diciembre	29	4	19	36	59

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que el requerimiento estimado de tractores aumenta en concordancia con los mayores niveles de actividad observados durante el periodo estudiado. En el

escenario base, los valores varían entre 19 y 38 tractores para los casos seleccionados, alcanzándose el mayor requerimiento en enero de 2025. Para este mismo periodo, los escenarios bajo y alto entregan requerimientos de 19 y 62 tractores, respectivamente.

La amplitud observada entre los escenarios responde a la combinación de los dos supuestos utilizados en el modelo: la cantidad de tractores asignados a cada tipo de aeronave y el tiempo durante el cual estos permanecen ocupados. El escenario bajo representa una condición de menor utilización de equipos y menor tiempo de ocupación, mientras que el escenario alto incorpora una mayor asignación de tractores y tiempos de utilización superiores. El escenario base se adopta como referencia principal para las etapas posteriores del estudio, manteniendo los escenarios bajo y alto como límites para evaluar la sensibilidad de los resultados.

Al relacionar estos resultados con la estimación de flota desarrollada en el apartado 3.1.3, donde se obtuvo una referencia aproximada de 104 tractores para el aeropuerto, se observa la diferencia entre la cantidad total de equipos que conforman la flota y aquellos que podrían encontrarse requeridos durante una condición de alta actividad. En particular, el máximo estimado de 38 tractores en el escenario base representa aproximadamente un 36,5 % de la flota de referencia, mientras que el escenario alto, con 62 tractores, representa aproximadamente un 59,6 %.

Esta diferencia es relevante para el dimensionamiento de la infraestructura de carga, debido a que la existencia de una determinada cantidad total de tractores eléctricos no implica que todos los equipos se encuentren operando o requieran recarga simultáneamente. Por lo tanto, la estimación de la flota presentada en el apartado 3.1.3 y el requerimiento operacional obtenido en el presente análisis serán utilizados de manera complementaria para establecer posteriormente los escenarios de electrificación y las necesidades de infraestructura de carga.

Los resultados obtenidos no representan una medición directa de la cantidad de tractores utilizados simultáneamente en plataforma, sino una estimación operacional basada en los registros históricos de tráfico y en los supuestos definidos para el estudio. En consecuencia, los valores calculados se utilizan como referencia para representar condiciones de alta exigencia operacional y para continuar con el dimensionamiento técnico de la propuesta.

3.3 Análisis de electrificación y requerimientos energéticos de los tractores

A partir de los requerimientos operacionales determinados en el apartado anterior, se desarrolla el análisis de electrificación de la flota de tractores de equipaje de AMB. Para ello, se consideran distintos escenarios de incorporación de equipos eléctricos y las características técnicas de un tractor de referencia, con el propósito de estimar su consumo energético y autonomía operacional. Estos antecedentes permiten determinar la demanda de energía asociada a los escenarios analizados y establecer las bases para el posterior dimensionamiento de la infraestructura de carga eléctrica.

3.3.1 Escenarios de electrificación de la flota de tractores

A partir de la estimación de la flota desarrollada anteriormente y del análisis del requerimiento operacional de tractores, se establecen escenarios de electrificación con el propósito de representar una transición progresiva desde la composición actual estimada hacia una flota completamente eléctrica.

Como se determinó en el apartado 3.1.3, para efectos del estudio se considera una flota de referencia de aproximadamente 104 tractores, compuesta por 76 equipos diésel y 28 eléctricos, lo que representa una participación aproximada de 73 % y 27 %, respectivamente. Estos valores constituyen el punto de partida para analizar el crecimiento progresivo de la electromovilidad dentro de la flota.

La transición hacia una flota eléctrica se encuentra alineada con los objetivos de descarbonización del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez presentados en los capítulos anteriores, donde se establecen metas de reducción de la huella de carbono hacia 2030 y de carbono neutralidad a largo plazo. En este contexto, la sustitución progresiva de tractores diésel por equipos eléctricos, complementada con el uso de energía renovable, constituye una alternativa coherente con los lineamientos ambientales del aeropuerto y con el objetivo del presente estudio.

Debido a que no se dispone de un calendario específico para el reemplazo de los tractores de equipaje diésel, los escenarios desarrollados no se asocian directamente a años determinados, sino que representan distintos niveles de penetración de la tecnología eléctrica. De esta manera, se evalúa el comportamiento de la infraestructura de carga ante un aumento progresivo de la cantidad de equipos eléctricos con estos escenarios supuestos.

Para representar esta transición se considera como punto de partida la condición actual estimada de aproximadamente 27 % de electrificación, junto con tres escenarios posteriores correspondientes al 50 %, 75 % y 100 % de electrificación de la flota. Los resultados se presentan en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13: Escenarios de electrificación de la flota de referencia.

Condición	Nivel de electrificación	Tractores eléctricos	Tractores diésel
Situación de referencia	27 %	28	76
Electrificación intermedia	50 %	52	52
Electrificación avanzada	75 %	78	26
Electrificación total	100 %	104	0

Fuente: Elaboración propia.

Los escenarios planteados permiten evaluar progresivamente el efecto que tendría el aumento de tractores eléctricos sobre los requerimientos de infraestructura de carga. La condición de electrificación total representa el escenario de mayor exigencia para el sistema, mientras que los niveles intermedios permiten analizar posibles etapas de transición de la flota.

Cabe señalar que el escenario de 100 % de electrificación corresponde a una condición técnica de análisis y no a una fecha oficial establecida para el reemplazo total de los tractores diésel. Asimismo, la cantidad de tractores eléctricos considerada en cada escenario no debe interpretarse directamente como la cantidad de puntos de carga necesarios, debido a que la totalidad de los equipos no se encontrará operando ni requerirá recarga de manera simultánea.

3.3.2 Caracterización del tractor eléctrico de referencia

Para determinar los requerimientos energéticos asociados a los escenarios de electrificación definidos anteriormente, se establece el tractor eléctrico de referencia.

Para efectos del presente estudio se adopta como equipo de referencia el Charlatte T137-V3, perteneciente a la línea de tractores eléctricos T137. La selección de este modelo se debe a que corresponde a un tractor diseñado específicamente para operaciones aeroportuarias de traslado

de equipaje, carga, correo y carros, además de constituir un equipo conocido dentro del contexto operacional considerado en este estudio.

De acuerdo con las especificaciones del fabricante, el Charlatte T137-V3 corresponde a un tractor autopropulsado alimentado mediante baterías, equipado con un sistema eléctrico de 80 V y un motor de corriente alterna de aproximadamente 30 kW (40 hp). El fabricante establece para este modelo un rango de capacidad de batería comprendido entre 500 y 625 Ah.

Tabla 3.14: Principales características técnicas del tractor eléctrico Charlatte T137-V3.

Parámetro	Característica
Modelo	Charlatte T137-V3
Tipo	Tractor eléctrico de equipaje
Tensión de batería	80 V
Capacidad de batería	500–625 Ah
Potencia del motor	30 kW (40 hp)
Velocidad máxima sin carga	29 km/h
Capacidad de tiro en barra	1.814 kg

Fuente: Elaboración propia.

Para los cálculos energéticos del presente estudio se considera como condición de referencia la configuración de batería de mayor capacidad indicada para el modelo, correspondiente a 80 V y 625 Ah. Esta selección permite adoptar una condición conservadora para el dimensionamiento de la infraestructura de carga.

La energía nominal almacenada en la batería puede estimarse mediante la relación entre la tensión y la capacidad eléctrica:

$$\mathrm{E} = \mathrm{V} * \frac{C}{1000} \tag{10}$$

- E: energía nominal de la batería en kWh,
- V: tensión nominal expresada en voltios y
- C: capacidad en amperios-hora.

Para la configuración seleccionada:

$$\mathrm{E} \;=\; 80 * \frac{625}{1000} = 50\ kWh \tag{11}$$

Por lo tanto, para efectos del estudio se adopta una capacidad energética nominal de referencia de 50 kWh por tractor.

Cabe señalar que este valor corresponde a la capacidad energética nominal obtenida a partir de las características eléctricas de la batería y no implica que los 50 kWh sean necesariamente consumidos o repuestos durante cada ciclo de operación. La energía efectivamente requerida durante una recarga dependerá del nivel de descarga alcanzado, de la utilización del tractor y de las pérdidas asociadas al proceso de carga.

La utilización del Charlatte T137-V3 como equipo de referencia no implica que la futura electrificación de la flota deba realizarse exclusivamente mediante este modelo. Su selección permite disponer de parámetros técnicos concretos para desarrollar el dimensionamiento energético.

3.3.3 Condiciones de utilización energética y autonomía operacional

A partir de las características técnicas del tractor eléctrico de referencia definidas en el apartado anterior, se establecen las condiciones energéticas que serán utilizadas para estimar la demanda asociada a la operación de la flota. El Charlatte T137-V3 dispone de un sistema de batería de 80 V, con una capacidad comprendida entre 500 y 625 Ah, y un motor eléctrico de 30 kW. Para el presente estudio se adopta la configuración superior de 625 Ah, con el propósito de establecer una condición de referencia homogénea para los cálculos posteriores. Estas características corresponden a las especificaciones publicadas por el fabricante.

La capacidad energética nominal de la batería se obtiene a partir de la tensión y capacidad seleccionadas mediante la siguiente expresión:

$$\mathrm{Enom} \;= \frac{\mathrm{V} * \mathrm{Ah}}{1000} \tag{12}$$

$$Enom \;= \frac{80 * 625}{1000} \;=\; 50\ kWh \tag{13}$$

Por lo tanto, para el desarrollo del estudio se considera una capacidad energética nominal de 50 kWh por tractor. Sin embargo, para efectos del dimensionamiento no se considera la utilización del 100 % de esta capacidad.

Se considera el supuesto futuro de modernización de la flota aeroportuaria, en el cual se supone la incorporación progresiva de baterías ($LiFePO_4$). Esta tecnología se considera debido a su mayor vida útil en ciclos respecto de las baterías convencionales de plomo-ácido y su capacidad de operar con profundidades de descarga elevadas, bajo las condiciones especificadas por cada fabricante.

Así adoptanse una profundidad de descarga del 80 % como supuesto metodológico para el dimensionamiento energético del escenario futuro de electrificación. Este porcentaje permite considerar un mayor aprovechamiento de la capacidad nominal de la batería, manteniendo una reserva energética del 20 %.

Como supuesto metodológico se adopta una utilización máxima equivalente al 80 % de la capacidad nominal, estableciendo un margen de energía no utilizado antes de iniciar el proceso de recarga.

De esta manera, la energía utilizable considerada para cada tractor corresponde a:

$$\text{Eutil} = 50 * 0{,}80 = 40\ \text{kWh} \quad (14)$$

Por esto se dispone de aproximadamente 40 kWh de energía utilizable por tractor dentro del modelo desarrollado. El porcentaje de utilización adoptado corresponde a un supuesto del estudio y no a una limitación de descarga especificada por el fabricante para el T137-V3.

La documentación técnica disponible del Charlatte T137-V3 proporciona información respecto de la capacidad de la batería y potencia del motor, pero no establece una autonomía operacional expresada en horas para las condiciones particulares consideradas en este estudio.

Para esto se adopta una autonomía operacional de cuatro horas acumuladas antes de requerir un proceso de recarga. Este supuesto busca representar una condición de continuidad operacional dentro del aeropuerto, considerando que durante los periodos de mayor actividad los tractores pueden ser utilizados sucesivamente para atender diferentes aeronaves.

Las cuatro horas consideradas no representan un funcionamiento permanente del motor a su potencia nominal ni un desplazamiento ininterrumpido del tractor. El periodo de operación contempla el conjunto de actividades del servicio, desplazamientos entre las aeronaves, patio de equipaje, arrastre de carros, aceleraciones, detenciones, tiempos de espera y posteriores tareas. De esta forma se busca representar un periodo durante el cual el equipo permanece operacionalmente activo y disponible para la atención de vuelos.

A partir de los 40 kWh de energía utilizable y de la autonomía operacional adoptada, se establece un consumo energético medio equivalente:

$$\text{Cmedio} = \frac{\text{Eutil}}{\text{top}} \tag{15}$$

$$\text{Cmedio} = \frac{40\ \text{kWh}}{4\ \text{h}} = 10\ kWh/h \tag{16}$$

Por lo tanto, para los cálculos posteriores se adopta un consumo energético medio (Cmedio) equivalente de 10 kWh por cada hora de operación de un tractor. Este valor no representa un consumo constante de 10 kW durante cada instante de funcionamiento, sino una distribución simplificada de la energía disponible a lo largo del periodo operacional considerado.

Tabla 3.15: Parámetros energéticos adoptados para el tractor eléctrico de referencia.

Parámetro	**Valor considerado**	**Origen**
Tensión de batería	80 V	Fabricante
Capacidad de batería seleccionada	625 Ah	Fabricante / configuración adoptada
Capacidad energética nominal	50 kWh	Cálculo
Utilización de la capacidad	80 %	Supuesto del estudio
Energía utilizable	40 kWh	Cálculo
Autonomía operacional	4 h	Supuesto del estudio
Consumo energético medio	10 kWh/h	Cálculo

Fuente: Elaboración propia.

Los valores adoptados constituyen una condición de diseño para el desarrollo del modelo energético y no deben interpretarse como una autonomía o consumo certificado por Charlatte.

De esta manera, el modelo energético queda establecido sobre una capacidad nominal de 50 kWh, una energía utilizable de 40 kWh, una autonomía operacional supuesta de cuatro horas y un consumo energético medio equivalente de 10 kWh/h por tractor.

3.3.4 Estimación de la demanda energética operacional

Se procede a estimar la demanda de energía asociada a los distintos niveles de requerimiento operacional obtenidos previamente. Este cálculo permite relacionar la cantidad de tractores necesarios para atender las operaciones aeroportuarias con la energía que deberá ser posteriormente recuperada mediante el sistema de carga.

En el apartado 3.2.5 se determinaron tres escenarios de requerimiento operacional de tractores de equipaje, correspondientes a condiciones baja, base y alta. Los resultados obtenidos fueron de 19, 38 y 62 tractores, respectivamente. Estos valores representan una estimación de la cantidad de equipos requeridos simultáneamente durante una condición de alta actividad aeroportuaria y no corresponden al tamaño total de la flota disponible.

De acuerdo con los supuestos establecidos en el apartado 3.3.3, cada tractor dispone de 40 kWh de energía utilizable, considerando una autonomía operacional de cuatro horas. Esto equivale a un consumo energético medio de 10 kWh por cada hora de operación.

A partir de estos parámetros, la demanda energética para un determinado periodo de operación puede estimarse mediante la siguiente expresión:

$$\mathrm{Eop} = \mathrm{Nt} * \mathrm{Cmedio} * \mathrm{top} \tag{17}$$

Donde:

- Eop: energía requerida durante el periodo de operación (kWh).
- Nt: número de tractores en operación.
- Cmedio: consumo energético medio adoptado por tractor (10 kWh/h).
- top: tiempo de operación considerado (h).

Para una hora de operación, la expresión se simplifica a:

$$\mathrm{E1h} = \mathrm{Nt} * 10\ \mathrm{kWh} \tag{18}$$

Aplicando esta relación a los tres escenarios operacionales se obtienen los siguientes resultados en la Tabla 3.16:

Tabla 3.16: Demanda energética estimada según escenario operacional.

Escenario operacional	Tractores en operación	Consumo medio por tractor	Energía requerida en 1 h
Bajo	19	10 kWh/h	**190 kWh**
Base	38	10 kWh/h	**380 kWh**
Alto	62	10 kWh/h	**620 kWh**

Fuente: Elaboración propia

Los resultados muestran que, bajo las condiciones adoptadas, una hora de operación de la flota demandaría entre 190 y 620 kWh, dependiendo del nivel de requerimiento de tractores.

Demanda energética durante un ciclo completo de utilización

Considerando que en el apartado anterior se estableció una autonomía operacional de cuatro horas antes de requerir recarga, se estimara también la energía consumida por los tractores al completar un ciclo operacional bajo cada escenario.

Para este caso:

$$\text{Eciclo} = \text{Nt} * 40\ \text{kWh} \quad (19)$$

Los resultados son los siguientes:

Tabla 3.17: Demanda energética estimada al de un ciclo operacional de cuatro horas.

Escenario operacional	Tractores	Energía utilizable por tractor	Energía total del ciclo
Bajo	19	40 kWh	**760 kWh**
Base	38	40 kWh	**1.520 kWh**
Alto	62	40 kWh	**2.480 kWh**

Fuente: Elaboración propia.

En el escenario base de la Tabla 3.17, si los 38 tractores requeridos completaran las cuatro horas de utilización establecidas en el modelo, el consumo energético acumulado sería de aproximadamente 1.520 kWh (1,52 MWh). En el escenario de mayor exigencia, correspondiente a 62 tractores, este valor aumentaría hasta 2.480 kWh (2,48 MWh).

Es importante señalar que estos resultados no representan necesariamente la energía que deberá suministrarse simultáneamente mediante los cargadores. Los valores corresponden a la energía consumida por los equipos durante su operación. El momento en que esta energía deberá ser recuperada dependerá de la estrategia de recarga, del tiempo disponible entre operaciones, de la potencia de los cargadores y de la rotación de los tractores.

Asimismo, el cálculo supone que la cantidad de tractores correspondiente a cada escenario permanece operativa durante la totalidad del periodo analizado. En la operación real pueden existir rotaciones, tiempos de espera, cambios en la cantidad de vuelos atendidos y variaciones en la utilización de cada equipo. Por esta razón, los resultados representan condiciones de diseño para evaluar el requerimiento energético del sistema, y no una medición directa del consumo real de la flota.

