



**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN MEDIOAMBIENTE
CARRERA DE INGENIERÍA AMBIENTAL**

“EVALUACIÓN TÉCNICA, ECONÓMICA Y AMBIENTAL PARA LA RECONVERSIÓN DE LAS ACTUALES INSTALACIONES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (PRIMERA UNIDAD), PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE”

ENEL GREEN POWER

Trabajo de título para optar al título de Ingeniero Ambiental

Autora: Constanza Francisca Alvarado Alvarado

Profesor guía: Héctor Andrés Andrade Caroca

Tutora(s): Carolina Urtubia Campaña; María Paz Quintanilla Maldonado

13 de diciembre de 2022

AGRADECIMIENTOS

“El cambio climático es solo una expresión, pero el tema es bastante serio, hemos alterado los bosques y las condiciones de vida de una gran cantidad de seres vivos. Por lo tanto, los jóvenes tienen la posibilidad de rechazar lo establecido, cambiar el rumbo y hacerse cargo de lo que hemos alterado y dañado”

Humberto Maturana

Agradezco mi formación, a mi mamá Daniela, Teresita, Francisco y Alicia por el apoyo que me han brindado durante este proceso, a mi compañero Luis por acompañarme estos siete años. A mis amigas de la vida y a mis compañeros/as de estudio, con quienes me he sentido querida y apoyada. A Edith Giorgio y Eloy que siempre están en mi corazón.

Agradezco al profesor Héctor Andrade, Lorena Álvarez y Hugo Díaz por el apoyo brindado durante este tiempo, por la paciencia, por las conversaciones de pasillo y por contribuir en mi formación. Agradezco también a aquellos/as docentes que estuvieron en el desarrollo de mi carrera y me entregaron las herramientas para llegar hasta esta instancia.

Constanza Alvarado

RESUMEN

Enel es una empresa multinacional y uno de los principales operadores integrados globales en los sectores de energía y gas. Enel Chile actualmente controla y gestiona un grupo de empresas que opera en el mercado eléctrico chileno cuyo objetivo principal es operar, generar, distribuir, transformar y/o vender energía. Cuenta con filiales como Enel Generación, Enel Transmisión, Enel Distribución y Enel Green Power, la última se encuentra presente en el sector de energías renovables. La empresa se comprometió con el Plan de Descarbonización de la matriz energética, el que tiene por objetivo cerrar las centrales termoeléctricas del país, buscando la reducción de gases de efecto invernadero y contribuyendo a una matriz energética abastecida por energías renovables. De esa forma, el 31 de diciembre de 2020, Enel desconectó la primera unidad de la Central Termoeléctrica Bocamina, ubicada en Coronel, Concepción. Al ser desconectada la primera unidad del activo de generación, se busca llevar a cabo el proceso de cierre y reconversión a uso industrial, una de las alternativas corresponde a la construcción y operación de una planta de hidrógeno verde. Por las razones antes mencionadas, en el presente trabajo de título se buscó la prefactibilidad técnica, económica y ambiental de una planta de hidrógeno verde de 14 MW para la reconversión de la primera unidad de la central. Para ello se identificó la normativa y los compromisos asociados al cierre de la central, determinando si el uso de suelo en la actualidad cumple con la producción/generación de hidrógeno verde. Luego, se revisaron diferentes tipos de fuentes bibliográficas sobre tecnologías utilizadas para la producción de hidrógeno verde, donde las consideraciones para la selección fueron en función de aspectos económicos, vida útil y eficiencia de la tecnología principalmente. Además, se abordaron los impactos ambientales asociados a la construcción y operación de la planta. El trabajo contempla un estudio técnico, ambiental, económico y legal, para la obtención de hidrógeno se determinó un abastecimiento mediante agua de mar, reutilizando el agua de rechazo en el ciclo de compresión, respecto de la producción, se analizaron tres tipos de electrolizadores (AEL, PEM y SOEC), seleccionando la tecnología AEL, puesto que, es una tecnología que funciona correctamente en sistemas “on-grid”. Se determinaron 4 tipos de equipos para la planta de hidrógeno, un electrolizador alcalino cuya producción es equivalente a 3.880 Nm³/h de H₂, correspondiente a una producción de 279,05 kg H₂/h, 4 intercambiadores de calor utilizados en el ciclo de compresión, 4 compresores, una torre de enfriamiento para llevar el agua de rechazo (4,192 m³H₂O (l)/h) de 80°C a 20°C hacia el estanque de agua desmineralizada que provee de agua al electrolizador y finalmente 9 unidades de almacenamiento con una capacidad máxima de 300 m³ (almacenando un total de 46.880,4 kg de H₂ semanalmente). En lo que respecta al análisis económico, se estableció el costo nivelado del hidrógeno a partir de fuentes bibliográficas y se utilizó una herramienta de hidrógeno verde (elaborada por GIZ), la cual busca determinar la viabilidad de proyectos de ese tipo. El resultado fue igual a 6,2 USD/kg H₂, valor que se encuentra dentro del rango de magnitud al comparar con las diferentes fuentes bibliográficas.

