



Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena

Informe final

Julio 2023

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150

7500654 Providencia

Santiago • Chile

T +56 22 30 68 600

I www.giz.de

Responsable:

Rodrigo Vásquez

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile

Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II

Santiago de Chile

T +56 22 367 3000

I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: En trámite. ISBN: 978-956-8066-52-9. Primera edición digital: julio 2023

Cita:

Título: Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena. Informe final

Autor(es): GIZ, Tecnologías de Remediación Ambiental SpA

Revisión y modificación: María José Lambert, José Fuster, Pablo Tello, Sandra Pérez, Gloria Cuadra, Jaime Paredes, Marcela Andrades, Álvaro Ruiz.

Edición: Donald Bennett, Sebastián Álvarez, Sebastián Henríquez, María José Lambert.

Santiago de Chile, 2023.

98 páginas

Antártica, Hidrógeno verde, Base Profesor Julio Escudero, INACH

**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, Julio 2023

ÍNDICE

Glosario	8
Resumen Ejecutivo	10
1. Introducción	16
2. Objetivos	17
3. Alcances.....	18
4. Metodología y plan de trabajo	19
4.1 Grupos de trabajo	20
4.1.1 Red eléctrica de la Base Escudero	20
4.1.2 Obras civiles.....	21
4.1.3 Normativa y regulación	21
4.1.4 Evaluación de tecnologías	21
5. Antecedentes	22
5.1 Actores principales del estudio	22
5.1.1 otros colaboradores	22
5.2 Base Profesor Julio Escudero	23
5.2.1 Clima.....	24
5.3 Informe Previo GIZ	25
5.4 Caracterización eléctrica de la Base Escudero	26
5.4.1 Estimación de demanda total	26
5.4.2 Resumen de resultados.....	30
6. Criterios de diseño	31
6.1 Criterios Generales.....	31
6.2 Terreno Proyectado	32
6.3 Logística de transporte.....	32
6.4 Demanda de energía eléctrica	35
6.4.1 Producción continua	35
6.4.2 Respaldo energético.....	39
6.5 Seguridad y medio ambiente	40
6.6 Tecnologías de almacenamiento.....	40
6.6.1 Portadores: amoniaco, hidrógeno líquido y orgánico.....	40
6.6.2 Abastecimiento de combustible.....	44

6.7	Resumen criterios de diseño	45
7.	Diseño Conceptual de la Solución	47
7.1	Descripción del sistema.....	47
7.2	Componentes	47
7.2.1	Planta ERNC.....	47
7.2.2	Electrolizador.....	52
7.2.3	Almacenamiento de hidrógeno.....	52
7.2.4	Regulador	53
7.2.5	Celda de combustible	53
7.2.6	Sistema eléctrico	53
7.2.7	Sistemas auxiliares	53
7.3	Potencial planta ernc en inyección directa a la red eléctrica de la base	54
7.4	Layout.....	55
7.5	Cálculo de residuos y emisiones.....	58
7.5.1	Análisis de resultados.....	61
8.	Definición de actividades, personal y capacidades.....	62
8.1	Definición de actividades	62
8.1.1	Pre-construcción	62
8.1.2	Construcción y puesta en marcha.....	62
8.1.3	Operación.....	63
8.1.4	Cierre del proyecto (10 años).....	64
8.2	Definición de personal y capacidades.....	64
9.	Estudio de CAPEX y OPEX.....	67
9.1	CAPEX	67
9.1.1	CAPEX planta hidrógeno.....	68
9.1.2	CAPEX planta ERNC	72
9.1.3	Análisis de resultados capex	72
9.2	OPEX.....	75
9.2.1	OPEX proyecto de hidrógeno	76
9.2.2	OPEX planta ERNC	77
9.2.3	Análisis de resultados.....	78
10.	Normativa y Regulación	82
10.1	Proyecto Especial SEC.....	84

10.2	Evaluación ambiental	87
10.2.1	Requisitos para Actividades y/o Proyectos Antárticos.....	89
11.	Conclusiones y recomendaciones	92
12.	Referencias.....	95
13.	Anexos	97
13.1	Dimensionamiento de laboratorio	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema de metodología del estudio	19
Figura 2 - Ubicación e imagen satelital de la Base Escudero	24
Figura 3 – Potencia instalada registrados manualmente (23-11-2021 a 19-12-2021). Fuente: [1]..	28
Figura 4 - Potencia total registrada por Datalogger (24-12-2021 a 07-01-2022). Fuente: [1].....	29
Figura 5 - Fotografía aérea Base Escudero y área delimitada para el proyecto (marcada en rojo)..	32
Figura 6 - Embarcación de descarga (Skua).....	33
Figura 7 - Equipo de descarga Base Escudero [8].....	34
Figura 8 - Imagen referencial equipo de descarga base china.....	34
Figura 9 - Diagrama general de sistema propuesto: Respaldo 30 kW (laboratorio) con producción in situ – Generación eléctrica con planta ERNC	47
Figura 10 - Ubicación relativa Base Artigas-Base Escudero	48
Figura 11 - Imagen referencial base uruguaya "Artigas" Fuente: [18].....	50
Figura 12 - Imagen referencial base belga "Princess Elizabeth". Fuente: [15].....	51
Figura 13 - Panel solar optoeléctrico.	52
Figura 14 - Ubicación de planta H2 y planta ERNC. Vista general de Base Escudero (Izquierda) y zoom de terreno destinado para sistema propuesto (Derecha)	55
Figura 15 - Descripción layout de equipos	56
Figura 16 - Layout general de planta.....	57
Figura 17 - Ubicación referencial en plano de Base Escudero. Vista general (arriba-NORTE) y detalle (abajo).	57
Figura 18 – Distribución de agua considerada como residuo según sistema de consumo.....	61
Figura 19 – Distribución de costos caso optimista CAPEX planta H2.....	73
Figura 20 - Distribución de costos caso pesimista CAPEX planta H2.	74
Figura 21 - Distribución de costos caso promedio CAPEX planta H2.	74
Figura 22 - Distribución de costos para caso de OPEX planta H2, caso optimista.	79
Figura 23 - Distribución de costos para caso de OPEX planta H2, caso pesimista.....	79
Figura 24 - Distribución de costos para caso de OPEX planta H2, caso promedio.....	80
Figura 25 - Diagrama de flujo proceso de autorización SEC proyectos de hidrógeno. Fuente: [17]	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Factores de demanda y cálculo de potencias en equipos eléctricos.	27
Tabla 2 – Potencia nominal y consumo energético según período y variación de personal entregado por INACH.....	29
Tabla 3 - Resumen de resultados para dimensionamiento de potencia eléctrica de consumo Base Escudero.....	30
Tabla 4 - Resumen capacidades de subsistemas de Base Escudero	30
Tabla 5 - Demanda energética (kWh) en función de potencia eléctrica promedio (kW) de consumo y horas de operación diarias.....	36
Tabla 6 - Cantidad de hidrógeno mensual (KgH ₂) según escenarios de potencia (kW) y horas de trabajo diarias	36
Tabla 7 – Cantidad de hidrógeno por temporada (KgH ₂) según escenarios de potencia (kW) y horas de trabajo diarias	36
Tabla 8 - Área de almacenamiento de hidrógeno (m ²) según escenarios de potencia (kW) y horas de operación diarias.....	37
Tabla 9 - Número de contenedores requeridos de acuerdo a superficie calculada Tabla 8.....	38
Tabla 10 - Ventajas y desventajas para portadores de hidrógeno.....	41
Tabla 11 - Valoraciones prácticas para portadores de hidrógeno	43
Tabla 12 - Proyectos existentes en Magallanes.....	44
Tabla 13 – Criterios de selección adoptados para el estudio.....	45
Tabla 14: Producción de energía semestral de la planta ERNC (según tecnología).....	54
Tabla 15: Aporte energético de la planta ERNC a la Base Escudero	55
Tabla 16 - Emisiones y residuos de la planta H ₂ y ERNC.....	59
Tabla 17 - Total de residuos y emisiones de las plantas H ₂ y ERNC.	60
Tabla 18 - Indicadores de ruido por tipo de equipo.....	61
Tabla 19 - Resumen personal recomendado	65
Tabla 20 - Estimación CAPEX Planta de Hidrógeno.....	68
Tabla 21 - Estimación CAPEX planta ERNC	72
Tabla 22 - Desglose CAPEX planta de hidrógeno.	73
Tabla 23 - CAPEX planta hidrógeno más planta ERNC.	74
Tabla 24 – Estimación OPEX planta H ₂	76
Tabla 25 - Estimación OPEX planta ERNC.....	77
Tabla 26 – Desglose OPEX planta de hidrógeno.	78
Tabla 27 - Desglose OPEX planta ERNC.....	80
Tabla 28 - Permisos específicos y ambientales sectoriales aplicables a proyecto planta de hidrógeno	83
Tabla 29 - Contenidos carpeta de antecedentes Proyecto Especial de Hidrógeno SEC. Fuente: [17]	86
Tabla 30 - Tabla N°1 “Valorización Impactos”. Evaluación Ambiental Antártica. Fuente: [22]	90
Tabla 31 – Ejemplo de aplicación Tabla N°2 “Medición del Impacto”. Evaluación Ambiental Antártica. Fuente: [22].....	91
Tabla 32 - Ejemplo de aplicación de análisis realizado por el consultor ³²	91

GLOSARIO

AC/DC: Corriente alterna/Corriente continua.

AEM: Membrana de intercambio de aniones (Anion Exchange Membrane).

Base Escudero: Base Científica Antártica Chilena Profesor Julio Escudero.

Bus DC: Conexión eléctrica en que existe transferencia de energía entre las baterías y las celdas de combustibles.

CAPEX: Inversiones de capital (Capital Expenditures).

Celda de Combustible: Dispositivo electroquímico que realiza proceso inverso a electrolizador, obteniendo energía eléctrica a partir de hidrógeno y oxígeno (del aire normalmente).

CE: Normativas europeas de seguridad, sanidad y protección del medio ambiente exigidas por la Unión Europea.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

dB: Decibel, unidad utilizada para medir el nivel de potencia o de intensidad del sonido.

dba: Decibeles acústicos.

Electrolito: Sustancia de estado líquido que contiene en su composición iones libres permitiendo que actúe como conductor eléctrico.

Electrolizador: Dispositivo electroquímico capaz de producir hidrógeno a partir de agua y electricidad.

ERNC: Energía Renovable No Convencional.

Factor de planta: Porcentaje de utilización de una planta en función de las 24 horas del día.

Genset: Conjunto generador de electricidad a partir de un motor y un alternador, tradicionalmente mediante Diesel u otro combustible fósil.

GHG: Gases de Efecto Invernadero (Greenhouse Gases).

GIZ: Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit).

H₂: Hidrógeno.

H₂V: Hidrógeno Verde.

INACH: Instituto Antártico Chileno.

Irradiancia: Magnitud física utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de una radiación electromagnética.

IVA: Impuesto al Valor Agregado.

KOH: Hidróxido de Potasio. Compuesto químico de carácter alcalino utilizado en electrolizadores tipo AEM y Alcalinos.

kVA: Es una medida eléctrica que representa la potencia aparente.

kW: kilowatt (unidad de potencia).

kWh: kilowatt hora (unidad de energía)

Monofaciales: Panel fotovoltaico en que la cara exterior capta la energía del sol y la transforma en energía eléctrica continua.

NFPA 2: Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (National Fire Protection Association).

Nm³/h: metros cúbicos normalizado por hora.

OPEX: Costos de operación (Operational Expenditures).

PAS: Permisos Ambientales Sectoriales.

PEM: Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane)

PEMFC: Celda de combustible tipo PEM (Proton Exchange Membrane Fuel Cells).

Planta RO: Planta osmosis inversa, utilizada para la desalación de agua (Reverse Osmosis).

PLC: Controlador Lógico Programable (Programmable Logic Controller).

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuido.

Reactivos: Sustancia o compuesto añadido a un sistema para promover y/o provocar una reacción química.

RSEIA: Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

SAT: Pruebas de Aceptación en Sitio (Site Acceptance Test).

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SMR: Reformado de Vapor de Metano (Steam Methane Reforming).

String: Conexión eléctrica en corriente continua de un conjunto de paneles solares conectados en serie.

TRA: Tecnologías de Remediación Ambiental

TRL: Escala de Madurez Tecnológica (Technology Readiness Level).

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se desarrolla un estudio de prefactibilidad técnica y económica para un proyecto de transformación y transición energética que promueva el uso de hidrógeno verde en la Base Científica Antártica Profesor Julio Escudero, ubicada en la Antártica chilena.

Recientemente, el Programa 4e de GIZ elaboró un informe denominado “Evaluación uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor Base Profesor Julio Escudero en Antártica chilena” [1], en el que se analizan las condiciones geográficas y climáticas de la base, su estatus energético, oportunidades y desafíos a considerar para el desarrollo de una solución energética basada en hidrógeno verde, entre otros. Finalmente, se plantean propuestas preliminares de sistemas energéticos sustentables, destacando el potencial de uso de celdas de combustible.

La Base Profesor Julio Escudero, dependiente del Instituto Antártico Chileno (INACH), resulta ser una alternativa atractiva para profundizar en el estudio de un proyecto de transición energética basado en hidrógeno verde. Entre las principales ventajas, cabe señalar que es la principal base científica de Chile, está ubicada en isla Rey Jorge con acceso aéreo y marítimo, posee una alta visibilidad para otros programas antárticos (colaboración internacional), su operación es principalmente en verano (de octubre a marzo) y actualmente, tiene una capacidad para más de 50 personas. Sus requerimientos de energía eléctrica son abastecidos, principalmente, por un sistema de alimentación mediante generador eléctrico diésel, operado desde la base contigua de la FACH, a través de una conexión subterránea trifásica. Se observa en promedio una potencia consumida de 157 kW nominales y los consumos de mayor relevancia contemplan calefacción, enchufes, laboratorios e iluminación.

En términos metodológicos, el estudio se abordó a través del desarrollo de las siguientes actividades, cuyas consideraciones y resultados son abordados en detalle en las correspondientes secciones del presente informe:

- Revisión y estudio del informe “Evaluación de uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor en Base Profesor Julio Escudero en Antártica Chilena” [1].
- Definición de grupos de trabajo, conformado por expertos y actores involucrados, según temática:
 - Red eléctrica de la Base Escudero
 - Obras civiles y construcción.
 - Normativa y regulación.
 - Evaluación de tecnologías.
- Levantamiento y validación de información crítica con los grupos de trabajo.
- Definición de criterios de diseño (fuentes de energías, uso de espacio, características geográficas y climáticas, normativa, seguridad, etc.).
- Identificación de barreras y oportunidades.
- Estimación de demanda de hidrógeno verde, según criterios de diseño.

- Definición de tecnologías a evaluar.
 - Producción de hidrógeno (tecnologías, producción en sitio, transporte de hidrógeno desde el continente).
 - Almacenamiento de hidrógeno (gas comprimido, líquido).
 - Compresión y acondicionamiento.
 - Celda(s) de combustible.
 - Transporte y logística.
- Evaluación de alternativas.
- Recomendaciones para escenario final.
- Diseño y dimensionamiento conceptual de solución.
 - Diagrama conceptual.
 - Descripción de la solución y tecnologías.
 - Layout (plano asociado a la distribución espacial de los equipos).
 - Integración a sistema energético actualmente existente.
- Actividades mínimas para ejecución del proyecto.
 - Obras Civiles.
 - Logística y transporte.
 - Instalación.
- Definición de personal mínimo y capacidades requeridas para operación de la solución.
- Estimación de CAPEX y OPEX, según solución recomendada.
- Revisión de permisos y normativa acorde a solución propuesta.
- Elaboración de recomendaciones para ahondar el estudio e implementación del proyecto.
- Realizar una propuesta de medición del impacto medioambiental.

A continuación, se presenta un resumen de los puntos más relevantes abordados en el estudio.

SITUACIÓN ACTUAL DE BASE ESCUDERO

- **Caracterización de consumos eléctricos:** Se estima un consumo promedio de 157 kW y un máximo de 230 kW (capacidad del generador diésel 214 kVA, equivalente a aproximadamente 170 kW usando un factor de potencia referencial de 0,8). Se toman como referencias los siguientes consumos:
 - 10 kW – Iluminación (4% del total máximo).
 - 30 kW – Laboratorio (13% del total máximo).
 - 50 kW – Enchufes normales (22% del total máximo).
 - 75 kW – Calefacción (33% del total máximo).
 - 157 kW – Promedio total (68% del total máximo).
 - 230 kW – Máximo de consumo (100% del total máximo).
- **Condiciones geográficas y climáticas:** Suponen una barrera en cuanto al diseño de planta, ya que la infraestructura debe estar correctamente aislada para un adecuado funcionamiento de los equipos y fabricada con materiales apropiados dado el ambiente corrosivo del lugar.

- **Procesos normativos:** Para la implementación de un proyecto energético, tanto ERNC como de hidrógeno, se requiere realizar los siguientes procesos normativos:
 - Proyecto especial de hidrógeno e inscripción de instalaciones frente a la SEC.
 - Evaluación medioambiental Antártica.
 - Permisos Sectoriales según corresponda (Seremi de salud, monumentos nacionales y obtención de certificados).
- **Requisitos de implementación:**
 - Se deben considerar alternativas de transporte y logística: transporte marítimo con empresas privadas como DAP o Ultramar o a través de la Armada de Chile. La principal barrera es el límite de carga (contenedores de 20 pies y 10 toneladas de peso) proporcionado por la empresa que realiza el transporte logístico hacia Antártica, seguido por la capacidad de carga en embarcaciones de descarga “skua” de Base Escudero (contenedores de 20 pies y 18 toneladas). Adicionalmente, se debe contar con servicio de transporte terrestre y acopio de equipos y materiales en continente para optimizar la logística.
 - Existe una barrera logística para carga de un máximo de 4 toneladas (capacidad de equipo existente en la Base Escudero). Se puede recurrir mediante tratados de cooperación internacional a solicitar apoyo de grúas de la base China “Great Wall station” (16 y 24 toneladas de capacidad).
 - Ventana temporal para ejecución en “temporada Antártica”: Temporalidad entre octubre-marzo debido a congelamiento de la Bahía Fildes en invierno.

PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se analizaron dos escenarios:

- El primero para un sistema de provisión de energía eléctrica continua para distintos escenarios de potencia utilizando Celdas de combustible.
- El segundo para un sistema de respaldo para alguna operación crítica en la base.

El primer escenario fue descartado dada la imposibilidad de poder generar localmente la cantidad de hidrógeno requerida en una superficie asignada del proyecto muy limitada. Y ante las dificultades logísticas levantadas para traer el hidrógeno desde Magallanes, se opta por un sistema de generación local para el respaldo energético del laboratorio, el cual fue seleccionado por ser de operación crítica.

Solución laboratorio: Se selecciona el laboratorio para implementar una solución que sea técnicamente factible y posible su ejecución en el corto/mediano plazo (1-3 años), de tal forma que permita comenzar la transición energética de Base Escudero a energías renovables utilizando Celdas de combustible a hidrógeno y que se sitúe estrictamente en el espacio asignado por INACH para el proyecto.

Se plantea conceptualmente un sistema de producción de hidrógeno y generación de energía eléctrica mediante una planta de electrólisis, complementado con almacenamiento de hidrógeno y

Celdas de combustible. El sistema servirá como respaldo de energía eléctrica, en caso de cortes programados e interrupciones de servicio (cortes no programados).

Para la planta ERNC se evalúan 3 alternativas: paneles fotovoltaicos, paneles solares optoeléctricos y turbinas eólicas.

El sistema propuesto considera:

- **Planta de electrólisis**
 - Electrolizador(es) con tecnología AEM, Alcalina o PEM de potencia en el rango de 2,4 a 5 kW.
 - Almacenamiento en estanques o cilindros para 5 kg de hidrógeno a 40 bar de presión.
 - Planta de tratamiento / purificación de agua y sistemas auxiliares: sistemas de seguridad (sensores de fuga de hidrógeno, alarma y ventilación), acondicionamiento del laboratorio, sistema de control y monitoreo, etc.
- **Celdas de Combustible**
 - Celda(s) de combustible con capacidad total de 30 kW.
 - Regulador de presión de hidrógeno.
 - Sistemas auxiliares.
- **Planta ERNC.** Se evalúan de manera referencial para un área de 110 m² (límite establecido dentro del área total de 150 m²) alguna de las tres opciones de tecnología o combinaciones de estas.
 - Planta solar fotovoltaica de 27 kW.
 - Planta eólica de 12 kW.
 - Planta solar optoeléctrica de 11 kW.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

- **CAPEX PLANTA H2**

El CAPEX tiene un rango de 407.481 USD en el caso optimista y un máximo de 620.399 USD para el caso pesimista, lo que corresponde a una variabilidad de -20% a +21% el torno al valor promedio respectivamente (510.707 USD). Al analizar la ponderación de cada ítem del CAPEX se identifican las siguientes observaciones por categoría:

Equipos: Representa la categoría con mayor impacto, siendo alrededor del 48% en el Caso Optimista (193.928 USD) y 46% en el Pesimista (283.153 USD). Dentro de esta categoría, las Celdas de combustible representan en promedio el 60% (142.605 USD). Los electrolizadores (35.436 USD) y los estanques de almacenamiento (34.128 USD) tienen una participación del 30% cada uno aproximadamente en el costo de la planta de hidrógeno. El cuarto valor más relevante es la integración de los equipos con un 3% y el resto está dado por los demás equipos que componen la instalación.

Servicios: Representa el segundo costo con un 34% (171.599 USD) del escenario promedio, siendo el elemento de mayor impacto las obras civiles con un 48% (89.500 USD) dentro de la categoría.

Entre las HH y servicios adicionales suman un 33% del total de la categoría. Finalmente, la automatización y servicios adicionales representan un 14% agregado.

Transporte: Impacta en promedio un 16% (80.000 USD), y es un factor altamente variable debido a que dependerá mucho de la logística de transporte desde el continente hacia Base Escudero.

Infraestructura: Es el costo más bajo con un 4% (22.567 USD).

- **CAPEX PLANTA ERNC**

Para la planta ERNC se analizaron tres posibles tecnologías, con el objetivo de producir energía eléctrica renovable en la base y permitir de esta manera la producción de hidrógeno. Este último serviría de combustible para las celdas, que finalmente, proporcionará la energía de respaldo requerida por el laboratorio para situaciones de interrupción del servicio eléctrico y cortes programados.

Las tres tecnologías analizadas fueron: planta fotovoltaica, paneles optoelectricos y turbinas eólicas. La asignación de superficie para la planta ERNC limitó fuertemente la capacidad máxima de producción de la planta.

El CAPEX para la alternativa paneles optoelectricos fue de 19.800 USD. Para la alternativa planta fotovoltaica, de 51.624 USD y para las turbinas eólicas de 85.650 USD. Considerando los factores de planta y el terreno disponible, estas alternativas generan distintos niveles de energía eléctrica:

- Paneles optoelectricos: 88 kWh.
- Turbinas eólicas: 135 kWh.
- Planta fotovoltaica: 66 kWh.

Se prevé el poder combinar estas tres alternativas, por ejemplo, el uso de paneles optoelectricos o planta fotovoltaica combinada por turbinas eólicas.

- **OPEX PLANTA H2**

El OPEX para la planta de hidrógeno arrojó los siguientes valores estimados: caso optimista (valores mínimos): 21.671 USD con un -41% de diferencia respecto al valor promedio (36.740 USD), y caso pesimista (valores máximos): 48.221 USD con un +31% sobre el promedio.

El desglose del OPEX para la planta de hidrógeno por categoría es el siguiente, considerando valores promedio:

Celda de combustible: Es el valor más alto del OPEX con 20.081 USD, representando un 55% del total. De este valor, el 51% aproximadamente corresponde a la subcategoría de repuestos/accesorios (10.256 USD).

Instrumentación: Es el segundo mayor valor, representando un 36% (13.112 USD). Se refleja principalmente por los costos de calibración de instrumentos.

Planta H2: Representa un 5% del total (1.818 USD) y el valor está determinado principalmente por los repuestos de la planta de osmosis y mantenimiento de los equipos.

Personal: Es el costo operativo más bajo con un 5% del total (1.729 USD). En el caso del personal se observa que su participación en los costos operacionales es baja debido a que queda en manos de INACH y no de un personal externo específico para la planta de hidrógeno. El costo del personal se debe a las capacitaciones, las cuales constan de veinte horas por temporada, considerando a una persona encargada de la capacitación que, además viajará coordinado con el personal de mantenimiento de la planta H2 y ERNC, debido a temas logísticos de transporte.

- **OPEX PLANTA ERNC**

El desglose del OPEX para la planta ERNC en cada una de las alternativas es el siguiente:

Planta solar 27 kW: Representa un 4% (1.400 USD) del OPEX general de comparación de tecnologías que componen la planta de hidrógeno.

Paneles optoeléctricos 11 kW: Representa un 2% (844 USD) del OPEX general de comparación de tecnologías de hidrógeno.

Turbina eólica 12 kW: Esta tecnología, en particular, representa un 11% (3.940 USD) del OPEX promedio de la planta de H2 (36.740 USD). En los distintos casos, su valor está dado en relación con los costos de inversión de la turbina (siendo un 3% en el caso Pesimista y un 1% en el Optimista). Para el OPEX se considera un factor Antártica, debido a la ubicación geográfica del proyecto.

1. INTRODUCCIÓN

El continente antártico es el territorio más austral del mundo y cuenta con características únicas debido a su geografía: clima, flora y fauna. Debido a esto, atrae un gran interés de la comunidad internacional y en ella se emplazan 43 bases de carácter permanente de características científicas y/o militares, las cuales pertenecen a las 29 Partes Consultivas con presencia permanente en la Antártica [2].

La Base Escudero está ubicada en la Península Fildes, isla Rey Jorge. Es gestionada y administrada por el Instituto Antártico Chileno (INACH) y se considera la principal base científica de Chile. Fue fundada en 1995 y es contigua a la base de la FACH presidente Eduardo Frei Montalva. Actualmente la energía de la cual se proveen todas las bases chilenas utiliza como principal combustible el petróleo. Mediante la utilización de generadores Diesel se calefacciona, ilumina y alimentan eléctricamente todos los requerimientos energéticos de las bases chilenas.

En este contexto y con miras a los objetivos de descontaminación y desarrollo sustentable de Chile y Alemania, en el marco del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e, de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), se estableció un convenio de colaboración entre GIZ, INACH y Fundación Antártica21 con el fin de evaluar alternativas energéticas sustentables para las bases Antárticas Chilenas. En abril de 2022 se presentó el estudio “Evaluación de uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor en Base Escudero en Antártica Chilena”, el cual explora de manera conceptual las alternativas de uso de hidrógeno verde y sus derivados como potenciales alternativas energéticas sustentables para Base Escudero [1].

El estudio realizado por GIZ revisa y propone dos potenciales soluciones, una de cogeneración con hidrógeno y otra de generación de energía con celda de combustible de hidrógeno. El presente estudio profundiza en la alternativa planteada por el estudio de GIZ asociada con la generación de energía eléctrica utilizando Celdas de Combustible, específicamente para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de corto y mediano plazo de un proyecto que utilice esta tecnología a partir de hidrógeno verde o sus derivados, permitiendo reemplazar parcial o totalmente la energía eléctrica producida actualmente mediante generador diésel, y de esta manera desplazando gases de efecto invernadero.

Cabe indicar, que el presente trabajo se desarrolló mediante una estructura de grupos de trabajo, los cuales estuvieron conformados por profesionales de GIZ Chile, INACH, Fundación Antártica21 y TRA, esta última en su rol de empresa consultora.

2. OBJETIVOS

El objetivo general de la presente consultoría es estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto que permita la transición energética al uso de hidrógeno verde como energético en la Base Profesor Julio Escudero, ubicada en la Antártica chilena.

El estudio contempla los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar los requerimientos de la base Profesor Julio Escudero para el desarrollo de la solución, considerando el consumo energético (eléctrico y térmico), condiciones geográficas, climáticas y logísticas, aspectos normativos y de seguridad ad hoc al lugar, entre otros a definir con las partes.
2. A partir de los resultados obtenidos en objetivo específico anterior, realizar un análisis técnico, que entregue una solución a nivel conceptual para la obtención y transporte de hidrógeno verde y un análisis técnico, que entregue una solución a nivel de prefactibilidad, para el almacenamiento y uso de hidrógeno verde en la base Profesor Julio Escudero. Para esto, se requiere considerar un diseño conceptual de las instalaciones, así como también el dimensionamiento y configuración de la infraestructura y equipamiento necesario.
3. Elaborar una evaluación económica de la solución técnica propuesta y levantar aspectos claves y pasos a seguir para el proyecto.