3.4 Dimensionamiento de la infraestructura de carga

A partir de la demanda energética estimada y de los requerimientos operacionales de los tractores eléctricos, se desarrolla el dimensionamiento de la infraestructura de carga propuesta para el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Para ello, se consideran las condiciones de carga de los equipos, los tiempos disponibles y la simultaneidad de utilización de los cargadores, con el propósito de determinar la cantidad de estacionamientos necesarios, la potencia eléctrica requerida y la demanda energética del sistema. Estos resultados permiten establecer las condiciones de diseño para el posterior dimensionamiento del sistema de generación solar fotovoltaica.

3.4.1 Condiciones y estrategia de recarga del tractor de referencia

El dimensionamiento de la infraestructura de carga requiere establecer las condiciones bajo las cuales los tractores eléctricos recuperarán la energía consumida durante su operación. Para ello, resulta necesario definir la energía máxima a recuperar, un tiempo de carga de referencia y la posibilidad de realizar recargas parciales durante aquellos periodos en que los equipos no sean requeridos operacionalmente.

La documentación técnica disponible del Charlatte T137-V3 no establece un tiempo específico para realizar una carga completa bajo las condiciones consideradas en este estudio. Sin embargo, como antecedente de referencia, Price et al. analizan un tractor eléctrico Charlatte con

características de 80 V, 625 Ah y motor eléctrico de 30 kW, parámetros coincidentes con la configuración adoptada en esta investigación. En dicho estudio se considera un periodo de carga de cuatro horas por turno y una eficiencia del cargador de 92,5 %. Por esta razón, se adopta un periodo de cuatro horas como tiempo de referencia para la recuperación de los 40 kWh de energía utilizable.

Este periodo no implica que todos los tractores deban completar cuatro horas de operación y posteriormente permanecer otras cuatro horas conectados al sistema. Las cuatro horas de autonomía representan el límite operacional adoptado para el modelo, mientras que las cuatro horas de carga corresponden a una condición de referencia para recuperar la totalidad de la energía utilizable considerada.

Durante la operación pueden existir intervalos en los cuales determinados tractores no sean requeridos temporalmente, tanto dentro de una misma franja horaria como durante menores periodos de operaciones. Estos intervalos pueden ser aprovechados para efectuar recargas parciales o de oportunidad, permitiendo recuperar parte de la energía consumida antes de alcanzar el límite de autonomía establecido. En consecuencia, un tractor no necesariamente deberá recuperar los 40 kWh en cada ingreso al estacionamiento de carga.

Considerando como condición máxima la recuperación de 40 kWh en un periodo de cuatro horas, la potencia media efectiva requerida hacia la batería se obtiene mediante:

$$\text{Pbatería} = \frac{\text{Erec}}{\text{tcarga}} \tag{20}$$

$$\text{Pbatería} = \frac{40\ \text{kWh}}{4\ \text{h}} = 10\ \text{kW} \tag{21}$$

Considerando una eficiencia de carga de referencia del 92,5 %, la potencia media requerida desde la alimentación eléctrica se estima mediante:

$$\text{Pred} = \frac{\text{Pbatería}}{\eta\text{carga}} \tag{22}$$

$$\text{Pbatería} = \frac{10}{0{,}925} \approx 10{,}81\ \text{kW} \tag{23}$$

Se obtiene una potencia media aproximada de 10,8 kW por punto de carga cuando se requiere recuperar completamente los 40 kWh en cuatro horas. Este valor constituye una condición

de cálculo y no representa todavía la selección definitiva de un cargador comercial, la cual deberá considerar posteriormente la compatibilidad eléctrica con el sistema de batería del tractor.

Tabla 3.18: Parámetros de referencia para la recarga del tractor eléctrico.

Parámetro	Valor considerado	Origen
Capacidad energética nominal	50 kWh	Cálculo a partir de 80 V y 625 Ah
Energía utilizable	40 kWh	Supuesto del estudio
Autonomía operacional máxima	4 h	Supuesto del estudio
Consumo energético medio	10 kWh/h	Cálculo
Energía máxima por recuperar	40 kWh	Condición de diseño
Tiempo de carga de referencia	4 h	Referencia bibliográfica
Eficiencia de carga	92,5 %	Referencia bibliográfica
Potencia efectiva hacia la batería	10 kW	Cálculo
Potencia media de entrada estimada	10,8 kW	Cálculo
Modalidad considerada	Carga completa y parcial	Criterio del estudio

Fuente: Elaboración propia.

Bajo el modelo energético adoptado, la energía que deberá ser recuperada dependerá del tiempo de operación acumulado desde la última recarga. Considerando un consumo energético medio equivalente de 10 kWh/h, se estima que un tractor requerirá recuperar aproximadamente 10 kWh por cada hora acumulada de operación, hasta alcanzar un máximo de 40 kWh correspondiente a las cuatro horas de autonomía operacional adoptadas.

Tabla 3.19: Energía estimada a recuperar según tiempo acumulado de operación.

Tiempo acumulado de operación	Energía máxima por recuperar
1 h	10 kWh
2 h	20 kWh
3 h	30 kWh
4 h	40 kWh

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, un tractor que disponga de una ventana de carga antes de alcanzar las cuatro horas de operación podrá recuperar parcialmente la energía utilizada y posteriormente

volver a estar disponible para el servicio. La aplicación de este criterio permite considerar tanto cargas completas como parciales sin asumir que todos los equipos alcanzarán simultáneamente el mismo nivel de descarga.

Para efectos del dimensionamiento, se considerará la posibilidad de efectuar cargas parciales dentro de las propias franjas de operación y durante periodos de menor actividad, mientras que la cantidad de equipos que podrían requerir conexión simultánea será representada mediante supuestos de simultaneidad de carga.

3.4.2 Estimación de la simultaneidad de carga

La cantidad de estacionamientos necesarios para la infraestructura de carga se determina considerando la demanda operacional de tractores y la posibilidad de realizar recargas durante los períodos de menor actividad aeroportuaria. Para el escenario base se considera un requerimiento de 38 tractores en operación durante la franja de mayor demanda, obtenido a partir del análisis desarrollado previamente.

Sin embargo, esta condición corresponde a un período de máxima actividad y no representa necesariamente una demanda constante durante toda la jornada. Como se observó en el apartado 3.2.4, las operaciones aeroportuarias presentan variaciones horarias, identificándose períodos de menor actividad, especialmente durante determinadas franjas de la madrugada. Para complementar este análisis, en el Anexo 2 se presenta el perfil horario promedio de las operaciones aeroportuarias correspondiente a enero de 2025, elaborado a partir de los registros históricos. Este perfil permite visualizar las diferencias de actividad entre las distintas franjas horarias e identificar períodos potencialmente favorables para programar recargas de los tractores eléctricos.

Estas variaciones permiten plantear una estrategia de carga programada y por oportunidad, mediante la cual los tractores pueden recuperar parcialmente la energía utilizada durante los intervalos en que no se encuentran prestando servicio. De esta manera, no se considera indispensable que todos los equipos dispongan de un punto de carga exclusivo ni que sus recargas se realicen únicamente al completar las cuatro horas de autonomía operacional.

Para el dimensionamiento preliminar se adopta como supuesto una capacidad de carga simultánea equivalente al 50 % de la demanda operacional máxima de referencia. Este porcentaje no se obtiene directamente de la relación entre las cuatro horas de operación y las cuatro horas de

carga, sino que corresponde a un criterio de planificación basado en la utilización compartida de la infraestructura y el aprovechamiento de períodos de menor actividad.

Considerando los 38 tractores del escenario base, se establece:

$$\mathrm{Nc} = \mathrm{Nt} * \mathrm{FSC} \quad (24)$$

Considerando la demanda operacional base:

$$\mathrm{Nc} = 38 * 0{,}50 = 19 \quad (25)$$

Por lo tanto, se adopta un requerimiento preliminar de 19 estacionamientos equipados con puntos de carga, bajo el supuesto de que las recargas puedan distribuirse durante la jornada mediante una adecuada gestión de los equipos y sus períodos de disponibilidad.

Este dimensionamiento no representa la cantidad máxima de tractores que podrían requerir recarga bajo todas las condiciones operacionales, sino una propuesta de infraestructura compartida cuya suficiencia dependerá de los perfiles reales de utilización, los estados de carga de las baterías y la programación de las recargas. Por ello, su implementación deberá considerar una validación operacional que permita verificar la continuidad del servicio durante los períodos de mayor demanda.

Tabla 3.20: Escenarios de dimensionamiento según capacidad de carga simultanea.

Escenario	Proporción de referencia	Demanda operacional base	Estacionamientos requeridos
Menor simultaneidad	25 %	38	10
Base	50 %	38	**19**
Mayor simultaneidad	75 %	38	29

Fuente: Elaboración propia.

El dimensionamiento obtenido se encuentra orientado al proceso progresivo de electrificación de la flota definido previamente. Para ello se consideran 28 tractores eléctricos en la situación de referencia y 52, 78 y 104 tractores eléctricos para los escenarios de 50 %, 75 % y 100 % de electrificación, respectivamente.

Los resultados permiten comparar configuraciones de 10, 19 y 29 estacionamientos equipados con puntos de carga. Para el dimensionamiento principal se selecciona el escenario base de 19 estacionamientos, considerando una estrategia de recarga programada y por oportunidad durante los períodos de menor actividad aeroportuaria. Su suficiencia deberá verificarse posteriormente mediante perfiles reales de utilización y disponibilidad de los tractores.

En la situación de referencia, la disponibilidad estimada de 28 tractores eléctricos es inferior a la demanda operacional base de 38 tractores, por lo que esta última no podría ser cubierta exclusivamente mediante equipos eléctricos. En cambio, a partir del escenario de 50 % de electrificación, la cantidad disponible de tractores eléctricos supera la demanda operacional base, permitiendo que los 38 equipos requeridos puedan ser eléctricos.

Tabla 3.21: Relación entre los escenarios de electrificación y la demanda operacional base.

Escenario de electrificación	Tractores eléctricos	Relación demanda operacional
50 %	52	Permite cubrir completamente la demanda base
75 %	78	Permite cubrir completamente la demanda base
100 %	104	Permite cubrir completamente la demanda base

Fuente: Elaboración propia.

El aumento de la cantidad total de tractores eléctricos no implica necesariamente un incremento proporcional en el número de estacionamientos de carga, debido a que la infraestructura propuesta considera un sistema de utilización compartida. En este sentido, los escenarios de electrificación permiten disponer de una mayor cantidad de equipos eléctricos para atender la demanda operacional base de 38 tractores, mientras que el requerimiento de puntos de carga dependerá de la programación de las recargas y de los períodos de disponibilidad de los equipos.

Bajo este criterio, se adopta como supuesto de dimensionamiento una capacidad de carga simultánea equivalente al 50 % de la demanda operacional máxima de referencia, estableciendo una propuesta base de 19 estacionamientos equipados con puntos de carga. Esta configuración considera la posibilidad de realizar recargas parciales y por oportunidad durante períodos de menor actividad aeroportuaria, sin requerir un punto de carga exclusivo para cada tractor de la flota. No obstante, su suficiencia deberá verificarse mediante un análisis operacional más detallado de los tiempos de utilización y recarga de los equipos.

3.4.3 Potencia requerida por la infraestructura de carga

Una vez determinada la cantidad de estacionamientos requeridos, es posible estimar la potencia eléctrica asociada a la infraestructura de carga. En el apartado 3.4.1 se obtuvo una potencia media de entrada aproximada de 10,8 kW por punto de carga, considerando la recuperación de 40 kWh de energía utilizable en un periodo de cuatro horas y una eficiencia de carga de 92,5 %.

Por otra parte, el análisis desarrollado en el apartado 3.4.2 estableció un requerimiento base de 19 estacionamientos equipados con puntos de carga, correspondiente a una demanda operacional base de 38 tractores y un factor de simultaneidad de carga de 50 %.

La potencia total asociada a la infraestructura se determina mediante:

$$\text{Ptotal} = \text{Nc} * \text{Pc} \tag{26}$$

Donde:

- Ptotal: potencia total requerida por la infraestructura de carga.
- Nc: número de puntos de carga utilizados simultáneamente.
- Pc: potencia media de entrada considerada por punto de carga.

Para el escenario base:

$$\text{Ptotal} = 19 * 10{,}8\ \text{kW} = 205{,}2kW \tag{27}$$

Por lo tanto, bajo las condiciones adoptadas se obtiene una potencia simultánea de referencia de aproximadamente 205,2 kW para la infraestructura base de 19 estacionamientos.

Este valor representa una condición de dimensionamiento y no implica que la infraestructura demande permanentemente 205,2 kW durante toda la jornada. Como se estableció anteriormente, los tractores pueden ingresar al sistema con diferentes niveles de energía disponible y efectuar tanto cargas completas como parciales. En consecuencia, la potencia efectivamente demandada podrá variar en función de la cantidad de puntos utilizados simultáneamente y de las necesidades energéticas de los equipos conectados.

Con el propósito de evaluar el efecto de diferentes niveles de simultaneidad, se calcula además la potencia correspondiente a los escenarios de sensibilidad definidos en el apartado anterior.

Tabla 3.22: Potencia requerida según escenario de simultaneidad de carga.

Escenario	**FSC**	**Estacionamientos requeridos**	**Potencia por punto**	**Potencia simultánea estimada**
Menor simultaneidad	25 %	10	10,8 kW	108,0 kW
Base	50 %	19	10,8 kW	205,2 kW
Mayor simultaneidad	75 %	29	10,8 kW	313,2 kW

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que la potencia simultánea asociada a la infraestructura podría variar entre 108,0 kW y 313,2 kW según el nivel de simultaneidad considerado. No obstante, para efectos del dimensionamiento principal se mantiene como referencia el escenario base, correspondiente a 19 estacionamientos y una potencia simultánea estimada de 205,2 kW. Los escenarios inferior y superior se mantienen como condiciones de sensibilidad y no modifican el criterio base seleccionado.

La potencia obtenida corresponde exclusivamente a la demanda asociada al proceso de carga de los tractores eléctricos. Este valor constituye una referencia para establecer la capacidad eléctrica requerida por la infraestructura, pero no debe interpretarse directamente como la potencia que deberá instalarse en generación fotovoltaica, debido a que la demanda de carga y la generación solar no necesariamente coincidirán temporalmente.

Por esta razón, además de la potencia máxima de referencia, resulta necesario determinar la demanda energética del sistema de carga, expresada en kWh, considerando la utilización de los tractores y las condiciones de recarga adoptadas. Esta demanda energética permitirá posteriormente relacionar las necesidades de la infraestructura con el recurso solar disponible en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez y avanzar hacia el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

3.4.4 Estimación de la demanda energética de la infraestructura de carga

Una vez definida la cantidad de estacionamientos y la potencia simultánea asociada a la infraestructura, se procede a estimar la energía necesaria para recuperar el consumo correspondiente a la demanda operacional base. Para este cálculo se consideran los 38 tractores determinados previamente, junto con los parámetros energéticos establecidos para el tractor eléctrico de referencia.

De acuerdo con el modelo adoptado, cada tractor dispone de 40 kWh de energía utilizable, correspondientes a una autonomía operacional máxima de cuatro horas y a un consumo energético medio equivalente de 10 kWh/h. Considerando una condición en la cual los 38 tractores alcanzan el consumo equivalente a las cuatro horas de operación acumulada, la energía útil que deberá ser recuperada se determina mediante:

$$\text{Etractores} = \text{Nt} * \text{Eutil} \tag{28}$$

Donde:

- Etractores: energía útil total a recuperar.
- Nt: número de tractores considerados en la demanda operacional base.
- Eutil: energía utilizable por tractor.

Reemplazando los valores:

$$\text{Etractores} = 38 * 40\ \text{kWh} = 1520\ \text{k Wh} = 1{,}52\ \text{MWh} \tag{29}$$

Por lo tanto, la energía útil correspondiente a un ciclo operacional de diseño para los 38 tractores alcanza aproximadamente 1,52 MWh.

Sin embargo, la energía suministrada por la infraestructura debe considerar las pérdidas asociadas al proceso de carga. Utilizando la eficiencia de carga de **92,5 %** adoptada previamente, la energía requerida desde la alimentación eléctrica se determina mediante:

$$\text{Einfra} = \text{Etractores} / \eta\text{carga} \tag{30}$$

Donde:

- Einfra: energía requerida por la infraestructura de carga.

- Etractores: energía útil a recuperar en los tractores.
- ηcarga: eficiencia del proceso de carga.

Reemplazando los valores:

$$\text{Einfra} = \frac{1520}{0{,}925} = 1643{,}2\ \text{kWh} \approx 1{,}64\ \text{MWh} \quad (31)$$

De esta manera, la infraestructura deberá suministrar aproximadamente 1,64 MWh por ciclo operacional de diseño para recuperar los 1,52 MWh de energía útil correspondientes a los 38 tractores considerados.

Tabla 3.23: Parámetros energéticos del ciclo operacional de diseño.

Parámetro	**Valor**
Demanda operacional base	38 tractores
Energía utilizable por tractor	40 kWh
Energía útil total por recuperar	1.520 kWh
Eficiencia de carga	92,5 %
Energía requerida por la infraestructura	**≈ 1,64 MWh**

Fuente: Elaboración propia.

Para efectos del dimensionamiento preliminar, se adopta como supuesto metodológico la realización de un ciclo operacional equivalente por día, estableciendo una demanda energética diaria de referencia de 1,64 MWh. Este valor no representa un consumo diario medido de la infraestructura, sino una condición simplificada de cálculo, debido a las recargas pueden efectuarse de manera completa o parcial durante los intervalos disponibles de operación, por lo que la entrega de esta energía puede distribuirse a lo largo del periodo de funcionamiento de la infraestructura sin requerir que los 38 tractores ingresen simultáneamente al sistema de carga.