3. ALCANCES

Los alcances fueron determinados en función de cumplir con el objetivo general y los tres objetivos específicos presentados en la sección anterior.

Se definieron los siguientes límites como marco de trabajo:

- La solución propuesta debe contar con las siguientes características,
 1. Privilegiar el uso de Celdas de Combustible que utilicen hidrógeno o sus derivados como combustible.
 2. La selección de las tecnologías asociadas a la solución propuesta debe tener un grado de madurez tecnológica (TRL) de nivel comercial. Por lo tanto, no se consideran tecnologías no disponibles en el mercado.
 3. Los tecnologías y productos deberán permitir la instalación y puesta en marcha del proyecto en un corto/mediano plazo (1-3 años).
- El alcance del trabajo considera las siguientes fuentes información como base, asimismo, como las restricciones citadas:
 1. Informe previo realizado por GIZ [1]
 2. Normativas y regulaciones por las cuales se rigen las bases antárticas chilenas.
 3. Limitaciones logísticas.

4. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO

La metodología utilizada para este estudio se resume en la siguiente figura:



Figura 1 – Esquema de metodología del estudio

Para cumplir con los objetivos específicos el Plan de Trabajo se estructura de acuerdo con las siguientes actividades:

- Revisión y estudio del informe “Evaluación de uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor en Base Profesor Julio Escudero en Antártica Chilena” [1].
- Definición de grupos de trabajo, conformado por expertos y actores involucrados, según temática:
 - Red eléctrica de la Base Escudero
 - Obras civiles y construcción.
 - Normativa y regulación.
 - Evaluación de tecnologías.
- Levantamiento y validación de información crítica con los grupos de trabajo.
- Definición de criterios de diseño (fuentes de energías, uso de espacio, características geográficas y climáticas, normativa, seguridad, etc).
- Identificación de barreras y oportunidades.
- Estimación de demanda de hidrógeno verde según criterios de diseño.
- Definición de tecnologías a evaluar
 - Producción de hidrógeno (tecnologías, producción en sitio, transporte de hidrógeno desde el continente).
 - Almacenamiento de hidrógeno (gas comprimido, líquido).
 - Compresión y acondicionamiento.
 - Celda(s) de Combustible.
 - Transporte y logística.
- Evaluación de alternativas.
- Recomendaciones para escenario final.
- Diseño y dimensionamiento conceptual de solución.
 - Diagrama conceptual.
 - Descripción de la solución y tecnologías.
 - Layout (plano asociado a la distribución espacial de los equipos).
 - Integración a sistema energético actualmente existente.
- Actividades mínimas para ejecución del proyecto.
 - Obras Civiles.
 - Logística y transporte.
 - Instalación.

- Definición de personal mínimo y capacidades requeridas para operación de la solución.
- Estimación de CAPEX según solución recomendada.
- Estimación de OPEX según solución recomendada.
- Revisión de permisos y normativa acorde a solución recomendada.
- Elaboración de recomendaciones para ahondar el estudio e implementación del proyecto.
- Realizar una propuesta de medición del impacto medioambiental.

Los grupos de trabajo fueron dirigidos por la consultora TRA y conformados por especialistas de GIZ, INACH y Fundación Antártica21, complementado con entrevistas a profesionales del Ministerio de Energía y la Seremi de Energía de Magallanes. Esto permitió el levantamiento de información, así como también el análisis de alternativas, su discusión y la correcta toma de decisiones para definir los criterios de diseño de la solución, considerando así los siguientes aspectos:

1. Ambientales: restricciones al uso de derivados del hidrógeno, en particular el uso del amoníaco y el hidrógeno líquido.
2. Normativos: Cumplimiento de normativas internacionales y particulares sobre las bases chilenas.
3. Logísticos: Limitaciones al transporte, carga y descarga.
4. Utilización de espacio: Limitación al uso máximo de superficie de terreno.
5. Tecnológicos: criterios para la selección de planta ERNC, criterios para el uso de hidrógeno u otros combustibles como metanol o amoníaco.

Una vez definidos y acordados estos criterios, la consultora procedió a realizar la propuesta de solución y su respectiva evaluación económica, con estimación de CAPEX y OPEX.

4.1 GRUPOS DE TRABAJO

A continuación se describen los grupos de trabajo estructurados para este estudio:

4.1.1 RED ELÉCTRICA DE LA BASE ESCUDERO

El objetivo de este grupo es procesar los datos existentes y consultar por los datos adicionales necesarios para determinar el perfil de demanda para el cual se diseña el sistema de suministro eléctrico con hidrógeno. Posterior a esto, el grupo avanza en el método de integración del sistema de hidrógeno a la red eléctrica existente en la Base Escudero. Se abordan las siguientes temáticas principales:

- Equipamiento existente en Base Escudero.
- Perfiles de consumo eléctrico (en base a consumo estacional de Base Escudero).
- Proyección de crecimiento.
- Peaks de consumo eléctrico.
- Equipamiento mínimo necesario.
- kW de potencia a instalar de Celdas de Combustible de H₂.
- Método de conexión a red existente (paralelo).
- Integración de sistemas.

4.1.2 OBRAS CIVILES

El objetivo de este grupo es determinar los requisitos y barreras existentes relacionados con la construcción de infraestructura necesaria para el proyecto y la logística asociada (transporte, manipulación, carga/descarga marítima). Se abordan las siguientes temáticas principales:

- Experiencias previas de proyectos de construcción.
- Proveedores actuales.
- Desafíos logísticos.
- Antecedentes de estudio de suelos y consideraciones sísmicas.

4.1.3 NORMATIVA Y REGULACIÓN

El objetivo de este grupo es determinar los reglamentos, normativas y permisos que deben ser considerados para la ejecución de los proyectos. Se abordan las siguientes temáticas principales:

- Normativa de construcción en la Antártica.
- Normativa ambiental en la Antártica.
- Permisos específicos en la Antártica.
- Permisos generales aplicables.
- Entidades regulatorias involucradas.
- Normativa específica de hidrógeno (SEC).

4.1.4 EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS

Este grupo tiene por objetivo evaluar la factibilidad a corto/mediano plazo (1 - 3 años) de utilizar tecnologías de almacenamiento de energía alternativas al hidrógeno gaseoso, así como también, evaluar la posibilidad de producir hidrógeno (o energético alternativo al hidrógeno) en Base Escudero, o su adquisición en el continente. Algunas de las temáticas principales abordadas por este grupo son:

- Evaluación de alternativas de almacenamiento y transporte:
 - Hidrógeno gaseoso
 - Amoniaco.
 - Hidrógeno Líquido.
 - Metanol
 - Portadores líquidos de hidrógeno orgánico
- Posibilidad de producción de hidrógeno (o sus derivados) en sitio:
 - Energía disponible.
 - Posibilidades de generación eléctrica (solar/eólica).
 - Disponibilidad de agua.
- Posibilidad de adquisición de hidrógeno (o sus derivados) en el continente:
 - Evaluación de proyectos de producción.
 - Disponibilidad y plazos.

5. ANTECEDENTES

5.1 ACTORES PRINCIPALES DEL ESTUDIO

Las instituciones involucradas en este estudio son: GIZ en calidad de mandante, Tecnologías de Remediación Ambiental SpA (TRA) como la empresa consultora desarrolladora, el Instituto Antártico Chileno (INACH) en calidad de principal interesado debido a que el proyecto se desarrolla en función de sus instalaciones en la Base Escudero y, por último, Fundación Antártica21 de acuerdo a sus conocimientos y experiencias en los ámbitos sociales, culturales y científicos en la Región de Magallanes y territorio Antártico.

A continuación, se describen brevemente a los actores señalados:

- **Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ):** Corresponde a la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional especializada en la cooperación técnica para el desarrollo sostenible en todo el mundo. En particular, este estudio se enmarca en el proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e, que apoya al Ministerio de Energía en actividades destinadas a contribuir al cumplimiento de las metas de Chile para la protección del clima a través de una transición energética sostenible.
- **Tecnologías de Remediación Ambiental SpA (TRA):** Es una empresa perteneciente al holding chileno Busso Group, especializada en ingeniería e integración de tecnologías para proyectos en toda la cadena de valor del hidrógeno verde, tratamiento de aguas y manejo y valorización de residuos. TRA cuenta con experiencia en desarrollo e instalación de proyectos de hidrógeno verde en Chile, tales como el proyecto H2GN de blending en red de gas natural de Gasvalpo, laboratorio móvil de hidrógeno verde de CICITEM, y diversas instalaciones tipo laboratorio como las de la Universidad de Antofagasta y el Centro Nacional de Pilotaje (CNP) junto a Minera San Pedro (MSP) en Tiltil, entre otras.
- **Instituto Antártico Chileno (INACH):** Es el organismo técnico del Ministerio de Relaciones Exteriores que goza de plena autonomía en todo lo relacionado con asuntos antárticos de carácter científico, tecnológico y de difusión. Siendo el único ente al cual le corresponde resolver sobre estas materias en terreno antártico chileno. Planifica, coordina, orienta y controla las actividades científicas y tecnológicas en este territorio. Por esto mismo mantiene bases científicas propias en el territorio chileno antártico como el caso particular de la Base Escudero.
- **Fundación Antártica21:** La Fundación Antártica21 tiene como propósito aportar al desarrollo de un entorno social y cultural con identidad antártica. Mediante sus actividades, busca vincular a diferentes actores para comprometer su aporte al desarrollo de lo antártico; conocer mediante la ciencia para comprender y tomar mejores decisiones sobre nuestro territorio; y cuidar nuestro entorno natural y cultural para conservar su valor para las futuras generaciones.

5.1.1 OTROS COLABORADORES

Dado el interés en el desarrollo de proyectos e iniciativas que contribuyan a la descarbonización de la Antártica, este estudio cuenta con la colaboración de profesionales del Ministerio de Energía y Seremi de Energía de la Región de Magallanes.

5.2 BASE PROFESOR JULIO ESCUDERO

La Base Científica Profesor Julio Escudero (en adelante, Base Escudero) está ubicada en el continente antártico, específicamente en la península Fildes, isla Rey Jorge, Latitud: 62°12'57"S, Longitud: 58°57'35"O (ver Figura 2), como referencia aproximadamente a 1.000 km de la ciudad de Punta Arenas. Esta base se estableció en el año 1995 y es gestionada y administrada por el Instituto Antártico Chileno (INACH). Cabe señalar que es uno de los principales puntos donde se genera conocimiento científico, tanto para Chile como también para la comunidad internacional. El gran tamaño de sus instalaciones, así como los espacios de trabajo científicos lo posicionan como un emplazamiento líder en su tipo [2] [3].

La base cuenta con una capacidad máxima de 52 personas y está equipada con un amplio catálogo de equipamiento científico e infraestructura para el desarrollo de investigaciones, tales como: laboratorio húmedo, laboratorio de microbiología y biología molecular básica, sala equipada con cámara de frío, zona de trabajo de buzos y laboratorio multiusos [4].

La ocupación de la Base Escudero varía de acuerdo con las estaciones antárticas (sólo invierno y verano, con una duración de 6 meses cada una), considerando el periodo de verano entre los meses de octubre y marzo. Durante el invierno el acceso marítimo a la base se considera complejo, ya que la bahía se congela en este periodo del año.

En este sentido, se identifica que la mayor ocupación de la base ocurre durante diciembre, enero y febrero, donde puede incluso superar su capacidad máxima. Mientras que en invierno permanece solo el personal mínimo de mantenimiento.

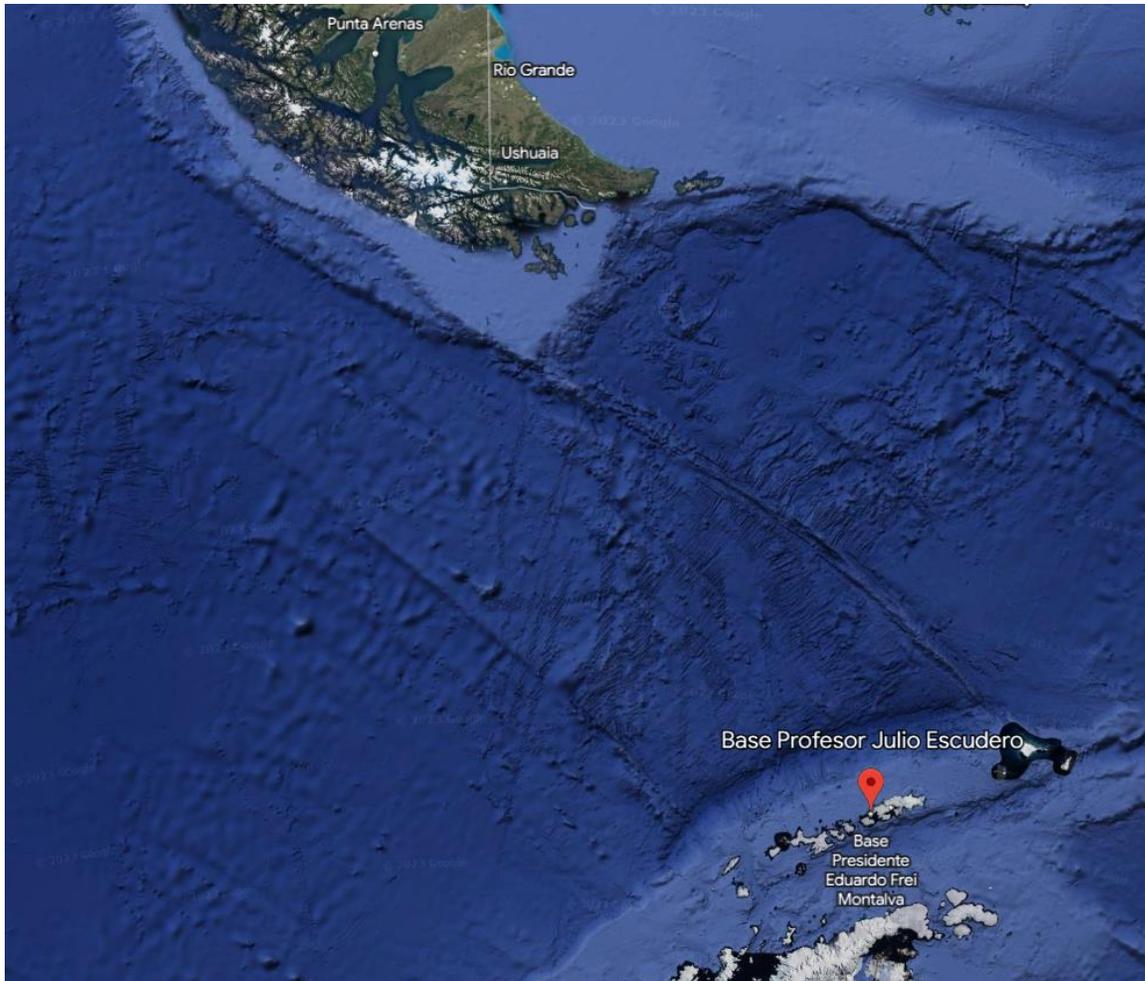


Figura 2 - Ubicación e imagen satelital de la Base Escudero

5.2.1 CLIMA

El clima de la Base Escudero se define como clima antártico, con una temperatura media de -5°C y con una precipitación acumulada mensual promedio de 36,2 mm. Esta zona se caracteriza por constantes y fuertes vientos, preponderantes mayores a 40 km/h [5] y en ocasiones se presentan los llamados “vientos catabáticos”, los cuales corresponden ráfagas que pueden llegar a alcanzar más de 200 km/h.

La humedad relativa osciló entre 89% y 95% entre los meses de enero y diciembre de 2021 [6].

La radiación solar en la zona de Base Escudero es relativamente débil, con un valor de irradiancia global diaria entre 50 W/m^2 en invierno (julio) y 900 W/m^2 en verano (enero) [1].

Las condiciones ambientales corresponden a un lugar altamente salino, húmedo y corrosivo. Por esta razón se debe considerar un tratamiento anticorrosivo para las estructuras metálicas que se instalen en la Base Escudero.

Cabe indicar que, la caracterización del suelo en la Península de Fildes fue realizada por la consultora Glaciar Ingeniería en documento “Estudio de Mecánica de Suelo Proyecto Base Profesor Julio Escudero Isla Rey Jorge Antártica”, 12 julio 2021 [7].

5.3 INFORME PREVIO GIZ

Dentro de la información recopilada para el desarrollo y emisión de este informe, se utilizó como base el estudio desarrollado por la GIZ, “Evaluación uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor Base Profesor Julio Escudero en Antártica chilena”, emitido en abril de 2022 [1].

Dicho informe tiene como objetivo general realizar un estudio conceptual y evaluar la factibilidad técnica de utilizar hidrógeno verde como fuente energética en Base Escudero. A partir de esta fuente de información, los principales puntos utilizados como base para el presente estudio se indican a continuación:

- **Abastecimiento energético en zonas remotas:** Interés en lograr una descarbonización paulatina de las tierras antárticas. Destaca posicionar la base chilena como punto de interés internacional y que otras naciones imiten o repliquen el uso de tecnologías de generación energética no contaminantes.
- **Consumo energético:** Se consideran las estimaciones del consumo energético (detalles en sección 5.4) definiendo los máximos de demanda de Base Escudero y el perfil de consumo representativo. Se realizaron mediciones manuales y automáticas, obteniendo rangos de 12,7- 44,5 kW para el promedio de consumos y 27,5 – 64 kW para el peak de potencia de consumo. Finalmente, se propone en este informe trabajar en base a un promedio de 75 kW, correspondiente a un aproximado de la capacidad nominal del grupo generador de 90 kVa.
- **Criterios de diseño:** Se plantean las principales interrogantes en cuanto a criterios de diseño y estructura de generación sustentable mediante reemplazo paulatino para alcanzar un sistema de energía cero emisiones. Se abordan análisis de modelos de generación de hidrógeno local o transportado desde el continente, vector de almacenamiento de hidrógeno (gaseosos o mediante amoniaco), limitantes de transporte y equipos para la generación en sitio. Estos puntos son desarrollados con un mayor nivel de detalle en sección 6.
- **Modelos de generación energética:** Se abordan distintas opciones de generación energética, tales como cogeneración y uso de amoniaco en motores. El presente trabajo explora y otras alternativas como solución.
- **Aspectos medioambientales:** el estudio planteó la necesidad de realizar una evaluación medioambiental cada vez que se realice un proyecto en la Antártica. Específicamente se clarifica que toda actividad debe pasar por una evaluación ambiental. Esta información se complementa con lo expuesto en la sección 10, donde se exponen los requisitos que debe cumplir la ejecución e implementación de un sistema de generación de un energético o transporte de este desde el continente, su almacenamiento y eventual transformación, y generación eléctrica.

5.4 CARACTERIZACIÓN ELÉCTRICA DE LA BASE ESCUDERO

Los requerimientos de energía eléctrica de la Base Escudero son abastecidos principalmente por un sistema de alimentación mediante generador eléctrico Diésel con una capacidad de 214 kVA (de ahora en adelante “generador principal”) operado desde base FACH, ubicada aproximadamente a unos 300 metros de la Base Escudero.

Existen antecedentes de cortes del generador principal, los cuales son programados y notificados por la FACH, y usualmente ocurren una vez al mes por aproximadamente 15 a 30 minutos, con la finalidad de realizar actividades de mantención en la sala de generación. Adicionalmente se reportan cortes no programados del generador principal, los cuales de acuerdo con la información entregada por FACH tienen una duración entre 1 y 2 horas. En ese sentido, INACH estima para este tipo de cortes aproximadamente un evento al mes o menos.

Para casos como los anteriormente nombrados, la Base Escudero cuenta con un sistema de respaldo de generador a diésel, marca Cummins, con una capacidad de 90 kVA. Este sistema está conectado en paralelo a la fuente primaria y en caso de falla del generador principal abastece consumos eléctricos críticos tales como cocina y laboratorios de la base.

De acuerdo con la información levantada en [1] y complementada por el consultor, se presentan las principales características del sistema eléctrico:

- Algunos tableros eléctricos están sectorizados, tales como circuitos de fuerza, alumbrado y laboratorios. También hay puntos alimentados directamente desde el tablero principal.
- La sala base de generación eléctrica se encuentra aproximadamente a 300 metros de Base Escudero.
- El tablero general se encuentra en el hall de acceso de los módulos¹.
- En 2019 se reemplazó la antigua iluminación por tecnología led.
- La base tiene altos consumos de calefacción con una potencia entre 750 W y 1.500 W de tipo radiante.
- La cocina se alimenta de una red eléctrica en modalidad trifásica.
- Los laboratorios cuentan con equipos estabilizadores de corriente.

5.4.1 ESTIMACIÓN DE DEMANDA TOTAL

Para la estimación de la demanda eléctrica de la base se cuenta con tres fuentes de información principales.

- a) La primera corresponde a los datos estimados para un proyecto de normalización eléctrica realizado durante 2019 en la base.
- b) La segunda al levantamiento de datos, mediante mediciones de consumo manual y automático, realizados en el marco del estudio “Evaluación uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor Base Científica Profesor Julio Escudero en Antártica chilena” [1].

¹ Módulos: La Base está formada por el edificio principal que consta de 3 módulos en un primer nivel (modulo 1, 2 y 3), bajo este está el zócalo y 2 módulos más en el segundo nivel.

- c) La tercera a la información entregada por INACH, según el cobro realizado por FACH acorde al consumo eléctrico de la base en los períodos comprendidos entre noviembre de 2021 y julio 2022.

A partir de estas tres fuentes se caracteriza el consumo eléctrico promedio y máximo de la Base Escudero.

- **Proyecto de normalización eléctrica 2019**

Durante 2019 se ejecutó un proyecto de normalización del sistema eléctrico de la Base Escudero. En este el contratista estimó la demanda energética de la base utilizando factores de demanda para los distintos tipos de consumo. Los resultados se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1 - Factores de demanda y cálculo de potencias en equipos eléctricos.

Tipos de equipos o dispositivos	Factor demanda (FD)	Potencia Nominal kW	Potencias Sub-totales kW (con FD)
Alumbrado	0,70	8,46	5,92
Enchufes Normales	0,55	52,10	28,66
Rack Comunicaciones	1,00	2,00	2,00
Calefacción	1,00	63,00	63,00
Enchufes de fuerza	0,55	103,50	56,93
Potencias Totales		229,06	156,51

Según estos resultados, la base demanda una potencia eléctrica máxima de aproximadamente 230 kW, y una demanda eléctrica promedio cercana a los 157 kW.

- **Mediciones de consumo. Informe: “Evaluación uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor Base Escudero científica antártica Profesor Julio Escudero en Antártica chilena” – GIZ.**

Se realizaron dos tipos de mediciones para establecer los perfiles de demanda de energía eléctrica. El primero mediante registros manuales de acuerdo con información proporcionada por el equipo INACH medidos en el tablero principal de la base. Los resultados se muestran en la Figura 3.

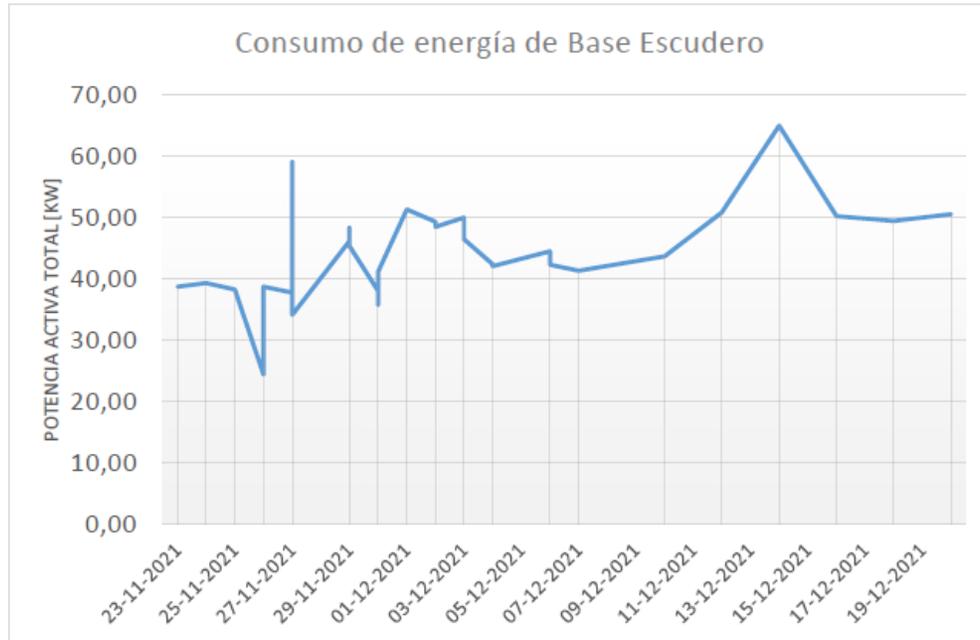


Figura 3 – Potencia instalada registrados manualmente (23-11-2021 a 19-12-2021). Fuente: [1].

En esta medición se registró un consumo de potencia eléctrica entre 24 y 64 kW, con valor promedio de 44,53 kW. Cabe destacar que las mediciones no fueron realizadas a la misma hora todos los días.

El segundo mecanismo de mediciones se realizó de forma automática mediante un datalogger instalado en el tablero eléctrico general de la base. Los resultados capturados en el período comprendido entre el 24 de diciembre de 2021 y el 7 de enero de 2022 se muestran en Figura 4. Se obtiene un rango de consumo entre 0,08 kW y 27,46 kW, con un promedio aproximado de 12,69 kW.

El Informe de GIZ concluye en una recomendación de trabajar en base a un consumo máximo de 75 kW y, considerando Celdas de Combustibles H2 de potencias entre 100 y 120 kW nominales².

² Como norma general se sobredimensionan las celdas de combustible en función de las potencias nominales de las cargas.

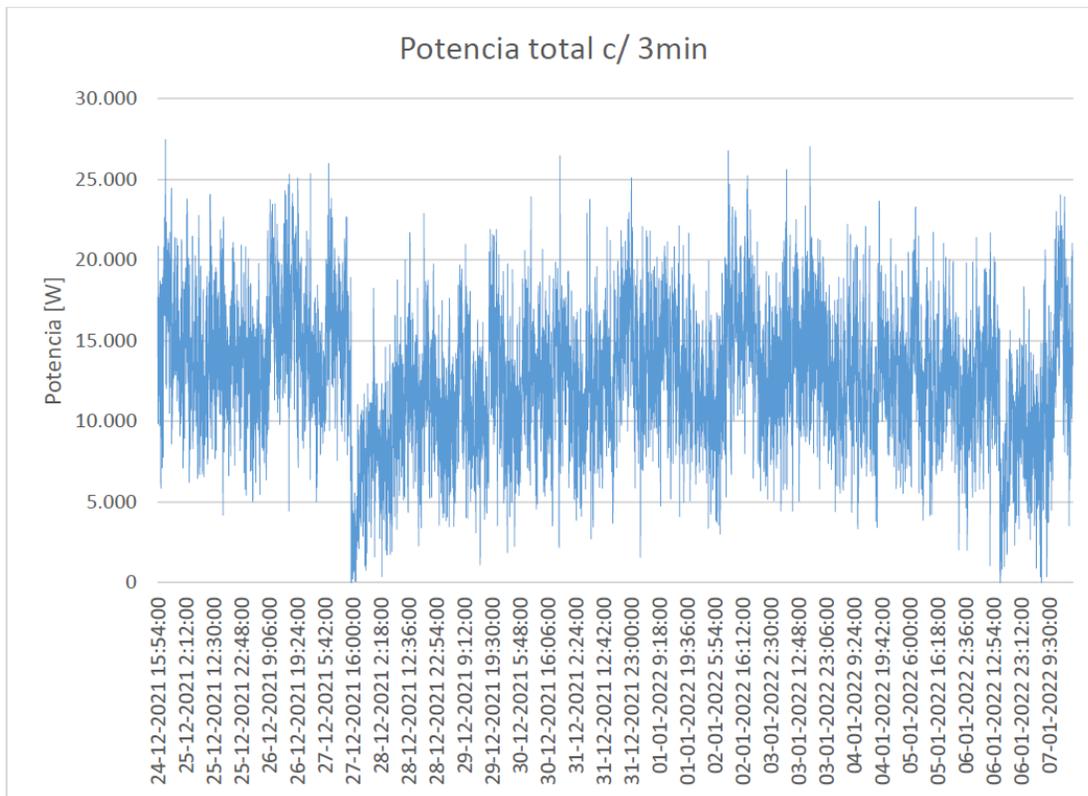


Figura 4 - Potencia total registrada por Datalogger (24-12-2021 a 07-01-2022). Fuente: [1].

- **Datos de consumo INACH – generador FACH**

Los datos aportados por INACH para el consumo energético (kWh) de Base Escudero en el periodo comprendido entre diciembre 2021 a junio 2022 se presentan en la Tabla 2.

Se observa que la potencia promedio horaria se encuentra en un rango entre los 32,6 y los 53,2 kW.

Tabla 2 – Potencia nominal y consumo energético según período y variación de personal entregado por INACH.

AÑO	PERÍODO DE COBRO	CONSUMO kWh	Nº PERSONAS ³	kW
2022	26 JUN - 26 JUL	28.685	12	39,8
2022	25 MAY- 24 JUN	30.473	12	42,3
2022	26 ABR - 24 MAY	38.313	12	53,2
2022	25 MAR - 25 ABR	24.280	12	32,6
2022	25 FEB - 24 MAR	33.991	43,5 ± 15,3	52,5
2022	25 ENE - 24 FEB	34.334	41,9 ± 10,4	47,7
2021/2022	25 DIC - 24 ENE	31.217	28,4 ± 10,4	43,4
2021	24 NOV - 24 DIC	27.655	27,9 ± 10,8	38,4

³ Se considera la variación en el número de personas en Base Escudero en periodos de un mes.

5.4.2 RESUMEN DE RESULTADOS

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para la estimación de potencia de consumo promedio y máxima de Base Escudero, extraídos de las tres fuentes de información expuestos en el punto anterior. La Tabla 3 expone los resultados de consumo de potencia máxima y promedio. La Tabla 4 detalla el consumo estimado por subsistema.

Tabla 3 - Resumen de resultados para dimensionamiento de potencia eléctrica de consumo Base Escudero.

Ítem \ Fuente	Proyecto de normalización eléctrica 2019	Mediciones de consumo. [1]	Data de consumo INACH – generador FACH
Potencia de consumo promedio	157 kW	12,7 - 44,5 kW	32,6 - 53,2 kW
Potencia de consumo máxima	229 kW	27,5 – 64,0 kW	N/A

De los valores presentados en la Tabla 3 se consideran para fines del estudio las mediciones de consumo manuales y automáticas, las cuales presentan para la potencia de consumo promedio magnitudes proporcionales y son más representativas de una curva de consumo real. Además, para el diseño de la solución se toma 75kW como valor referencial según lo indicado en los antecedentes de la sección 5.3.

Tabla 4 - Resumen capacidades de subsistemas de Base Escudero

Ítem	Consumo estimado	% del total	Tipo de Generación eléctrica considerada
Iluminación	10 kW	4%	Continua – general Base Escudero
Laboratorio	30 kW	13%	Continua o respaldo – sistema aislado
Enchufes normales	50 kW	22%	Continua – general Base Escudero
Calefacción	75 kW	33%	Continua – general Base Escudero

6. CRITERIOS DE DISEÑO

En la presente sección se revisan los criterios propuestos para el diseño de un sistema energético basado en hidrógeno verde o sus derivados, mediante Celdas de Combustible, para la Base Escudero.

Los criterios se dividen según los alcances definidos y la información presentada para las siguientes temáticas:

- Criterios Generales.
- Terreno proyectado.
- Logística de transporte.
- Capacidad eléctrica.
- Seguridad y medio ambiente.
- Tecnologías de almacenamiento.
- Abastecimiento de combustible.

Acorde a la metodología se conformaron grupos de trabajo específicos en los cuales se exploraron oportunidades y condicionantes para cada uno de los aspectos mencionados.

6.1 CRITERIOS GENERALES

Según los alcances establecidos para el estudio se definen criterios generales aplicables al diseño del sistema propuesto.

Dado que se espera desarrollar e implementar una solución energética que promueva el uso del hidrógeno verde en la Base Escudero en un corto horizonte de tiempo (1-3 años), se definen criterios que garanticen que el sistema sea implementado en este plazo. Se consideran los actuales consumos, infraestructura y condiciones presentes. Si bien dentro de los planes de INACH se considera un proyecto de expansión de Base Escudero, éste no se considera en el estudio dado que no se conocen los plazos precisos de implementación ni la energía eléctrica adicional que será requerida.

Existe coincidencia en el informe de GIZ y de la empresa consultora en la conveniencia de utilizar Celdas de Combustible a hidrógeno o sus derivados para el sistema proyectado.

En base a lo descrito, los criterios generales a considerar son:

- Se contempla equipamiento y tecnologías disponibles comercialmente en el mercado (plazo de entrega inferior a 2 años).
- Se considera el diseño de la solución para el estado y consumos energéticos actuales. No considera proceso de expansión de Base Escudero.
- El proceso de expansión de Base Escudero no altera la ubicación del potencial proyecto a implementar.
- La solución propuesta se orienta a la utilización de Celdas de Combustible de hidrógeno o sus derivados.

6.2 TERRENO PROYECTADO

Una de las principales restricciones para el diseño de la solución es el terreno definido preliminarmente⁴ por INACH, dado los límites con bases vecinas, así como también de edificaciones existentes y de expansiones futuras.

Se define el lugar apropiado para el diseño e instalación del sistema a proponer, determinándose un área preliminar de 150 m² (ver Figura 5), privilegiando un adecuado acceso para la logística de instalación y repostaje de combustible, así como también evitando una reubicación del sistema propuesto a futuro.

En primera instancia se determina junto a INACH que este espacio sea exclusivo para el desarrollo del sistema a proponer, sin perjuicio de que, en una etapa posterior, puedan facilitarse otras superficies para ampliaciones del proyecto o la instalación separada de una planta ERNC, para la generación in situ de energía eléctrica renovable.

Expuesto lo anterior, se establecen los siguientes criterios:

- Se establece un área con una superficie de 150 m² mostrada en la Figura 5.
- Todos los equipos y estructuras asociadas al sistema propuesto deben estar contenidos en el espacio designado.



Figura 5 - Fotografía aérea Base Escudero y área delimitada para el proyecto (marcada en rojo)

6.3 LOGÍSTICA DE TRANSPORTE

Las opciones de transporte desde y hacia Base Escudero presentan restricciones que son relevantes de considerar. Este punto cobra sentido siempre y cuando se determine, en el desarrollo posterior de la solución, la necesidad de transportar hidrógeno o sus derivados desde el continente. Se

⁴ Cabe señalar que durante el desarrollo del estudio se identifica la posibilidad de utilizar otras superficies cercanas a la base, las cuales permitirían una mayor escala del proyecto. Dado que su uso requiere mayores análisis técnicos y confirmación de utilización, esta opción no es abordada en el presente informe.

pueden citar como limitaciones más relevantes: estacionalidad (invierno y verano), medios de transporte existentes (marítimos y terrestres) y capacidad de manipulación de carga (peso y tamaño).

Estacionalidad: El transporte marítimo se restringe a los meses que comprenden la temporada antártica (octubre-marzo), ya que durante los meses de invierno se congela la bahía y se dificulta el acceso a la base.

Medios de transporte existentes: Para el transporte de material, equipamiento y combustible (hidrógeno o sus derivados) existe la posibilidad de transporte aéreo y marítimo. La primera alternativa (aéreo) depende de la disponibilidad de aeronaves por parte de la FACH y de privados. La segunda alternativa (marítima) puede realizarse por medio de buques de la Armada de Chile, en cuyo caso se debe solicitar un oficio al Estado Mayor Conjunto (EMCO). También existe la posibilidad de transporte marítimo privado. Como caso particular, la empresa DAP (Domingo Andrés Pivcevic) realiza viajes por medio de buques, con una limitación de carga máxima de 10 toneladas y contenedores de tamaño máximo de 20 pies.

Manipulación de carga: Para las maniobras de carga y descarga desde el barco a la Base Escudero, se cuenta con embarcaciones tipo “Skua”⁵ (Figura 6) capaces de desembarcar y transportar un peso máximo de 18 toneladas y el equivalente al volumen de un contenedor ISO marítimo de 20 pies.

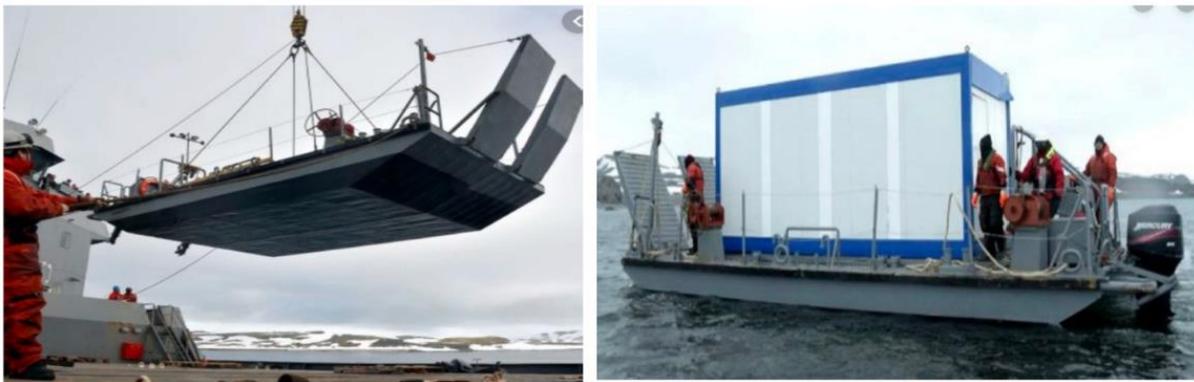


Figura 6 - Embarcación de descarga (Skua)

Para las maniobras de manipulación de carga en la Base Escudero, se cuenta con un manipulador telescópico (ver Figura 7) con capacidad máxima de carga de 4 toneladas. A este nivel de análisis aún no se determinan los requerimientos de transporte de hidrógeno o derivados desde el continente a la base. Sin embargo, en caso de ser necesario se considera relevante la posibilidad⁶

⁵ Barcaza compuesta por dos cuerpos unidos por un sistema de soportes adaptables. Por su bajo calado pueden operar en zonas sin muelles, desde buques a tierra, transportando personal, contenedores y carga a granel, permitiendo en forma versátil arribar en diferentes zonas de difícil acceso en complejas condiciones de navegación [24]

⁶ Bajo el marco de tratados de cooperación internacional.

de contar con apoyo de las grúas utilizadas en base china Great Wall Station⁷ (ver Figura 8) con capacidad máxima de carga de 25 y 16 toneladas.



Figura 7 - Equipo de descarga Base Escudero [8]



Figura 8 - Imagen referencial equipo de descarga base china.

En este nivel del análisis se establecen como criterios generales para transporte, carga/descarga y manipulación:

- El transporte hacia y desde Base Escudero debe realizarse durante los meses de verano (octubre-marzo).
- En caso de determinarse la necesidad de transportar combustible desde el continente se considera aprovechar al máximo la temporada de verano, para lo cual se sugiere transportar el combustible al comienzo y al final de la temporada, es decir, uno en noviembre y el otro en abril, fechas en las que actualmente ocurren el primer y último viaje a la Base Escudero, acorde a la programación normal de INACH. Se sugiere no utilizar el último viaje de la

⁷ La distancia entre Base Escudero y la base china es de aproximadamente 2,2 - 2,5 kms.

temporada por motivos de seguridad energética de la base, en caso de que este se tuviese que suspender por condiciones climáticas adversas.

- Se establece un peso máximo para el transporte de 10 toneladas por contenedor marítimo de 20 pies por limitaciones de las facilidades de carga y descarga.

6.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El uso del hidrógeno como combustible y su posterior transformación en energía eléctrica, mediante la utilización de Celdas de Combustible, presenta una eficiencia relativamente estable independientemente del nivel de potencia eléctrica requerida a producir.

Dado el interés de este estudio de conocer la demanda de hidrógeno o sus derivados, en términos de Kg/día, Kg /mes y/o Kg/año, es que se considera importante analizar los requerimientos en base a diferentes escenarios de consumo de energía eléctrica.

Si bien no sólo el hidrógeno pudiese ser utilizado como combustible, sino que también sus derivados, a modo de simplificar los análisis y dada las definiciones consideradas en los siguientes apartados, las estimaciones de esta sección se realizan en base a hidrógeno.

A continuación, se presentan dos tipos de escenarios en los que la solución, basada en hidrógeno verde, podría aportar al sistema de energía de la Base Escudero, uno de producción continua y un segundo tipo correspondiente a respaldo energético. Este último respondería a mantenciones programadas y fallas del suministro de energía principal.

6.4.1 PRODUCCIÓN CONTINUA

Se entiende por Producción Continua a la generación de energía eléctrica mediante Celdas de Combustible por una cantidad de horas predeterminedada. Los rangos de potencia eléctrica y la cantidad de horas fueron seleccionadas como de interés en base a lo desarrollado y expuesto en la sección 5.4.

La cantidad de hidrógeno requerida se presenta para 8, 16 y 24 horas de operación diaria, y los niveles de potencia de demanda desde los 10 kW a los 75 kW, con rangos intermedios de análisis de 30 y 50 kW. Se presentan tablas para la energía diaria requerida, y para la cantidad de kilos de hidrógeno mensual y por temporada.

Se presentan tres tablas:

- I) Tabla 5: Demanda energética (kWh) en función de la potencia eléctrica promedio (kW) de consumo y horas de operación diarias.
- II) Tabla 6: Hidrógeno mensual requerido (KgH₂) en función de la potencia eléctrica promedio (kW) de consumo y horas de operación diarias.
- III) Tabla 7: Hidrógeno por temporada requerido (KgH₂) en función de la potencia eléctrica promedio (kW) de consumo y horas de operación diarias.

Tabla 5 - Demanda energética (kWh) en función de potencia eléctrica promedio (kW) de consumo y horas de operación diarias.

Potencia eléctrica (kW)	Demanda energética (kWh)		
	8 horas	16 horas	24 horas
10	80	160	240
30	240	480	720
50	400	800	1.200
75	600	1.200	1.800

De acuerdo a los resultados de la Tabla 5, se calcula la cantidad de hidrógeno mensual a tener almacenado según la demanda energética diaria. Se utiliza a modo de referencia la eficiencia de una celda estacionaria tipo PEM de 14,5 [kWh/Kg-H₂].

$$\text{Kilos de H}_2 \text{ necesarios} = \frac{\text{Energía Requerida} \frac{\text{kWh}}{\text{día}}}{14,5 \frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2}} * 30 \frac{\text{días}}{\text{mes}}$$

Tabla 6 - Cantidad de hidrógeno mensual (KgH₂) según escenarios de potencia (kW) y horas de trabajo diarias

Potencia eléctrica (kW)	Hidrógeno mensual requerido (kgH ₂)		
	8 horas	16 horas	24 horas
10	168	336	504
30	504	1.008	1.512
50	840	1.680	2.520
75	1.260	2.520	3.780

Finalmente, se establece la cantidad de hidrógeno a almacenar para alimentar la base durante un período de 6 meses de acuerdo con los escenarios presentados.

Tabla 7 – Cantidad de hidrógeno por temporada (KgH₂) según escenarios de potencia (kW) y horas de trabajo diarias

Potencia eléctrica (kW)	Hidrógeno por temporada requerido (kgH ₂)		
	8 horas	16 horas	24 horas
10	1.008	2.016	3.024
30	3.024	6.048	9.072
50	5.040	10.080	15.120
75	7.560	15.120	22.680

Los resultados de la Tabla 7 indican que se requieren aproximadamente entre 3 y 22,7 toneladas para producción continua durante todo el día (24 horas) con Celdas de Combustible.

Para el escenario de reemplazar completamente el generador diésel actual (capacidad de 214 kVA) y realizar una transición total a una solución basada hidrógeno, considerando el promedio de

consumo estimado por el proyecto de normalización eléctrica 2019 de aproximadamente 157 kW, se obtiene el siguiente resultado:

$$\text{Hidrógeno total (kg)} = \frac{157 \text{ kW} * 24 \frac{\text{h}}{\text{día}}}{14,5 \frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2}} = 259,86 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}}$$

Lo anterior se traduce en un requerimiento de hidrógeno verde mensual de aproximadamente 7,8 toneladas y de 46,8 toneladas por temporada.

Habiendo realizado el análisis de la cantidad de hidrógeno requerida, se incorpora a continuación el análisis del almacenamiento necesario en los distintos escenarios versus la disponibilidad del terreno que se pudiese requerir para cada caso.

Para esto se toma como referencia el uso de sistemas de almacenamiento de hidrógeno gaseoso en formato de contenedores ISO de 20 pies almacenados a una presión de 500 bar. Para almacenar aproximadamente 500 kg de hidrógeno se requiere un contenedor de 20 pies, el cual ocupa un área aproximada⁸ de 15 m². En el espacio asignado por INACH de 150 m² se debe considerar que se requerirá espacio adicional para otro tipo de infraestructura y equipos, por ejemplo, Celdas de Combustibles. Dado que a esta altura del análisis no se ha determinado la superficie requerida para infraestructura y otros equipos, se considerará como límite superior los 150 m² para destinarlo a almacenamiento.

De esta manera se usa un factor de 33,3 kg de hidrógeno por m², el cual resulta del cociente entre 500 kgH₂ y 15 m², correspondiente al área de superficie de un contenedor de 20 pies. Luego, dividiendo el número de kilos de hidrogeno requeridos por temporada para los distintos escenarios (Tabla 7) por el factor de 33,3 se obtienen los siguientes valores mostrados en la Tabla 8:

Tabla 8 - Área de almacenamiento de hidrógeno (m²) según escenarios de potencia (kW) y horas de operación diarias

Potencia eléctrica (kW)	Superficie requerida (m ²)		
	8 horas	16 horas	24 horas
10	31	61	91
30	91	182	273
50	152	303	455
75	228	455	682

⁸ En base a soluciones de tres fabricantes de almacenamiento distintos.

Tabla 9 - Número de contenedores requeridos de acuerdo a superficie calculada Tabla 8.

Potencia eléctrica (kW)	Contenedores requeridos (unidad)		
	8 horas	16 horas	24 horas
10	3	5	7
30	7	13	19
50	11	21	31
75	16	31	46

En la Tabla 8 se destacan en rojo aquellas áreas que sobrepasan la superficie disponible actualmente para el proyecto. En conclusión, dadas las limitaciones de espacio, permanecen como válidas, las alternativas de suministrar 10 kW para cualquiera de los tres rangos de horas, y la alternativa de suministrar 30 kW sólo en un rango máximo de 8 horas.

Adicionalmente, se levantaron alternativas con sistemas de almacenamiento en formato de contenedores ISO de 10 y 20 pies a 700⁹ y 900¹⁰ bar respectivamente.

Se decide descartar para el diseño de la solución la alternativa de generación continua debido a los siguientes factores:

1. Para disponer de este sistema se requiere contar con el doble de contenedores de almacenamiento de hidrógeno para reponer los vacíos en la base. Sería necesario disponer de la misma cantidad en proceso de carga para su recambio en continente. Esto supone costos adicionales importantes considerando que cada uno de estos cuesta actualmente en el mercado entre 0,4 a 0,8 millones de dólares (según cotizaciones referenciales del consultor para este estudio y otros proyectos utilizando contenedores de almacenamiento de 500 kg y 500 bar).
2. Los costos de transporte escalan significativamente con la cantidad de contenedores (referencia de 15.000 USD por contenedor de 20 pies por viaje con DAP).
3. Contaminación de transporte marítimo: El nivel de descontaminación que se lograría con el sistema continuo se ve contrastado por la contaminación de cada viaje realizado en barco para el transporte de combustible. Se recomienda evaluar este tema para futuras alternativas a considerar en el proyecto.
4. Si bien la tecnología de almacenamiento a alta presión en formato de contenedores de 10, 20 o 40 pies existe, la limitación actual es que están preparados solamente para transporte terrestre.
5. La capacidad eléctrica quedaría restringida, por disponibilidad de espacio, a 10 kW y alternativamente con sistemas de 900 bar se podría ampliar a los 30 kW por un costo y complejidad cuya magnitud no hace sentido para INACH y el equipo de trabajo en esta etapa del proyecto.

⁹ Para el mismo volumen, pero aumentando la presión de 500 a 700 bar, se logra un 26% más de capacidad de almacenamiento.

¹⁰ Para el mismo volumen, pero aumentando la presión de 500 a 900 bar, se logra un 48% más de capacidad de almacenamiento.

6.4.2 RESPALDO ENERGÉTICO

En este escenario se considera un Respaldo Energético para el laboratorio de la base, debido a que esta zona requiere de suministro de energía eléctrica permanente. Los cortes de energía eléctrica no programados (fallas) y los programados requieren un sistema que garantice dicho suministro. El consumo del Laboratorio se estima en 30 kW (sección 11 - Anexo “Dimensionamiento de laboratorio”).

Se evalúa una conexión en paralelo al generador principal con un sistema de transferencia automática que permita aislar el tablero específico del laboratorio en caso de corte y gatillar el funcionamiento del sistema de alimentación eléctrico basado en Celdas de Combustible.

La capacidad requerida de acuerdo con las horas de respaldo y la capacidad eléctrica según:

$$respaldo_{lab} (hrs) = \frac{hrs\ corte\ programado}{mes} + \frac{hrs\ corte\ no\ programado}{mes}$$

De acuerdo con la sección 5.4 se consideran 30 minutos de cortes programados al mes y cortes no programados de duración promedio de 1,5 horas (entre rango de 1 a 2 horas). Obteniéndose:

$$respaldo_{lab} = 0,5\ h + 1,5\ h = 2,0\ \frac{h}{mes}$$

Basándonos en un cálculo conservador, utilizando la capacidad máxima de consumo de potencia de laboratorio, se obtiene la cantidad de hidrógeno necesario:

$$H_2\ lab = \frac{respaldo_{lab}\ h * Potencia_{lab}\ kW}{14,5\ \frac{kWh}{kgH_2}}$$

$$H_2\ lab = \frac{2\ hrs * 30\ kW}{14,5\ \frac{kWh}{kgH_2}} = 4,14\ kgH_2$$

Con el propósito de obtener cifras por temporada y anuales del consumo de kg de hidrógeno requerido para el respaldo del laboratorio, obtiene un aproximado de 25 kg por temporada y 50 kg al año.

Finalmente, para el de diseño de la solución, se estima un factor de seguridad de 18% para un sistema de almacenamiento de 5 kg de hidrógeno para 2,0 horas respaldo.

- Se estudia el laboratorio como zona a respaldar energéticamente, dado que éste requiere suministro eléctrico permanente, siendo la potencia eléctrica necesaria de 30 kW.
- Se determina la conveniencia de tener respaldo de energía eléctrica mensual de 2 horas.
- Se determina una cantidad requerida de hidrógeno promedio de 4,14 kg mensual (equivalente a 25 kg por temporada y 50 kg anual).
- Se determina el requerimiento de un sistema de almacenamiento de hidrógeno para 5 kg.

6.5 SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Se establece que el sistema propuesto debe tener como principios base la seguridad y la protección del medioambiente antártico, ya que la Antártica es un continente con un alto grado de protección ambiental como lo reflejan los compromisos internacionales adquiridos por Chile en el Tratado Antártico y Protocolo de Madrid [9]. Esto significa que el transporte, las instalaciones y todos los procedimientos operativos deben ser seguros.

En relación con la seguridad y madurez de los sistemas, es importante reiterar, que estos deben contar con certificación y ser tecnología madura y probada. El uso de cualquier tecnología en la Antártica supone altos grados de dificultad logística para la ejecución de mantenimientos correctivos y se vuelve imperativo la disminución de fallos y accidentes, tanto por la integridad del sistema como de los operadores, la infraestructura y la protección del medioambiente.

Los siguientes principios debiesen guiar la selección de las tecnologías y del equipamiento para el sistema propuesto:

- Contar con todas las medidas de seguridad necesarias para cumplir con las regulaciones nacionales y estándares internacionales, entre estos últimos son de particular relevancia los códigos y estándares de la NFPA.
- Las tecnologías utilizadas en el sistema propuesto deben ser maduras comercialmente y contar con respaldo y certificación de los fabricantes y soportadas por empresas de integración nacional especializadas en hidrógeno.
- El sistema propuesto no debe representar un riesgo para el medioambiente en toda su cadena de valor.

6.6 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

6.6.1 PORTADORES: AMONIACO, HIDRÓGENO LÍQUIDO Y ORGÁNICO

En caso de optar por el transporte del hidrógeno desde el continente, y dadas las cantidades importantes en términos de kilos de hidrógeno determinados en la sección 6.4.1 Producción continua, se determina como relevante evaluar alternativas para el transporte del hidrógeno utilizando portadores o “*carriers*”, que pudiesen presentar características más convenientes para su transporte marítimo, como mayor cantidad de hidrógeno transportado por volumen. Entre estos portadores se consideran los siguientes: amoníaco (NH₃), hidrógeno líquido (LH₂), portadores líquidos de hidrógeno orgánico (LOHC) y metanol (CH₃OH).

Las variables principales de interés a considerar en la comparación relativa son:

- Densidad volumétrica.
- Madurez para el transporte marítimo.
- Costos relativos de transformación.
- Potencial impacto ambiental.
- Seguridad en el transporte marítimo.

La siguiente tabla muestra las ventajas y desventajas de cada uno de los portadores:

Tabla 10 - Ventajas y desventajas para portadores de hidrógeno.

Portador	Descripción	Ventajas	Desventajas
H2 Gaseoso	El hidrógeno gaseoso se obtiene a partir de electrólisis o reformado de metano (SMR).	Al no requerir costo de transformación es el de menor costo relativo de los portadores. Bajo potencial de impacto ambiental. Mayor madurez de uso directo en celdas de combustible.	La principal desventaja del hidrogeno gaseoso es su baja densidad volumétrica, por lo que requiere mayor espacio de almacenamiento comparado a los otros portadores. Requiere compresión para lograr mayor densidad volumétrica y por lo tanto, mayor eficiencia en el transporte. Ineficiente en términos de costo relativo para el transporte marítimo.
Amoniaco (NH3)	El amoniaco liquido se sintetiza mediante la reacción de hidrógeno y nitrógeno, proceso conocido como Haber-Bosch. Se transporta en tanques refrigerados y requiere ser reconvertido (craqueo) para utilizarse como hidrógeno.	Mayor eficiencia para el transporte marítimo debido a su mayor densidad volumétrica ¹¹ . Alta madurez y experiencia en el transporte marítimo. Se visualiza su posible uso futuro en Celdas de Combustible que utilicen amoniaco líquido en forma directa. Tecnología no madura.	El amoniaco es un fluido tóxico y contaminante. El proceso de reconversión a hidrógeno requiere una gran cantidad de energía. El único puerto en Chile preparado para su transporte marítimo es Antofagasta [10]. Baja disponibilidad de alternativas para su uso en celdas de combustibles.
H2 Líquido (LH2)	La densidad volumétrica de almacenamiento del hidrógeno puede mejorarse significativamente mediante la licuefacción enfriándolo a 253°C bajo cero. Para el transporte marítimo se requiere mantener la temperatura y existe la pérdida por evaporación (<i>boil off</i>). En el lugar de destino,	Posee una densidad volumétrica ¹² mucho mayor que el hidrógeno gaseoso. La licuefacción es una tecnología relativamente madura a pequeña escala y no requiere una reconversión compleja a hidrógeno gaseoso.	El proceso requiere grandes cantidades de energía debido al proceso de conversión y reconversión. Alto requerimiento energético para mantener el hidrógeno en estado líquido. Transporte marítimo escaso y con poca experiencia (2020 en adelante).

¹¹ 109 g H2/L NH3. Fuente: [25]

¹² La densidad volumétrica del LH2 es de 70,8 kgH2/m³ (aproximadamente 778 veces mayor que el hidrógeno gaseoso). Fuente: [28].