Considerando los 19 estacionamientos definidos previamente y una potencia media de entrada de 10,8 kW por punto, la infraestructura presenta una potencia simultánea de referencia de 205,2 kW. A partir de esta potencia es posible determinar el tiempo equivalente necesario para suministrar la energía correspondiente al ciclo operacional de diseño:

$$\text{teq} = \text{Einfra} / \text{Ptotal} \quad (32)$$

$$\text{teq} = 1643{,}2\ \text{kWh}/205{,}2\ \text{kW} \approx 8\ \text{h} \quad (33)$$

Por lo tanto, la recuperación de la energía correspondiente al ciclo operacional de diseño representa aproximadamente ocho horas equivalentes de utilización de la infraestructura a su potencia simultánea de referencia.

Este resultado constituye una equivalencia energética para efectos del dimensionamiento y no representa una programación específica de carga de los tractores. En la operación real, la energía podrá ser suministrada mediante diferentes periodos de conexión y recargas parciales, tanto dentro de las propias franjas operacionales como durante periodos de menor actividad aeroportuaria.

La demanda energética de aproximadamente 1,64 MWh por ciclo operacional de diseño, junto con la potencia simultánea de referencia de 205,2 kW, constituye la base para evaluar posteriormente el aporte energético requerido del sistema fotovoltaico y las alternativas de suministro asociadas al estacionamiento de carga.

3.5 Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico

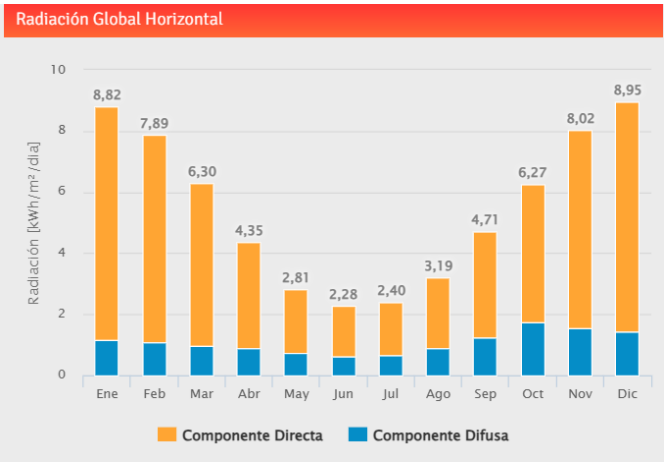
A partir de los requerimientos energéticos determinados para la infraestructura de carga, se desarrolla el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico propuesto para el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Para ello, se analiza el recurso solar disponible en el emplazamiento, se evalúan distintos escenarios de cobertura energética y se comparan tecnologías de módulos fotovoltaicos para seleccionar la alternativa más adecuada. Posteriormente, se determina la potencia instalada, la cantidad de paneles y la superficie requerida, considerando su integración en una estructura tipo solar carport. Estos antecedentes permiten establecer la configuración fotovoltaica que será utilizada en las siguientes etapas del estudio.

3.5.1 Recurso solar y generación fotovoltaica en el área de estudio

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico resulta necesario caracterizar el recurso solar disponible en el emplazamiento del proyecto. Para ello se utilizó el Explorador Solar del Ministerio de Energía, considerando como ubicación de referencia el área correspondiente al Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

En primer lugar, se analizó la Radiación Global Horizontal (GHI) disponible durante los distintos meses del año, expresada en kWh/m²/día. Los resultados obtenidos permiten identificar la variación estacional del recurso solar en el área de estudio.

Figura 3.1: Radiación Global Horizontal mensual en el área de estudio.

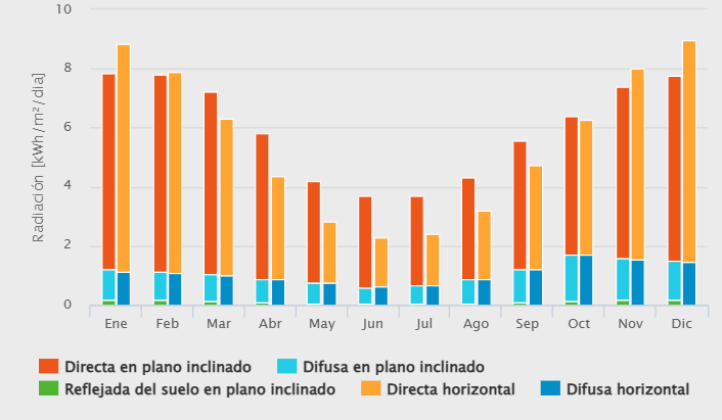


Fuente: Explorador Solar, Ministerio de Energía.

Como se observa en la Figura 3.1, existe una variación significativa del recurso solar durante el año. Los mayores valores se presentan durante los meses de verano, alcanzando 8,95 kWh/m²/día en diciembre y 8,82 kWh/m²/día en enero. En contraste, durante el periodo invernal se registran valores menores, alcanzando 2,28 kWh/m²/día en junio y 2,40 kWh/m²/día en julio. Esta diferencia evidencia la estacionalidad del recurso solar disponible y la necesidad de considerarla posteriormente al evaluar la producción energética del sistema fotovoltaico.

Además de la radiación sobre superficie horizontal, el Explorador Solar permite representar las componentes de radiación sobre un plano inclinado, condición que presenta una mayor relación con la disposición prevista de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura del estacionamiento.

Figura 3.2: Componentes de radiación solar sobre plano inclinado y horizontal en el área de estudio.



Fuente: Explorador Solar, Ministerio de Energía.

La radiación incidente sobre el plano inclinado se encuentra compuesta por las componentes directa, difusa y reflejada desde el suelo. La consideración de estas componentes permite representar de mejor manera las condiciones bajo las cuales operaría un arreglo fotovoltaico instalado sobre una estructura tipo solar carport.

Para complementar la caracterización del recurso solar se realizó una simulación preliminar de generación mediante el modelo monofacial básico disponible en el Explorador Solar. Se consideró un sistema fotovoltaico de referencia de 1 kW de capacidad instalada, con arreglo fijo inclinado, una inclinación de 33° y un azimut de 0°, correspondientes a los parámetros utilizados en la simulación. Asimismo, se consideró una eficiencia del inversor de 96 % y un factor de pérdidas del sistema fotovoltaico de 14 %.

Los principales parámetros y resultados obtenidos se resumen en la Tabla 3.24.

Tabla 3.24: Parámetros y resultados de la simulación fotovoltaica de referencia.

Parámetro	Valor
Tipo de arreglo	Fijo inclinado
Modelo de generación	Monofacial básico
Capacidad instalada de referencia	1 kW
Inclinación utilizada	33°
Azimut utilizado	0°
Eficiencia del inversor	96 %
Factor de pérdidas FV	14 %
Generación media diaria	4,08 kWh
Generación anual	1.488,56 kWh
Factor de planta	17,0 %

Fuente: Elaboración propia.

La utilización de una capacidad instalada de referencia de 1 kW permite obtener un valor normalizado de generación para la ubicación del proyecto. A partir del resultado anual se obtiene un rendimiento específico de:

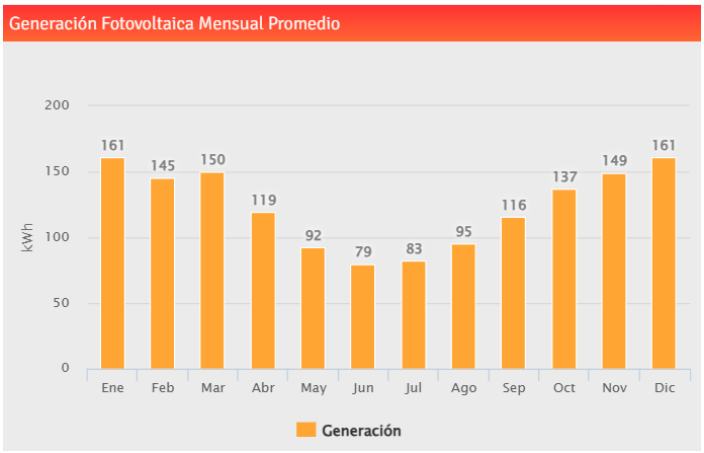
$$\mathrm{YFV} = \mathrm{Eanual} / \mathrm{PFV} \tag{34}$$

$$\mathrm{YFV} = 1.488{,}56\ \mathrm{kWh/año}/1\ \mathrm{k} = 1.488{,}56\ \mathrm{kWh/kW \cdot año} \tag{35}$$

Por lo tanto, bajo las condiciones consideradas en la simulación, cada kW de capacidad fotovoltaica instalada presenta una generación anual estimada de aproximadamente 1.488,56 kWh.

El Explorador Solar entrega además la distribución mensual de la generación fotovoltaica estimada para el sistema de referencia, la cual se presenta en la Figura 3.3.

Figura 3.3: Generación fotovoltaica mensual promedio para un sistema de referencia de 1 kW.



Fuente: Explorador Solar, Ministerio de Energía.

La generación presenta una variación estacional coherente con el comportamiento del recurso solar observado anteriormente. Los mayores valores corresponden a enero y diciembre, con aproximadamente 161 kWh/mes, mientras que el menor nivel de generación se presenta durante junio, con aproximadamente 79 kWh/mes. Esta variación deberá ser considerada al evaluar el aporte energético que el sistema fotovoltaico podrá realizar durante los distintos periodos del año.

En consecuencia, para el posterior dimensionamiento se utilizarán como referencia una generación media estimada de 4,08 kWh/día por cada kW instalado y un rendimiento anual de 1488,56 kWh/kW·año, manteniendo la variación mensual obtenida mediante el Explorador Solar como antecedente para evaluar el comportamiento estacional del sistema.

3.5.2 Escenarios de cobertura y configuración del sistema fotovoltaico

A partir de la demanda energética determinada para la infraestructura de carga y de las condiciones de generación solar identificadas en el área de estudio, se procede a establecer los escenarios de cobertura energética y la configuración general del sistema fotovoltaico propuesto.

En el apartado 3.4.4 se determinó una demanda energética de referencia de aproximadamente 1643,2 kWh por ciclo operacional de diseño, correspondiente a la recuperación de la energía utilizada por los 38 tractores considerados en el escenario operacional base. Como se estableció previamente, este valor constituye una condición energética de diseño y no representa necesariamente un consumo diario constante de la infraestructura.

Con el propósito de evaluar distintos niveles de participación de la energía solar, se establecen tres escenarios de cobertura fotovoltaica correspondientes al 50 %, 75 % y 100 % de la demanda energética de referencia. Estos porcentajes constituyen escenarios definidos para el estudio y permitirán comparar posteriormente los requerimientos de potencia instalada, cantidad de módulos y superficie necesaria para cada alternativa.

Tabla 3.25: Escenarios de cobertura fotovoltaica de la demanda energética de referencia.

Escenario	Cobertura fotovoltaica	Energía de referencia
Cobertura parcial	50 %	821,6 kWh
Cobertura intermedia	75 %	1.232,4 kWh
Cobertura total teórica	100 %	1.643,2 kWh

Fuente: Elaboración propia.

El escenario de cobertura del 100 % corresponde a una equivalencia energética respecto del ciclo operacional de diseño, por lo que no implica que la totalidad de la demanda pueda ser abastecida directamente por los módulos fotovoltaicos en todo momento. La disponibilidad de energía solar varía durante el día y a lo largo del año, mientras que las necesidades de carga de los tractores dependen de las condiciones operacionales del aeropuerto.

Esta diferencia temporal adquiere especial relevancia considerando los resultados obtenidos en el análisis operacional desarrollado en el apartado 3.2, donde se identificaron periodos de alta actividad aeroportuaria durante franjas nocturnas. Durante estos periodos no existe generación fotovoltaica, por lo que una configuración basada exclusivamente en generación solar directa presentaría una elevada dependencia de la coincidencia temporal entre la disponibilidad del recurso solar y los periodos de carga de los tractores.

Por otra parte, plantear un sistema completamente aislado de la red requeriría disponer de capacidad de generación y almacenamiento suficiente para garantizar el suministro incluso durante periodos de baja disponibilidad solar, aumentando los requerimientos energéticos y de almacenamiento de la instalación.

Considerando estas condiciones, para el desarrollo del proyecto se selecciona un sistema fotovoltaico híbrido compuesto por generación fotovoltaica, un sistema de almacenamiento energético mediante baterías (BESS) y conexión a la red eléctrica.

La generación fotovoltaica permitirá aprovechar el recurso solar disponible para abastecer directamente parte de la demanda eléctrica de la infraestructura. Cuando exista disponibilidad energética adicional, parte de esta energía podrá ser almacenada en el BESS para su utilización posterior, permitiendo reducir la dependencia de la coincidencia inmediata entre generación y consumo. Por su parte, la conexión a la red eléctrica permitirá complementar el suministro cuando la generación fotovoltaica y la energía disponible en el sistema de almacenamiento no sean suficientes para satisfacer los requerimientos de carga.

De esta manera, la elección de una configuración híbrida se fundamenta principalmente en la variabilidad temporal del recurso solar, la existencia de requerimientos operacionales fuera de las horas de generación fotovoltaica, la posibilidad de desplazar temporalmente parte de la energía mediante almacenamiento y la necesidad de mantener continuidad en el suministro eléctrico de la infraestructura de carga. Asimismo, esta configuración evita establecer como condición de diseño una autonomía eléctrica completamente aislada, manteniendo la red como respaldo y suministro complementario.

La selección de esta arquitectura no implica que el BESS deba almacenar la totalidad de los 1643,2 kWh correspondientes al ciclo operacional de diseño. Su capacidad será determinada posteriormente en función de la potencia fotovoltaica seleccionada, el nivel de cobertura energética y la función específica que cumplirá el almacenamiento dentro de la propuesta.

Una vez definida la configuración general del sistema, se realiza una primera estimación de la capacidad fotovoltaica asociada a cada escenario de cobertura. En el apartado 3.5.1 se obtuvo, mediante el Explorador Solar del Ministerio de Energía, una generación media estimada de 4,08 kWh/día por cada kW de capacidad fotovoltaica instalada, considerando las condiciones y parámetros utilizados en la simulación.

La capacidad fotovoltaica equivalente para cada escenario se determina mediante:

$$\mathrm{PFV} = \mathrm{EFV} / \mathrm{YFV, d} \tag{36}$$

Donde:

- PFV: capacidad fotovoltaica requerida, kWp.
- EFV: energía correspondiente al escenario de cobertura, kWh.

- YFV,d: generación media diaria estimada por unidad de potencia instalada, kWh/kW·día.

Para el escenario de cobertura del 50 %:

$$\mathrm{PFV},50 \;=\; 821{,}6 \,/\, 4{,}08 \;=\; 201{,}4\ \mathrm{kWp} \tag{37}$$

Para el escenario de cobertura del 75 %:

$$\mathrm{PFV},75 \;=\; 1232{,}4 \,/\, 4{,}08 \;=\; 302{,}1\ \mathrm{kWp} \tag{38}$$

Para el escenario de cobertura del 100 %:

$$\mathrm{PFV},100 \;=\; 1643{,}2 \,/\, 4{,}08 \;=\; 402{,}7\ \mathrm{kWp} \tag{39}$$

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 3.26: Capacidad fotovoltaica estimada según escenario de cobertura.Tabla 3.26.

Tabla 3.26: Capacidad fotovoltaica estimada según escenario de cobertura.

Escenario	Energía de referencia	Generación específica media	Capacidad FV estimada
50 %	821,6 kWh	4,08 kWh/kW·día	201,4 kWp
75 %	1.232,4 kWh	4,08 kWh/kW·día	302,1 kWp
100 %	1.643,2 kWh	4,08 kWh/kW·día	402,7 kWp

Fuente: Elaboración propia.

Los valores obtenidos representan una estimación preliminar de la capacidad fotovoltaica bajo condiciones medias de generación. En consecuencia, la cobertura del 50 %, 75 % o 100 % no debe interpretarse como una garantía de suministro instantáneo de dicho porcentaje durante todas las horas de operación, sino como una equivalencia energética respecto de la condición de diseño utilizada.

La selección definitiva del escenario de cobertura se realizará considerando los requerimientos físicos y técnicos asociados a cada alternativa. Para ello, en los apartados siguientes se determinarán las características del módulo fotovoltaico, la cantidad de paneles necesaria y la superficie de instalación requerida, permitiendo evaluar la factibilidad de incorporar cada escenario sobre la estructura del estacionamiento solar propuesto.

3.5.3 Evaluación y selección de la tecnología fotovoltaica

Una vez determinadas las capacidades fotovoltaicas preliminares requeridas para los escenarios de cobertura definidos anteriormente, se procede a evaluar y seleccionar el módulo fotovoltaico que será utilizado para continuar con el dimensionamiento del sistema.

La selección del módulo influye directamente en la superficie requerida, cantidad de paneles, comportamiento frente a la temperatura y costo asociado a la potencia instalada. Debido a que la propuesta considera una instalación sobre una estructura tipo solar carport, adquiere especial relevancia el aprovechamiento de la superficie disponible, junto con la evaluación de tecnologías bifaciales que permitan captar parte de la radiación incidente sobre la cara posterior del módulo.

Para la comparación se consideran tres tecnologías fotovoltaicas: Mono-PERC, N-Type TOPCon bifacial y N-Type HJT bifacial, representadas mediante módulos comerciales con referencias de comercialización identificadas en Chile.

Evaluación de las tecnologías consideradas

La tecnología Mono-PERC se incorpora como alternativa convencional de referencia. Para esta tecnología se considera el módulo Risen RSM144-9-550M, con una potencia nominal de 550 W y una eficiencia de 21,3 %. La alternativa permite establecer una base de comparación respecto de tecnologías de mayor eficiencia.