Portador	Descripción	Ventajas	Desventajas
	el LH2 se reconvierte a formato gaseoso.		
Metanol (CH3OH)	El metanol se sintetiza a partir del hidrógeno y el dióxido de carbono.	<p>El metanol tiene una densidad volumétrica¹³ 50 veces superior a la del hidrógeno gaseoso.</p> <p>Un derrame de metanol en alta mar se disolverá y diluirá a concentraciones muy bajas con relativa rapidez [11].</p> <p>Alta madurez y experiencia en el transporte marítimo.</p> <p>Se visualiza su posible uso futuro en Celdas de Combustible que utilicen metanol en forma directa. Tecnología relativamente madura ¹⁴.</p>	<p>Una vez transportado el metanol a su lugar de destino, este debe ser reconvertido a hidrógeno a través de un proceso de reformado, lo cual requiere equipamiento adicional y energía.</p> <p>Para la reconversión a hidrógeno el reactor requiere suministro de calor para impulsar la reacción de reformado con vapor. Este proceso pierde mucha eficiencia.</p>
LOHC	<p>Este tipo de portadores se obtiene a través de un proceso de hidrogenación en el cual el hidrógeno es enlazado con un compuesto líquido.</p> <p>Un caso particular de un portador LOHC es el benciltolueno.</p>	<p>El benciltolueno es fácilmente transportable a presión y temperaturas atmosféricas y mantiene sus propiedades de viscosidad aun en condiciones de frío.</p> <p>La infraestructura es madura y permite el transporte marítimo.</p>	<p>La deshidrogenación de la LOHC requiere altas temperaturas, lo que eleva los costos de energía.</p> <p>Es una tecnología inmadura y en etapa de investigación.</p> <p>No existe equipamiento disponible actualmente en el mercado.</p> <p>El proceso de deshidrogenación provoca liberación de CO2 e impacta la huella de carbono (GHG)</p>

La tabla anterior se focalizó en la comparación de alternativas para el transporte del hidrógeno utilizando portadores que pudiesen presentar características más adecuadas para su transporte marítimo del hidrógeno, así como mayor cantidad de hidrógeno en términos volumétricos. Sin

¹³ Densidad energética volumétrica del Metanol: 17.000 MJ/m³ versus 320 MJ/m³ para el H2 gaseoso a 35 bar. Fuente: [30].

¹⁴ Blue World Celda de Combustibles: <https://www.blue.world/products/>

embargo, hay otros aspectos prácticos, los cuales trascienden a su transporte entre el continente y la base. Estas se exponen a continuación:

Tabla 11 - Valoraciones prácticas para portadores de hidrógeno

Portador	Riesgos de Contaminación	Disponibilidad y Soporte Local
H2 Gaseoso	Muy bajo. El hidrógeno no es tóxico. En caso de emanaciones desde algún estanque de almacenamiento, ya sea durante el transporte marítimo o en su proceso de carga o descarga, el hidrógeno saldrá al medioambiente, no provocando ningún daño ambiental.	Si bien su disponibilidad hoy es en bajas cantidades, los proyectos en desarrollo en la zona de Magallanes lo proyectan como de alta disponibilidad y soporte local.
Amoniaco (NH3)	Al ser un fluido tóxico y contaminante presenta alto riesgo en caso de derrame, ya sea en el proceso de carga al barco, durante el transporte marítimo, durante su proceso de descarga en la Antártica, o durante su proceso de almacenamiento en la base.	El único puerto preparado en Chile actualmente para su transporte marítimo es Antofagasta. Si bien hay varios proyectos de producción de amoniaco en la región de Magallanes, ninguno estaría en operación antes del año 2025 (Tabla 12).
H2 Líquido (LH2)	Muy bajo. El hidrógeno no es tóxico. En caso de emanaciones desde algún estanque de almacenamiento, ya sea durante el transporte marítimo o en su proceso de carga o descarga, el hidrógeno saldrá al medioambiente en estado gaseoso, no provocando ningún daño ambiental.	No existe actualmente capacidad en la región de Magallanes para disponer de hidrógeno en estado líquido, ni tampoco se visualiza algún proyecto para producción de hidrógeno gaseoso y su posterior proceso de licuefacción. (Tabla 12).
Metanol (CH3OH)	Un derrame de metanol en alta mar se disolverá y diluirá a concentraciones muy bajas con relativa rapidez. Por lo tanto, su impacto ambiental es muy bajo. (nota al pie 13)	La empresa Methanex produce metanol desde hace 35 años en la región de Magallanes, y existe por lo tanto infraestructura y experiencia local [12].
LOHC	El proceso de deshidrogenación provoca liberación de CO2 e impacta la huella de carbono (GHG).	No existe experiencia ni soporte local.

Considerando lo expuesto en las Tabla 10 y Tabla 11, el hidrógeno gaseoso se presenta como la mejor alternativa actual para el caso del presente caso de estudio.

6.6.2 ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLE

Para el abastecimiento de hidrógeno verde, como se mencionó en la sección 6.4, se analiza la alternativa de obtener este energético en Magallanes y transportarlo a Base Escudero para cumplir con las capacidades requeridas para producción continua. Por otro lado, para la pequeña capacidad requerida como respaldo estacionario (5 kg al mes), se evalúa producir el hidrógeno verde en sitio.

A continuación, se presentan las consideraciones realizadas para estos dos casos y la decisión tomada para el diseño del sistema.

6.6.2.1 ADQUISICIÓN DEL HIDRÓGENO EN MAGALLANES

Para esta alternativa, se tomó contacto con todos los proyectos de conocimiento público (ver Tabla 12) que consideren la producción de hidrógeno verde en Magallanes, siendo esta la locación más cercana a la base, con uno de los mejores recursos eólicos a nivel nacional y con un potencial de producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde anual [12]

De los nueve proyectos existentes se logró establecer contacto con cinco de ellos. De estas empresas, todas manifiestan su intención en colaborar con un proyecto como el del presente estudio, independientemente que no signifique un volumen de venta importante o económicamente significativo para sus proyectos. Cabe indicar que, de las cinco respuestas obtenidas sólo dos proyectos estarían dispuestos a vender hidrógeno gaseoso, el resto sólo podría vender su producto primario (amoniaco o metanol).

A partir de la información recopilada se detectaron dos importantes consideraciones:

- De los nueve proyectos identificados sólo el proyecto HIF estaría operativo antes del año 2027, lo que perjudica el marco temporal establecido para este proyecto (1-3 años).
- El producto principal de estos proyectos no es hidrógeno verde y, por lo tanto, se hicieron consultas respecto a la posibilidad de que comercializaran hidrógeno gaseoso comprimido. Esto obligaría a las empresas a incorporar un paso intermedio en sus procesos para extraer el hidrógeno y prepararlo para su transporte, lo cual implicaría costos y complejidades adicionales que no necesariamente estarían dispuestas a aplicar.

Tabla 12 - Proyectos existentes en Magallanes¹⁵.

Nombre Proyecto	Producto	Empresas	Ubicación	Fecha inicio de operaciones
HIF	Metanol	HIF	Magallanes	2023
HNH Energy	Amoniaco	Austria Energy	Magallanes	2027
H1 Magallanes	Amoniaco	CWP Global	Magallanes	2028
Llaquedona Green Hydrogen	Amoniaco	Albatros/Alfanar/Enap	Magallanes	2027
Vientos Magallánicos	Amoniaco	RWE	Magallanes	2030
H2 Magallanes	Amoniaco	Total Eren	Magallanes	2025

¹⁵ Fuente: elaboración propia a partir de información compartida por Ministerio de Energía y H2Chile.

Pionero Project	Amoniaco	Consortio Eólico	Magallanes	2028
Gente Grande	Amoniaco	TEG/Haura Energy	Magallanes	2030
H2V Cabeza del Mar	Amoniaco	Free Power/GH Energy	Magallanes	2027

Otra consideración levantada de estas reuniones fue la inexistencia de puertos adecuados para el transporte y comercialización de amoniaco en caso de optarse por esta tecnología en un futuro (ver sección 6.6.1).

Considerando todos los antecedentes presentados anteriormente se toma la decisión de focalizar la evaluación en la generación local de hidrógeno, con el objetivo de dar solución al respaldo estacionario del laboratorio de Base Escudero.

6.6.2.2 GENERACIÓN IN SITU

Con el fin de garantizar la producción de hidrógeno verde para dar solución al respaldo estacionario de laboratorio, se determina conveniente la producción in situ de un mínimo de 5 kgH₂/mes o una producción mínima de 0,16 kgH₂/día.

$$\frac{5 \text{ kgH}_2}{30 \text{ días}} = 0,16 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}}$$

De acuerdo con las capacidades disponibles en el mercado para electrolizadores de uso comercial/industrial el consultor recomienda a priori utilizar equipos con una capacidad de al menos 1 kgH₂/día (0,5 Nm³/h), lo cual apunta a una potencia de electrolizador entre 2,4 y 5 kW. La producción de hidrógeno verde requiere de una planta de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) la cual tendrá un factor de planta que dependerá de la estacionalidad, si es eólica, fotovoltaica, o híbrida. Esto se traduce en que la producción real promedio será de unas pocas horas por día. Se profundizará en la capacidad de los electrolizadores más adelante, cuando se aborde la planta ERNC y sus factores de planta asociados.

Dicho lo anterior, se proponen las siguientes características para la producción en sitio:

- Electrolizador con una capacidad mínima de producción por día de 1 kgH₂.
- El electrolizador debe ser de un fabricante con un grado de experiencia comercial y calidad técnica probada.
- Las tecnologías consideradas maduras comercialmente son: Alcalina, PEM y AEM.
- Uso de una planta ERNC de acuerdo con las características y facilidades asignadas de terreno y recursos disponibles.

6.7 RESUMEN CRITERIOS DE DISEÑO

A continuación, se entrega un resumen de los criterios considerados para el diseño de una propuesta de solución de generación, abastecimiento y uso de hidrógeno verde para el proyecto de transformación y transición energética para la Base Escudero.

Tabla 13 – Criterios de selección adoptados para el estudio.

Criterio	Criterios seleccionados para diseño y selección
Generales	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de equipamiento comercialmente disponible en el mercado y soporte técnico en Chile.

Criterio	Criterios seleccionados para diseño y selección
	<ul style="list-style-type: none"> • Cálculos y dimensionamientos consideran el estado actual de Base Escudero. • La ubicación designada por INACH debe considerar los futuros planes de expansión de Base Escudero para no tener que reubicar las instalaciones de hidrógeno a futuro. • La propuesta estará basada en Celdas de Combustible de hidrógeno o sus derivados.
Terreno proyectado	<ul style="list-style-type: none"> • Se establece una superficie de 150 metros cuadrados acorde a la ubicación definida por INACH y mostrada en Figura 5. Todos los equipos y estructuras asociadas al sistema seleccionado deben estar contenidos en el terreno asignado.
Logística de transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte de equipos y materiales se realizará durante la temporada estival (octubre a marzo). • Se establece uso de contenedores marítimos de 20 pies y un peso máximo para el transporte de 10 toneladas. • Se identifica necesidad de contar con un equipo de carga/descarga y transporte terrestre de mayor capacidad en Base Escudero ya que el equipo actual tiene una limitante de 4 toneladas (Manitou). La principal alternativa es el uso de grúas de la base China “Great Wall Station”, sujetas a disponibilidad de acuerdo con el marco de tratados de cooperación internacional.
Capacidad eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Celda(s) de Combustible deben garantizar una generación mínima de 30 kW de potencia, correspondiente a la potencia eléctrica nominal de consumo del laboratorio. • Se estima un mínimo de generación de hidrógeno de 5 kgH₂/mes para las 2,5 horas de respaldo. • Se estima una cantidad requerida de hidrógeno promedio de 4,14 kg mensual (equivalente a 25 kg por temporada y 50 kg por año). • Se determina el requerimiento de un sistema de almacenamiento para hidrógeno gaseoso de 5 kg de capacidad con un mínimo de 30 bar de presión.
Seguridad y medio ambiente	<ul style="list-style-type: none"> • Adopción de normativas internacionales tales como el grupo de normativas NFPA (USA), CE (Unión Europea), recomendaciones de cada fabricante y normativas y regulación actual para Chile, en lo que concierne a hidrógeno e instalaciones eléctricas. • Los equipos del sistema propuesto deben ser comercialmente disponibles, contar con soporte técnico y certificación local. • El sistema propuesto no debe representar un riesgo para el medioambiente en ninguna de sus partes, incluyendo generación de combustible, almacenamiento, transporte u operación.
Tecnologías de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Se selecciona utilizar hidrógeno gaseoso como portador debido principalmente a que presenta ventajas en cuanto a la utilización de tecnologías disponibles comercialmente y representa un menor peligro ambiental. • Debido a la disponibilidad de hidrógeno a corto plazo y a la baja cantidad (5 kgH₂/mes), se opta por un modelo de abastecimiento local.
Abastecimiento de combustible	<ul style="list-style-type: none"> • Para promover la eficiencia del sistema, se propone un electrolizador con capacidad de producción de al menos 1 kgH₂/día. • Se recomienda preferentemente el uso de tecnologías maduras de electrólisis: Alcalina, PEM y AEM. • Para cumplir con el objetivo de transformación y transición energética se establece la implementación de una planta ERNC para el suministro de energía eléctrica que permita la generación de hidrógeno verde.

7. DISEÑO CONCEPTUAL DE LA SOLUCIÓN

7.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

De acuerdo a los Criterios de Diseño para el sistema de respaldo del laboratorio como solución final a implementar, se propone el siguiente esquema general:

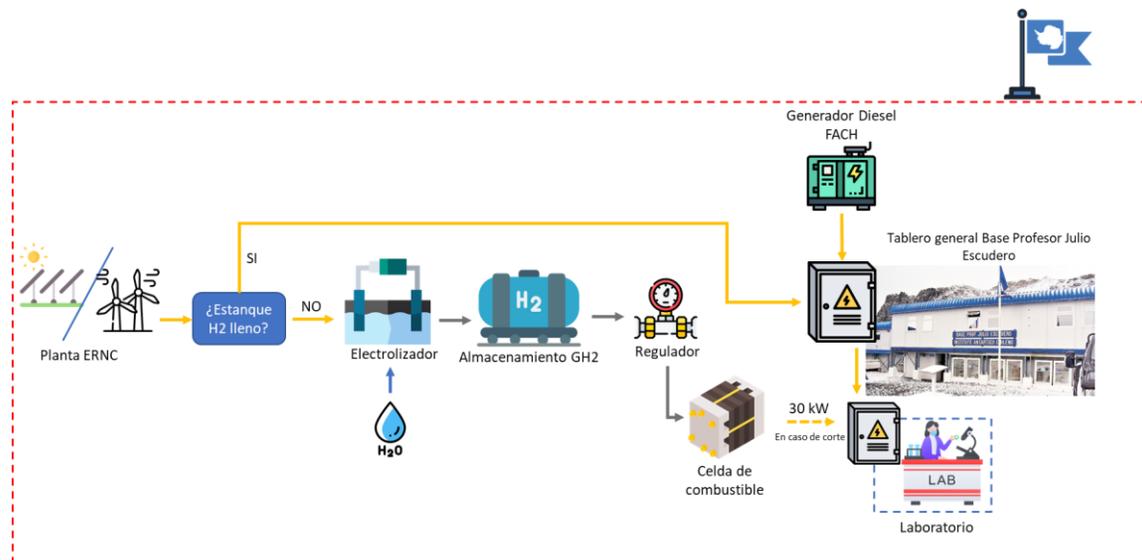


Figura 9 - Diagrama general de sistema propuesto: Respaldo 30 kW (laboratorio) con producción in situ – Generación eléctrica con planta ERNC

Los componentes principales de la solución propuesta son los siguientes:

- Planta ERNC
- Electrolizador
- Almacenamiento de baja presión
- Regulador
- Celda de Combustible
- Sistema eléctrico
- Sistemas auxiliares (sistema de control, tratamiento y agua, acondicionamiento y seguridad)

Cada uno de estos componentes se desarrollan en la sección 7.2

7.2 COMPONENTES

7.2.1 PLANTA ERNC

Con el fin de generar la energía eléctrica renovable requerida para alimentar la planta de producción de hidrógeno se considera la superficie destinada por INACH (ver sección 6.2) de 150 m², limitándolo

a un máximo de 110 m² para la generación de energía eléctrica, y reservando 40 m² para los demás componentes¹⁶.

En esta sección se presentan y evalúan distintas alternativas para la planta ERNC, basándose en la producción de energías renovables mediante irradiación solar y energía eólica. Cabe señalar que para fines de este estudio solo se exponen potenciales opciones de tecnologías, la toma de decisiones deberá acompañarse de análisis técnicos más profundos.

Dada la relevancia de contar con experiencia comparada se ha considerado de suma relevancia presentar dos casos reales de utilización de aerogeneradores y de paneles solares en bases antárticas, “base científica uruguaya Artigas” [13] y “base belga Princess Elizabeth” [14]. La base uruguaya está situada a pocos kilómetros de distancia de la Base Escudero (3.5 kilómetros aproximadamente en línea recta) y cuenta con los dos tipos de tecnologías, solar y eólica, siendo posible utilizar sus factores de planta (FP) como referencia. En el caso de la base belga, por su lejanía a la Base Escudero (distancia aproximada del orden de los 3.500 kilómetros) no es posible extrapolar factores de planta a considerar como referencia.

La Figura 10 muestra la ubicación de las Bases Artigas y Escudero, y su distancia relativa (3.5 km aproximadamente en línea recta).

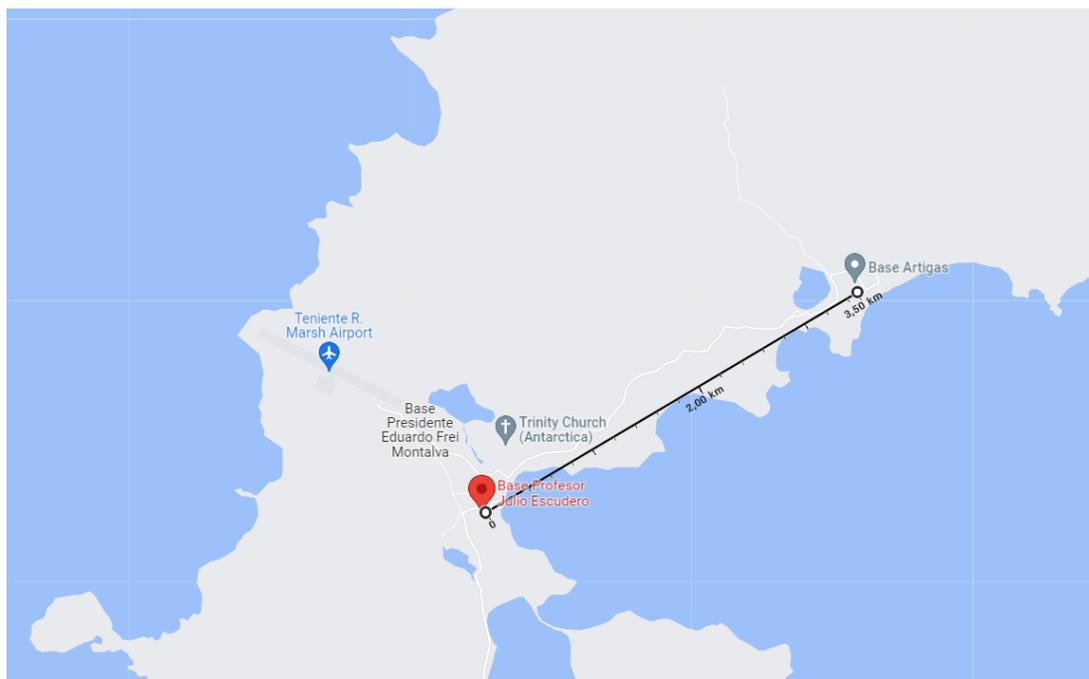


Figura 10 - Ubicación relativa Base Artigas-Base Escudero

Cabe destacar que para todas las alternativas de ERNC se recomienda contar con un banco de baterías en paralelo con los inversores conectados al bus de corriente continua, de tal manera de mitigar la variabilidad de la energía eléctrica suministrada a los electrolizadores, logrando así una producción de hidrógeno verde estable.

¹⁶Contemplando un espacio de 40 m² para dos contenedores aproximadamente.

El tipo de baterías recomendadas es de electrolito sólido (gel) para prevenir derrames en caso de que estas se volteen o caigan al suelo. Como ejemplo de una batería aplicable están las baterías de Litio–Ferrofosfato (Li-FePO4), cuyas características principales son las siguientes:

- Temperatura de carga: 0 - +45 °C
- Temperatura de descarga: -20 - +55°C
- Ciclos: 4.000
- Descarga: menor que 5%/mes
- Tipo de batería: Ciclo profundo

7.2.1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Con la finalidad de estimar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, se consideran a modo de referencia paneles solares fotovoltaicos del tipo monocristalinos con capacidad de 500 W por panel, de dimensiones 2 m x 1 m equivalente a 250 W/m² y una vida útil de 25-30 años, aunque debe considerarse que existe una pérdida de eficiencia de los paneles con el tiempo. Esto permitiría instalar una planta de 27,5 kW en los 110 m² utilizando estructuras a piso como se calcula a continuación:

$$\text{Capacidad Planta}_{\text{solar}} = 110 \text{ m}^2 (\text{área disponible}) * 250 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 27.500 \text{ W} = 27,5 \text{ kW}$$

De acuerdo con información obtenida de personal de la base científica uruguaya Artigas, se cuenta con un FP promedio anual cercano al 10% para paneles instalados a piso y un 6% para paneles en fachada de estructuras. Por lo tanto, esta planta entregaría un total estimado de energía eléctrica de 66 kWh:

$$\text{Energía Diaria}_{\text{solar}} = 27,5 \text{ kW} (\text{capacidad planta}_{\text{solar}}) * 24 \text{ h} * 10\% (\text{FP}) = 66 \text{ kWh}$$

Al considerar la literatura disponible [15] [16] e información de proveedores de electrolizadores de baja capacidad, se obtiene que en promedio se requieren 60 kWh para producir 1 kg de hidrógeno. Por lo que se podría producir aproximadamente 1,1 kg de H₂ al día con este sistema propuesto.

7.2.1.2 TURBINAS EÓLICAS

Para el caso de una planta ERNC con turbinas eólicas se considera un FP del 47%, de acuerdo con la información obtenida de personal de la base uruguaya Artigas. Como condición base, se requiere que las turbinas consideradas sean capaces de soportar los fuertes vientos (catabáticos) presentes en la zona de la Base Escudero.

Adicionalmente, cabe destacar y considerar en estudios específicos de impacto medioambiental, que las turbinas eólicas representan un potencial riesgo¹⁷ para las aves antárticas debido a las aspas del aerogenerador. Sin embargo, existen antecedentes entregados por personal de la base Artigas, la que cuenta con un año de operación de una turbina de 6kW en el área (ver Figura 11), que señalan que no han ocurrido accidentes de este tipo con aves.

¹⁷ Cabe señalar que el riesgo de colisión de aves puede variar según especie, rutas de vuelo y dimensiones del aerogenerador.

Para el cálculo referencial de la capacidad de una planta eólica en Base Escudero se utiliza el modelo instalado en la base uruguaya (SD6 6 kW del fabricante "SD Wind Energy"¹⁸, Figura 12), misma marca que también es utilizada en la base belga "Princess Elizabeth". Estas turbinas poseen certificación Clase I, soportando vientos de 70 m/s o equivalente de 252 km/hora y tienen una vida útil estimada de más de 25 años. Cuentan con una altura de 15 metros aproximadamente, diámetro de rotor de 5,6 metros y se estima un espacio de 2,5 veces este valor por turbina (45 m² por turbina¹⁹). De este modo se obtiene la siguiente capacidad instalada en 110 m²:

$$\text{Capacidad planta}_{eólica} = \frac{110 \text{ m}^2 (\text{área disponible})}{45 \text{ m}^2 (\text{área turbina})} * 6 \text{ kW} (\text{capacidad turbina}) = 14,6 \text{ kW}$$

Dicho resultado indica que en esta área se podrían instalar 2 turbinas, por lo que se obtiene una capacidad de 12 kW. El total de energía producido diario se estima a continuación:

$$\text{Energía Diaria}_{eólica} = 12 \text{ kW} (\text{capacidad planta}_{eólica}) * 24 \text{ h} * 47\% (FP) = 135,36 \text{ kWh}$$

Finalmente, esta cantidad de energía permitiría producir aproximadamente 2,25 kg de hidrógeno al día²⁰, siempre y cuando se cuente con la capacidad de electrólisis mínima necesaria (por ejemplo, 3 electrolizadores de producción máxima de 1 kgH₂/día).



Figura 11 - Imagen referencial base uruguaya "Artigas" Fuente: [18]

¹⁸ SD Wind Energy: <https://sd-windenergy.com/>

¹⁹ Según datos de fabricante y cálculos geométricos realizados por consultor.

²⁰ Considerando que para producir 1 kgH₂/día son necesarios 60 kWh/día.



Figura 12 - Imagen referencial base belga "Princess Elizabeth". Fuente: [15]

7.2.1.3 PANELES SOLARES OPTOELÉCTRICOS

Los paneles opto eléctricos son cristales semitransparentes con capacidad de producción de energía eléctrica a partir de radiación electromagnética mediante el efecto optoeléctrico, por lo tanto, no dependen de la incidencia directa de la luz del sol, lo que supone una ventaja ya que pueden trabajar con luz difusa y en cualquier orientación.

La capacidad promedio de estos paneles es aproximadamente de 100 W por metro cuadrado, que si bien es inferior a la capacidad de un panel fotovoltaico, presenta una serie de beneficios para casos de bajo factor de planta, además de la flexibilidad de su diseño y construcción. Algunas de las principales características se presentan a continuación:

- Larga vida útil (50 años) y son 100% reciclables.
- Pueden ser utilizados como recubrimiento de estructuras ya que pueden ser construidos con propiedades aislantes térmicas y acústicas, además de poder agregar tintes de colores o filtro infrarrojo, entre otros.
- No dependen de la orientación, pueden estar ubicados en paredes, techos o estructuras propias.

A modo de referencia, en formato horizontal, los 110 m² de terreno proyectado permitirían instalar:

$$110 \text{ m}^2 \text{ (espacio disponible)} * 100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \text{ (potencia paneles)} = 11.000 \text{ W} = 11 \text{ kW}$$

De acuerdo con información consultada a fabricante especialista en esta tecnología²¹, se estima que para la ubicación geográfica cada panel sería capaz de producir 800 Wh/m² por día, lo que representa un factor de planta del 33,3%.

$$\text{Energía Diaria}_{\text{optoeléctrico}} = 110 \text{ m}^2 * 800 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} = 88.000 \text{ Wh} = 88 \text{ kWh}$$

²¹ Braintech

De esta manera, la energía calculada permitiría producir aproximadamente 1,4 kg de hidrógeno por día. Cabe señalar que existe la oportunidad de mejorar la cantidad de energía producida con este tipo de tecnología si es que se utilizan adicionalmente paneles estructurales en las construcciones de Base Escudero.



Figura 13 - Panel solar optoelectrónico²².

Esta tecnología se presenta como una alternativa novedosa a explorar dado que sus características pueden resultar beneficiosas tanto por las condiciones climáticas en la Antártica, como también para considerar su integración en futuras construcciones en Base Escudero.

7.2.2 ELECTROLIZADOR

Para fines de cálculos se consideran electrolizadores de capacidad de producción aproximada de 0,5 Nm³/h o equivalente a 1 kg/día y 2,4-5 kW de potencia nominal de consumo eléctrico. Estos podrían ser de tecnología Alcalina, PEM o AEM, ya que todas ellas permitirían cumplir con los propósitos planteados. Ninguna de estas tecnologías es limitante para el cumplimiento de los objetivos.

7.2.3 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Se considera una capacidad mínima de 5 kg de hidrógeno gaseoso almacenados a un máximo de 30 - 40 bar de presión. Los electrolizadores comerciales de este tamaño producen el hidrógeno directamente a estas presiones, el cual al ser utilizado en Celdas de Combustible no requiere pasar por un proceso de compresión, debido a que estas trabajan con presiones de entrada no superiores a los 10 bar en los niveles de potencia requerida (aproximadamente 30 kW).

El almacenamiento deberá estar constituido por estanques o cilindros estacionarios, es decir, en una posición fija durante toda la vida útil del proyecto. Existen diferentes tipos de almacenamiento

²² Según información del fabricante Braintech

referidos como estanques tipo I, II, III o IV. Cualquiera de estos tipos aplica y dan solución a los requerimientos de almacenamiento.

A modo de referencia se estima que la capacidad volumétrica necesaria para almacenar 5 kgH₂ a 35 bar de presión sería de aproximadamente 1.800 litros (1,8 m³).

7.2.4 REGULADOR

Debido a la presión de trabajo de las Celdas de Combustible comerciales se requiere regular la presión entre el sistema de almacenamiento y las celdas. Se considera un sistema de regulación de presión manual o automático capaz de manejar presión de entrada de 0-40 bar y entregar una presión de salida acorde a las celdas de combustible. De acuerdo con la potencia de trabajo de la celda la regulación de presión de entrada varía entre 0,6-0,8 bar para celdas de baja potencia (inferiores a 5 kW) y de 10 bar para potencias superiores.

7.2.5 CELDA DE COMBUSTIBLE

Para producir energía eléctrica a partir del hidrógeno es necesario algún elemento que transforme su energía química en energía eléctrica. Una Celda de Combustible produce una reacción electroquímica cuando el hidrógeno aportado desde un estanque de almacenamiento reacciona con el oxígeno capturado del medioambiente, produciendo energía eléctrica en corriente continua y agua. Las celdas de combustible pueden producir voltajes en distintos niveles: 12VDC, 24 VDC, 36 VDC y 48 VDC. Siendo posible otros niveles de voltajes en celdas de mayor potencia.

Se recomiendan celdas tipo PEM, ya que son las más maduras tecnológicamente y con amplia disponibilidad en el mercado. Para lograr los 30 kW de potencia podrían utilizarse una o más Celdas de Combustible.

7.2.6 SISTEMA ELÉCTRICO

Se considera un sistema eléctrico de distribución capaz de inyectar la energía de la planta ERNC en la red eléctrica de la base en funcionamiento normal, permitiendo al sistema de producción de hidrógeno consumir energía eléctrica de dicha fuente en condiciones normales de operación.

Tanto las celdas como las baterías se conectan al bus DC de la planta ERNC, que a su vez va conectada al inversor que suministra energía alterna (AC) al tablero general (barra repartidora) de la base.

Adicionalmente, se deberá instalar un tablero de transferencia automática que permita aislar el laboratorio y abastecerlo directamente sin pasar por el tablero general.

7.2.7 SISTEMAS AUXILIARES

Los sistemas auxiliares asociados a la planta de producción de hidrógeno y a la(s) Celdas de Combustible corresponden a:

- Sensores para la detección de fugas de hidrógeno para instalaciones de interior.
- Sistema de alarma y detención manual y automática de emergencia.
- Sistema para mantener el clima interior en el rango de temperaturas de operación del equipamiento y para garantizar la renovación del aire²³.

²³ La renovación del aire dado que las Celdas de Combustible consumen oxígeno capturado del aire ambiente.

- Sistema de purificación/desmineralización²⁴ de agua para alimentar al (a los) electrolizador con agua de muy baja conductividad eléctrica, apta para el proceso de electrólisis.
- Estanque de agua purificada
- Bombas de agua.
- Sistema de purificación de hidrógeno necesario para garantizar el mínimo nivel de pureza requerido por las Celdas de Combustible.

7.3 POTENCIAL PLANTA ERNC EN INYECCIÓN DIRECTA A LA RED ELÉCTRICA DE LA BASE

Tomando en consideración los supuestos y características de la solución antes indicada, se determina el aporte directo de la planta ERNC a la Red Eléctrica de la Base Escudero.

A continuación, se detalla la producción de energía de manera semestral según tecnología de la planta ERNC:

Tabla 14: Producción de energía semestral de la planta ERNC (según tecnología)

Tecnología ERNC	Potencia instalada [kW]	FP	Disponibilidad [h]	Energía [kWh/día]	Energía [kWh/mes]	Energía [kWh/semestral]
Planta Solar	27,5	10%	2,4	66	1.980	11.880
Turbina Eólica	12,0	47%	11,3	135	4.061	24.365
Paneles Optoeléctricos	11	-	-	88	2.640	15.840

Luego, la energía consumida por la planta de hidrógeno se determina en base a la producción de hidrógeno necesario para el sistema de respaldo en función de las horas de cortes programados y no programados. Como norma general, se considera que para producir un kilogramo de hidrógeno se requieren aproximadamente 55 kWh de energía eléctrica. Tomando en cuenta que para el sistema de respaldo se necesitan 5 kg y se debe incluir la energía eléctrica base para su producción y un 30% adicional, correspondiente a los consumos del electrolizador y equipos auxiliares, la cantidad de energía consumida por la planta de H2 en un semestre (6 meses) se estima en el orden de los 10,7 MWh.

De los datos de consumos eléctricos, según período y variación de personal, entregado por INACH desde el mes de enero a junio se establece un total de 189,4 MWh de consumo eléctrico para la base Escudero.

De acuerdo con el sistema propuesto descrito en la sección 7.1, existirán momentos en que la planta de ERNC deberá responder a los requerimientos energéticos de producción de hidrógeno (cuando el estanque de almacenamiento se encuentre vacío), pudiendo existir un excedente de energía que sería inyectada a la Base Escudero. Por otro lado, cuando el almacenamiento de hidrógeno se encuentre lleno, la totalidad de la energía generada por la planta ERNC podrá ser inyectada y

²⁴ Se considera un sistema de desmineralización de agua potable debido a su disponibilidad. Se descarta una planta desalinizadora debido a su alto consumo energético y cantidad de agua requerida para la producción de hidrógeno.

consumida por la base. De esta manera, para ambos casos en la Tabla 15 se presenta el aporte energético de la planta ERNC (según tecnología) a la base:

Tabla 15: Aporte energético de la planta ERNC a la Base Escudero

Tecnología ERNC	Con Producción de H2			Sin Producción de H2
	Excedente energético [kWh]	Excedente energético [MWh]	Aporte energético a la base	Aporte energético a la base
Planta Solar	-	-	-	6%
Turbina Eólica	11495	11,5	6%	13%
Paneles Optoelectrónicos	2970	3,0	2%	8%

Finalmente, se observa que, en el caso de requerir producción de hidrógeno, el aporte de la planta ERNC en función del consumo energético de la base es poco significativo, en términos porcentuales, en un rango de 0 a 6 %. En tanto que para el caso de inyectar la totalidad de la energía generada al tablero (sin producir H2), los valores aumentan a un rango de 6 a 13%, siendo la alternativa eólica la de mayor aporte.

7.4 LAYOUT

La superficie disponible asignada por INACH es de 150 m², ubicada en la zona este de la base, como muestra la Figura 14. Para facilitar el diseño, transporte e instalación se consideran dos contenedores tipo oficina de 20 pies (ver Figura 15) adecuados a las condiciones climáticas del lugar. Entre las adaptaciones previstas se incluye la pintura anticorrosiva, dado el ambiente salino, climatización y paredes cortafuegos RF180, para aislar la zona de producción de hidrógeno con la zona de almacenamiento.



Figura 14 - Ubicación de planta H2 y planta ERNC. Vista general de Base Escudero (Izquierda) y zoom de terreno destinado para sistema propuesto (Derecha)

Se utilizan las siguientes estimaciones para determinar la superficie utilizada por el equipamiento requerido:

Electrolizador: 1 m²

Almacenamiento H2: 2 m² para 5 kgH2 almacenados a 35 bar de presión.

Sensores H2: montados en las paredes internas de los contenedores. Mínimo espacio requerido.

Panel eléctrico: se considera un espacio de 1,5 m a lo largo de la pared para la ubicación de tableros, pudiendo estos tener de 30 a 50 cm de profundidad.

Inversores: se considera un espacio similar a los paneles eléctricos para la ubicación de inversores.

Celdas de combustible, sistema de control y sistemas auxiliares: se consideran dos gabinetes de 1 m x 1 m cada uno para el montaje de las Celdas de Combustible, más sus respectivos sistemas de control y sistemas auxiliares.

Tratamiento de agua (RO): Se considera una pequeña planta de osmosis reversa, junto a un filtro de desmineralización de ser necesario.

Estación de regulación: se considera un área de 1 x 2 metros para su ubicación, pudiendo ser esta una instalación tipo skid²⁵ o un panel montado en pared.

Calefacción: se considera un espacio de 1,5 m por 50 cm de profundidad.

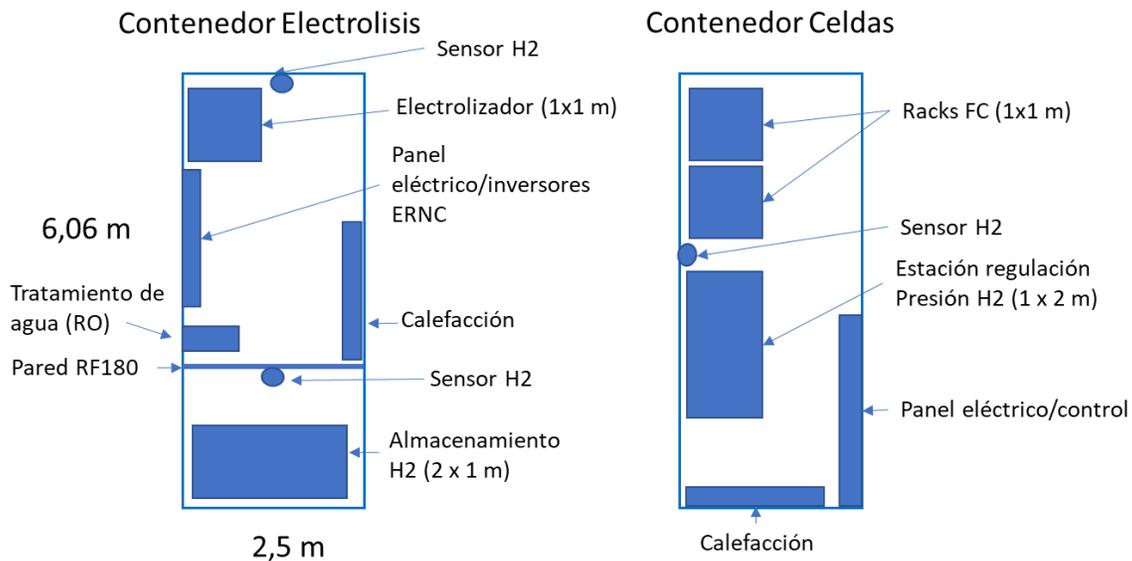


Figura 15 - Descripción layout de equipos

En la Figura 16 se muestra la distribución de espacio requerido para el sistema propuesto y en la Figura 17 una vista referencial de cómo se proyectaría en el plano de la base.

²⁵ Skid: Para fines de este contexto es una plataforma metálica que permite sostener/montar equipos.

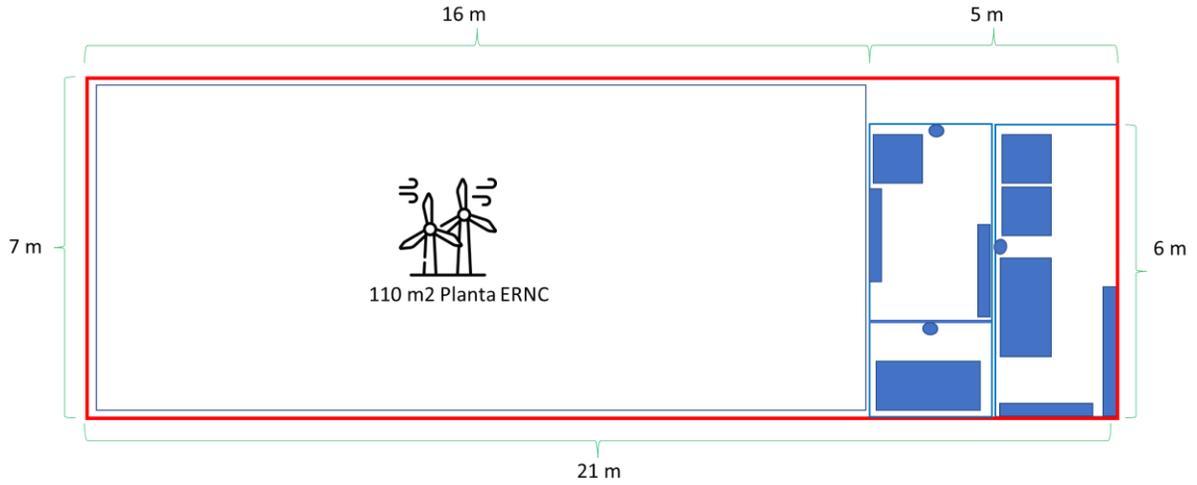


Figura 16 - Layout general de planta.

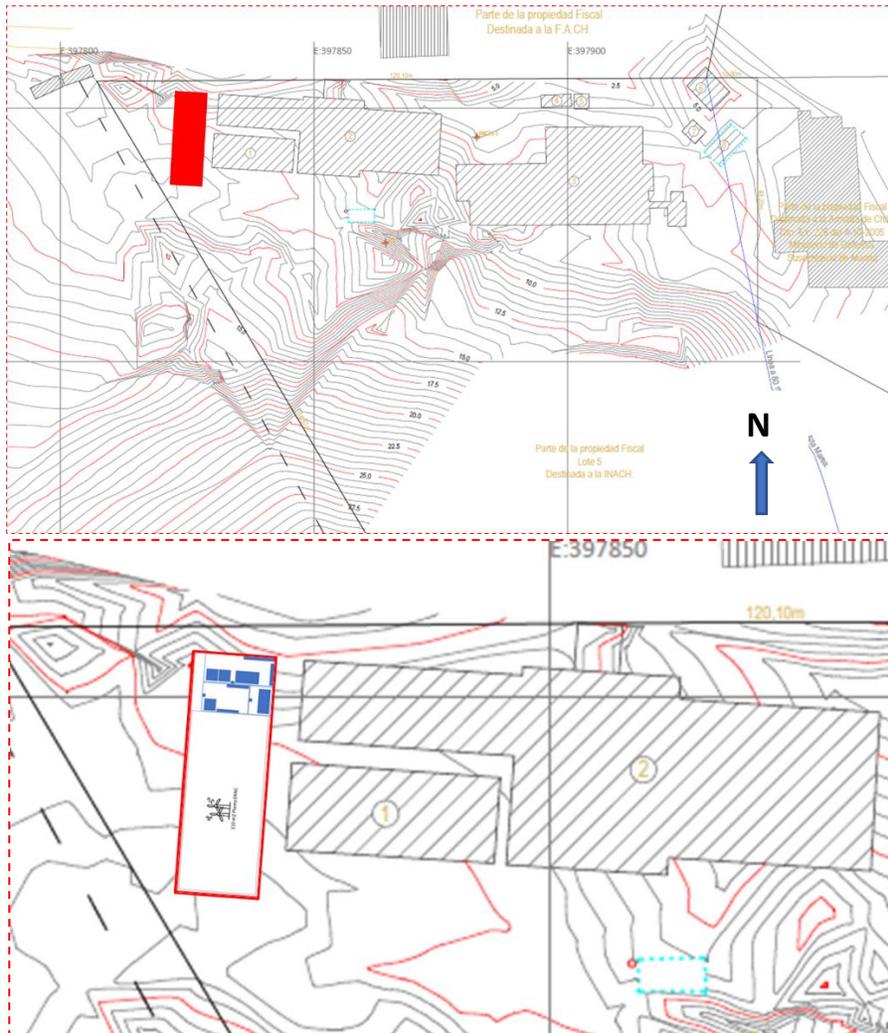


Figura 17 - Ubicación referencial en plano de Base Escudero. Vista general (arriba-NORTE) y detalle (abajo).

7.5 CÁLCULO DE RESIDUOS Y EMISIONES

Para el cálculo de residuos y emisiones que generaría la planta de producción de hidrógeno, celdas de combustibles y la planta ERNC, se ha considerado lo siguiente:

1. Se establecen dos escenarios para los cálculos de residuos y emisiones, uno Optimista (valor mínimo) y uno Pesimista (valor máximo). Promediando ambos se establece un valor referencial.
2. Los valores entregados son anualizados. Las dos excepciones son las emisiones de calor y el ruido, la primera expresada en términos de potencia (kW), y la segunda en términos de decibeles acústicos (dBA).
3. Los valores se obtuvieron en base a una producción de 25 kg de hidrógeno por temporada, de 600 horas de funcionamiento de electrolizadores por temporada, y de 30 horas de funcionamiento de Celdas de Combustible a potencia nominal de 30 kW en base anual.
4. La información de consumos, emisiones, subproductos como el oxígeno, han sido obtenidos directamente de las fichas técnicas de equipamiento de distintos fabricantes.
5. Las emisiones y residuos de la planta de producción de hidrógeno y de las Celdas de Combustible son: agua, hidrógeno, oxígeno, electrolito líquido (si es que aplica en el caso de los electrolizadores), calor y ruido.
6. El proceso de osmosis y desmineralización del sistema de tratamiento de agua tiene como objetivo eliminar las sales y minerales. Se asumirá el peor escenario: que el agua de descarte sale con una concentración de sales y minerales del doble que la entrada.
7. El calor generado por los equipos es estimado en función de la potencia nominal (kW) de los equipos y de su eficiencia.
8. Los datos del nivel de ruido emitidos por los equipos están medidos a una distancia entre 1 y 1.5 metros.
9. En este estudio no se mide el total de ruido que emite la planta, sino que se dan los valores por tipo de equipo. Para el cálculo del ruido combinado se requiere conocer la ubicación de los equipos, la geometría del lugar y la materialidad de la construcción.
10. El ruido que emite el banco de baterías queda exento de este estudio de prefactibilidad. La empresa consultora recomienda que dicho análisis se incluya en un estudio específico de la planta ERNC.

Los residuos provenientes de los equipos una vez concluida su vida útil es algo que el estudio no abarca, sin embargo, la empresa consultora considera pertinente que al ser materiales de un alto impacto en el ecosistema (silicio, litio, aluminio, acero, metales preciosos, plástico, etc.), esto quede sujeto a la Ley 20.920 REP (Responsabilidad Extendida del Productor) y a la Ley 21.505 de Almacenamiento en caso del banco de baterías que se estime para la planta ERNC.

Tabla 16 - Emisiones y residuos de la planta H2 y ERNC.

Emisiones y residuos (Valores anualizados)						
Ítems	Categoría	Estimación			Unidad	Comentarios
		Pesimista	Optimista	Promedio		
Planta RO	H2O descarte	400	160	280	l	Se considera un 50% (Pesimista) y un 20% (Optimista) el total de agua de descarte del proceso de osmosis. Esta agua tiene aproximadamente el doble de concentración de minerales en comparación a la que entra al proceso de tratamiento.
Electrolizador	Purga H2, venteado al ambiente	5	4	4,5	kgH2	Según ficha técnica del electrolizador el venteo es de hasta 20 NL (agua/hidrógeno) cada 12 horas. Se estima en base a 25 kgH2 requeridos por temporada.
Celda de Combustible	H2O descarte	31,5	28,8	30,15	l	La ficha técnica indica que la emisión de vapor de agua de la Celda de Combustible es de 32 ml/kWh aproximadamente. Esta agua es la resultante de la reacción química de los reactivos. Este valor va a depender de las horas en que la celda esté funcionando, es decir, los respaldos del laboratorio (30 horas anuales) y la potencia nominal del equipo (30 kW).
Electrolizador	O2 Subproducto, venteado al ambiente	400	300	350	kgO2	La norma general de los electrolizadores es que producen 8 kg de oxígeno por cada kilo de hidrógeno producido. Se cumple tanto para pequeña, mediana y gran escala. Cálculo realizado en base a producción anual de 50 kgH2.
Electrolizador	O2 Venteado al ambiente	32,04	26,7	29,37	KgO2	La ficha técnica el electrolizador de referencia indica un flujo de venteo 0,25 m3/h de oxígeno. Valor se calcula con la densidad volumétrica del oxígeno.
Electrolizador	H2 dentro del O2 purgado	0,92	0,12	0,52	kgH2	Considera un 2% del porcentaje que se venta desde el oxígeno con vapor de agua.
Electrolizador	KOH AEM	0,08	0,06	0,07	kgKOH	Se consideran que en 3,6 litros de agua existen aproximadamente 0,04 kg de electrolito KOH al 80% (Caso electrolizador AEM de referencia).
Electrolizador	H2O	46	12	29	l	El vapor de agua del electrolizador que se venta con el oxígeno tiene un rango entre 10-38 ml/h. Lo que significa que, en el peor de los casos, se produce casi un kg de vapor de agua por día.
Celda de Combustible	Calor	2	1,5	1,75	kW	El calor útil que emite la celda de combustible se puede considerar como porcentaje de la potencia nominal de operación del equipo. En el caso de las celdas se debe tener en cuenta que el calor que emiten se podría ocupar para cogeneración, pero a estos niveles de potencia tan bajos no se justifica recuperar este calor para otros fines.

Electrolizador	Calor	1,5	1	1,25	kW	El calor emitido por los electrolizadores se debe a su temperatura de operación en torno a los 50°C. Se estima aproximadamente un 40% de la potencia eléctrica consumida por un electrolizador que se transforma en calor.
Inversores	Calor	0,6	0,3	0,45	kW	El calor que emite el inversor es despreciable, esto se debe a que la energía que emite se debe solamente a los semiconductores y resistencias internas.

En la Tabla 17 se muestra el total de emisiones y residuos que genera la planta de hidrógeno y la planta ERNC. Para el cálculo del agua se consideran la resultante de los procesos de osmosis reversa, electrólisis y Celda de Combustible. Por otra parte, el oxígeno como derivado de la electrólisis tiene una participación significativa en los residuos finales.

Tabla 17 - Total de residuos y emisiones de las plantas H2 y ERNC.

Categoría	Estimación			Unidad	Comentarios
	Pesimista	Optimista	Promedio		
H2O	478	201	339	L	Se recomienda evaluar disponer el agua al sistema de tratamiento de agua local en la base.
H2	6	4	5	KgH2	Nulo impacto al medioambiente.
O2	432	327	379	KgO2	Nulo impacto al medioambiente.
KOH	0,08	0,06	0,07	kgKOH	Se recomienda hacer disposición mediante empresa autorizada para el tratamiento de residuos.
Calor	4	3	13	kW	Bajo impacto en el medioambiente por los niveles de potencia de calor generados anualmente.

En el caso del agua, se realiza una mezcla proveniente de los derivados del proceso de electrólisis y de la celda de combustible, junto con el agua residual de la planta de osmosis y se entregan como un único efluente. En la Figura 18 se puede ver la distribución del residuo, donde el 83% del agua corresponde al agua descartada por la planta RO y el restante 9% y 8% se distribuye entre el agua emitida por las Celdas de Combustibles y el proceso de electrólisis respectivamente.

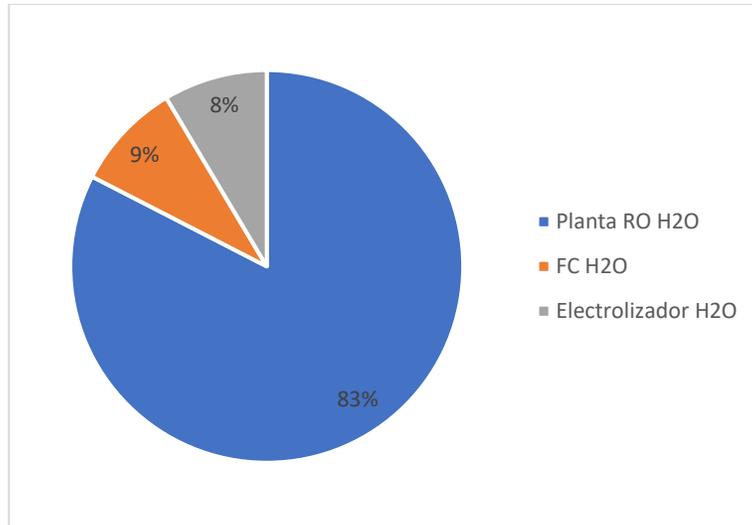


Figura 18 – Distribución de agua considerada como residuo según sistema de consumo.

A continuación, se detalla el ruido por tecnología en el proceso de producción. Estos valores son estimados entre 1 y 1.5 metros de distancia. El ruido que emiten los electrolizadores es el de mayor valor, seguido por las celdas de combustible e inversores.

Tabla 18 - Indicadores de ruido por tipo de equipo

Categoría	Estimación		
	Pesimista	Optimista	Unidad
Ruido			
Celda de Combustible	< 82	< 72	dBA
Electrolizador	< 95	< 85	dBA
Inversores	< 35	< 25	dBA

Se recomienda un estudio complementario para el caso del ruido que puede emitir la turbina eólica en la zona, debido a que va a depender de la velocidad/variabilidad del viento, comportamiento mecánico y aerodinámico de la turbina, factor de suelo del emisor (turbina) y el receptor (personas).

7.5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- El único residuo que debería ser adecuadamente procesado es el electrolito líquido utilizado por los electrolizadores (KOH).
- Se recomienda la evaluación del tratamiento del agua de descarte del proceso de RO por parte de la planta de potabilización de agua de la base.

8. DEFINICIÓN DE ACTIVIDADES, PERSONAL Y CAPACIDADES

En este punto se abordan la definición de actividades y las competencias requeridas por el personal a desarrollar tales actividades.

8.1 DEFINICIÓN DE ACTIVIDADES

Las actividades consideradas para el ciclo de vida del proyecto, junto con el desglose de tareas para cada una de ellas son expuestas a continuación.

8.1.1 PRE-CONSTRUCCIÓN

- **Licitación:** Estudio de prefactibilidad aprobado, confección de bases de licitación, proceso de licitación, proceso de adjudicación, y acuerdo y firma de contrato con empresa adjudicada.
- **Preingeniería:** Levantamiento de información, cálculos iniciales, estudios de suelos/sísmicos y definición de las características finales del proyecto de acuerdo con los equipos seleccionados por la empresa adjudicada.
- **Ingeniería:** Confección de planos, memorias de cálculo y planificación necesaria para la etapa de construcción y puesta en marcha.
- **Permisología:** Proceso de consultas a autoridades, confección de documentación requerida y presentación de permisos a las autoridades regulatorias.

8.1.2 CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA

- **Transporte de equipos:** Se estiman 2 contenedores marítimos estándar de 20 pies para el transporte. Un contenedor considerado para transportar el equipamiento (equipos de planta de hidrógeno, Celdas de Combustible, estanques de almacenamiento, sensores, sistemas auxiliares, módulos solares y/o turbinas eólicas en función de la decisión final). El segundo contenedor de transporte para almacenar estructuras y materiales para obras civiles relacionadas con la planta de hidrógeno y planta ERNC. Estos dos contenedores serían devueltos a Magallanes. Adicionalmente, se consideran dos contenedores acondicionados para alojar la planta de electrólisis, estanques de almacenamiento de hidrógeno, Celdas de combustible y sistemas auxiliares. Estos deben ser llevados hasta el puerto de embarque más cercano en Magallanes (Punta Arenas), donde el buque llevará los contenedores hasta la Bahía Fildes donde debe ser descargada y luego transportados hasta la base. El número final de contenedores dependerá de si la planta ERNC considera aerogeneradores para la producción de energía eléctrica.
 - **Transporte terrestre continente:** Se considera transporte en camión para los contenedores anteriormente mencionados.
 - **Transporte marítimo:** Transporte de contenedores desde puerto en Punta Arenas a Bahía Fildes.
 - **Transporte terrestre Antártica:** Para carga/descarga y movimiento en Base Escudero se utilizará maquinaria local. Sería requerido contar con maquinaria para carga y descarga perteneciente a la base china, utilizando para ello los acuerdos de cooperación internacionales que permitan contar con esta.
- **Obras civiles:** Se considera como parte de esta actividad los estudios (suelo y sísmico) necesarios para el correcto diseño de fundaciones, lozas y soportes necesarios para ubicar

los contenedores tipo oficina con equipamiento y las estructuras para paneles solares y/o turbinas eólicas de acuerdo con la normativa y regulación aplicable vigente.