La tecnología N-Type TOPCon presenta mayores niveles de eficiencia y un mejor comportamiento térmico respecto de la alternativa PERC evaluada. Para representar esta tecnología se considera el módulo bifacial Canadian Solar TOPBiHiKu6 CS6.2-66TB-620, con una potencia nominal de 620 W y una eficiencia aproximada de 23%.

Finalmente, se incorpora la tecnología HJT (Heterojunction Technology) mediante el módulo bifacial United Energy UE720H-66HBD, con una potencia nominal de 720 W y una eficiencia de 23,18 %. Esta alternativa presenta además un coeficiente de temperatura favorable y una elevada capacidad de captación posterior.

En el caso de los módulos bifaciales, la energía adicional obtenida mediante la cara posterior depende de variables como el albedo de la superficie, altura de instalación, inclinación

de los módulos, geometría de la estructura y condiciones de sombreado. Debido a que estas variables no han sido modeladas específicamente para el emplazamiento del proyecto, no se considera una ganancia bifacial fija para disminuir la cantidad de módulos requeridos. La bifacialidad se incorpora únicamente como un atributo técnico dentro de la evaluación multicriterio, manteniendo el posterior dimensionamiento sobre la potencia nominal frontal de los módulos.

Las principales características de las alternativas evaluadas se presentan en la Tabla 3.27.

Tabla 3.27: Características de los módulos fotovoltaicos evaluados.

Parámetro	**Risen RSM144-9-550M**	**Canadian Solar CS6.2-66TB-620**	**United Energy UE720H-66HBD**
Tecnología	Mono-PERC	N-Type TOPCon	N-Type HJT
Potencia nominal	550 W	620 W	720 W
Eficiencia	21,3 %	23,0 %	23,18 %
Coeficiente de temperatura Pmax	-0,35 %/°C	-0,29 %/°C	-0,26 %/°C
Bifacialidad	No	80 ± 5 %	Hasta 90 %
Dimensiones	2.279 × 1.134 mm	2.382 × 1.134 mm	2.384 × 1.303 mm
Garantía de potencia	25 años	30 años	30 años
Precio neto referencial	$107.900	$140.000	$139.141

Fuente: Elaboración propia.

Los precios corresponden a valores referenciales netos, es decir, **sin IVA**, disponibles al momento de realizar el estudio. Estos valores son utilizados con fines comparativos y pueden presentar variaciones de acuerdo con el proveedor, disponibilidad, volumen de compra y condiciones comerciales existentes al momento de una eventual implementación. El uso de valores netos permite, además, mantener un criterio homogéneo con la posterior evaluación económica del proyecto.

Densidad de potencia

Debido a que los módulos evaluados presentan dimensiones diferentes, la utilización de la potencia nominal como único criterio podría favorecer a módulos de mayor tamaño sin considerar

el espacio necesario para su instalación. Por este motivo, se utiliza como criterio la densidad de potencia, expresada en Wp/m².

La superficie individual de cada módulo se determina mediante:

$$\text{Amód} = \text{L} * \text{A} \quad (40)$$

Donde:

- Amód: superficie del módulo, m².
- L: longitud del módulo, m.
- A: ancho del módulo, m.

Posteriormente, la densidad de potencia se calcula mediante:

$$\text{DP} = \text{Pmód} / \text{Amód} \quad (41)$$

Donde:

- DP: densidad de potencia, Wp/m².
- Pmód: potencia nominal del módulo, Wp.

Los resultados se presentan en la Tabla 3.28.

Tabla 3.28: Densidad de potencia de las alternativas evaluadas.

Alternativa	Superficie por módulo	Potencia nominal	Densidad de potencia
Risen Mono-PERC	2,58 m²	550 W	**212,8 Wp/m²**
Canadian Solar TOPCon	2,70 m²	620 W	**229,5 Wp/m²**
United Energy HJT	3,11 m²	720 W	**231,8 Wp/m²**

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que, aunque el módulo HJT posee la mayor superficie individual, también presenta la mayor densidad de potencia, alcanzando aproximadamente 231,8 Wp/m², seguido por el módulo TOPCon con 229,5 Wp/m². Por su parte, la alternativa PERC alcanza aproximadamente 212,8 Wp/m².

Por lo tanto, la mayor potencia nominal del módulo HJT no se considera por sí sola como una ventaja, sino en relación con la superficie necesaria para obtener dicha potencia.

Costo específico de los módulos

Debido a las diferencias de potencia nominal entre las alternativas, la comparación económica no se realiza únicamente mediante el precio unitario de cada panel. Para este propósito se determina el costo específico por unidad de potencia, expresado en CLP/Wp.

El costo específico se obtiene mediante:

$$CE = Cmód / Pmód \quad (42)$$

Donde:

- CE: costo específico, CLP/Wp.
- Cmód: precio neto del módulo, CLP.
- Pmód: potencia nominal del módulo, Wp.

A partir de las referencias comerciales consideradas se obtienen los resultados presentados en la Tabla 3.29.

Tabla 3.29: Costo específico de los módulos fotovoltaicos.

Alternativa	Precio neto referencial	Potencia nominal	Costo específico
Risen Mono-PERC	$107.900	550 W	**196,2 CLP/Wp**
Canadian Solar TOPCon	$140.000	620 W	**225,8 CLP/Wp**
United Energy HJT	$139.141	720 W	**193,3 CLP/Wp**

Fuente: Elaboración propia.

Bajo las referencias comerciales utilizadas, el módulo HJT presenta el menor costo específico, seguido por la alternativa PERC. El módulo TOPCon presenta el mayor costo específico de las tres alternativas. Sin embargo, estos resultados corresponden a precios referenciales de mercado y no a cotizaciones definitivas para una adquisición a escala de proyecto.

Evaluación multicriterio

Con el objetivo de seleccionar el módulo de referencia se desarrolla una evaluación multicriterio que incorpora variables técnicas y económicas. Los criterios considerados corresponden a eficiencia, densidad de potencia, coeficiente de temperatura de potencia máxima, bifacialidad, costo específico, disponibilidad comercial y garantía de potencia.

Las ponderaciones asignadas se presentan en la Tabla 3.30.

Tabla 3.30: Criterios y ponderaciones para la selección del módulo.

Criterio	Ponderación
Eficiencia	20 %
Densidad de potencia	15 %
Coeficiente de temperatura Pmax	15 %
Bifacialidad	10 %
Costo específico	20 %
Disponibilidad comercial	10 %
Garantía de potencia	10 %
Total	**100 %**

Fuente: Elaboración propia.

La ponderación asignada considera conjuntamente aspectos técnicos y económicos relevantes para la aplicación propuesta. La eficiencia y densidad de potencia adquieren importancia debido a la utilización de una superficie limitada correspondiente al carport, mientras que el coeficiente de temperatura permite considerar las variaciones de desempeño asociadas a la temperatura de operación. La bifacialidad se incorpora debido al potencial aprovechamiento de radiación posterior en una instalación elevada. El costo específico, disponibilidad comercial y garantía permiten incorporar aspectos relacionados con la factibilidad económica y comercial de la solución.

Para la evaluación se utiliza una escala de 1 a 5 puntos.

Tabla 3.31: Escala de puntuación de los criterios técnicos.

Criterio	1 punto	2 puntos	3 puntos	4 puntos	5 puntos
Eficiencia	<21 %	21–21,9 %	22–22,9 %	23–23,4 %	≥23,5 %
Densidad de potencia	<210	210–219,9	220–224,9	225–229,9	≥230 Wp/m²
Coeficiente Pmax	≤-0,35 %/°C	-0,349 a -0,32	-0,319 a -0,30	-0,299 a -0,27	>-0,27 %/°C
Bifacialidad	No bifacial	<70 %	70–79 %	80–84 %	≥85 %
Garantía de potencia	<25 años	25 años	26–27 años	28–29 años	≥30 años

Fuente: Elaboración propia.

Para el criterio económico se utiliza una normalización continua respecto de la alternativa que presenta el menor costo específico, evitando establecer intervalos arbitrarios de precios. La puntuación se determina mediante:

$$\text{Pcosto} = (\text{CEmin}/\text{CEi}) * 5 \quad (43)$$

Donde:

- Pcosto: puntuación correspondiente al costo.
- CEmin: menor costo específico entre las alternativas evaluadas.
- CEi: costo específico de la alternativa evaluada.

De esta manera, para las tres alternativas se obtiene:

- Risen Mono-PERC: 4,93 puntos.
- Canadian Solar TOPCon: 4,28 puntos.
- United Energy HJT: 5,00 puntos.

Para el criterio de disponibilidad comercial se considera la posibilidad de adquirir el módulo en el mercado nacional y la existencia de referencias comerciales verificables. La escala adoptada se presenta en la Tabla 3.32.

Tabla 3.32: Escala de puntuación para disponibilidad comercial.

Puntuación	**Condición**
5	Disponible comercialmente en Chile y con precio verificable
4	Canal comercial identificado en Chile, pero con disponibilidad inmediata limitada
3	Disponible internacionalmente con posibilidad de importación
2	Disponibilidad limitada o sin canal comercial claramente identificado
1	Sin disponibilidad comercial identificada

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la puntuación total de cada alternativa se determina mediante:

$$\text{Ptotal} = \Sigma\,(\text{Pi} * \text{Wi}) \quad (44)$$

- Ptotal: puntuación ponderada total.
- Pi: puntuación obtenida por la alternativa en cada criterio.
- Wi: ponderación asignada al criterio.

La aplicación de los criterios establecidos permite obtener la matriz de evaluación presentada en la Tabla 3.33.

Tabla 3.33: Matriz multicriterio de selección del módulo fotovoltaico.

Criterio	Peso	Risen Mono-PERC	Canadian Solar TOPCon	United Energy HJT
Eficiencia	20 %	2,00	4,00	4,00
Densidad de potencia	15 %	2,00	4,00	5,00
Coeficiente Pmax	15 %	1,00	4,00	5,00
Bifacialidad	10 %	1,00	4,00	5,00
Costo específico	20 %	4,93	4,28	5,00
Disponibilidad comercial	10 %	4,00	5,00	5,00
Garantía de potencia	10 %	2,00	5,00	5,00
Puntuación ponderada	**100 %**	**2,54**	**4,26**	**4,80**

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que el módulo United Energy UE720H-66HBD, de tecnología HJT bifacial, obtiene la mayor puntuación ponderada con 4,80 puntos sobre 5, seguido por el Canadian Solar TOPCon con 4,26 puntos y el Risen Mono-PERC con 2,54 puntos.

El resultado favorable de la alternativa HJT se debe al desempeño conjunto de los criterios evaluados. El módulo presenta la mayor densidad de potencia de las alternativas consideradas, un coeficiente de temperatura favorable, elevada bifacialidad, garantía de potencia de 30 años y el menor costo específico bajo las referencias comerciales utilizadas.

En consecuencia, se selecciona el United Energy UE720H-66HBD de 720 W, tecnología N-Type HJT bifacial, como módulo fotovoltaico de referencia para continuar con el dimensionamiento de la instalación.

La selección de un módulo bifacial no implica que el dimensionamiento posterior incorpore automáticamente una producción adicional por su cara posterior. En consecuencia, los cálculos de cantidad de módulos y potencia instalada se realizarán inicialmente considerando los 720 W de potencia nominal frontal, manteniendo un criterio conservador respecto del eventual aporte bifacial.

3.5.4 Dimensionamiento y superficie del campo fotovoltaico

A partir de los escenarios de cobertura energética establecidos en el apartado 3.5.2 y del módulo fotovoltaico seleccionado en el apartado 3.5.3, se determina la cantidad de módulos necesaria, la potencia efectivamente instalada y la superficie fotovoltaica asociada a cada alternativa.

Las capacidades fotovoltaicas preliminares obtenidas corresponden a 201,4 kWp, 302,1 kWp y 402,7 kWp, asociadas respectivamente a escenarios de cobertura energética equivalente del 50 %, 75 % y 100 % del requerimiento energético de 1.643,2 kWh establecido para el ciclo operacional de diseño.

Para el dimensionamiento se utiliza el módulo United Energy UE720H-66HBD, de tecnología N-Type HJT bifacial y potencia nominal de 720 Wp.

Cantidad de módulos y potencia instalada

La cantidad de módulos requerida para cada escenario se determina mediante:

$$\mathrm{Nmód} = (\mathrm{PFV} * 1.000) \,/\, \mathrm{Pmód} \qquad (45)$$

Donde:

- Nmód: número de módulos fotovoltaicos.
- PFV: potencia fotovoltaica preliminar requerida, kWp.
- Pmód: potencia nominal del módulo seleccionado, Wp.

La cantidad de módulos debe corresponder a un número entero, asegurando que la potencia instalada sea igual o superior a la capacidad requerida.

Posteriormente, la potencia fotovoltaica efectivamente instalada se determina mediante:

$$\text{PFV, inst} = (\text{Nmód} * \text{Pmód}) / 1.000 \quad (46)$$

Aplicando estas expresiones a los tres escenarios se obtienen los resultados presentados en la Tabla 3.34.

Tabla 3.34: Dimensionamiento del campo fotovoltaico según escenario de cobertura.

Cobertura	Potencia preliminar	Cantidad de módulos	Potencia instalada
50 %	201,4 kWp	**280**	**201,6 kWp**
75 %	302,1 kWp	**420**	**302,4 kWp**
100 %	402,7 kWp	**560**	**403,2 kWp**

Fuente: Elaboración propia.

La potencia instalada resultante presenta pequeñas diferencias respecto de la potencia preliminar calculada debido al redondeo de la cantidad de módulos. En los tres escenarios se obtiene una capacidad instalada ligeramente superior al requerimiento correspondiente.

Superficie fotovoltaica requerida

Para estimar la superficie ocupada directamente por los módulos se utilizan las dimensiones del modelo seleccionado, correspondientes a 2,384 m de longitud y 1,303 m de ancho.

La superficie individual del módulo se determina mediante:

$$\text{Amód} = \text{L} * \text{A} = 3{,}106\ \text{m}^2 \quad (47)$$

La superficie total ocupada por los módulos para cada escenario se determina mediante:

$$\text{AFV} = \text{Nmód} * \text{Amód} \quad (48)$$

- AFV: superficie total de módulos fotovoltaicos, m².
- Nmód: cantidad de módulos.
- Amód: superficie individual del módulo, m².

Tabla 3.35: Superficie fotovoltaica requerida según escenario.

Cobertura	Cantidad de módulos	Potencia instalada	Superficie de módulos
50 %	280	201,6 kWp	**869,7 m²**
75 %	420	302,4 kWp	**1.304,6 m²**
100 %	560	403,2 kWp	**1.739,4 m²**

Fuente: Elaboración propia.

Las superficies obtenidas de la Tabla 3.35 corresponden exclusivamente a la superficie física acumulada de los módulos fotovoltaicos, por lo que no representan directamente la superficie total requerida por la estructura del solar carport. Para determinar esta última deberán considerarse posteriormente la disposición de los módulos, separaciones constructivas, inclinación, estructura de soporte, columnas, márgenes y demás requerimientos asociados al diseño del estacionamiento.

Esta distinción resulta relevante debido a que la factibilidad de cada escenario no depende únicamente de alcanzar la potencia fotovoltaica requerida, sino también de la posibilidad de integrar físicamente la cantidad de módulos correspondiente dentro de la superficie disponible para el proyecto.

Generación anual estimada

Como referencia para estimar la producción energética anual se utiliza el rendimiento fotovoltaico obtenido previamente mediante el Explorador Solar del Ministerio de Energía, correspondiente a 1.488,56 kWh/kWp·año para las condiciones de simulación consideradas en el apartado 3.5.1.

La generación anual estimada se determina mediante:

$$E_{FV,anual} = P_{FV,inst} * Y_{FV} \quad (49)$$

Donde:

- **EFV,anual:** generación fotovoltaica anual estimada, kWh/año.
- **PFV,inst:** potencia fotovoltaica efectivamente instalada, kWp.
- **YFV:** rendimiento fotovoltaico anual, kWh/kWp·año.

Los resultados obtenidos para cada escenario se presentan en la Tabla 3.36.

Tabla 3.36: Generación fotovoltaica anual estimada.

Cobertura	Potencia instalada	Generación anual estimada
50 %	201,6 kWp	**≈300,1 MWh/año**
75 %	302,4 kWp	**≈450,1 MWh/año**
100 %	403,2 kWp	**≈600,2 MWh/año**

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos mediante el Explorador Solar del Ministerio de Energía.

La estimación anterior utiliza el rendimiento obtenido mediante la simulación realizada con el modelo fotovoltaico monofacial de referencia. Por lo tanto, no se incorpora una producción energética adicional atribuible a la cara posterior del módulo HJT bifacial seleccionado. De esta forma, se mantiene un criterio conservador y se evita considerar una ganancia bifacial que no ha sido determinada específicamente para la geometría y las condiciones de superficie del emplazamiento.

Asimismo, los porcentajes del 50 %, 75 % y 100 % corresponden a escenarios de cobertura energética equivalente del ciclo operacional de diseño bajo la generación diaria promedio simulado. Estos porcentajes no representan necesariamente la fracción de la demanda que será abastecida directamente y de forma instantánea por el sistema fotovoltaico, debido a que la generación solar y la demanda de carga no necesariamente coinciden temporalmente.

3.5.5 Predimensionamiento e integración del solar carport

A partir de la superficie fotovoltaica determinada para los distintos escenarios, se realiza un predimensionamiento del estacionamiento tipo solar carport, considerando las 19 plazas de carga simultánea obtenidas en el dimensionamiento de la infraestructura de carga.