- Estudio de suelos/sísmico.
- Remoción de tierra.
- Diseño de fundaciones/lozas/soportes.
- Construcción de fundaciones/lozas/soportes.
- Gestión y disposición de residuos.
- **Construcción Infraestructura:** Esta actividad considera la instalación de los contenedores, así como también todas las estructuras de soporte y sistemas auxiliares necesarios para el proyecto, incluyendo tuberías de gases de conexión interior y exterior, ductos eléctricos, conexiones de agua y otros. Esta etapa considera los siguientes hitos:
 - Montaje de contenedores.
 - Canalización eléctrica.
 - Canalización de gases.
 - Canalización hidráulica.
 - Acondicionamiento de contenedores.
 - Conexiones eléctricas.
- **Instalación de equipamiento:** Montaje de equipos, interconexiones, conexiones eléctricas, de agua, y canalizaciones para purga de hidrógeno y oxígeno.
- **Comisionamiento y puesta en marcha:** Procedimiento de arranque y comprobación de cada equipo en forma individual (pruebas SAT), operación del sistema integrado, y pruebas iniciales en distintas condiciones de operación. Entrenamiento y capacitación al personal de operación.

8.1.3 OPERACIÓN

- **Generación eléctrica planta ERNC:** Proceso continuo de generación energética con planta ERNC (solar y/o eólica).
- **Producción de hidrógeno:** Proceso de ejecución de planta de electrólisis para obtención de hidrógeno a partir de agua y energía eléctrica.
- **Corte no programado/respaldo energético de laboratorio con H₂:** En caso de corte del generador principal (fuente primaria de energía), se aislará el laboratorio mediante el sistema de transferencia automático y se proporcionará energía al laboratorio mediante las Celdas de Combustible a hidrógeno. Para implementar este mecanismo de control se requiere de un transductor de impedancia (resistencia eléctrica) conectado al sistema de alimentación primaria, el cual genera una variación de impedancia ante el corte de alimentación primaria el cual es detectado por las Celdas de Combustible con su consecuente entrada en operación.
- **Mantenimientos preventivos y correctivos:** Se deberán realizar mantenimientos preventivos rutinarios por parte de los operadores del sistema (residentes en la base) con una periodicidad recomendada semanal (inspección visual, limpieza y cambio de filtros). Inspecciones programadas de carácter preventivo a realizar por expertos una vez por temporada o en base anual de acuerdo a especificaciones de cada equipo. Para estas últimas se requerirá presencia de personal especializado no residente en la base. Para el manejo de situaciones de fallas (mantenimiento correctivo), se recomienda establecer un contrato de mantenimiento con empresa de la región, mantener un conjunto de repuestos

almacenados en la base, y capacitar a operadores residentes en la base que sirvan de “manos remotas” guiados por la empresa contratista. La empresa contratista debe poder realizar escalamiento de nivel 2 y de nivel 3, con todos los fabricantes del equipamiento involucrado y desarrollar procedimientos de mantención preventivas y correctivas.

8.1.4 CIERRE DEL PROYECTO (10 AÑOS)

Una vez alcanzada la vida útil del sistema, proyectada a 10 años, se cuenta con 3 caminos posibles a tomar:

- **Continuación de la operación (renovación de equipamiento):** Para un escenario de continuación de operación las reinversiones más importantes están relacionadas con el cambio o renovación de los stacks de los electrolizadores y de las Celdas de Combustible. La vida útil estimada promedio de los stack es de 80.000 horas. Se recomienda desarrollar un análisis detallado de acuerdo con el equipamiento seleccionado y evaluar en la estimación económica proyectada a más de 10 años. Se deberá evaluar reinversiones correspondientes a eventuales recomendaciones de los fabricantes como, por ejemplo: cambio de rotores de aerogeneradores y otros.
- **Escalamiento de la operación:** Este escenario podría desarrollarse antes de la vida útil proyectada a 10 años o una vez alcanzada, dependiendo de la evolución de la tecnología y los costos asociados a la inversión del equipamiento. Junto con el escalamiento a una generación de energía eléctrica mayor, se deben considerar las actividades descritas anteriormente para el escenario de continuación de operación, lo cual se traduciría en consideraciones de reinversiones en renovación de equipamiento.
- **Término de operación (desmontaje, transporte, disposición final de equipos):** En caso de decidir no continuar con el proyecto, al cabo de la vida útil de los equipos, o por decisión de cierre anticipado por otras razones, se deberá considerar un equipo de personas para las actividades de desmontaje, así como el transporte de los equipos y estructuras desechadas a Magallanes junto a su disposición final. En el caso de electrolizadores y Celdas de Combustible, recomendamos evaluar en el proceso del proyecto aquellas marcas que cuenten con procedimientos de devolución de equipamiento para su reciclaje o disposición final. Se recomienda comenzar con esta evaluación y planificación de actividades con una antelación de 2 años a la fecha de cierre del proyecto.

8.2 DEFINICIÓN DE PERSONAL Y CAPACIDADES

Se separa el proyecto en distintas etapas con el objetivo de determinar el tipo de profesionales requeridos en cada una de ellas. Posteriormente se presenta una tabla con los perfiles mínimos recomendados para el proyecto. Esta sección no considera la planta ERNC.

- **Etapas de Pre-construcción:** Las actividades consideradas y desarrolladas en la sección 8.1.1 son: licitación, preingeniería, ingeniería y permisología. Se recomienda que INACH, en categoría de cliente, considere una persona como contraparte técnica del proyecto que cuente con los conocimientos mínimos para comprender las tecnologías asociadas, el tipo de equipamiento requerido, y su integración (sistema). Adicionalmente, se considera necesario que posea habilidades de administración suficientes para llevar a buen término las actividades que comprende el proyecto. Se sugiere un perfil de ingeniería civil industrial,

eléctrica, mecánica, química o carrera afín con experiencia previa en proyectos de ingeniería que involucren proyectos de energías renovables e idealmente hidrógeno verde, con al menos 5 años de experiencia comprobable en gestión de proyectos. Por parte de la empresa desarrolladora se recomienda exigir un equipo de trabajo calificado incluyendo un responsable con perfil de ingeniero civil, mecánico, eléctrico, químico o carrera afín con experiencia comprobable en el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

- **Etapas de Construcción y puesta en marcha:** Las actividades consideradas y desarrolladas en la sección 8.1.2 son: transporte de equipos, obras civiles, construcción de infraestructura, instalación de equipamiento, y comisionamiento y puesta en marcha. Al igual que para la etapa de pre-construcción aplica el mismo perfil de cargo para la persona de INACH (contraparte cliente), y para la empresa desarrolladora el mismo equipo de trabajo descrito en la etapa anterior, pero que además demuestre capacidad previa en la ejecución de proyectos de este tipo.
- **Etapas de Operación y mantenimiento:** Las actividades consideradas y desarrolladas en la sección 8.1.3 son: generación eléctrica planta ERNC, producción de hidrógeno, cortes no programados/respaldo energético del laboratorio con H₂, y mantenimiento preventivo y correctivo. Una vez comisionado y entregado el proyecto, se comenzará la fase de operación y mantenimiento. Para esta fase se recomienda que el desarrollador del proyecto incluya dentro de su oferta una adecuada capacitación para el personal de INACH. En cuanto a capacidades y personal de INACH, se debe contar con al menos una persona capacitada (“manos remotas”) por los expertos para operar y atender los equipos presencialmente, de forma que pueda realizar chequeos y mantenimientos básicos, los cuales incluirán inspecciones visuales, chequeos generales y limpieza de filtros. Además, se recomienda que dentro de esta capacitación las personas incorporen habilidades mínimas que les permitan realizar paradas de emergencia y modificaciones básicas al sistema tales como: cierre de válvulas, capacidad de operación de equipos e instrumentación, corte, doblado e instalación de tuberías de acero inoxidable de pequeño diámetro.

Para el perfil de los técnicos se recomienda que tengan conocimientos y experiencia en instalaciones eléctricas, de gases y agua, y que cuenten con certificación.

Etapas de Cierre del proyecto: Las actividades consideradas y desarrolladas en la sección 8.1.4 son: continuación de operación, escalamiento de operación y término de operación. Al igual que para la etapa de construcción y puesta en marcha se recomienda que INACH cuente con personal administrativo para gestionar el cierre, con un cargo similar al recomendado para esta etapa.

La siguiente tabla resume el tipo de perfiles profesionales sugeridos anteriormente para cada una de las etapas del proyecto:

Tabla 19 - Resumen personal recomendado

Actividades	Cliente final (INACH)	Empresa desarrolladora
Pre-construcción	Contraparte técnica: Perfil de ingeniería civil industrial, eléctrica, mecánica, química o carrera afín a proyectos de ingeniería e hidrógeno verde con al menos 5 años de experiencia comprobable en	Equipo de ingeniería capacitado. Encargado del proyecto: perfil de ingeniería civil eléctrica, mecánico, química o carrera afín con experiencia comprobable en el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

Actividades	Cliente final (INACH)	Empresa desarrolladora
	administración de proyectos y conocimiento general en la cadena de valor del hidrógeno verde.	
Construcción y puesta en marcha	Contraparte técnica (mismo que pre-construcción)	Equipo de ingeniería. Encargado del proyecto (mismo de pre-construcción). Capacidad de ejecución ya sea con personal propio o externo (perfil de instaladores eléctricos, de aguas y de gases, montajistas, ingeniero civil, calculista o perfil afín a obras civiles).
Operación y mantenimiento	Siempre contar con al menos una persona en la Base Escudero que se encuentre capacitada por proveedor de equipamiento para operación y mantenimiento básico de la planta.	Capacidad de monitoreo remoto (opcional). Capacidad de soporte remoto.
Cierre del proyecto	Contraparte técnica (mismo que pre-construcción)	Empresa de logística o similar capaz de realizar actividades de desmontaje, transporte y disposición final de materiales, equipos y residuos.

9. ESTUDIO DE CAPEX Y OPEX

Se realiza una estimación de las inversiones en capital (CAPEX) y gastos operacionales (OPEX) necesarios para ejecutar y operar el proyecto. Tanto el CAPEX como el OPEX se estiman por separado para la planta ERNC, por una parte, y para las plantas de producción de hidrógeno y generación de energía eléctrica por otra.

La metodología utilizada para la estimación de los valores considera escenarios optimistas (valores mínimos) y pesimistas (valores máximos). A partir de ambos se estiman escenarios promedios referenciales (valores medios). En algunos casos en los cuales no se consiguieron ofertas o cotizaciones actualizadas de proveedores, se utilizaron datos históricos recientes disponibles por parte del consultor²⁶.

9.1 CAPEX

Las consideraciones utilizadas para la estimación del CAPEX fueron las siguientes:

1. Todos los valores se consideran netos (sin IVA).
2. La cantidad de equipos para cada ítem está determinada para el caso de solución propuesta (sección 0).
3. Los precios contemplan los equipos dispuestos en Chile (nacionalizados), y consideran en el caso de productos adquiridos en el extranjero, un factor de internación promedio del 10% que se aplica a los valores fábrica (Ex Works).
4. Para el cálculo del CAPEX global se han considerado los equipos correspondientes a los siguientes subsistemas:
 - a. Planta ERNC
 - b. Planta de producción de hidrógeno.
 - c. Estanques para el almacenamiento de hidrógeno.
 - d. Celdas de Combustible y regulador de presión.
 - e. Sistemas de seguridad y sistemas auxiliares.
5. Se contemplan los servicios correspondientes a: obras civiles, transporte, montaje, conexión y Comisionamiento y puesta en marcha de la solución.
6. Esta sección analiza la planta ERNC de manera separada y sólo como una estimación referencial.
7. La diferencia de valores entre los escenarios pesimista y optimista se deben a características como tipos de tecnologías, ubicación geográfica del proveedor, o porcentajes aplicados de acuerdo con experiencias previas del consultor.

Los fabricantes o proveedores considerados²⁷ son de Europa, China y USA, y cuentan con certificaciones internacionalmente reconocidas.

²⁶ Cuando no se consiguieron valores actualizados para el OPEX estos se estimaron basados en porcentajes históricos de proyectos similares desarrollados por el consultor. Estos porcentajes se aplican como porcentaje del CAPEX.

²⁷ Debido a cláusulas de confidencialidad de algunos proveedores, la empresa consultora determina no hacer públicas las cotizaciones ni los nombres de los proveedores consultados.

9.1.1 CAPEX PLANTA HIDRÓGENO

A continuación, se presenta el CAPEX estimado para la planta de hidrógeno, la cual considera:

Tabla 20 - Estimación CAPEX Planta de Hidrógeno.

Categoría	Ítem	Valor estimado USD			Comentario
		Mínimo	Máximo	Promedio	
Equipos	Electrolizador	18.307	55.000	35.436	<p>Precios de mercado referenciales para un electrolizador de capacidad 0,5 Nm³/h (entre 2,4-5 kW). Hubo obstáculos para obtener cotizaciones/ofertas debido a las pocas opciones de fabricantes focalizados en este rango de potencia.</p> <p>Otra barrera encontrada fue que algunos proveedores exigen contratos de exclusividad/ confidencialidad u otros tipos de documentos de garantía que no correspondían a un estudio de prefactibilidad por lo que no se obtuvo valores referenciales en aquellos casos.</p> <p>Finalmente, el precio promedio se basa en dos proveedores con capacidad equivalente de 0,5 Nm³/h, tecnologías AEM y PEM.</p>
	Estanque de almacenamiento H2	27.940	40.315	34.128	<p>Precios de mercado para estanques de hidrógeno para almacenamiento a presiones entre 30 y 60 bar con capacidad aproximada de 5 kg.</p> <p>Se obtienen cotizaciones de dos proveedores que cuentan con productos que se ajustan a la cantidad requerida.</p>
	Purificador de agua	600	1.800	1.305	<p>Precios de mercado para purificadores que utilizan tecnologías de osmosis reversa combinada con filtros de desmineralización.</p> <p>Promedio de tres proveedores, uno local y dos internacionales.</p>
	Estanque de agua 500 L	93	95	94	<p>Promedio de precios obtenidos en el mercado local para estanques de 500 litros (3 proveedores)</p>
	Bomba de agua	103	408	211	<p>Promedio de precios de mercado local para bombas de agua de aproximadamente 4 bar y 20 L/min (3 proveedores)</p>
	Integración	5.430	6.840	6.135	<p>Cálculo del consultor según precios locales e internacionales de componentes necesarios para estructuras de soporte para los equipos, elementos auxiliares de montaje y otros según las alternativas de electrolizadores y Celdas de Combustible encontrados.</p>

Categoría	Ítem	Valor estimado USD			Comentario
		Mínimo	Máximo	Promedio	
					Se realizan dos cálculos según el tipo de montaje requerido (en rack o montaje directo del equipo) y se calcula valor promedio. Considera integración con los equipos de la base.
	Piping ²⁸	622	968	795	Estimación de piping según área y perímetro establecido para equipamiento (2 contenedores de 20 pies). Considera piping de agua, oxígeno e hidrógeno. Valores basados en dos cotizaciones de proveedores distintos, uno local y uno internacional.
	Celda de combustible 30 kW	128.906	156.305	142.605	Promedio de valores de mercado para celdas de combustible PEM de potencia equivalente 30 kW. Se obtuvieron valores de dos proveedores, el primero en base a 3 celdas de 10 kW y una segunda de 12 celdas de 2,5 kW.
	Regulación de presión	4.155	4.155	4.155	Precio de proveedor de Celdas de Combustible que incluye módulo de control de combustible (regulación de presión).
	Inversor 30 kW	3.540	6.300	4.814	Promedio de valores de mercado local para inversores de 30 kW. Promedio en base a 3 proveedores.
	Tablero de transferencia automático (TTA)	780	5.000	2.260	Se cotizan tableros de transferencia automáticos localmente para 30 kW para el sistema de respaldo del laboratorio. Promedio de 3 proveedores.
	Sensor H2	3.286	4.460	3.982	Se consideran 2 sensores de hidrógeno para la seguridad, uno para la planta de producción de hidrógeno y un segundo para detección de fuga de los estanques de almacenamiento. Se cotizan 3 alternativas localmente y se calcula promedio.
	Sensor temperatura	100	1.390	533	Se consideran sensores de temperatura para los dos contenedores tipo oficina.

²⁸ Tuberías de acero inoxidable para hidrógeno, agua y purga de oxígeno.

Categoría	Ítem	Valor estimado USD			Comentario
		Mínimo	Máximo	Promedio	
					Se calcula el promedio en base a tres proveedores locales.
	Alarma	65	118	89	Alarma y baliza para sistema de seguridad. Se calcula en base a 3 proveedores locales.
Infraestructura	Contenedor (2 unidades)	13.000	24.000	17.667	Promedio de valores para dos contenedores tipo oficina adaptados a los requerimientos del proyecto. Considera división interna para impedir propagación de fuego (pared RF180). Incluyen acondicionamiento térmico (aislación y calefacción/aire acondicionado). Promedio en base a tres proveedores locales.
	Acondicionamiento adicional de contenedores	2.600	7.200	4.900	Valores estimados en base a precios de contenedores acondicionados para el clima de la Antártica. Se considera un caso Optimista (20%) y pesimista (30%) de la categoría anterior. En base a cotización de modificaciones para proyecto previo del consultor (pintura anticorrosiva para ambientes salinos, cambios estructurales, aislación adicional, climatización, ventilación, otros).
Transporte	Transporte a Base Escudero	60.000	60.000	60.000	Valor para el transporte marítimo desde puerto en Magallanes a la base. Precio obtenido a partir de información entregada por empresa de transporte DAP.
	Transporte terrestre	16.000	24.000	20.000	Valor estimado para transporte terrestre de carga en contenedor de 20 pies desde Región Metropolitana a Región de Magallanes. Valor considera los 4 contenedores. En base a experiencia y cotizaciones previas del consultor.
Servicios	Sistema de control y automatización	9.000	15.000	12.000	Cálculo del consultor para desarrollo local de sistema de control y automatización, incluyendo costo del PLC y elementos auxiliares.

Categoría	Ítem	Valor estimado USD			Comentario
		Mínimo	Máximo	Promedio	
					<p>A partir de caso optimista y pesimista en base a experiencias previas similares del consultor.</p> <p>Incluye conexión a la red, tablero eléctrico, sistemas de seguridad, desarrollo de software de control y monitoreo.</p>
	Obras civiles	72.000	107.000	89.500	<p>Valor estimado para las obras civiles incluyendo fundaciones, soportes y/o lozas necesarias para instalación de contenedores tipo oficina. Cálculo realizado a partir de un contratista local (RM) sobredimensionando un 50% y cotización de empresa contratista Bravo Izquierdo que ha realizado trabajos en la Base Escudero.</p>
	Porcentaje de servicios adicionales (montaje/prevención de riesgos/estudios adicionales/otros)	16.762	7.722	27.242	<p>Servicios adicionales e imprevistos incluyendo montaje, canalización de tuberías, arreglos generales, modificaciones menores, compra de materiales adicionales, etc.</p> <p>Se calcula en base a experiencia previa de proyectos anteriores del consultor.</p> <p>Para caso optimista (8%), pesimista (12%) y promedio (10%).</p> <p>Estos porcentajes están calculados en función del costo de todos los equipos anteriormente mencionados.</p>
	Porcentaje viajes/viáticos/ otros	4.191	22.323	13.257	<p>Precio en base a porcentaje calculado de proyectos pasados del consultor de monto similar al presente sin contar transporte y la ubicación.</p> <p>Considera un equipo de 3 personas con base en Santiago, vuelo ida y vuelta a Punta Arenas, estadía en Punta Arenas en espera de barco de transporte hacia la Antártica, y viáticos diarios por concepto de trabajo fuera del lugar de habitación durante 3 semanas. No considera costos de alimentación y hospedaje en Base Escudero.</p> <p>Optimista (2%), pesimista (4%) y promedio (3%) en función de equipamiento detallado en las secciones anteriores.</p>
	HH Ingeniería	20.000	40.000	29.600	<p>Valores de ingeniería consideran diseño y documentación del proyecto.</p>

Categoría	Ítem	Valor estimado USD			Comentario
		Mínimo	Máximo	Promedio	
					Estimación en base a 3 proveedores en proyectos de hidrógeno de montos similares.
Total USD		407.481	620.399	510.707	

9.1.2 CAPEX PLANTA ERNC

En la Tabla 21 se muestra el CAPEX estimado para la planta ERNC, la cual considera tres alternativas: planta fotovoltaica, turbinas eólicas y paneles optoelectrónicos.

Para la alternativa planta fotovoltaica está considerado un banco de baterías. Para las otras dos alternativas no se estimó un monto de inversión, el cual debe considerarse en una posible fase futura de ingeniería de detalle.

Tabla 21 - Estimación CAPEX planta ERNC

Alternativas	Ítem	Valor estimado USD	Comentario
Planta fotovoltaica	Planta PV 27 kW	51.624	Estimación de un proyecto solar de 27 kW, utilizando paneles monocristalinos de 500 W. Cálculo realizado en base a valores obtenidos de 2 proveedores.
Turbinas Eólicas	Planta eólica 12 kW	85.650	Cálculo en base a cotización de dos turbinas eólicas de 6 kW obtenidas directamente del fabricante. Valor no considera instalación en sitio.
Paneles Optoelectrónicos	Planta optoelectrónica 11 kW	19.800	Valor de paneles solares optoelectrónicos horizontales de 100 W. No incluye estructuras, sólo precio de módulos fotovoltaicos.

9.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS CAPEX

En la Tabla 22 se consolidan los valores del CAPEX de la planta de hidrógeno, presentados en la Tabla 20, por categoría.

Se obtiene un CAPEX con un rango desde un mínimo de 407.481 USD en el caso optimista y un máximo de 620.399 USD para el caso pesimista, obteniéndose un promedio referencial de 510.707 USD. Esto corresponde a una variabilidad de -20% a +21% en torno al valor promedio.

Tabla 22 - Desglose CAPEX planta de hidrógeno.

Ítem	Caso Optimista		Caso Pesimista		Caso Promedio	
	Precio USD	Porcentaje	Precio USD	Porcentaje	Precio USD	Porcentaje
Equipos	193.928	48%	283.153	46%	236.541	46%
Infraestructura	15.600	4%	31.200	5%	22.567	4%
Transporte	76.000	19%	84.000	14%	80.000	16%
Servicios	121.953	30%	222.045	36%	171.599	34%
Total	407.481	100%	620.399	100%	510.707	100%

Al analizar la ponderación de cada ítem de la Tabla 22, se identifican las siguientes observaciones por categoría:

Equipos: Es la categoría con mayor impacto en la inversión inicial, siendo alrededor del 48% en el Caso Optimista (193.928 USD) y 46% en el Pesimista (283.153 USD). Dentro de esta categoría, las Celdas de Combustible representan en promedio el 60% (142.605 USD) del valor total de los equipos.

Servicios: Representa el segundo costo de mayor impacto, con un 34% (171.599 USD) de valor promedio, siendo el elemento de mayor impacto las obras civiles con un 52% (89.500 USD), lo que se debe principalmente a la dificultad de la ubicación geográfica para el trabajo de este tipo de obras.

Transporte: Impacta en promedio en un 16% (80.000 USD), y es un factor altamente variable ya que depende de la eficiencia que se pueda lograr en la logística de acopio de componentes del proyecto, así como también el tipo de embalaje tanto para el transporte terrestre como del marítimo.

Infraestructura: Es el costo más bajo con un 4%, donde los contenedores tienen la mayor participación en el valor final.

En la Figura 19, Figura 20 y Figura 21 se entregan los resultados de distribución de CAPEX para la planta de hidrogeno proyectada para los casos optimista, pesimista y promedio respectivamente.

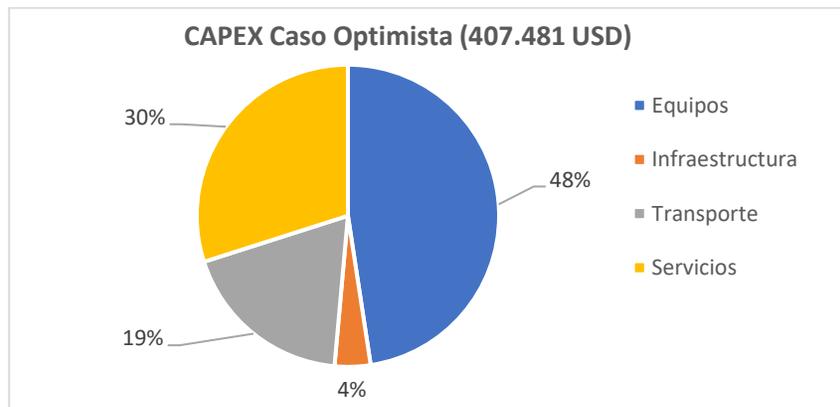


Figura 19 – Distribución de costos caso optimista CAPEX planta H2.

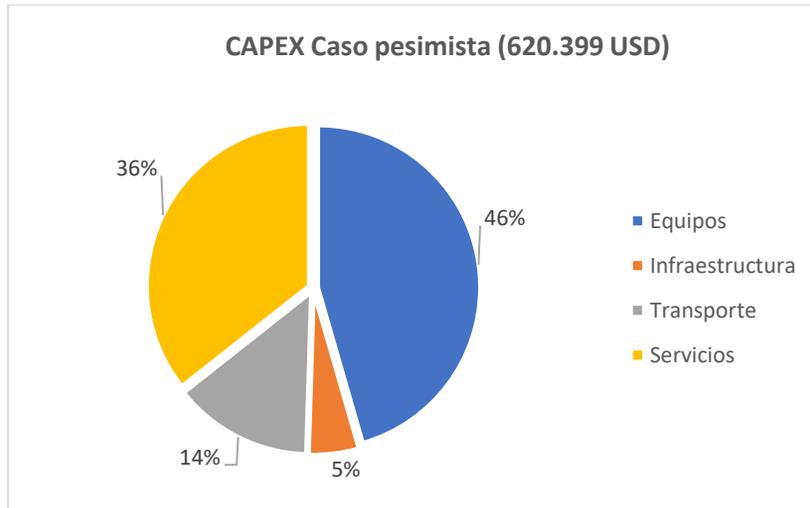


Figura 20 - Distribución de costos caso pesimista CAPEX planta H2.

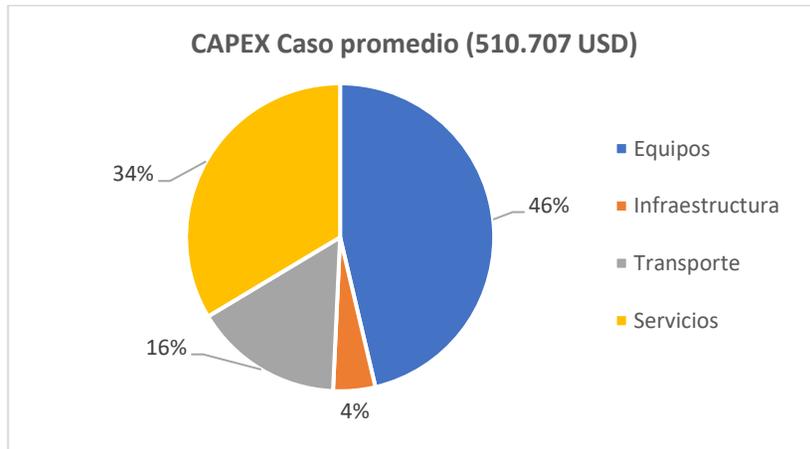


Figura 21 - Distribución de costos caso promedio CAPEX planta H2.

En la Tabla 23 se muestra el CAPEX agregado tanto de la planta de producción de hidrógeno como de la planta ERNC para los tres casos:

Tabla 23 - CAPEX planta hidrógeno más planta ERNC.

Tecnología ERNC	Caso Optimista USD	Caso Pesimista USD	Caso promedio USD
Planta Solar	459.105	672.023	562.331
Turbina Eólica	493.131	706.049	596.357
Paneles optoelectrónicos	431.681	644.599	534.907

Dado lo anterior se destaca lo siguiente:

- El CAPEX está ubicado en un rango entre 431 mil USD y 706 mil USD. Es importante reiterar que la planta ERNC no necesariamente utilizaría una única tecnología, sino que por ejemplo podría combinar paneles solares y turbinas eólicas. En consecuencia, la dispersión de valores para el CAPEX podría variar en un porcentaje menor.
- Si bien estos valores apuntan a la selección de la tecnología de paneles optoelectrónicos para el proyecto, las alternativas para la planta ERNC deben ser analizadas en mayor profundidad en caso de avanzar en la iniciativa. Las tres alternativas presentadas para la planta ERNC no son totalmente equivalentes, más aún, como se comentó en el punto anterior, esta podría estar constituida por la combinación de tecnologías.