Como vehículo de referencia se utiliza el tractor eléctrico Charlatte T137-V3. De acuerdo con la ficha técnica del fabricante, el equipo presenta aproximadamente 3,164 m de largo, considerando la extensión del enganche, y 1,320 m de ancho.

Las dimensiones físicas del tractor no representan por sí solas el espacio requerido para una plaza de carga, debido a que debe existir una separación suficiente entre los equipos y un espacio adicional para efectuar la conexión al sistema de carga. Para efectos del predimensionamiento se adopta una plaza de 4,0 m de largo por 2,0 m de ancho.

Estas dimensiones corresponden a un criterio de diseño adoptado para el estudio y no a una dimensión establecida por el fabricante. La diferencia respecto de las dimensiones del tractor proporciona aproximadamente 0,836 m adicionales en el sentido longitudinal y 0,680 m en el sentido transversal, destinados a facilitar el estacionamiento, separación entre equipos y conexión del cargador.

Tabla 3.37: Dimensiones adoptadas para las plazas de carga.

Parámetro	Tractor T137-V3	Plaza adoptada	Holgura total
Largo	3,164 m	4,00 m	0,836 m
Ancho	1,320 m	2,00 m	0,680 m
Superficie	—	**8,00 m²**	—

Fuente: Elaboración propia.

La superficie correspondiente a cada plaza se determina mediante:

$$\text{Aplaza} = \text{Lplaza} * \text{Aplaza} \quad (50)$$

Por lo tanto, la superficie básica correspondiente a las 19 posiciones de carga se obtiene mediante:

$$\text{Aest} = \text{Nc} * \text{Aplaza} \quad (51)$$

Donde:

- Aest: superficie básica del estacionamiento de carga, m².
- Nc: número de plazas de carga simultánea.
- Aplaza: superficie adoptada por plaza, m².

Para las 19 posiciones consideradas se obtiene una superficie básica de:

$$\text{Aest} = 19 * 8 = 152\ \text{m}^2 \quad (51)$$

Con el propósito de mantener una configuración compacta del estacionamiento, se considera una disposición de máximo dos filas de plazas. Para las 19 posiciones de carga se adopta preliminarmente una distribución de 10 plazas en una fila y 9 plazas en la segunda.

Esta disposición corresponde únicamente a un predimensionamiento geométrico y podrá ajustarse posteriormente de acuerdo con las características específicas del emplazamiento, accesos, circulación de los equipos, elementos estructurales y ubicación definitiva de los cargadores.

Integración con la superficie fotovoltaica

La superficie básica correspondiente a las 19 plazas debe diferenciarse de la superficie necesaria para instalar el campo fotovoltaico. El módulo United Energy UE720H-66HBD seleccionado anteriormente presenta dimensiones de 2,384 m por 1,303 m, equivalentes a una superficie aproximada de Amód = 3,106 m².

A partir del dimensionamiento desarrollado en el apartado anterior, los escenarios fotovoltaicos requieren entre 280 y 560 módulos, con una superficie acumulada de módulos comprendida entre aproximadamente 869,7 m² y 1.739,4 m².

La comparación preliminar se presenta en la Tabla 3.38.

Tabla 3.38: Comparación entre la superficie de las plazas de carga y los escenarios fotovoltaicos.

Configuración	Cantidad de módulos	Potencia instalada	Superficie
19 plazas de carga	—	—	**152,0 m²**
Escenario FV 50 %	280	201,6 kWp	**869,7 m²**
Escenario FV 75 %	420	302,4 kWp	**1.304,6 m²**
Escenario FV 100 %	560	403,2 kWp	**1.739,4 m²**

Fuente: Elaboración propia.

La comparación evidencia que la superficie básica asociada exclusivamente a las 19 plazas de carga simultánea resulta inferior a la superficie requerida por los módulos incluso para el escenario fotovoltaico del 50 %. En consecuencia, la cubierta necesaria para alcanzar los niveles de generación evaluados deberá extenderse más allá de las posiciones equipadas con cargadores.

Esta condición no implica necesariamente aumentar el número de puntos de carga. Las 19 plazas corresponden al requerimiento de carga simultánea, mientras que la estructura fotovoltaica puede extenderse sobre posiciones adicionales destinadas al estacionamiento de tractores que no se encuentren conectados al sistema de carga. De esta manera, puede aumentarse la superficie

disponible para generación fotovoltaica sin modificar la potencia simultánea de carga de 205,2 kW establecida anteriormente.

La flota de referencia estimada para el estudio corresponde a 104 tractores, mientras que el requerimiento operacional base fue estimado en 38 unidades y la infraestructura de carga fue dimensionada para 19 posiciones simultáneas. Por lo tanto, debe mantenerse la distinción entre cantidad de equipos de la flota, cantidad de equipos requeridos operacionalmente y cantidad de posiciones de carga simultánea, ya que cada una responde a una condición diferente del dimensionamiento.

La superficie calculada para los módulos tampoco debe interpretarse directamente como la superficie definitiva del solar carport. La configuración final deberá considerar la distribución física de los paneles, inclinación, separaciones constructivas, elementos estructurales, accesos y espacios de circulación. Por esta razón, las superficies obtenidas representan un requerimiento fotovoltaico preliminar que posteriormente deberá contrastarse con la superficie efectivamente disponible en el emplazamiento.

En consecuencia, la definición de la capacidad fotovoltaica final deberá considerar conjuntamente el requerimiento energético, la cantidad de módulos, la superficie disponible y la extensión de cubierta necesaria. Esta evaluación permitirá determinar cuál de los escenarios de cobertura resulta técnicamente viable antes de establecer la configuración definitiva del sistema fotovoltaico, almacenamiento energético y conexión a la red.

3.5.6 Selección del escenario fotovoltaico de diseño

Una vez determinadas las características energéticas y espaciales de los tres escenarios fotovoltaicos, se selecciona la capacidad que será utilizada como referencia para el dimensionamiento de los restantes componentes del sistema.

Los escenarios evaluados corresponden a coberturas energéticas equivalentes del 50 %, 75 % y 100 % del ciclo operacional de diseño, cuya demanda desde la infraestructura eléctrica fue estimada en 1.643,2 kWh. Como resultado del dimensionamiento y de la selección del módulo fotovoltaico, se obtuvieron las características resumidas en la Tabla 3.39.

Tabla 3.39: Comparación de los escenarios fotovoltaicos evaluados.

Parámetro	Escenario 50 %	Escenario 75 %	Escenario 100 %
Cobertura energética equivalente	50 %	75 %	100 %
Energía de referencia	821,6 kWh	1.232,4 kWh	1.643,2 kWh
Potencia FV preliminar	201,4 kWp	302,1 kWp	402,7 kWp
Potencia FV instalada	**201,6 kWp**	302,4 kWp	403,2 kWp
Cantidad de módulos	**280**	420	560
Superficie de módulos	**869,7 m²**	1.304,6 m²	1.739,4 m²
Generación anual estimada	**≈300,1 MWh/año**	≈450,1 MWh/año	≈600,2 MWh/año

Fuente: Elaboración propia.

Los tres escenarios presentan técnicamente la posibilidad de incrementar el aporte de energía solar al sistema de carga. Sin embargo, el aumento del porcentaje de cobertura produce un incremento proporcional de la potencia instalada, cantidad de módulos y superficie requerida.

La superficie constituye una condición particularmente relevante para la propuesta. Las 19 posiciones de carga dimensionadas previamente representan una superficie básica aproximada de 152 m², mientras que incluso el escenario del 50 % requiere aproximadamente 869,7 m² de superficie acumulada de módulos. En consecuencia, cualquiera de los escenarios requiere extender la estructura fotovoltaica más allá del área correspondiente exclusivamente a las posiciones de carga simultánea.

En los escenarios del 75 % y 100 %, esta condición se intensifica, alcanzando superficies de módulos de aproximadamente 1.304,6 m² y 1.739,4 m², respectivamente. Su implementación implicaría una mayor extensión de la estructura solar carport y, consecuentemente, un aumento de los requerimientos constructivos y de inversión asociados al sistema.

Además, la configuración energética propuesta corresponde a un sistema híbrido compuesto por generación fotovoltaica, almacenamiento mediante BESS y conexión a la red eléctrica. Por lo tanto, el objetivo del sistema fotovoltaico no consiste necesariamente en abastecer de manera autónoma la totalidad de la energía requerida por la infraestructura de carga, sino en aportar una fracción significativa de energía renovable mientras el almacenamiento y la red permiten gestionar los desfases entre generación y demanda.

Bajo estas condiciones, se adopta el escenario de cobertura energética equivalente del 50 % como escenario de diseño. Esta alternativa permite reducir la capacidad y superficie fotovoltaica respecto de los escenarios del 75 % y 100 %, manteniendo una participación relevante de generación solar dentro de la arquitectura híbrida propuesta.

El sistema fotovoltaico de diseño queda, por lo tanto, constituido preliminarmente por 280 módulos United Energy UE720H-66HBD de 720 Wp, correspondientes a una potencia instalada de 201,6 kWp y una superficie acumulada de módulos de aproximadamente 869,7 m².

Tabla 3.40: Parámetros del escenario fotovoltaico seleccionado.

Parámetro	**Valor**
Cobertura energética equivalente adoptada	50 %
Módulo seleccionado	United Energy UE720H-66HBD
Potencia por módulo	720 Wp
Cantidad de módulos	280
Potencia FV instalada	201,6 kWp
Superficie de módulos	869,7 m²
Generación anual estimada	≈300,1 MWh/año

Fuente: Elaboración propia.

La selección del escenario del 50 % corresponde a una condición de diseño para continuar con el desarrollo técnico y económico del proyecto, y no implica que el sistema fotovoltaico cubra en todo momento el 50 % de la potencia instantánea demandada por los cargadores. La producción solar dependerá de las condiciones de irradiancia y del momento del día, mientras que la demanda estará determinada por la utilización efectiva de los puntos de carga.

Por esta razón, la integración del sistema fotovoltaico con almacenamiento energético y conexión a la red permitirá administrar la energía disponible y complementar la generación solar cuando esta no coincida temporalmente con los requerimientos de carga.

3.6 Dimensionamiento e integración del sistema de almacenamiento energético

De acuerdo con los fundamentos de los sistemas de almacenamiento desarrollados en el Capítulo II, se considera un BESS como complemento del sistema fotovoltaico, permitiendo almacenar parte de la energía generada y utilizarla cuando no exista coincidencia entre la generación solar y la demanda de carga. Para el proyecto se considera una configuración conectada a la red eléctrica, por lo que el almacenamiento no tiene como objetivo proporcionar autonomía completa al sistema (Ministerio de Energía, 2020).

El escenario fotovoltaico seleccionado contempla una cobertura energética equivalente al 50 % del ciclo operacional de diseño, correspondiente a 821,6 kWh. Debido a que una fracción de esta energía puede utilizarse directamente durante las horas de generación solar, se adopta como supuesto de diseño que el BESS permita almacenar aproximadamente el 50 % de dicha energía:

$$\mathrm{EBESS,útil} = 821{,}6 * 0{,}50 = 410{,}8\ \mathrm{kWh} \quad (52)$$

Para representar este requerimiento mediante una solución comercial se considera como referencia el sistema LIVOLTEK BES-P125X261, basado en tecnología LFP y orientado a aplicaciones comerciales e industriales, entre ellas estaciones de carga. Cada unidad dispone de una capacidad de 261,2 kWh, una potencia de 125 kW y un DoD recomendado del 90 % (LIVOLTEK, s. f.).

Considerando dos unidades, la configuración de referencia queda definida por:

$$\mathrm{EBESS,nom} = 2 * 261{,}2 = 522{,}4\ \mathrm{kWh} \quad (53)$$

$$\mathrm{EBESS,útil} = 522{,}4 * 0{,}90 = 470{,}2\ \mathrm{kWh} \quad (54)$$

$$\mathrm{PBESS} = 2 * 125 = 250\ \mathrm{kW} \quad (55)$$

La capacidad útil de 470,2 kWh supera los 410,8 kWh obtenidos en el predimensionamiento, mientras que la potencia de 250 kW resulta compatible con los 205,2 kW de potencia simultánea de referencia de la infraestructura de carga. Por lo tanto, se adopta para el estudio un BESS comercial de referencia de 522,4 kWh y 250 kW, sin que esto represente una especificación definitiva de adquisición.

Tabla 3.41: Configuración BESS de referencia.

Parámetro	Valor
Modelo de referencia	LIVOLTEK BES-P125X261
Tecnología	LFP
Número de unidades	2
Capacidad nominal total	**522,4 kWh**
DoD recomendado	**90 %**
Capacidad útil aproximada	**470,2 kWh**
Potencia total	**250 kW**

Fuente: Elaboración propia a partir de LIVOLTEK.

Para la integración del sistema se adopta conceptualmente una configuración con acoplamiento en corriente alterna (CA), en la cual el sistema fotovoltaico se conecta mediante sus respectivos inversores y el BESS mediante un sistema de conversión de potencia bidireccional (PCS). Esta arquitectura permite integrar generación fotovoltaica, almacenamiento, cargas y red eléctrica mediante una barra común en corriente alterna (Ministerio de Energía, 2020).

La configuración general considerada para el proyecto queda constituida por un sistema fotovoltaico de 201,6 kWp, un BESS de 522,4 kWh y 250 kW, 19 puntos de carga con 205,2 kW de potencia simultánea y conexión a la red eléctrica. La energía fotovoltaica podrá abastecer directamente parte de la demanda o almacenarse en el BESS, mientras que la red permitirá complementar el suministro cuando sea necesario.

El presente estudio se limita al predimensionamiento energético de estos componentes. La selección específica de inversores fotovoltaicos, conductores, protecciones, transformadores y demás elementos corresponde a una etapa posterior de ingeniería eléctrica de detalle.

3.7 Ubicación y configuración preliminar de la propuesta

La ubicación del estacionamiento de carga debe compatibilizar las necesidades operacionales de los tractores con la superficie requerida por el sistema fotovoltaico y las restricciones propias de la infraestructura aeroportuaria. Para su evaluación preliminar se consideran como principales criterios la proximidad a las áreas de operación de los tractores,

disponibilidad de superficie, accesibilidad y seguridad operacional, disponibilidad de infraestructura eléctrica y mínima interferencia con las operaciones aeroportuarias.

A partir de la revisión del plano aeroportuario se identificaron cuatro alternativas de emplazamiento: A) sector de servicios en rampa, B) sector Terminal de Carga, C) sector próximo al Terminal Nacional y D) sector próximo al Terminal Internacional. Para determinar la superficie potencialmente utilizable de cada alternativa se realizaron delimitaciones mediante polígonos en Google Earth. Por lo tanto, las superficies obtenidas corresponden a estimaciones preliminares para efectos del presente estudio y no a mediciones topográficas ni a superficies oficialmente autorizadas para la ejecución del proyecto.

Para evaluar la disponibilidad superficial se utiliza como referencia el resultado obtenido en la sección 3.5.4, correspondiente a 869,7 m² de superficie neta de módulos fotovoltaicos para el escenario seleccionado de 201,6 kWp y 280 módulos. Esta superficie constituye una referencia inicial y no representa directamente el área constructiva definitiva del solar carport, debido a que posteriormente deben considerarse la disposición de los módulos, estructura de soporte, inclinación, accesos y demás requerimientos constructivos.

Alternativa A: sector de servicios en rampa

La alternativa A corresponde al sector asociado a los edificios y servicios en rampa, próximo a las zonas E-11, E-19 y E-20. Su principal ventaja corresponde a su relación con áreas utilizadas por empresas y servicios de apoyo terrestre, manteniendo una cercanía relativa con las plataformas de pasajeros.

Para esta alternativa se identificaron dos superficies contiguas potencialmente utilizables, de aproximadamente 305,87 m² y 574,46 m², respectivamente. La suma de ambas áreas proporciona una superficie total estimada de:

$$AA = 305{,}87 + 574{,}46 = 880{,}33\ \mathrm{m}^2 \tag{56}$$

Figura 3.4: Delimitación de las superficies consideradas para la alternativa A.



Fuente: Elaboración propia mediante Google Earth.

Alternativa B: sector Terminal de Carga

La alternativa B se encuentra en el sector de carga del aeropuerto. Su ubicación presenta una mayor separación respecto de los terminales de pasajeros, pero permite disponer de una superficie mayor para evaluar la concentración de la infraestructura del proyecto en un mismo sector. El área se encuentra dentro del entorno de las instalaciones destinadas a operaciones y servicios de carga identificadas en el análisis preliminar.

La delimitación realizada mediante Google Earth permitió estimar una superficie potencialmente utilizable de aproximadamente 1.119,90 m².

Esta alternativa presenta como ventaja principal una mayor disponibilidad de espacio, permitiendo concentrar potencialmente la infraestructura de carga, generación fotovoltaica y almacenamiento en un mismo sector. Como contrapartida, presenta una mayor distancia respecto de los terminales de pasajeros, por lo que los desplazamientos deben considerarse dentro de su evaluación operacional.

Figura 3.5: Alternativa B para la ubicación del estacionamiento de carga solar.



Fuente: Elaboración propia a partir del plano del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez.

Respecto de los 869,7 m² de superficie de módulos requeridos, la diferencia corresponde a:

$$\text{Adisp, B} = 1.119{,}90 - 869{,}7 = 250{,}20\ \text{m}^2 \quad (57)$$

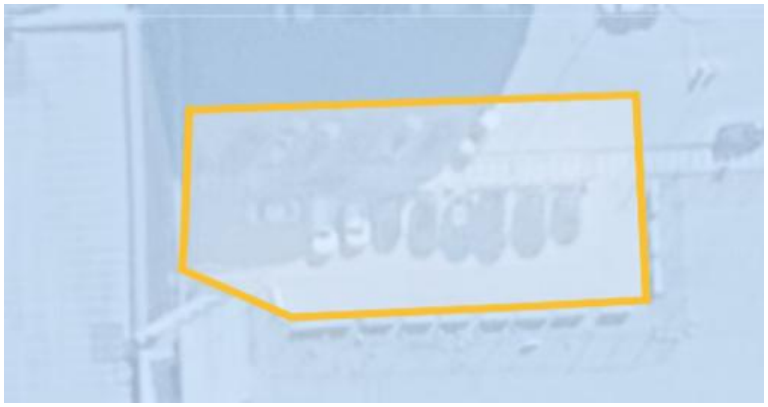
Por lo tanto, la alternativa B presenta una mayor holgura superficial que la alternativa A y permite evaluar una configuración concentrada del sistema. No obstante, esta ventaja debe ser contrastada con su mayor distancia respecto de los terminales de pasajeros y los desplazamientos operacionales que ello podría implicar para los tractores.

Alternativa C: Terminal Nacional

La alternativa C corresponde a un sector próximo al Terminal Nacional. Su principal característica es la cercanía con las áreas de operación asociadas al terminal, lo que favorece el acceso de los tractores a los puntos de carga. En el análisis inicial, este sector fue considerado por su proximidad a la plataforma y a las operaciones aeroportuarias del área nacional.

Mediante la delimitación realizada en Google Earth se estimó una superficie potencialmente utilizable de aproximadamente 627,23 m².

Figura 3.6: Delimitación del área considerada para la alternativa C.



Fuente: Elaboración propia mediante Google Earth.

Esta superficie resulta inferior a los 869,7 m² de módulos fotovoltaicos requeridos. La diferencia mínima corresponde a:

$$\text{AFV, comp, C} = 869{,}7 - 627{,}23 = 242{,}47\ \text{m}^2 \quad (58)$$

Por lo tanto, la alternativa C requeriría aproximadamente 242,47 m² adicionales de superficie neta de módulos fotovoltaicos. Para complementar esta diferencia se considera el estacionamiento de empleados F-04-02, manteniendo el sector C como ubicación principal de la infraestructura de carga.

La principal ventaja de esta configuración corresponde a la proximidad con el Terminal Nacional. Como contrapartida, su cercanía con las áreas de operación aeroportuaria implica mayores restricciones para la incorporación de nueva infraestructura y requiere distribuir parte del campo fotovoltaico en un segundo sector.

Alternativa D: Terminal Internacional

La alternativa D corresponde a un sector próximo al Terminal Internacional. Al igual que la alternativa C, presenta como principal ventaja la cercanía con las áreas donde se desarrollan las operaciones de los tractores asociadas al terminal. El sector fue identificado inicialmente en las proximidades del Espigón E.

La delimitación realizada mediante Google Earth permitió estimar una superficie potencialmente utilizable de aproximadamente 443,34 m².

Figura 3.7: Delimitación del área considerada para la alternativa D.



Fuente: Elaboración propia mediante Google Earth.

Al comparar esta superficie con los 869,7 m² requeridos por el campo fotovoltaico, se obtiene una diferencia de:

$$\text{AFV, comp, D} = 869{,}7 - 443{,}34 = 426{,}36\ \text{m}^2 \quad (59)$$

En consecuencia, esta alternativa requeriría aproximadamente 426,36 m² adicionales de superficie neta de módulos, los cuales se consideran preliminarmente en el estacionamiento F-04-02.

Esta configuración permite mantener los puntos de carga próximos al Terminal Internacional, pero presenta una menor disponibilidad de superficie que las alternativas anteriores

y mayores restricciones asociadas a su cercanía con las plataformas. Asimismo, requiere una configuración fotovoltaica distribuida entre el sector principal y el área complementaria.

Superficie complementaria F-04-02

Para complementar las alternativas C y D se considera parte del estacionamiento de empleados identificado como F-04-02. El análisis preliminar ya había identificado este sector dentro de las áreas de estacionamiento con mayor disponibilidad de superficie, aunque más alejado de las zonas centrales de operación de los tractores.

La delimitación realizada mediante Google Earth permitió estimar una superficie total de aproximadamente 20.694,47 m².

Figura 3.8: Delimitación del estacionamiento F-04-02 considerado como superficie complementaria.



Fuente: Elaboración propia mediante Google Earth.

La alternativa C requeriría utilizar, como mínimo teórico, aproximadamente 242,47 m² de esta superficie, mientras que la alternativa D requeriría aproximadamente 426,36 m². Estos valores representan aproximadamente un 1,17 % y 2,06 %, respectivamente, de la superficie total delimitada en F-04-02.

Por lo tanto, desde el punto de vista exclusivamente superficial, F-04-02 presenta una disponibilidad suficiente para complementar ambas alternativas. Sin embargo, la superficie efectivamente utilizable deberá considerar la función actual del estacionamiento, circulación interna, estructuras existentes y demás restricciones que puedan afectar la implementación del sistema.

Comparación y selección de la alternativa

Una vez identificadas las alternativas de emplazamiento y estimadas sus superficies mediante Google Earth, se realiza una comparación con el propósito de seleccionar la ubicación

preliminar para el desarrollo de la propuesta. Las alternativas A, B, C y D corresponden a los sectores principales evaluados, mientras que el estacionamiento de empleados F-04-02 se considera como una superficie complementaria para las alternativas C y D.

Como referencia para el análisis se utiliza la superficie neta de 869,7 m² de módulos fotovoltaicos, determinada previamente para el escenario seleccionado de 201,6 kWp. Las superficies delimitadas para cada sector y su relación con este requerimiento se presentan en la Tabla 3.42.

Tabla 3.42: Comparación de superficies de las alternativas de emplazamiento.

Alternativa	Superficie estimada (m²)	Diferencia respecto de 869,7 m²	Condición
A	880,33	+10,63	Superficie ajustada
B	1.119,90	+250,20	Superficie suficiente
C	627,23	−242,47	Requiere superficie complementaria
D	443,34	−426,36	Requiere superficie complementaria
F-04-02	20.694,47	—	Superficie complementaria para C y D

Fuente: Elaboración propia.

Las alternativas A y B presentan una superficie neta superior a los 869,7 m² requeridos, aunque la alternativa A dispone de un margen reducido. Por su parte, C y D no permiten concentrar la totalidad de la superficie fotovoltaica en sus respectivos sectores principales. Sin embargo, ambas pueden ser complementadas mediante el estacionamiento F-04-02, cuya superficie estimada de 20.694,47 m² permite cubrir ampliamente las diferencias de 242,47 m² y 426,36 m², respectivamente.

En consecuencia, la disponibilidad de superficie se considera una condición de factibilidad cumplida para las cuatro alternativas, ya sea mediante una instalación concentrada o mediante una configuración complementaria. Por esta razón, no se incorpora como criterio diferenciador dentro de la evaluación multicriterio. De igual manera, se considera que las cuatro alternativas presentan posibilidad de conexión a infraestructura eléctrica existente, por lo que este aspecto se establece como una condición común y tampoco se utiliza para diferenciar los emplazamientos.

Proximidad operacional

La proximidad operacional busca representar la distancia entre cada alternativa y las principales áreas donde se desarrolla la operación de los tractores. Para cuantificar este criterio se establecieron dos puntos de referencia: uno correspondiente al Terminal Nacional (TN) y otro al Terminal Internacional (TI). Las distancias fueron estimadas mediante Google Earth desde cada alternativa hasta ambos puntos.

Para disponer de un indicador comparable se determina la distancia operacional media:

$$\mathrm{Dop} = (\mathrm{DTN} + \mathrm{DTI}) / 2 \quad (60)$$

Donde:

- Dop: distancia operacional media (m).
- DTN: distancia al punto de referencia del Terminal Nacional (m).
- DTI: distancia al punto de referencia del Terminal Internacional (m).

Tabla 3.43: Distancia operacional de las alternativas.

Alternativa	Distancia TN (m)	Distancia TI (m)	Distancia operacional media (m)
A	1.297,60	497,64	**897,62**
B	1.392,23	666,21	**1.029,22**
C	76,01	664,56	**370,29**
D	798,17	71,38	**434,78**

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la Tabla 3.43 muestran que la alternativa C presenta la menor distancia operacional media, con 370,29 m, seguida por D con 434,78 m. Las alternativas A y B presentan mayores distancias medias, alcanzando 897,62 m y 1.029,22 m, respectivamente.

Para incorporar este resultado a la evaluación se utiliza una escala de 1 a 5, donde un menor recorrido representa una condición más favorable.

Tabla 3.44: Escala de evaluación de proximidad operacional.

Distancia operacional media	Puntaje
≤ 400 m	5
> 400 a 600 m	4
> 600 a 800 m	3
> 800 a 1.000 m	2
> 1.000 m	1

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con esta escala, las alternativas A, B, C y D obtienen 2, 1, 5 y 4 puntos, respectivamente.

Compatibilidad operacional

La compatibilidad operacional considera las condiciones de cada sector para incorporar la infraestructura propuesta dentro del entorno aeroportuario, teniendo en cuenta su interacción con las actividades existentes, circulación de equipos terrestres y proximidad a zonas de operación.

Debido al nivel de prefactibilidad del estudio, este criterio se evalúa cualitativamente mediante una escala de 1 a 5, donde un mayor puntaje representa una condición más favorable para la implementación.

Tabla 3.45: Escala de evaluación de compatibilidad operacional.

Puntaje	Condición
5	Muy favorable
4	Favorable
3	Intermedia
2	Desfavorable
1	Muy desfavorable

Fuente: Elaboración propia.

Las alternativas A y B reciben una calificación de 4 puntos, al presentar condiciones favorables para la incorporación de la infraestructura y una menor interacción con las zonas próximas a los terminales. Por su parte, las alternativas C y D reciben 3 puntos, debido a que su

mayor proximidad a las áreas de operación implica mayores consideraciones y restricciones para la incorporación de infraestructura fija.

Concentración del sistema

Este criterio considera la posibilidad de mantener la infraestructura de carga, generación fotovoltaica y almacenamiento concentrada en un mismo sector. Una instalación concentrada simplifica conceptualmente la integración de los distintos componentes, mientras que una configuración distribuida requiere utilizar un segundo sector para parte del campo fotovoltaico.

Las alternativas A y B permiten preliminarmente mantener el sistema concentrado dentro del sector principal, por lo que reciben 5 puntos. Las alternativas C y D requieren utilizar F-04-02 como superficie complementaria para parte de la generación fotovoltaica. No obstante, al existir una superficie complementaria previamente identificada, ambas configuraciones continúan siendo técnicamente consideradas y reciben 3 puntos.

Evaluación multicriterio

Una vez verificadas las condiciones comunes de superficie y posibilidad de conexión eléctrica, la selección se realiza mediante los tres criterios que presentan diferencias entre las alternativas: proximidad operacional, compatibilidad operacional y concentración del sistema.

Se asigna una ponderación de 45 % a la proximidad operacional, debido a la importancia de reducir los desplazamientos de los tractores hacia los puntos de carga; 35 % a la compatibilidad operacional, debido a las restricciones propias de incorporar infraestructura dentro del entorno aeroportuario; y 20 % a la concentración del sistema, considerando la mayor simplicidad de una configuración localizada en un mismo sector.

El puntaje ponderado de cada alternativa se determina mediante:

$$\mathrm{Ptotal} = \Sigma\,(\mathrm{Pi} \times \mathrm{Wi}) \tag{61}$$

Donde:

- Ptotal: puntaje ponderado total.
- Pi: puntaje obtenido en cada criterio.
- Wi: ponderación asignada a cada criterio.

Tabla 3.46: Matriz de evaluación multicriterio de las alternativas.

Criterio	Ponderación	A	B	C	D
Proximidad operacional	45 %	2	1	**5**	**4**
Compatibilidad operacional	35 %	**4**	**4**	3	3
Concentración del sistema	20 %	**5**	**5**	3	3
Puntaje ponderado total	**100 %**	**3,30**	**2,85**	**3,90**	**3,45**

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que la alternativa C obtiene el mayor puntaje ponderado, con 3,90 puntos sobre 5, seguida por la alternativa D con 3,45 puntos, A con 3,30 puntos y B con 2,85 puntos.

La alternativa C destaca principalmente por presentar la menor distancia operacional media, con 370,29 m, manteniendo una condición intermedia respecto de la compatibilidad operacional. Si bien su superficie principal de 627,23 m² no permite concentrar la totalidad de los 869,7 m² de módulos fotovoltaicos, la diferencia de aproximadamente 242,47 m² puede ser complementada mediante el estacionamiento F-04-02.

En consecuencia, se selecciona la alternativa C como emplazamiento preliminar para el desarrollo de la propuesta de estacionamiento de carga solar. El sector próximo al Terminal Nacional se considera como ubicación principal para la infraestructura de carga y parte del sistema fotovoltaico, mientras que F-04-02 se considera como superficie complementaria para la fracción del campo fotovoltaico que no pueda ser instalada en el área principal.

Esta selección corresponde al nivel de prefactibilidad desarrollado en el presente estudio. Una eventual implementación deberá validar la disposición definitiva de los componentes, las condiciones de conexión eléctrica, la superficie efectivamente utilizable y el cumplimiento de los requerimientos operacionales y de seguridad establecidos por las entidades responsables de la infraestructura aeroportuaria.

3.8 Evaluación económica de la propuesta

Una vez definida la configuración técnica del sistema, se realiza la evaluación económica de la propuesta con el propósito de determinar la inversión requerida y analizar su viabilidad económica. Como referencia metodológica se considera la guía Sistemas de almacenamiento con

energía solar fotovoltaica en Chile, la cual incorpora dentro de la evaluación de este tipo de proyectos los costos de inversión, operación y mantenimiento, reinversiones, ahorros energéticos e indicadores económicos (Ministerio de Energía, 2020).

La evaluación se desarrolla considerando la configuración seleccionada, compuesta por un sistema fotovoltaico de 201,6 kWp, un sistema de almacenamiento BESS de 522,4 kWh y 250 kW, y 19 puntos de carga con una potencia simultánea de referencia de 205,2 kW. Los valores económicos utilizados se expresan en pesos chilenos (CLP) y sin IVA, manteniendo un criterio uniforme durante el análisis.

A partir de estos antecedentes se estimará la inversión inicial (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX), las reinversiones y los beneficios económicos asociados al proyecto. Posteriormente, estos resultados serán utilizados para construir el flujo de caja y determinar los principales indicadores de evaluación económica, tales como VAN, TIR y período de recuperación de la inversión.

3.8.1 Estimación de la inversión inicial (CAPEX)

La inversión inicial del proyecto corresponde a los costos necesarios para implementar la infraestructura de generación fotovoltaica, almacenamiento energético y carga de los tractores eléctricos. Para su estimación se consideran los equipos principales dimensionados en las secciones anteriores, junto con la estructura solar carport y los costos asociados a instalación, obras complementarias e ingeniería.

Debido al nivel de prefactibilidad del estudio, la estimación combina referencias técnico-económicas, precios comerciales disponibles y supuestos metodológicos para aquellas partidas que no cuentan con una cotización específica. Como referencia general se utiliza la guía Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile del Ministerio de Energía (2020), particularmente para la valorización del sistema de almacenamiento.

Los costos expresados originalmente en dólares estadounidenses se convierten a pesos chilenos utilizando un único tipo de cambio para mantener una base monetaria uniforme durante la evaluación. Se adopta un valor de **$967,79 CLP/USD**, correspondiente al dólar observado

octubre 2026. Para los componentes valorizados mediante precios comerciales nacionales se utilizan valores sin IVA.

Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico seleccionado posee una potencia instalada de 201,6 kWp, compuesta por 280 módulos United Energy UE720H-66HBD de 720 Wp. El precio comercial utilizado para el módulo corresponde a $165.578 CLP con IVA por unidad, equivalente aproximadamente a:

$$\text{Cmód} = 165.578 / 1{,}19 = \$139.141\ \text{CLP/unidad} \quad (62)$$

Por lo tanto, el costo correspondiente a los 280 módulos se estima en:

$$\text{CFV, módulos} = 280 * 139.141 = \$38.959.480\ \text{CLP} \quad (63)$$

Para la conversión de la energía generada por el campo fotovoltaico se considera, a nivel de prefactibilidad, una configuración equivalente a dos inversores trifásicos de 100 kW, alcanzando una potencia nominal conjunta de 200 kW. Utilizando un costo comercial de referencia de $5.882.345 CLP por unidad, el costo estimado corresponde a:

$$\text{Cinv} = 2 * 5.882.345 = \$11.764.690\ \text{CLP} \quad (64)$$

La configuración definitiva de los inversores, strings y MPPT deberá determinarse en una etapa posterior de ingeniería eléctrica, por lo que la selección utilizada en esta evaluación tiene como finalidad establecer una referencia económica coherente con la potencia fotovoltaica dimensionada.

Sistema de almacenamiento energético

Para estimar el costo del BESS se utilizan los valores presentados por el Ministerio de Energía (2020) para sistemas de almacenamiento mediante baterías de ion-litio. La fuente presenta rangos asociados a potencia y capacidad energética, adoptándose para el presente estudio la proyección correspondiente al año 2025 por su proximidad temporal con el período de evaluación.

Tabla 3.47: Costos específicos adoptados para el sistema BESS.

Componente	Rango de referencia	Valor adoptado
Potencia	184–329 USD/kW	256,5 USD/kW
Capacidad energética	156–203 USD/kWh	179,5 USD/kWh

Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía (2020).