9.2 OPEX

Las consideraciones utilizadas para la estimación del OPEX fueron las siguientes:

1. Todos los valores estimados están representados en valores netos (sin IVA).
2. Dada la ubicación del proyecto y la experiencia del consultor en proyectos de locaciones remotas, hay algunos valores a los que se les consideró un factor adicional de un 20% por dificultades logísticas.
3. Los valores presentados son anualizados.
4. No se considera el costo del agua por dos motivos: es entregada sin costo a la base por la FACH y la cantidad requerida es menor a un metro cúbico anual.
5. La energía eléctrica no se considera dentro del OPEX dado que se produce gracias a las inversiones (CAPEX) propias del proyecto, a partir de la energía generada por la planta ERNC.
6. No se considera en el OPEX el costo asociado a recursos humanos destinados a la operación. Al ser un proyecto de menor envergadura, se considera que el propio personal de la base será capacitado en las labores de operación en el mantenimiento preventivo como de apoyo a los mantenimientos correctivos. Si se considera el OPEX asociado a un contrato de mantenimiento con empresa externa.
7. El plan de mantenimiento de la planta de hidrógeno considera, de manera conservadora, dos visitas anuales a la base (meses de octubre y marzo).
8. Los planes de mantenimiento de la planta fotovoltaica consideran dos visitas anuales a la base y un sistema de monitoreo remoto permanente por parte de la empresa encargada. El mantenimiento de la planta fotovoltaica consiste en dos operaciones:
Mantenimiento general: Consiste en una limpieza a los módulos solares, infraestructura, caseta de los inversores y baterías, revisión de tablero eléctricos, string, protecciones, y otros.
Reporte de desempeño: El reporte de desempeño se da tanto en instalaciones On Grid como Off Grid. En este caso la planta fotovoltaica sería del tipo off-grid (desconectada a la red). Para el caso de una instalación off grid consiste en un reporte de generación de energía, desempeño y eficiencia de los inversores, monitoreo y rendimiento del sistema global.
9. Para el caso de la planta eólica se considera estimaciones del Informe de costos de Tecnologías de Generación (CNE, abril 2022). Si bien este informe está enfocado para tecnologías “utility - scale” (gran escala, correspondiente a empresas generadoras de un

sistema eléctrico), se puede hacer una proporción para proyectos PMGD o de menor escala, como es el caso de este estudio.

9.2.1 OPEX PROYECTO DE HIDRÓGENO

La Tabla 24 detalla los valores de los costos operativos anualizados de la planta de hidrógeno. Las categorías son 4, a saber: Planta de hidrógeno, Celdas de Combustible, instrumentación y personal destinado para el funcionamiento de la planta. Cada una de estas se subdividen en distintos ítems.

Los casos se distribuyen para escenario optimista (valor mínimo), escenario pesimista (valor máximo) y escenario promedio referencial (valor medio), con el fin de obtener rangos de valores provenientes de distintas fuentes para una correcta estimación.

Tabla 24 – Estimación OPEX planta H2

Categoría	Ítems	Valor estimado [USD]			Comentarios
		Mínimo	Máximo	Promedio	
Planta producción H2	Agua	-	-	-	El agua es proporcionada por la FACH a la base y no se considera dentro del OPEX. Cabe destacar que el consumo de agua es muy inferior al consumo de una persona adicional en la base (1 m3 anual). Considerando 50% de descarte de la planta de tratamiento, se duplica la cantidad de agua necesaria por kg de hidrógeno, de 10 a 20 l/kg de H2.
	Electricidad	-	-	-	Al tener una fuente de energía propia, como es el caso de la planta ERNC, se estima un costo como inversión de activo y no un costo operacional.
	Insumos planta RO	720	895	808	Empresa consultora estima un 40% de la inversión para purificador de agua, La estimación se considera en base a proyectos anteriores ejecutados por el consultor.
	Mantenimiento	360	450	405	Empresa consultora estima un 20% de la inversión para el mantenimiento de la planta de hidrógeno.
	Repuestos	540	670	605	Empresa consultora estima un 30% de la inversión para los repuestos de la planta de hidrógeno.
Celdas	Mantenimiento regulador	199	199	199	Se considera un valor en relación con la inversión de la celda de combustible, en este caso un 5% del costo de la tecnología.
	Mantenimiento Celda de Combustible	8.556	10.941	9.625	Repuestos y accesorios se estiman en un 10% de la inversión.
	Repuestos/ Accesorios	6.252	14.261	10.256	Repuestos y accesorios se estiman en un 10% de la inversión.

Categoría	Ítems	Valor estimado [USD]			Comentarios
		Mínimo	Máximo	Promedio	
Instrumentación	Mantenimiento	864	10.169	7.067	En base a consultas con tres empresas especialistas en instrumentación. Los costos de mantención son muy inferiores a los de calibración. En consecuencia, los valores se calculan de manera proporcional al valor de calibración.
	Calibración	2.881	8.474	6.045	La calibración se consultó con las tres empresas especialistas las cuales estimaron porcentajes asociados al CAPEX de un 17%, 40% y 50%. Se utilizó el promedio de todos los instrumentos. En estos porcentajes se han considerado las capacitaciones del personal externo responsable de la calibración y sus viáticos.
Personal	Personal INACH	-	-	-	Se considera que se capacitará al personal residente en la base en estas labores operativas.
	Capacitación	1.297	2.162	1.729	Se consideran dos capacitaciones al año de 10 horas cada una con un valor por HH de quien lo dicta de 1,5 UF optimista y pesimista de 2,5 UF. Estas capacitaciones serían realizadas durante los mantenimientos programados.
Total USD		21.671	48.221	36.740	

9.2.2 OPEX PLANTA ERNC

Dado que la planta ERNC es una infraestructura separada de la planta de hidrógeno verde, se ha considerado el análisis de OPEX asociado a esta por separado de la planta de hidrógeno.

Dado que se presentaron 3 alternativas para la planta ERNC, se considera el análisis de OPEX para cada una de ellas por separado. Los resultados de este análisis se presentan en la Tabla 25.

Tabla 25 - Estimación OPEX planta ERNC

Categoría	Capacidad kW	Energía diaria kWh	Valor estimado USD	Comentario
Planta Solar PV	27	66	1.400	En base a consultas con empresas locales para planes de mantenimiento anual con visitas a sitio 2 veces por año.
Turbina Eólica	12	135	3.940	Las estimaciones fueron obtenidas según el estudio de Informe de Tecnologías de Costos de la CNE (2022).

Categoría	Capacidad kW	Energía diaria kWh	Valor estimado USD	Comentario
Paneles Optoelectrónicos	11	88	844	En base a consultas con empresas locales para planes de mantenimiento anual con visitas a sitio 2 veces por año.

9.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

9.2.3.1 PLANTA H2

En la Tabla 26 se consolidan los valores presentados en la Tabla 24, por categoría, para el OPEX de la planta de hidrógeno. Por lo tanto, no considera los valores de OPEX para la planta ERNC.

El valor total para el OPEX para los distintos escenarios son los siguientes:

- Caso mínimo (Optimista): 21.671 USD con un -41% bajo el promedio
- Caso máximo (Pesimista): 48.221 USD con un +31% sobre el promedio

Tabla 26 – Desglose OPEX planta de hidrógeno.

Ítems	VALOR ESTIMADO USD					
	Optimista USD	Porcentaje	Pesimista USD	Porcentaje	Promedio	Porcentaje
Planta H2	1.620	7%	2.015	4%	1.818	5%
Celdas	15.008	69%	25.401	53%	20.081	55%
Instrumentación	3.746	17%	18.643	39%	13.112	36%
Personal	1.297	6%	2.162	4%	1.729	5%
Total	21.671	100%	48.221	100%	36.740	100%

Observaciones generales tomando en consideración los valores promedio:

- **Celda de combustible:** Es el valor de mayor contribución al OPEX (20.081 USD) representado un 55% del total. De este valor el 51% aproximadamente corresponde a la subcategoría de Repuestos/Accesorios (10.256 USD). Como referencia, en el caso del CAPEX el valor de las celdas representa alrededor del 60%.
- **Instrumentación:** Es el segundo valor de mayor contribución al OPEX (13.112 USD) representado un 36% del total. Se refleja principalmente por los costos de calibración de instrumentos.
- **Planta de producción de H2:** Representa un 5% del total (1.818 USD) y el valor queda definido por los repuestos de la planta de purificación de agua, accesorios y mantenimiento de equipos.
- **Personal:** Representa un 5% del total (1.729 USD). Es un valor bajo dado que está apalancado con el propio personal de INACH que opera en la base.

La información de OPEX se presenta de manera grafica en: Figura 22, Figura 23 y Figura 24 para los casos optimista, pesimista y promedio respectivamente.

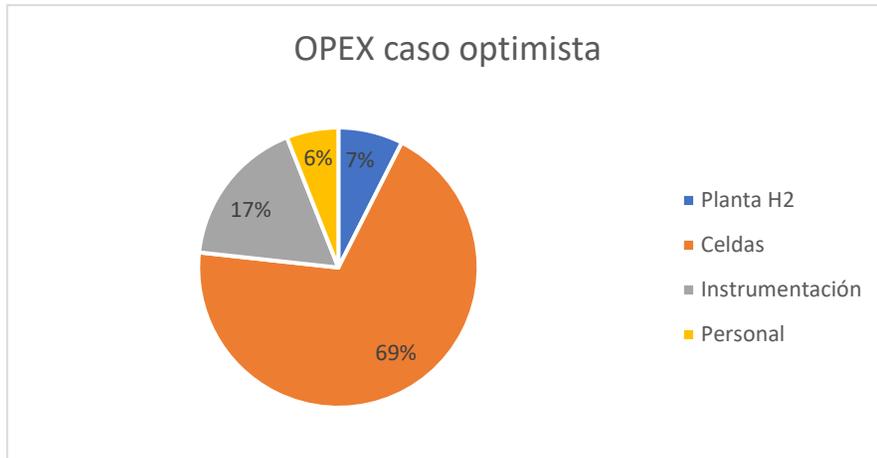


Figura 22 - Distribución de costos para caso de OPEX planta H2, caso optimista.

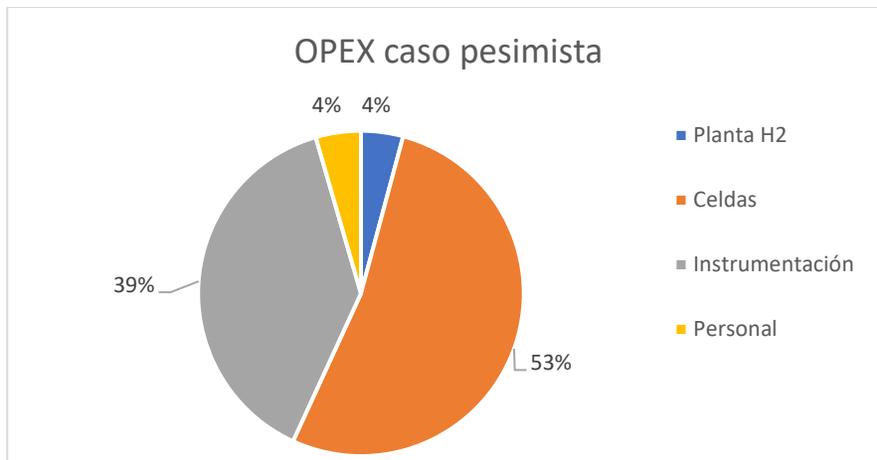


Figura 23 - Distribución de costos para caso de OPEX planta H2, caso pesimista.

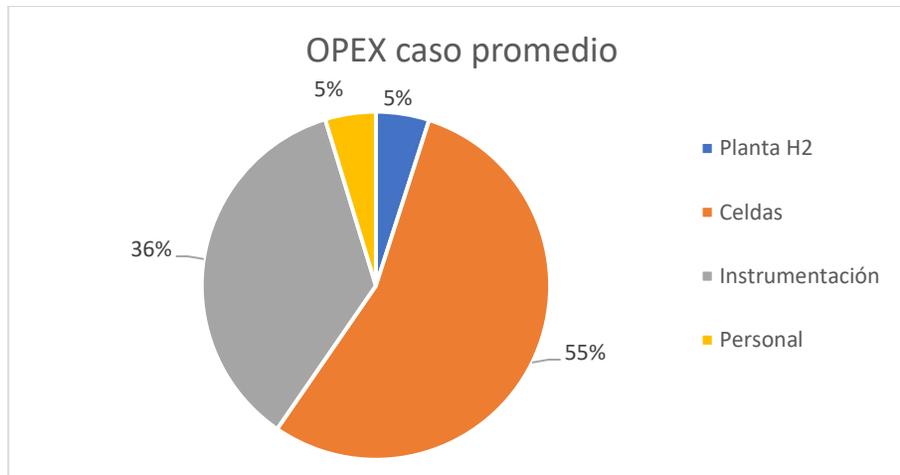


Figura 24 - Distribución de costos para caso de OPEX planta H2, caso promedio.

9.2.3.2 PLANTA ERNC

La Tabla 27 muestra el desglose del OPEX para la planta ERNC:

Tabla 27 - Desglose OPEX planta ERNC.

Tecnología ERNC	Caso Optimista USD	Caso Pesimista USD	Caso promedio USD
Planta Solar	614	1.704	1.400
Turbina Eólica	1.970	5.910	3.940
Paneles optoelectrónicos	529	1.105	844

De la Tabla 27 se destaca lo siguiente:

- El OPEX de la planta ERNC está ubicado en un rango entre 529 USD y 5.910 USD en base anual. Es importante reiterar que la planta ERNC no necesariamente utilizaría una única tecnología, sino que por ejemplo podría combinar paneles solares y turbinas eólicas. En consecuencia, la dispersión de valores para el OPEX podría variar.
- Si bien estos valores apuntan a la selección de la tecnología de paneles optoelectrónicos para el proyecto, las alternativas para la planta ERNC deben ser analizadas en mayor profundidad en caso de avanzar en la iniciativa. Las tres alternativas presentadas para la planta ERNC no son totalmente equivalentes, más aún, como se comentó en el punto anterior, esta podría estar constituida por la combinación de tecnologías.

9.2.3.3 RESULTADOS GENERALES

En el cálculo del OPEX los insumos de energía eléctrica y agua no son costos que impacten en el total. En el primer caso porque la energía eléctrica para producir la electrólisis será suministrada por la planta ERNC y, en el segundo caso, porque el agua es un costo que absorbe la FACH y se entrega sin cargo a INACH.

El OPEX por categoría en el caso de la planta de hidrógeno presenta los siguientes porcentajes:

- **Celdas** 55% (20.081 USD). Este valor está principalmente determinado por la subcategoría de accesorios/repuestos para las Celda de Combustible.

- **Instrumentación** 36% (13.112 USD). Determinado principalmente por la calibración de los instrumentos.
- **Planta H2** 5% (1.818 USD). Este valor incluye los insumos de la planta RO, accesorios/repuestos y mantenimiento general.
- **Personal** 5% (1.729 USD). La mayor contribución para la capacitación de personal de INACH.

10. NORMATIVA Y REGULACIÓN

De acuerdo con la solución propuesta, se realiza un levantamiento preliminar de cuál sería el conducto regular y los pasos requeridos para presentar el proyecto frente a autoridades para obtener los permisos necesarios para su desarrollo, implementación, funcionamiento y operatividad. Cabe indicar que el análisis a realizar se enfoca en la planta de producción de hidrógeno verde y celda de combustible, recomendando que la evaluación ambiental y sectorial de la planta ERNC se determine en una etapa posterior.

En esta sección se presentan los requisitos necesarios y las actividades a realizar. Las principales entidades asociadas a la permisología del proyecto son:

- SEC: Solicitud de proyecto especial de hidrógeno, planta de hidrógeno.
- SEC: Declaración planta ERNC.
- Comité Operativo Antártico: Evaluación medioambiental global del proyecto.

Con el fin de analizar correctamente la permisología requerida, se hace la distinción de separar la planta de hidrógeno de la planta ERNC. La razón de esta decisión es que la planta de hidrógeno debe ser presentada a la SEC como “Solicitud de Proyecto Especial de Hidrógeno”, y la planta ERNC sigue un procedimiento estándar y maduro.

Esta sección de normativa y regulación se centra en la tramitación SEC para la planta de hidrógeno por ser un procedimiento relativamente nuevo y de poca experiencia.

Los aspectos principales analizados para determinar los permisos requeridos son los siguientes:

- Proyecto planta de hidrógeno (llamado de esta manera debido a que en la SEC se debe presentar como proyecto. Hasta el momento se le ha llamado solamente planta de hidrógeno).
- Construcción: Obras civiles e infraestructura.
- Transporte y logística Antártica.
- Estudio de Medio Ambiente en el continente antártico.
- Permisos especiales asociados a leyes antárticas, al Tratado Antártico y al Protocolo de Madrid.

Las autoridades o instituciones relevantes son:

- **Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC):** Organismo público que tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad y calidad. Adicionalmente, tiene la facultad de fiscalizar y vigilar el correcto cumplimiento de los reglamentos, normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles y electricidad. En concreto, es la autoridad competente a la que se deben presentar los permisos necesarios para la construcción y operación de cualquier instalación eléctrica y/o de gases, así como también para la producción y almacenamiento de hidrógeno mediante un procedimiento llamado “Proyecto especial SEC” según lo indicado por la Guía de Apoyo para Solicitud de Proyectos Especiales de Hidrógeno [17].

- **Comité Operativo Antártico:** El Comité Operativo para la Evaluación del Impacto Ambiental sobre el Medio Ambiente Antártico, es el órgano de consulta que tiene la responsabilidad de pronunciarse y analizar materias que se refieren a la Evaluación del Impacto sobre el Medio Ambiente Antártico de actividades a realizar por ciudadanos o instituciones chilenas. Este comité es presidido por el Ministerio de Medio Ambiente e integrado por varias autoridades regionales de la región de Magallanes y la Antártica Chilena. A este organismo se le presenta el estudio de impacto medioambiental del proyecto en su integridad, según las tablas de medición y valoración de impacto, junto con el “Formulario Para Evaluación Ambiental Antártica” [18]. Este proceso considera la legislación ambiental chilena y específicamente Antártica (Ley 19.300 [19], Ley Antártica 21.255 [20] y Tratado Antártico).
- **Ministerio de Obras Públicas (MOP) de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena:** Ministerio encargado de la planificación, construcción, mantención y conservación de infraestructura pública. Aunque no existe un plan regulador en la Antártica chilena, se recomienda involucrar y consultar a esta entidad durante las etapas posteriores a este estudio (factibilidad, diseño e implementación) para obtener su opinión y aprobación de la infraestructura asociada al proyecto, así como las condiciones de la licitación asociada.
- **Autoridad Marítima:** La Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (DIRECTEMAR) es un organismo de la Armada de Chile que vela por el cumplimiento de las leyes y acuerdos internacionales vigentes en relación con el territorio marítimo chileno. Al igual que con el MOP, se recomienda involucrar y consultar a esta autoridad en etapa posterior con relación al transporte marítimo requerido para llevar los equipos y estructuras a Base Escudero (empaquete, higienización de contenedores, entre otros).
- **Ministerio de Energía:** Ministerio encargado de la planificación y regulación del sector energético del país. A este ministerio corresponde lo relacionado con la regulación de la planta ERNC y de hidrógeno, ministerio del cual depende la SEC.
- **Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región de Magallanes y la Antártica chilena (Seremi de Salud):** Entidad reguladora a cargo del Ministerio de Salud. A esta entidad corresponden los permisos ambientales sectoriales (si es que aplican) correspondiente al almacenamiento y eliminación de sustancias peligrosas, así como también materias relacionadas con salud pública.

Una vez revisada la permisología requerida²⁹ y, considerando las características del proyecto, se obtienen los siguientes permisos específicos y ambientales sectoriales ordenados y presentados en la Tabla 28.

Tabla 28 - Permisos específicos y ambientales sectoriales aplicables a proyecto planta de hidrógeno

Descripción de permiso	Tiempo legal de tramitación (días)	Organismos asociados	Aplica	Comentario
Declaración de instalación eléctrica interior	10	SEC	SI	
Declaración de instalación eléctrica	10	SEC	SI	

²⁹ Análisis en base a información elaborada por la “Subcomisión de Marco Regulatorio” de H2Chile, la cual corresponde al levantamiento de permisos específicos aplicables a proyectos de hidrógeno.

Aviso puesto en servicio de instalaciones eléctricas	1	SEC	SI	
PAS ³⁰ 142: Para todo sitio destinado al almacenamiento de residuos peligrosos	30	Seremi de Salud	Según evaluación de equipamiento	Depende de tipo de electrolizador, si utiliza KOH u otra sustancia peligrosa, se debe evaluar su almacenamiento y disposición para ver si aplican estos permisos.
PAS 144: Instalaciones de eliminación de residuos peligrosos (artículo 144 RSEIA).	120	Seremi de Salud	Según evaluación de equipamiento	Depende de tipo de electrolizador, si utiliza KOH u otra sustancia peligrosa, se debe evaluar su almacenamiento y disposición para ver si aplican estos permisos.
Certificado de conformidad de tercera parte	N/A	Empresa de servicios (Fabricante)	Recomendado	Actualmente es complejo certificar la planta dado el tipo de proyecto y la falta de organismos certificadores en Chile. Es requisito para inscripción SEC solicitar certificados de conformidad de los equipos (por fabricante).

Los PAS mencionados deben ser considerados por el Servicio de Evaluación Ambiental y luego por evaluación de la autoridad sectorial correspondiente. Cabe indicar, que adicionalmente, estos permisos son evaluados por el Comité Operativo Antártico.

10.1 PROYECTO ESPECIAL SEC

Dado que la instalación considera producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno, se requiere tramitación del proyecto como “Proyecto especial SEC”. Para su autorización, se debe seguir el proceso descrito en la guía de proyectos especiales de hidrógeno [17], mostrada en la Figura 25, y presentar una carpeta de antecedentes con la información mínima requerida (ver Tabla 29). Este proceso es paralelo a los permisos y notificación asociados a instalación eléctrica y de gases, los cuales se presentan ante la SEC. El tiempo estimado para la aprobación es de 6 meses a partir de la entrega de los antecedentes.

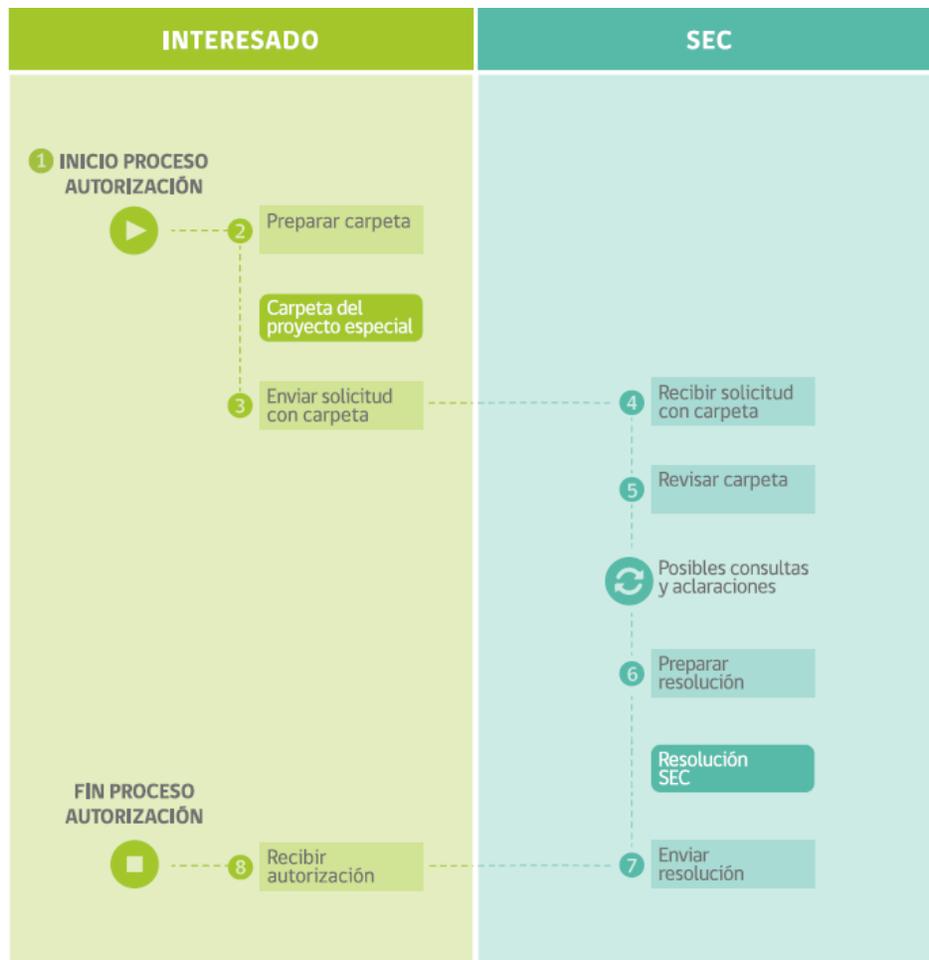
Para la elaboración de la carpeta de antecedentes solicitados por SEC se recomienda que, en la fase de elaboración de bases administrativas, INACH solicite y asigne puntaje a los potenciales oferentes de acuerdo a su experiencia previa en presentación de los antecedentes técnicos que consideren el cumplimiento de las normativas especiales para proyectos de hidrógeno.

A continuación, se desglosan las secciones que debe completar INACH y el desarrollador:

- **INACH:** Introducción (carta de presentación y antecedentes legales)
- **Profesional desarrollador del proyecto:** Descripción del proyecto, Normativa aplicable, Diseño del proyecto, Seguridad en instalaciones y Calidad.

Se recomienda establecer contacto temprano con la SEC (vía ley de lobby) y presentar el proyecto previo a la presentación como proyecto especial.

³⁰ Permisos Ambientales Sectoriales



Leyenda:



Figura 25 - Diagrama de flujo proceso de autorización SEC proyectos de hidrógeno. Fuente: [17]

Tabla 29 - Contenidos carpeta de antecedentes Proyecto Especial de Hidrógeno SEC. Fuente: [17]

SECCIÓN	SUB-SECCIÓN	DETALLE SUB-SECCIÓN	CONTENIDO / DOCUMENTOS
3			DESCRIPCIÓN DE DOCUMENTOS
3.1			INTRODUCCIÓN DEL PROYECTO
	3.1.1		Carta de Presentación
		3.1.1.1	Identificación del interesado
		3.1.1.2	Responsable ante la SEC
		3.1.1.3	Nombre del Proyecto
		3.1.1.4	Ubicación
		3.1.1.5	Breve descripción del proyecto
		3.1.1.6	Objetivo principal del proyecto
		3.1.1.7	Tipo de proyecto
		3.1.1.8	Uso final del hidrógeno
	3.1.2		Antecedentes legales
		3.1.2.1	RUT Interesado (persona natural)
		3.1.2.2	Constitución legal de la sociedad
		3.1.2.3	RUT de la sociedad
		3.1.2.4	Certificado de vigencia de la sociedad
		3.1.2.5	Personería jurídica representante legal
		3.1.2.6	RUT del representante legal de la sociedad
3.2			DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
	3.2.1		Ubicación referencia del Proyecto
	3.2.2		Diagrama general de proceso
	3.2.3		Documentos referenciales del proyecto
	3.2.4		Referencia a otros proyectos de hidrógeno

SECCIÓN	SUB-SECCIÓN	DETALLE SUB-SECCIÓN	CONTENIDO / DOCUMENTOS
3.3			NORMATIVA APLICABLE AL PROYECTO
	3.3.1		Matriz de comparación normativa
3.4			DISEÑO DEL PROYECTO
	3.4.1		Requerimiento
	3.4.2		Base de Diseño
	3.4.3		Equipos principales
	3.4.4		Planos y memorias de cálculo
		3.4.4.1	Planos de planta (Lay-out)
		3.4.4.2	Planos con distancia mínima de seguridad
		3.4.4.3	Planos de obras civiles y fundaciones
		3.4.4.4	Planos de instalaciones eléctricas y zonas clasificadas
		3.4.4.5	Diagrama de flujo de procesos
		3.4.4.6	Memoria de cálculo de equipos
		3.4.4.7	Memoria de cálculo sísmica
3.5			SEGURIDAD EN INSTALACIONES
	3.5.1		Estudio de evaluación de riesgos del sistema
	3.5.2		Matriz con medidas de mitigación de riesgos
	3.5.3		Clasificación de zonas de riesgo
	3.5.4		Descripción de sistemas de seguridad de la instalación
	3.5.5		Estudio de cálculo de áreas clasificadas
3.6			CALIDAD
	3.6.1		Evaluación de la conformidad

Cabe señalar que uno de los aspectos críticos del Proyecto Especial es la Matriz de Comparación Normativa, en las que se deben considerar las justificaciones de diseño y medidas de mitigación de seguridad, según estándares y normativa nacional e internacional. Las más relevantes, según la experiencia del consultor, se indican a continuación:

- Nacional:
 - DTO -43 Almacenamiento de sustancias peligrosas
 - DTO – 594 Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo (seguridad en la operación)
 - DTO-40 Reglamento sobre prevención de riesgos profesionales (riesgos en la operación)
 - NCh2369 – “Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales” (cálculo sísmico de estructuras)
 - NCh2245 – “Sustancias químicas – Hojas de datos de seguridad – Requisitos” (Formato y requerimientos hojas de seguridad)
- Internacional:
 - NFPA 2 – “Hydrogen Technologies Code” (2016)
 - ASME B31. 12-2014 – “Hydrogen Piping and Pipelines”
 - NFPA 853 - "Standard for the Installation of Stationary Fuel Cell Power Systems"

10.2 EVALUACIÓN AMBIENTAL

La evaluación ambiental del proyecto requiere considerar una vía paralela al Sistema de evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)³¹, es decir, requiere ser evaluado según la adhesión de Chile al Tratado Antártico y al Protocolo sobre Protección del Medio Ambiente Antártico (Protocolo de Madrid), dadas las consideraciones internacionales de actividades en el territorio antártico. Es por esto, que a continuación se identifica lo requerido para realizar una Evaluación Ambiental Antártica.