Para disponer de un único valor de cálculo se adopta el promedio de cada intervalo. Considerando el sistema dimensionado previamente de 250 kW y 522,4 kWh, el costo se determina mediante:

$$\mathrm{CBESS} = (\mathrm{PBESS} * \mathrm{CP}) + (\mathrm{EBESS} * \mathrm{CE}) \quad (65)$$

Por lo tanto:

$$\mathrm{CBESS} = (250 * 256{,}5) + (522{,}4 * 179{,}5) \quad (66)$$

$$\mathrm{CBESS} = \text{USD } 157.895{,}8 \approx \$152.810.380 \text{ CLP} \quad (67)$$

En consecuencia, se adopta un costo referencial de aproximadamente $152,8 millones de pesos chilenos para el sistema de almacenamiento.

Equipos de carga

Para la infraestructura de carga se consideran los 19 puntos determinados previamente, cada uno asociado a una potencia de referencia de aproximadamente 10,8 kW. Debido a que no se dispone de una cotización específica para el tractor seleccionado, se utilizan referencias internacionales de cargadores industriales para baterías de 80 V, con potencias cercanas a 12 kW.

A partir de las referencias comerciales identificadas se adopta, como supuesto de prefactibilidad, un costo de USD 1.200 por equipo de carg**a**. Este valor permite disponer de una referencia económica para equipos de características similares, sin representar la selección definitiva del cargador.

Para los 19 puntos:

$$\mathrm{Ccarga} = 19 * 1.200 \quad (68)$$

$$\mathrm{Ccarga} = \text{USD } 22.800 \approx \$22.065.612 \text{ CLP} \quad (69)$$

Estructura solar carport

La estructura solar carport se valoriza mediante una referencia comercial nacional para una estructura destinada a diez módulos fotovoltaicos y dos vehículos, cuyo costo neto corresponde a $1.344.529 CLP. Debido a que no se dispone de una cotización específica para una estructura aeroportuaria con las dimensiones requeridas, se utiliza una extrapolación proporcional al número de módulos como estimación de prefactibilidad.

El costo específico resultante es:

$$\text{Cestructura} = 1.344.529 / 10 \approx \$134.453 \text{ CLP/módulo} \quad (70)$$

Para los 280 módulos:

$$\text{Ccarport} = 280 * 134.453 \approx \$37.646.840 \text{ CLP} \quad (71)$$

Este valor constituye una aproximación económica y no una cotización de la estructura definitiva. El diseño posterior deberá considerar las condiciones particulares del emplazamiento, geometría, fundaciones, cargas estructurales y requerimientos propios de la infraestructura aeroportuaria.

Instalación, obras complementarias e ingeniería

La suma de los equipos e infraestructura principal valorizados alcanza:

$$\text{Cprincipal} = \$263.247.002 \text{ CLP} \quad (72)$$

Debido al nivel de prefactibilidad del estudio, no se realiza un dimensionamiento individual de conductores, canalizaciones, tableros, protecciones, fundaciones, mano de obra y demás elementos propios de una ingeniería de detalle.

Para incorporar estos conceptos dentro de la evaluación económica se adopta como supuesto metodológico de alto nivel un 15 % del costo de los equipos e infraestructura principal, destinado a representar conjuntamente infraestructura eléctrica, instalación, obras complementarias, ingeniería y puesta en marcha.

$$\text{Cinst} = 263.247.002 * 0,15 \approx \$39.487.050 \text{ CLP} \quad (73)$$

El subtotal de inversión antes de contingencia corresponde entonces a:

$$\text{Cbase} = 263.247.002 + 39.487.050 = \$302.734.052 \text{ CLP} \quad (74)$$

Contingencia y CAPEX total

Considerando que la evaluación se desarrolla a nivel de prefactibilidad y utiliza una combinación de precios comerciales, referencias internacionales y supuestos metodológicos, se incorpora una contingencia del 10 % sobre el subtotal anterior. Este porcentaje se adopta como supuesto del estudio para representar la incertidumbre existente en la estimación preliminar de la inversión.

$$\text{Ccont} = 302.734.052 * 0{,}10 \approx \$30.273.405 \text{ CLP} \quad (75)$$

Por lo tanto, el CAPEX preliminar del proyecto corresponde a:

$$\text{CAPEX} = 302.734.052 + 30.273.405 \approx \$333.007.457 \text{ CLP} \quad (76)$$

La Tabla 3.48 resume las partidas consideradas en la estimación de la inversión inicial.

Tabla 3.48: Estimación del CAPEX de la propuesta.

Partida	Criterio de valorización	Costo referencial (CLP)
280 módulos fotovoltaicos HJT	Precio comercial nacional	$38.959.480
2 inversores fotovoltaicos	Precio comercial nacional	$11.764.690
BESS 522,4 kWh / 250 kW	Referencia técnico-económica	$152.810.380
19 equipos de carga	Referencia internacional	$22.065.612
Estructura solar carport	Extrapolación comercial	$37.646.840
Subtotal equipos e infraestructura		**$263.247.002**
Instalación, obras e ingeniería	15 % del subtotal	$39.487.050
Subtotal antes de contingencia		**$302.734.052**
Contingencia	10 %	$30.273.405
CAPEX estimado		**$333.007.457**

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los criterios y supuestos establecidos, la inversión inicial requerida para la implementación de la propuesta se estima en aproximadamente $333 millones de pesos chilenos. El sistema BESS constituye la principal partida de inversión, representando aproximadamente el 46 % del CAPEX total, lo que evidencia la incidencia económica del almacenamiento dentro de la configuración PV+BESS+red seleccionada.

El valor obtenido corresponde a una estimación a nivel de prefactibilidad y no a un presupuesto definitivo de construcción. Por esta razón, una eventual etapa de implementación deberá actualizar los costos mediante cotizaciones formales y desarrollar la ingeniería eléctrica, civil y estructural correspondiente.

3.8.2 Costos de operación, mantenimiento y reinversiones

La evaluación económica considera un horizonte de 25 años, período adoptado para representar la operación de largo plazo de la infraestructura propuesta y mantener coherencia con la naturaleza del sistema fotovoltaico. Durante este período se consideran los costos asociados a la operación, mantenimiento y eventuales reinversiones necesarias para conservar la funcionalidad del sistema.

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento (OPEX) comprenden actividades como inspecciones periódicas, limpieza de los módulos fotovoltaicos, mantenimiento preventivo, revisión de conexiones y equipos eléctricos, además de intervenciones menores necesarias para mantener la infraestructura en condiciones adecuadas de operación.

Debido al nivel de prefactibilidad del estudio y a que no se dispone de contratos específicos de mantenimiento para la instalación propuesta, se adopta como supuesto metodológico un costo anual de operación y mantenimiento equivalente al 1,5 % del CAPEX inicial.

Considerando el CAPEX determinado previamente de $333.007.457 CLP.

Se obtiene:

$$\text{OPEXanual} = \text{CAPEX} * 0{,}015 \approx \$4.995.112\ \text{CLP/año} \quad (77)$$

Por lo tanto, para la evaluación económica se considera un costo inicial de operación y mantenimiento de aproximadamente $5,0 millones de pesos chilenos por año. Este valor será incorporado posteriormente en el flujo de caja correspondiente al horizonte de evaluación de 25 años.

Reinversiones durante el horizonte de evaluación

Además de los costos anuales de operación y mantenimiento, se considera la posibilidad de realizar reinversiones durante los 25 años de evaluación. El Ministerio de Energía (2020) señala

que, cuando determinados componentes presentan una vida útil inferior al horizonte del proyecto, sus costos de reposición deben ser incorporados en el análisis económico.

En este estudio no se considera el reemplazo general de toda la infraestructura durante el horizonte de evaluación. Los módulos fotovoltaicos y la estructura solar carport se consideran componentes de largo plazo, mientras que los inversores, equipos de carga y sistema BESS corresponden a los principales componentes tecnológicos susceptibles de requerir reparación, renovación parcial o reposición durante el período analizado.

Debido a que la vida efectiva de estos equipos depende de las condiciones de operación, número de ciclos, mantenimiento y condiciones ambientales, no se establece anticipadamente una reposición completa sin respaldo técnico. En consecuencia, las reinversiones serán incorporadas en el flujo de caja únicamente para aquellos componentes cuya vida útil o condición de operación justifique una reposición dentro de los 25 años de evaluación, utilizando los costos de referencia definidos en la estimación de la inversión inicial.

Tabla 3.49: Criterios adoptados para los costos de operación y reinversión.

Parámetro	Criterio adoptado
Horizonte de evaluación	**25 años**
CAPEX inicial	**$333.007.457 CLP**
OPEX anual	**1,5 % del CAPEX**
OPEX inicial estimado	**$4.995.112 CLP/año**

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, la evaluación diferencia entre los costos recurrentes de operación y mantenimiento y las reinversiones extraordinarias, evitando asumir una reposición completa de equipos sin disponer de antecedentes técnicos que la justifiquen.

3.8.3 Ahorros y beneficios económicos

El principal beneficio económico considerado en la propuesta corresponde al ahorro asociado a la reducción del consumo de energía proveniente de la red eléctrica, producto de la generación del sistema fotovoltaico y su aprovechamiento mediante la infraestructura de carga y el sistema de almacenamiento.

De acuerdo con el dimensionamiento realizado previamente, el sistema fotovoltaico de 201,6 kWp presenta una generación anual estimada de:

$$\mathrm{EFV} = 300{,}1\ \mathrm{MWh/año} = 300.100\ \mathrm{kWh/año} \quad (78)$$

Sin embargo, para efectos de la evaluación económica no se considera que la totalidad de esta generación pueda ser aprovechada. Esto se debe a la existencia de pérdidas operacionales y a posibles diferencias temporales entre la generación fotovoltaica, el almacenamiento disponible y la demanda de carga de los tractores.

Debido a que no se dispone de mediciones reales del perfil horario de consumo de la futura infraestructura, se adopta como supuesto metodológico un factor de aprovechamiento fotovoltaico del 90 %. Este porcentaje representa una estimación preliminar de la proporción de energía solar generada que podría ser utilizada por la infraestructura de carga, considerando posibles diferencias entre los períodos de generación y consumo, así como las pérdidas asociadas al funcionamiento del sistema.

Cabe señalar que el factor adoptado no corresponde a un resultado obtenido mediante una simulación energética horaria, sino a una hipótesis de cálculo utilizada para la evaluación económica del proyecto. Por lo tanto, el aprovechamiento efectivo dependerá de los perfiles reales de demanda, la gestión de las recargas y la operación del sistema de almacenamiento BESS. En consecuencia, el valor del 90 % deberá ser validado mediante un análisis operacional más detallado y se considera como escenario base para evaluar la sensibilidad de los beneficios económicos.

Asimismo, el factor de aprovechamiento adoptado se utiliza de manera global para representar la energía fotovoltaica efectivamente aprovechable en esta etapa preliminar. No obstante, las pérdidas específicas asociadas al almacenamiento BESS no se determinan de forma independiente, debido a que no se dispone de una estimación de la proporción de energía que circulará por dicho sistema. Por esta razón, el ahorro energético calculado deberá verificarse posteriormente mediante una simulación que considere los flujos de energía y la eficiencia de ciclo completo del almacenamiento.

Con el propósito de evaluar la influencia de este supuesto sobre los beneficios económicos del proyecto, se desarrolló un análisis de sensibilidad considerando diferentes factores de aprovechamiento fotovoltaico. Los resultados se presentan en el Anexo 3, donde se compara la

energía anual aprovechada y el ahorro económico asociado a cada escenario. Para el flujo de caja principal se mantiene el factor de aprovechamiento del 90 % como escenario base de evaluación.

La energía anual aprovechada se determina mediante:

$$\mathrm{EFV,ap} = \mathrm{EFV} * \mathrm{FA} \tag{79}$$

Donde:

- EFV,ap: energía fotovoltaica anual aprovechada (kWh/año).
- EFV: generación fotovoltaica anual estimada (kWh/año).
- FA: factor de aprovechamiento fotovoltaico.

Por lo tanto:

$$\mathrm{EFV,ap} = 300.100 * 0{,}90 = 270.090\ \mathrm{kWh/año} \tag{80}$$

Para valorizar económicamente esta energía se utiliza como referencia el Precio Medio de Mercado (PMM) del Sistema Eléctrico Nacional, publicado por la Comisión Nacional de Energía. Este indicador se determina considerando los precios de contratos de clientes libres y contratos de suministro de largo plazo. Para marzo de 2026, la CNE informó un PMM de 106,51 USD/MWh (Comisión Nacional de Energía, 2026).

Utilizando el tipo de cambio adoptado previamente de 967,79 CLP/USD, el precio de referencia se convierte de la siguiente manera:

$$\mathrm{Cred} = (106{,}51 * 967{,}79) / 1.000 \approx 103{,}08\ \mathrm{CLP/kWh} \tag{81}$$

Este valor se utiliza como una referencia económica para la energía evitada y no representa necesariamente la tarifa eléctrica contractual efectiva del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, la cual puede depender del régimen de suministro y de las condiciones particulares del contrato eléctrico. La CNE establece que los grandes consumidores pueden operar bajo precios libremente acordados, por lo que el costo efectivo puede diferir del valor utilizado en esta evaluación.

El ahorro económico anual asociado a la generación fotovoltaica se determina mediante:

$$\mathrm{Aenergía} = \mathrm{EFV,ap} * \mathrm{Cred} \tag{82}$$

Por lo tanto:

$$\text{Aenergía} = 270.090 * 103{,}08 \approx \$27.840.877\ \text{CLP/año} \quad (83)$$

Tabla 3.50: Resumen parámetros utilizados del apartado.

Parámetro	Valor adoptado
Generación fotovoltaica estimada	300.100 kWh/año
Factor de aprovechamiento FV	90 %
Energía FV aprovechada	270.090 kWh/año
Precio de referencia de la energía	103,08 CLP/kWh
Ahorro económico estimado	**$27.840.877 CLP/año**

Fuente: Elaboración propia a partir de Comisión Nacional de Energía (2026).

En consecuencia, el beneficio económico inicial atribuible a la generación fotovoltaica se estima en aproximadamente $27,84 millones de pesos chilenos anuales. Para mantener un criterio conservador, no se consideran ingresos por venta de excedentes eléctricos ni eventuales reducciones en cargos asociados a potencia máxima o demanda contratada, debido a que estos beneficios dependerían de la configuración tarifaria y del comportamiento eléctrico real de la instalación.

Este ahorro será utilizado posteriormente como ingreso o beneficio económico dentro del flujo de caja del proyecto.

3.8.4 Flujo de caja y parámetros de evaluación

A partir de los costos y beneficios determinados en los apartados anteriores, se construyó el flujo de caja del proyecto para un horizonte de evaluación de **25 años**. El análisis se realizó en pesos chilenos (CLP), sin IVA y considerando valores reales, manteniendo el mismo criterio monetario utilizado en la estimación de la inversión y de los costos operacionales.

En el año 0 se considera la inversión inicial correspondiente al CAPEX del proyecto, equivalente a $333.007.457, mientras que para los años de operación se incorpora un beneficio energético anual estimado de $27.840.877 y costos de operación y mantenimiento de $4.995.112 anuales.

Para representar la pérdida de valor de los principales activos se utilizó el método de depreciación lineal, considerando como base depreciable exclusivamente los cinco componentes físicos principales del proyecto, cuyo valor conjunto corresponde a $263.247.002. Las partidas

correspondientes a obras, instalación, ingeniería y contingencia no fueron incluidas dentro de esta base.

Las vidas útiles adoptadas para el cálculo se presentan en la Tabla 3.51.

Tabla 3.51: Equipos con depreciación en los años de estudio.

Componente	Base depreciable (MM CLP)	Vida útil adoptada
Paneles fotovoltaicos	38,959	30 años
Inversores fotovoltaicos	11,765	10 años
BESS	152,810	15 años
Cargadores industriales	22,066	10 años
Estructura solar carport	37,647	20 años
Total	**263,247**	—

Fuente: Elaboración propia.

Para los paneles fotovoltaicos se adoptó una vida de 30 años de acuerdo con la garantía de potencia del módulo seleccionado, mientras que para el BESS se consideró una vida de 15 años tomando como referencia la vida de diseño indicada para el sistema seleccionado. Para los inversores y cargadores se adoptaron 10 años, y para la estructura del solar carport 20 años, como criterios de evaluación del estudio.

De esta manera, la depreciación anual total varía durante el horizonte de evaluación a medida que los diferentes activos completan sus respectivas vidas útiles. Durante los primeros 10 años alcanza aproximadamente $16,751 millones anuales; entre los años 11 y 15 corresponde a $13,368 millones anuales; entre los años 16 y 20 disminuye a aproximadamente $3,181 millones anuales y, finalmente, entre los años 21 y 25 corresponde a aproximadamente $1,299 millones anuales, asociados a los módulos fotovoltaicos.

La depreciación se incorpora como un gasto no desembolsable para la determinación de la utilidad afecta a impuesto y posteriormente se reincorpora al flujo, debido a que no representa una salida efectiva de dinero. El impuesto se determina a partir de la utilidad obtenida en cada período de acuerdo con el criterio establecido en el flujo de caja desarrollado para el proyecto.

Para el horizonte de evaluación de 25 años, se consideran reinversiones programadas correspondientes a la reposición de los principales componentes cuya vida útil es inferior al período de análisis. Estas reinversiones se incorporan al flujo de caja en los años establecidos según la vida útil adoptada para cada equipo, con el propósito de mantener la continuidad operativa de la infraestructura durante todo el horizonte del proyecto.

En particular, se contempla la reposición de los inversores fotovoltaicos y equipos de carga en los años 10 y 20, mientras que el sistema de almacenamiento BESS se reemplaza en el año 15. Para la valorización de estas reinversiones se utilizan los mismos costos de referencia considerados en la inversión inicial (CAPEX), sin aplicar reducciones futuras de precios, manteniendo un criterio conservador en la evaluación económica.