Específicamente en el Artículo 3 del Protocolo, se establece una serie de principios medioambientales que pueden ser considerados como una guía para lograr la protección de la Antártida y de sus ecosistemas dependientes y asociados. En este sentido, se establece que "la protección del medio ambiente antártico y los ecosistemas dependientes y asociados, así como del valor intrínseco de la Antártica, incluidos sus valores de vida silvestre y estéticos y su valor como área para la realización de investigaciones científicas, en especial aquellas investigaciones esenciales para la comprensión del medioambiente global, serán consideraciones fundamentales para la planificación y realización de todas las actividades en el área del Tratado Antártico"

Para dar efecto al principio general mencionado, el Artículo 3.2 (c) demanda que "las actividades en el área del Tratado Antártico deberán ser planificadas y realizadas sobre la base de una información suficiente, que permita evaluaciones previas y un juicio razonado sobre su posible impacto en el medio ambiente antártico y en sus ecosistemas dependientes y asociados, así como sobre el valor

³¹ La Ley de Bases Generales del Medio Ambiente y su reglamento D.S 40/2012, dispone que cierta tipología de proyectos o actividades deben ser evaluados ambientalmente, sometiéndose al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental (EIA), dependiendo si el proyecto o actividad genera alguno de los efectos, características o circunstancia indicados en el Artículo. Adicionalmente, todo proyecto o actividad que se desarrolle en la Antártica debe tener un pronunciamiento favorable del Comité Operativo.

de la Antártida para la realización de investigaciones científicas". Por otra parte, este párrafo establece que "tales juicios deberán tomar plenamente en cuenta:

- i) el alcance de la actividad, incluida su área, duración e intensidad;
- ii) el impacto acumulativo de la actividad, tanto por sí misma como en combinación con otras actividades en el área del Tratado Antártico;
- iii) si la actividad afectará perjudicialmente a cualquier otra actividad en el área del Tratado Antártico;
- iv) si se dispone de medios tecnológicos y procedimientos adecuados para realizar operaciones que no perjudiquen el medioambiente;
- v) si existe la capacidad de observar los parámetros medioambientales y los elementos del ecosistema que sean claves, de tal manera que sea posible identificar y prevenir con suficiente antelación cualquier efecto perjudicial de la actividad, y la de disponer modificaciones de los procedimientos operativos que sean necesarios a la luz de los resultados de la observación o el mayor conocimiento sobre el medioambiente antártico y los ecosistemas dependientes y asociados;
- y
- vi) si existe capacidad para responder con prontitud y eficacia a los accidentes, especialmente a aquellos que pudieran causar efectos sobre el medio ambiente'.

Complementariamente los "Lineamientos para la Evaluación de Impacto Ambiental en la Antártida" están desarrollados exhaustivamente en documento del mismo nombre [21].

El Artículo 8 del Protocolo introduce el término Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), y establece tres categorías de impactos al medioambiente (impacto menor que mínimo o transitorio, impacto no mayor que mínimo o transitorio e impacto mayor que mínimo o transitorio), de acuerdo con su relevancia. Dependiendo del nivel de impacto del proyecto, existen tres tipos de evaluación ambiental [22]:

- **Evaluación preliminar** (Menor a mínimo o transitorio): Proyecto y/o actividad que generará un bajo nivel de impacto, que pudiese representar un peligro en el ecosistema antártico o sus ecosistemas dependientes o asociados.
- **Evaluación inicial** (Mínimo o transitorio): Proyecto y/o actividad que generará un impacto de nivel medio, que pudiese representar un peligro en el ecosistema antártico o sus ecosistemas dependientes o asociados.
- **Evaluación global** (Mayor a mínimo o transitorio): Proyecto y/o actividad que generará un mayor nivel de impacto, que pudiese representar un peligro en el ecosistema antártico o sus ecosistemas dependientes o asociados.

Para evaluar el impacto de las actividades y/o proyectos a realizar en el Territorio Antártico, existe un Comité Operativo, el que es presidido por el Ministro/a del Medio Ambiente, además de ser integrado por [23]:

1. El Intendente Regional de Magallanes y la Antártica Chilena.

2. El Secretario Regional Ministerial del Medio Ambiente Región de Magallanes y la Antártica Chilena.
3. Un representante del Ministerio de Relaciones Exteriores, específicamente de la Dirección Antártica.
4. Un representante del Ejército de Chile en la Región de Magallanes y Antártica Chilena.
5. Un representante de la Armada de Chile en la Región de Magallanes y Antártica Chilena.
6. Un representante de la Fuerza Aérea de Chile en la Región de Magallanes y Antártica Chilena.
7. El director, o su representante, del Instituto Antártico Chileno (INACH).
8. El representante de Chile ante el Comité de Protección Ambiental (CEP).
9. Un representante del Servicio Agrícola Ganadero (SAG), de la Región de Magallanes y Antártica Chilena.
10. Un representante de la Secretaría Regional Ministerial de Salud, de la Región de Magallanes y Antártica Chilena.
11. Un representante del Servicio Nacional de Turismo, de la Región de Magallanes y Antártica Chilena.
12. Un representante de la Secretaría Regional Ministerial del Medio Ambiente de la Región de Magallanes y Antártica Chilena.

Este comité realiza sesiones, que se celebran en la ciudad de Punta Arenas convocado por su presidente, quien, en caso de ausencia o impedimento, será remplazado por el secretario regional Ministerial del Medio Ambiente Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

Cabe destacar que toda actividad que se desarrolle en Antártica debe contar con el pronunciamiento favorable del Comité Operativo.

10.2.1 REQUISITOS PARA ACTIVIDADES Y/O PROYECTOS ANTÁRTICOS

El proceso para realizar la evaluación ambiental debe seguir los siguientes pasos:

1. Presentar formulario (Evaluación Preliminar Impacto Ambiental, Evaluación Inicial Impacto Ambiental o Evaluación Global de Impacto Ambiental) correspondiente al nivel de impacto ocasionado por la actividad y/o proyecto.
2. Adjuntar acreditación de identidad y/o constitución legal. En el caso de personas naturales presentar copia de su cédula de identidad. En el caso de personas jurídicas presentar copia legalizada de su acto de constitución y certificado de vigencia a la fecha de ingreso del proyecto.
3. Adjuntar información de toma de conocimiento de la actividad y/o proyecto por parte de la Dirección de Antártica del Ministerio de Relaciones Exteriores (DIRANTÁRTICA).

Para identificar el formulario que se debe utilizar, según el grado de impacto del proyecto se facilita información en página web del Ministerio del Medio Ambiente [22] correspondiente a Tabla N°1: “Valorización Impactos” (ver Tabla 30), que indica el grado de impacto por categoría (Reversibilidad, Acumulación, Extensión espacial, Intensidad, Duración y Retardo) asignando un puntaje, para luego completar la Tabla N°2: “Medición del Impacto” (ver Tabla 31).

A continuación, se describen los parámetros evaluados:

- **Reversibilidad:** Tiempo que le tomaría al medioambiente revertir el posible impacto que la actividad podría generar. Se mide en temporada, que es el tiempo comprendido entre octubre del año en curso y marzo del siguiente año.
- **Acumulación:** Apreciación directa de los posibles impactos que se generarían si se mantienen presentes en el ambiente y, con la repetida ejecución de la actividad, estos se acumulan y mantienen en el tiempo.
- **Extensión espacial:** Área total que se vería afectada directamente en el desarrollo de la actividad. En este parámetro se deben evaluar los dos factores (contaminación y erosión) del ponderador de nivel de impacto mencionados en la Tabla 30. En el caso que no se apliquen los dos factores a la vez, se deberá considerar el ponderador de mayor nivel de impacto donde se cumpla al menos uno de ellos.
- **Intensidad:** Medida de la cantidad del cambio que se genera sobre el ambiente, producto del desarrollo de la actividad y sus eventuales impactos. En este parámetro se deben evaluar los tres factores (contaminación, erosión y mortalidad) mencionados en la Tabla 31. En el caso que no se apliquen los tres factores a la vez, se deberá considerar el ponderador de mayor nivel de impacto donde se cumpla al menos uno de ellos.
- **Duración:** Tiempo en el cual la actividad está produciendo impactos sobre el ambiente.
- **Retardo:** Es la oportunidad de ocurrencia del posible impacto. Si éste se presenta en forma inmediata, o es un impacto que se genera en el corto o largo plazo.

Tabla 30 - Tabla N°1 "Valorización Impactos". Evaluación Ambiental Antártica. Fuente: [22]

	Relevancia	1	2	3
Reversibilidad	0,3	menor 1 temporada	1 temporada	Mayor a 1 temporada
Acumulación	0,2	No evidente	Probable	Evidente
Extensión espacial	0,2	Contaminación: Menor al lugar de asentamiento de la actividad Erosión: 0 - 10 m ²	Contaminación: Igual al lugar de asentamiento de la actividad Erosión: 10,1 – 100 m ²	Contaminación: Sobrepasa el lugar de asentamiento de la actividad Erosión: Mayor a 101 m ²
Intensidad	0,1	Contaminación: 50 % Bajo normas de emisión chilenas en contaminantes orgánicos. 80% Bajo normas de emisión chilenas en contaminantes inorgánicos Erosión: Intervención sólo en hielo y que causa movimiento de tierra en una superficie no mayor a 10 m ² Mortalidad: No causa mortalidad ni afecta reproducción de poblaciones	Contaminación: Cumple con Normas de emisión chilenas Erosión: Movimientos menores a 100 m ² de tierra Mortalidad: Causa mortalidad o afecta reproducción de especies, sin causar daño poblacional	Contaminación: Cualquier contaminante excede las Normas de emisión chilenas Erosión: Movimientos > a 100 m ² de tierra Mortalidad: Causa mortalidad o afecta reproducción de especies, causando daño poblacional
Duración	0,1	Igual al tiempo de actividad	Supera el tiempo de actividad; máx 1 temporada	Mayor a 1 temporada
Retardo	0,1	Inmediato	En la misma temporada	Mayor a 1 temporada

Escala (1-3)	Nivel de impacto
1,0-1,7	Menor a mínimo o transitorio
1,8-2,3	Mínimo o transitorio
2,4-3,0	Mayor a mínimo o transitorio

Tabla 31 – Ejemplo de aplicación Tabla N°2 “Medición del Impacto”³². Evaluación Ambiental Antártica. Fuente: [22]

Parámetro a Medir	Relevancia	Ponderador del Nivel de Impacto (completar)	Total	Justificación del valor adoptado en el del Nivel de Impacto (completar)	Ponderador
Reversibilidad	0,3		0		
Acumulación	0,2		0		
Extensión Espacial	0,2		0		
Intensidad	0,1		0		
Duración	0,1		0		
Retardo	0,1		0		
Total del Nivel de Impacto			0		
Nivel de impacto					
Escala		Tipo de formulario a usar			
Menor a mínimo o transitorio		Formulario de Evaluación Preliminar de Impacto Ambiental (link)			
Mínimo o transitorio		Formulario de Evaluación Inicial de Impacto Ambiental (link)			
Mayor a mínimo o transitorio		Formulario de Evaluación Global de Impacto Ambiental (link)			

A modo de análisis preliminar, considerando que la planta de hidrógeno no emite sustancias contaminantes durante su operación y, dada la huella de esta (aproximadamente 30 m² considerando solo dos contenedores tipo oficina), se establece como supuesto que el nivel de impacto del proyecto (sin considerar planta ERNC) sería **menor a mínimo o transitorio** (ejercicio realizado por el consultor en la Tabla 32), determinando la utilización del Formulario de Evaluación Preliminar de Impacto Ambiental para la presentación del proyecto frente al comité (Formulario en anexos).

Tabla 32 - Ejemplo de aplicación de análisis realizado por el consultor³².

Parámetro a Medir	Relevancia	Ponderador del Nivel de Impacto (completar)	Total	Justificación del valor adoptado en el del Nivel de Impacto (completar)	Ponderador
Reversibilidad	0,3	1	0,3	Al retirar los contenedores, el medioambiente debería cubrir su huella y no existir mayor impacto	
Acumulación	0,2	1	0,2	Ninguna de las emisiones de la planta debieran acumularse	
Extensión Espacial	0,2	2	0,4	aprox 30 m2 para la planta y FC	
Intensidad	0,1	2	0,2	Se estima movimiento de tierra menor a 100 m2	
Duración	0,1	1	0,1	Igual al tiempo de la actividad	
Retardo	0,1	1	0,1	Inmediato a partir del inicio de actividades	
Total del Nivel de Impacto			1,3		

Finalmente, el consultor sugiere que, a partir de la solución propuesta en el presente estudio se considere una asesoría ambiental especializada de modo de profundizar en esta materia y se logre avanzar adecuadamente en las siguientes etapas del proyecto.

³² Empresa consultora aplicó bajo sus criterios el llenado de las tablas de impacto ambiental para el proyecto.

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente estudio se determinó que es potencialmente factible implementar una solución de transformación y transición energética, mediante el uso de celdas de combustible de hidrógeno verde, en la Base Escudero, ubicada en la Antártica chilena.

A partir de la caracterización de la base, considerando actuales consumos eléctricos, infraestructura y condiciones específicas, se establecieron criterios claves para diseñar un sistema que cumpliera con los objetivos definidos. En ese sentido, se contemplaron equipamientos y tecnologías disponibles comercialmente, de modo de lograr implementar una solución ya probada y conocida en un corto plazo.

Aunque actualmente existe el desarrollo tecnológico adecuado para generar un reemplazo total de la fuente primaria de energía de la base (generador diésel, ubicado en las instalaciones contiguas de la FACH) por hidrógeno verde mediante celdas de combustible, se detectaron importantes barreras, tanto económicas como logísticas, que dificultan la viabilidad de un proyecto de esta magnitud. El análisis de la alternativa de generación continua de electricidad determinó el uso de una cantidad de kilos de hidrógeno verde, aproximadamente 17 kg por día, para una potencia mínima de 10 kW, incompatible con las actuales condicionantes identificadas. Entre las limitaciones más importantes, se levantaron las siguientes: altos costos de inversión en tecnología de almacenamiento, límite de espacio, tanto para estanques de hidrógeno en el caso de adquirir el energético en continente, como para la instalación de una planta de hidrógeno en caso de producción in situ, dificultades logísticas para el transporte, carga y descarga en la base; disponibilidad de hidrógeno verde como producto comercial de proyectos de producción en Magallanes, entre otros.

Dado lo anterior, se determina acotar el alcance de la solución y avanzar en el diseño de una alternativa de respaldo de energía eléctrica para las instalaciones del laboratorio (requerimiento de 30 kW de potencia eléctrica nominal), cuya operación es crítica para efectos de investigación científica de la Base Escudero. Para otorgar la continuidad energética se establece como propuesta la utilización de celdas de combustible abastecidas por una planta de producción de hidrógeno de un kilogramo de hidrógeno por día. El electrolizador sería abastecido de energía eléctrica proveniente de una planta de energías renovables no convencionales (ERNC), para la cual se evaluaron distintas alternativas: paneles solares fotovoltaicos, turbinas eólicas y paneles solares optoelectrónicos. Este sistema permitiría garantizar así un respaldo energético al laboratorio de 2 horas por mes, equivalente a un consumo de hidrógeno verde estimado de 5 kg/mes y abastecer hasta en un 13% la demanda de energía de la base, a través del aporte directo de las ERNC al sistema.

Si bien la solución planteada en el presente estudio se traduce en un proyecto de pequeña escala, se concluye que su implementación permitiría abordar íntegramente la cadena de valor completa del hidrógeno verde en la Base Escudero. Logrando así adquirir valioso conocimiento y experiencia en el manejo y uso de la tecnología, formar capital humano e identificar brechas y oportunidades para fortalecer los actuales mecanismos regulatorios y de evaluación ambiental en nuestro país. Adicionalmente, este sistema propuesto contribuiría a iniciar la transición energética de la Base Escudero, para posteriormente escalar a mayores capacidades de producción de hidrógeno verde y generación de energía eléctrica. En ese sentido, se identifica que existen posibilidades reales de

ampliar la escala y aporte de la solución, principalmente a través del uso de terrenos de mayores dimensiones contiguos a la base, optimización del almacenamiento de hidrógeno mediante un uso más eficiente de los espacios y utilización de tecnología que permita una mayor capacidad energética.

Dado que la Base Escudero corresponde a la principal base antártica científica de Chile, se considera que la implementación de un proyecto de estas características tendrá una fuerte visibilidad nacional e internacional. Por lo tanto, una correcta adopción de la tecnología en dicha localidad generaría un importante impulso para su replicabilidad en el resto de las bases antárticas chilenas y extranjeras. Así como hoy existen ejemplos claros y concretos de viabilidad de parques eólicos en la Antártica, como es el caso de la base uruguaya Artigas y la base belga Princess Elizabeth, vale la pena evaluar la integración de este tipo de tecnologías para la producción in situ de hidrógeno verde. En ese sentido, la colaboración internacional y el intercambio de experiencias será clave para seguir avanzando en la descarbonización del territorio antártico.

A su vez, la implementación de un proyecto energético basado en hidrógeno verde de este tipo es extrapolable a otras zonas del país, especialmente en aquellos territorios aislados geográficamente, con dificultades de accesibilidad y conectividad física, además de una baja densidad poblacional. De esta manera, se concluye que, existiendo una solución factible para la transición energética en la Antártica, tomando en cuenta las condiciones climáticas extremas, así como también los importantes desafíos logísticos que presenta, su aplicación en otras localidades de Chile toma aún mayor fuerza y sentido. Cabe señalar que un proyecto de las características presentadas en este estudio contempla impactos positivos no sólo a nivel medioambiental, pues además de permitir la reducción de la huella de carbono por el uso de energías renovables, contribuye a lograr una independencia energética y seguridad de suministro para la comunidad de la respectiva localidad.

A pesar de que la solución planteada en el presente estudio considera un proyecto de baja escala de producción de hidrógeno verde y generación de energía eléctrica, el CAPEX de la planta de H2 estimado está en un rango entre los 407.000 y 620.000 USD y el OPEX anual respectivo en un valor promedio aproximado de 40.000 USD; lo que supone una barrera importante para la adopción de esta tecnología. Actualmente estos costos están directamente relacionados al equipamiento de producción de H2 y generación de electricidad, para los cuales se espera una disminución de sus precios en la medida en que el mercado y las economías de escala logren un mayor desarrollo. De momento será clave indagar en conjunto con actores públicos y privados las diferentes alternativas de financiamiento e incentivos que podrían apoyar este tipo de iniciativas.

Cabe señalar que para avanzar en el desarrollo e implementación de un proyecto de transformación y transición energética de este tipo en la Base Escudero, será necesario complementar los análisis del presente informe con estudios técnicos y medioambientales específicos para seleccionar y diseñar una planta de ERNC, de modo de considerar la mejor alternativa de solución acorde a las características de la zona; así como también considerar las actividades para el ciclo de vida del proyecto indicadas en la sección 8.1.

Finalmente, será clave para la continuidad de esta iniciativa el involucramiento temprano de las autoridades locales, considerando organismos públicos como el Gobierno regional, Secretarías regionales de Energía y Medioambiente, INACH, FACH, entre otros; de modo de impulsar

coordinadamente este tipo de proyectos, buscar mecanismos de financiamiento e integrar adecuada y oportunamente a actores de la academia y el sector privado.

12. REFERENCIAS

- [1] GIZ, «Evaluación de uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor en Base Profesor Julio Escudero en Antártica Chilena,» Santiago, 2022.
- [2] INACH, «INACH,» 2022. [En línea]. Available: https://www.inach.cl/inach/?page_id=193.
- [3] INACH, «Oportunidades de Investigación Base-Escudero,» [En línea]. Available: <https://www.inach.cl/inach/wp-content/uploads/2014/06/Oportunidades-de-Investigaci%C3%B3n-Base-Escudero.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [4] INACH, «Catálogo Escudero ECA,» Agosto 2020. [En línea]. Available: <https://www.inach.cl/inach/wp-content/uploads/2021/08/Cat%C3%A1logo-Escudero-ECA.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [5] CR2, «Explorador Climático,» [En línea]. Available: <https://explorador.cr2.cl/>.
- [6] DGAC, «Dirección Meteorológica de Chile,» [En línea]. Available: <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/anual/humedadAnual/950001/2021>.
- [7] Glaciar Ingeniería, «Estudio de Mecánica de Suelo Proyecto Base Profesor Julio Escudero Isla Rey Jorge Antártica,» 2021.
- [8] INACH, «EQUIPAMIENTO LOGÍSTICO DISPONIBLE EN BASE ESCUDERO,» [En línea]. Available: <https://www.inach.cl/inach/wp-content/uploads/2020/04/EQUIPAMIENTO-LOG%C3%8DSTICO-DISPONIBLE-EN-BASE-ESCUADERO.pdf>.
- [9] INACH, «Protocolo al Tratado Antártico Sobre Protección del Medio Ambiente,» [En línea]. Available: https://www.inach.cl/inach/wp-content/uploads/2010/01/protocolo_medio_ambiente.pdf.
- [10] GIZ, « Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización,» Santiago, 2022.
- [11] «Methanol Safe Handling Manual,» [En línea]. Available: https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/06/Methanol-Safe-Handling-Manual-Final_Spanish.pdf.
- [12] Ministerio de Energía de Chile, «Identificación de Potenciales Renovables: Caso Eólico, Hidrógeno Verde en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena,» 2021.
- [13] Instituto Antártico Uruguayo, [En línea]. Available: http://www.iau.gub.uy/?page_id=139&lang=es.
- [14] International Polar Foundation, «Princess Elisabeth Antarctica,» [En línea]. Available: http://www.antarcticstation.org/?utm_medium=website&utm_source=archdaily.cl.

- [15] Strategic Analysis Inc., «Techno-economic Analysis of PEM Electrolysis Production,» 2014. [En línea]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/08/f18/fcto_2014_electrolytic_h2_wkshp_colella1.pdf .
- [16] Strategic Analysis, «PEM Electrolysis H2A Production Case Study,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/hydrogen/assets/pdfs/h2a-pem-electrolysis-case-study-documentation.pdf> .
- [17] SEC, «Guía de Apoyo para solicitud de autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno,» [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_proyectos_especiales_hidrogeno_2021.pdf .
- [18] Ministerio del Medio Ambiente, «Evaluación Ambiental Antártica,» [En línea]. Available: <https://eaa.mma.gob.cl/formularios-para-la-evaluacion-ambiental-antartica/> .
- [19] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley 19.300,» [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667> .
- [20] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley 21.255,» [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1149631> .
- [21] «Lineamientos para la Evaluación de Impacto Ambiental en la Antártida».
- [22] Ministerio del Medio Ambiente, «Evaluación Ambiental Antártica,» [En línea]. Available: <https://eaa.mma.gob.cl/medicion-del-impacto-de-mi-actividad-yo-proyecto/> .
- [23] Ministerio del Medio Ambiente, «Evaluación Ambiental Antártica,» [En línea]. Available: <https://eaa.mma.gob.cl/comite-operativo/> .
- [24] Armada de Chile, «Armada,» [En línea]. Available: <https://www.armada.cl/las-barcazas-skua-y-su-rol-en-el-territorio-chileno-antartico> .
- [25] A. Klerke, «Ammonia for hydrogen storage: challenges and opportunities,» 2008.
- [26] [En línea]. Available: <https://www.blue.world/products/> .
- [27] Ministerio de Medio Ambiente, «Evaluación Ambiental Antártica,» [En línea]. Available: <https://eaa.mma.gob.cl/requisitos-para-actividades-yo-proyectos-antarticos/> .
- [28] J. Morante, «Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada,» 2020.

13. ANEXOS

13.1 DIMENSIONAMIENTO DE LABORATORIO

Dentro de las alternativas analizadas para la utilización de la energía proporcionada por el hidrógeno, se evalúa la producción de energía eléctrica de forma continua para reemplazar el total o un porcentaje del generador diésel o en caso de no contar con suficiente capacidad de producción o almacenamiento de hidrógeno, se propone utilizar el hidrógeno para realizar respaldo del sistema frente a los cortes de la fuente principal de energía (generador diésel de la FACH).

Para esto, se consideró realizar el respaldo total del sistema considerando algunos de los consumos principales como referencia o en su defecto una sección más pequeña que permita aislarla y abastecerla en caso de corte de la fuente de energía primaria del sistema.

Las alternativas evaluadas como porcentaje del consumo total fueron aquellas estimadas en el estudio de normalización eléctrica de 2019 que pudieran adecuarse a capacidades estándar de celdas de combustible a hidrógeno del mercado. Cabe destacar que estas alternativas no suministran de manera directa los subsistemas para consumo con celda de combustible, sino que aportan a la barra repartidora general la energía equivalente del subsistema. Los consumos evaluados son:

- **Iluminación – 8,46 kW:** Se aproxima a 10 kW y sería aproximadamente un 4% de la capacidad máxima de la base.
- **Enchufes normales – 52,10 kW:** Se aproxima a una capacidad de 50 kW (ya que los enchufes no suelen estar utilizados todos a la vez) y correspondería a aproximadamente un 22% de la capacidad máxima de la base.
- **Calefacción – 63 kW:** Se aproxima a 75 kW (homologando a sugerencia realizada por informe previo GIZ) y correspondería a aproximadamente a un 33% de la capacidad máxima de la base.

Como posible respaldo aislado, se estimó la potencia necesaria requerida para respaldar el laboratorio. Para esto, se utilizaron dos métodos.

El primero fue estimar mediante la capacidad máxima de los automáticos del tablero eléctrico los consumos correspondientes al laboratorio, el cual según la información proporcionada por INACH corresponde a 220 A. Lo que resulta en una estimación de 48,4 kW de capacidad máxima.

El segundo método fue utilizar dos planillas compartidas por INACH para realizar la estimación de consumo del laboratorio en base al equipamiento que este contiene. Para esto, se cuenta con la primera planilla del laboratorio y sus equipos, pero no de los consumos específicos, los cuales fueron homologados a partir de una segunda planilla que contiene equipamiento similar y consumos específicos para el diseño del futuro laboratorio en el marco de la expansión de Base Escudero.

El levantamiento realizado indica que la potencia instalada de los equipos es de 26,6 kW. Se consideró un 10% del consumo adicional para iluminación, obteniéndose así una estimación para la potencia instalada del circuito de laboratorio de 29,3 kW.