Estos desembolsos se consideran de manera independiente de los costos anuales de operación y mantenimiento (OPEX), dado que estos últimos corresponden a actividades de conservación y mantenimiento ordinario, mientras que las reinversiones representan la renovación de equipos necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema a lo largo de los 25 años de evaluación.

Como tasa de descuento se adoptó un valor real de 3%, utilizado como supuesto metodológico para actualizar los flujos futuros del proyecto. Los principales parámetros empleados en la construcción del flujo se resumen en la Tabla 3.52.

Tabla 3.52: Parámetros para la construcción del Flujo de caja.

Parámetro	**Valor adoptado**
Horizonte de evaluación	25 años
CAPEX inicial	$333,007 millones
Beneficio energético anual	$27,841 millones/año
OPEX anual	$4,995 millones/año
Base depreciable	$263,247 millones
Tasa de descuento real	3%
Base monetaria	CLP reales, sin IVA

Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja resultante considera, por lo tanto, la inversión inicial, los beneficios derivados del ahorro energético, los costos de operación y mantenimiento, la depreciación y el efecto del impuesto durante el horizonte de evaluación. Sobre esta base se determinan posteriormente los indicadores económicos utilizados para analizar la viabilidad del proyecto.

Figura 3.9: Flujo de caja del proyecto durante el horizonte de evaluación de 25 años.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos afectos a impuesto		27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841	27,841
Egresos afectos a impuesto		(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)	(4,995)
Gasto no desembolsable		(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(3,181)	(3,181)	(3,181)	(3,181)	(3,181)	(1,299)	(1,299)	(1,299)	(1,299)	(1,299)
Intereses crédito																										
Depreciacion		(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(16,751)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(13,368)	(3,181)	(3,181)	(3,181)	(3,181)	(3,181)	(1,299)	(1,299)	(1,299)	(1,299)	(1,299)
Valor de desecho																										
Utilidad bruta		6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	6,094	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	19,665	19,665	19,665	19,665	19,665	21,547	21,547	21,547	21,547	21,547
Impuesto (27%)		(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(1,137)	(2,713)	(2,713)	(2,713)	(2,713)	(2,713)	(5,443)	(5,443)	(5,443)	(5,443)	(5,443)	(5,459)	(5,459)	(5,459)	(5,459)	(5,459)
Utilidad neta		5,957	5,957	5,957	5,957	5,957	5,957	5,957	5,957	5,957	5,957	9,264	9,264	9,264	9,264	9,264	19,222	19,222	19,222	19,222	19,222	21,062	21,062	21,062	21,062	21,062
Ajuste por gastos no desembolsables		16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	13,368	13,368	13,368	13,368	13,368	3,181	3,181	3,181	3,181	3,181	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299
Depreciación (+)		16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	16,751	13,368	13,368	13,368	13,368	13,368	3,181	3,181	3,181	3,181	3,181	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299
Pérdida del ejercicio anterior																										
Egresos no afectos a impuestos											(33,831)					(152,810)					(37,647)				
Inversión	(333,007)										(33,831)					(152,810)					(37,647)				
Amortización																										
Ingresos no afectos a impuesto																										
Venta Activos Valor Libro																										
Crédito																										
Recuperación Capital de Trabajo																										
Flujo de caja neto	(333,007)	22,709	22,709	22,709	22,709	22,709	22,709	22,709	22,709	22,709	(11,123)	22,633	22,633	22,633	22,633	(159,177)	22,403	22,403	22,403	22,403	(18,246)	22,361	22,361	22,361	22,361	22,361

Fuente: Elaboración propia.

3.8.5 Indicadores económicos y análisis de resultados

A partir del flujo de caja desarrollado para un horizonte de evaluación de 25 años y utilizando una tasa de descuento real del 3%, se determinaron los principales indicadores económicos del proyecto. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.53.

Tabla 3.53: Indicadores económicos del proyecto.

Indicador	Resultado
Tasa de descuento (TMAR)	3%
VAN	$-94,397 MM CLP
TIR	-0.4%
Período de recuperación (Payback)	25 años
IVAN	-0.3
CAUE	-5.4 MM CLP/año

Fuente: Elaboración propia.

El Valor Actual Neto (VAN) obtenido corresponde a −$94,397 millones de pesos chilenos, considerando una tasa de descuento real del 3 %. Este resultado indica que los beneficios económicos estimados no son suficientes para compensar la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y las reinversiones necesarias durante los 25 años de evaluación.

Este resultado se debe principalmente a la incorporación de las reposiciones de los componentes cuya vida útil es inferior al horizonte del proyecto, especialmente el sistema BESS,

los inversores fotovoltaicos y los equipos de carga. Para estas reinversiones se mantienen los costos considerados en el CAPEX inicial, sin contemplar posibles reducciones futuras de precios.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) alcanza aproximadamente un −0,4 %, valor inferior a la tasa de descuento adoptada del 3 %, lo que confirma que el proyecto no alcanza la rentabilidad económica requerida bajo las condiciones evaluadas.

El período de recuperación de la inversión (Payback) presenta un resultado de 25 años, coincidente con el horizonte de evaluación. Este indicador debe interpretarse considerando el comportamiento del flujo acumulado, ya que no necesariamente implica que el proyecto alcance una rentabilidad positiva.

El Índice de Valor Actual Neto (IVAN) alcanza un valor de −0,3, indicando una pérdida aproximada de $0,30 de valor actual neto por cada peso de inversión inicial. Asimismo, el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) corresponde a −$5,4 millones anuales, representando el equivalente anual del resultado económico negativo del proyecto.

En conjunto, los indicadores muestran que la propuesta no presenta rentabilidad económica bajo los supuestos considerados. Sin embargo, existen variables que podrían mejorar estos resultados, como una reducción futura del costo del sistema BESS, un mayor precio de la energía eléctrica evitada o un mayor aprovechamiento de la generación fotovoltaica.

Adicionalmente, podría evaluarse la incorporación de tarifas por utilización de los puntos de carga o por energía suministrada a las empresas de Ground Handling, permitiendo generar ingresos adicionales para recuperar parte de la inversión, evitando contabilizar dos veces los beneficios energéticos.

Aunque el proyecto no alcanza la rentabilidad económica requerida en el escenario evaluado, constituye una propuesta de infraestructura que podría contribuir a la electrificación progresiva de los equipos terrestres del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez. Su eventual implementación requerirá analizar alternativas de optimización económica y considerar sus potenciales beneficios operacionales y ambientales.

Conclusiones

El presente trabajo desarrolló una propuesta de estacionamiento de carga con generación solar fotovoltaica para tractores de equipaje eléctricos en el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, integrando aspectos operacionales, energéticos, tecnológicos, espaciales y económicos. El estudio permitió definir una configuración adaptada al caso analizado, orientada a acompañar la transición progresiva hacia equipos terrestres eléctricos mediante una infraestructura que incorpore generación renovable y almacenamiento energético.

El análisis de las operaciones aeroportuarias del período 2021-2025 permitió establecer la simultaneidad de los tractores y no solamente el tamaño total de la flota. Donde se obtuvieron 38 tractores como condición base de diseño. Considerando un factor de simultaneidad de carga del 50%, se determinaron 19 estacionamientos de carga, una potencia simultánea de 205,2 kW y una demanda aproximada de 1,64 MWh por ciclo operacional de diseño.

Para abastecer parcialmente esta demanda se analizaron diferentes niveles de cobertura fotovoltaica, seleccionándose el escenario equivalente al 50%. La configuración resultante contempla 201,6 kWp, mediante 280 módulos HJT bifaciales de 720 W, una superficie aproximada de 869,7 m² y una generación estimada de 300,1 MWh/año. Debido a que la generación solar y la demanda de carga no necesariamente coinciden temporalmente, se definió una configuración fotovoltaica + BESS + red eléctrica, incorporando un sistema de almacenamiento de 522,4 kWh y 250 kW.

Respecto del emplazamiento, las alternativas fueron comparadas considerando proximidad y compatibilidad operacional, además de la concentración de la infraestructura. La evaluación permitió seleccionar la alternativa C, próxima al Terminal Nacional, utilizando el sector F-04-02 como superficie fotovoltaica complementaria. De esta forma, los puntos de carga pueden mantenerse en el sector operacional principal y complementar la superficie requerida para generación fotovoltaica mediante un área adicional.

La evaluación económica determinó una inversión inicial aproximada de $333,01 millones de pesos chilenos. Para un horizonte de 25 años y una tasa de descuento real del 3 %, considerando las reinversiones de los principales equipos al término de sus respectivas vidas útiles, se obtuvo un VAN de −$94,397 millones, una TIR aproximada de −0,4 %, un período de recuperación estimado

de 25 años, un IVAN de −0,3 y un CAUE de −$5,4 millones anuales. Estos resultados indican que, bajo los supuestos establecidos, la propuesta no alcanza la rentabilidad económica requerida, principalmente debido a los costos de inversión inicial y reposición de los equipos. No obstante, su viabilidad económica podría mejorar ante una reducción futura de los costos del sistema BESS, un mayor ahorro asociado al precio de la energía eléctrica o la incorporación de tarifas por utilización de la infraestructura por parte de las empresas de Ground Handling.

Los resultados permiten considerar cumplidos los objetivos planteados. Se investigaron y seleccionaron los principales equipos necesarios para el estacionamiento; se realizó el dimensionamiento técnico y la evaluación económica; y se determinó una alternativa de emplazamiento considerando las características del aeropuerto.

La metodología utilizada permitió integrar información operacional del aeropuerto con criterios energéticos, tecnológicos y económicos, destacándose el uso de registros de vuelos del período 2021-2025 para determinar la demanda operacional.

El estudio permitió determinar que la electrificación de los equipos terrestres no depende únicamente de sustituir tractores diésel por eléctricos, sino también de dimensionar la infraestructura según las condiciones de operación. Asimismo, la diferencia temporal entre generación solar y demanda de carga llevó a la incorporación del almacenamiento y del respaldo de la red. La naturaleza modular de la propuesta permite además ampliar progresivamente la generación fotovoltaica, el BESS y los puntos de carga conforme aumente la flota eléctrica, constituyendo una alternativa de desarrollo por etapas.

A partir de los resultados obtenidos, el estudio puede servir como base para futuras iniciativas de generación fotovoltaica y electromovilidad dentro de AMB. De esta manera, el trabajo no se limita únicamente al estacionamiento de carga propuesto, sino que entrega antecedentes y criterios que pueden apoyar la evaluación de futuras instalaciones fotovoltaicas asociadas a otras áreas, equipos o consumos eléctricos del aeropuerto.

En este contexto, el sector F-04-02 constituye una oportunidad relevante para futuros estudios. Durante el análisis se identificó una superficie aproximada de 20.694 m², considerablemente superior a los requerimientos del sistema fotovoltaico planteado en esta investigación. Por esta razón, se recomienda estudiar con mayor profundidad su potencial para el

desarrollo de un Solar Carport de mayor escala, considerando su disponibilidad de superficie y su posible aprovechamiento para generación fotovoltaica.

Bibliografía

Denver International Airport. (2025). DEN on track to meet sustainability initiatives. https://www.flydenver.com/press-release/den-on-track-to-meet-sustainability-initiatives/

Denver International Airport. (2025, 3 de noviembre). Denver International Airport releases 2024 Environmental, Social and Governance report. https://www.flydenver.com/press-release/denver-international-airport-releases-2024-environmental-social-and-governance-report/

Denver International Airport. (s. f.). Energy management. Denver International Airport. https://www.flydenver.com/business-and-community/sustainability/energy-management/

Denver International Airport. (s. f.). Sustainability. Denver International Airport. https://www.flydenver.com/business-and-community/sustainability/

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2026). Photovoltaics report. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html

International Civil Aviation Organization. (2024). Green initiatives at Cochin International Airport (AOP/SG/8-IP/18). Eighth Meeting of the Aerodromes Operations and Planning Sub-Group. https://www.icao.int/sites/default/files/APAC/Meetings/2024/2024%20AOP-SG-8/4-Information%20Papers/IP18-AI-6-CIAL_Green-Initiatives-at-CIAL.pdf

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2016). Guía de evaluación para la instalación de paneles fotovoltaicos. https://energia.gob.cl/documentos/guia-de-evaluacion-para-la-instalacion-de-paneles-fotovoltaicos

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020). Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile. https://energia.gob.cl/documentos/sistemas-de-almacenamiento-con-energia-solar-fotovoltaica-en-chile

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (s. f.). Liceos fotovoltaicos: Explorador Solar y material técnico. https://energia.gob.cl/panel/liceos-fotovoltaicos

National Renewable Energy Laboratory. (s. f.). Energy storage research. https://www.nrel.gov/storage/research.html

Nuevo Pudahuel. (2020). El Ministerio del Medio Ambiente otorga su reconocimiento a Nuevo Pudahuel por su reducción de gases de efecto invernadero. https://www.aeropuertosantiagodechile.cl/es/noticias/ministerio-ambiente-reconocimiento

Royal Schiphol Group. (2022, 11 de marzo). New electric ground equipment at Schiphol. https://www.schiphol.nl/en/sustainability/blog/new-electric-ground-equipment-at-schiphol/

Royal Schiphol Group. (s. f.). Electrical aircraft facilities. https://www.schiphol.nl/en/sustainability/measures-against-ultrafine-particles/electrical-aircraft-facilities/

Royal Schiphol Group. (s. f.). More and more electric vehicles. https://www.schiphol.nl/en/sustainability/at-the-airport/more-and-more-electric-vehicles/

Royal Schiphol Group. (s. f.). Towards a more sustainable aviation sector. https://www.schiphol.nl/en/sustainability/sustainability-strategy/

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2024). Pliego Técnico Normativo RIC N.º 15: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos. https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2024/03/RIC-N15-Version-2024.pdf

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (s. f.). Electromovilidad. https://www.sec.cl/electromovilidad/

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (s. f.). Normas técnicas eléctricas. https://www.sec.cl/normas-tecnicas-electricas/

United Nations Environment Programme. (2018). Cochin International Airport: Entrepreneurial vision. Champions of the Earth. https://www.unep.org/championsofearth/node/46

International Civil Aviation Organization. (2023, February 8). ICAO forecasts complete and sustainable recovery and growth of air passenger demand in 2023. *ICAO*. https://www.icao.int/Newsroom/Pages/ICAO-forecasts-complete-and-sustainable-recovery-and-growth-of-air-passenger-demand-in-2023.aspx

International Civil Aviation Organization. (2024). *Safety report: 2024 edition*. ICAO. https://www.icao.int/sites/default/files/sp-files/safety/Documents/ICAO_SR_2024.pdf

Junta de Aeronáutica Civil. (2025, 20 de enero). Transporte aéreo alcanzó récord histórico con más de 28,2 millones de pasajeros en 2024. *Junta de Aeronáutica Civil*. https://www.jac.gob.cl/transporte-aereo-alcanzo-record-historico-con-mas-de-28-2-millones-de-pasajeros-en-2024/

LIVOLTEK. (s. f.). *Gabinete de batería BESS 125 kW/261 kWh*. LIVOLTEK Chile

Anexo

Anexo 1: Comparación de características físicas, operacionales y tecnológicas de los aeropuertos analizados.

Característica	Schiphol(AMS)	Cochin (COK)	Denver (DEN)	AMB (SCL)
Superficie Aeroportuaria	2.787 ha	~526 ha	~13.760 ha	≈1.048 ha
Pistas	6	1	6	2
Pasajeros	68,8 M (2025)	11,2 M (2024-25)	82,4 M (2025)	>26,2 M (2024)
Movimientos operaciones	477.552 (2025)	76.068 (2024-25)	705.469 (2025)	181.910 (2025)
Generación fotovoltaica	Generación distribuida	~50 MWp	>50 MW	≈0,826 MWp
Solar carport	Sí	Sí, 5,1 MW	Instalaciones solares en el recinto	No implementado actualmente
Electrificación / gse	Amplio desarrollo de GSE eléctricos	Electromovilidad desarrollada	Flota terrestre en electrificación	Tractores eléctricos en operación
Gestión energética / almacenamiento	Smart Charging	BESS en desarrollo	BESS de 2,2 MW / 4,4 MWh	Sin BESS identificado

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 2: Distribución horaria promedio de las operaciones aeroportuarias durante enero de 2025.

RANGO HORARIO (UTC)	OPERACIONES MENSUALES	PROMEDIO DIARIO
00:00–01:00	919	29,7
01:00–02:00	621	20,0
02:00–03:00	631	20,4
03:00–04:00	420	13,6
04:00–05:00	544	17,6
05:00–06:00	201	6,5
06:00–07:00	182	5,9
07:00–08:00	419	13,5
08:00–09:00	723	23,3
09:00–10:00	770	24,8
10:00–11:00	661	21,3
11:00–12:00	623	20,1
12:00–13:00	611	19,7
13:00–14:00	670	21,6
14:00–15:00	711	22,9
15:00–16:00	772	24,9
16:00–17:00	799	25,8
17:00–18:00	753	24,3
18:00–19:00	763	24,6
19:00–20:00	777	25,1
20:00–21:00	816	26,3
21:00–22:00	649	20,9
22:00–23:00	634	20,5
23:00–00:00	717	23,1

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 3: Sensibilidad del ahorro económico según el factor de aprovechamiento fotovoltaico.

Factor de aprovechamiento FV	Energía aprovechada (kWh/año)	Ahorro económico (CLP/año)
80 %	240.080	$24.747.446
85 %	255.085	$26.294.162
90 % (base)	270.090	$27.840.877
95 %	285.095	$29.387.593

Fuente: Elaboración propia.