A partir de los resultados obtenidos, se establece que el cierre de la primera unidad de la Central Termoeléctrica Bocamina cumple con las condiciones para una reconversión a uso industrial, determinando que la construcción y operación de una planta de hidrógeno verde también cumple con las condiciones técnicas, económicas, ambientales y legales.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ENERGÍA	1
1.1.1 CONSUMO DE ENERGÍA A TRAVÉS DEL TIEMPO	1
1.1.2 FUENTES DE ENERGÍA A TRAVÉS DEL TIEMPO	5
1.1.3 ENERGÍA Y DESARROLLO	7
1.2 ENERGÍA EN CHILE	9
1.2.1 ENERGÍA RENOVABLE EN CHILE	9
1.2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ERNC	10
1.2.3 MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	11
1.2.4 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN CHILE	12
1.3 HIDRÓGENO	13
1.3.1 HIDRÓGENO Y SUS PROPIEDADES	14
1.3.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	14
1.3.3 HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO	15
1.3.4 OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO SEGÚN TIPO DE FUENTE	17
1.3.5 ELECTRÓLISIS DEL AGUA	17
1.3.6 TIPOS DE ELECTROLIZADORES	19
1.3.7 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ELECTRÓLISIS DEL AGUA	22
1.3.8 PROYECCIONES FUTURAS DEL COSTO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	24
1.3.9 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	25
1.4 CALENTAMIENTO GLOBAL Y CAMBIO CLIMÁTICO	32
1.4.1 GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)	33
1.4.2 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y TENDENCIA EN CHILE	34
1.4.3 DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA	36
1.5 CIERRE DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN	36
1.6 ENEL CHILE, ENEL GENERACIÓN Y ENEL GREEN POWER	40
1.7 CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA	41
2. PROBLEMA	44
3. OBJETIVOS	46
3.1 OBJETIVO GENERAL	46
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	46
4. METODOLOGÍA	47

4.1 CIERRE DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (PRIMERA UNIDAD)	47
4.1.1 REVISIÓN DE LA RESOLUCIÓN DE CALIFICACIÓN AMBIENTAL N°206/2007 Y N°128/2015	47
4.1.2 REVISIÓN DE INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN TERRITORIAL	47
4.2 DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	48
4.2.1 BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA EN ELECTROLIZADOR	48
4.2.2 DESCRIPCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO	49
4.2.3 COMPRESIÓN, LICUEFACCIÓN Y ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO	49
4.3 ESTIMACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES E INDICADORES ECONÓMICOS PARA PROYECTO DE HIDRÓGENO VERDE	50
4.3.1 EVALUACIÓN AMBIENTAL	50
4.3.2 INDICADORES ECONÓMICOS – EVALUACIÓN ECONÓMICA	53
4.4 NORMATIVA APLICABLE PARA LA GENERACIÓN/ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE	53
5. RESULTADOS	53
5.1 ETAPA DE CIERRE Y/O ABANDONO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (PRIMERA UNIDAD)	53
5.1.1 ACTIVIDADES EN ETAPA DE CIERRE Y/O ABANDONO	53
5.1.2 INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN TERRITORIAL	55
5.1.3 REGULACIÓN PARTICULAR DE LOS IPT	56
5.2 NORMATIVA APLICABLE AL PROCESO DE CIERRE DE LA CENTRAL	59
5.2.1 ASPECTOS REGULATORIOS	59
5.2.2 ANÁLISIS DE INGRESO AL SEIA	61
5.2.3 LEVANTAMIENTO DE PERMISOS PARA EL PROCESO DE CIERRE DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (PRIMERA UNIDAD)	62
5.3 PLANTA DE ELECTRÓLISIS DEL AGUA	64
5.3.1 COMPARACIÓN ENTRE ELECTROLIZADORES AEL, PEM Y SOEC	64
5.3.2 COMPARACIÓN ENTRE ELECTROLIZADOR AEL Y PEM	68
5.3.2.1 Comparación de espacio para instalaciones de electrolizadores AEL y PEM	71
5.3.2.2 Límites operacionales en electrolizadores AEL y PEM	71
5.3.2.3 Duración y degradación de componentes principales de electrolizadores AEL y PEM	72
5.3.2.4 Factores que influyen en la vida útil de electrolizadores alcalinos y PEM	73
5.3.2.5 Desglose de costos asociado a tecnología alcalina y PEM	74
5.3.2.6 Comparación de costos según CAPEX	76
5.3.2.7 Comparación de costos según OPEX	78
5.3.2.8 Principales proveedores de electrolizadores en el mundo	78
5.3.3 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA ELECTROLIZADOR	80
5.4 ELECTROLIZADOR	81
5.5 BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA	82
5.6 EFICIENCIA DEL ELECTROLIZADOR	84
5.7 ANÁLISIS DEL RECURSO HÍDRICO	86
5.7.1 PLANTA DE AGUA DESMINERALIZADA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA	87
5.7.2 ABASTECIMIENTO DE AGUA MEDIANTE AGUA INDUSTRIAL Y AGUA DE MAR	87
5.8 COMPRESIÓN Y LICUEFACCIÓN DEL HIDRÓGENO	89

5.8.1	CICLO TERMODINÁMICO DEL PROCESO DE COMPRESIÓN	91
5.8.1	RESULTADOS CICLO DE COMPRESIÓN	97
5.9	INTERCAMBIADORES DE CALOR	98
5.9.1	INTERCAMBIADOR DE CALOR PLANTA DE ELECTRÓLISIS	98
5.9.2	INTERCAMBIADORES DE CALOR EN EL PROCESO DE COMPRESIÓN	99
5.9.3	TORRE DE ENFRIAMIENTO	101
5.10	ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	104
5.11	ESTIMACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	107
5.12	ANÁLISIS ECONÓMICO-ESTIMACIÓN DE COSTOS	117
5.12.1	COSTOS ASOCIADOS A ELECTROLIZADORES ALCALINOS	117
5.12.2	COSTOS ASOCIADOS AL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	119
5.12.3	COSTOS DE ELECTRICIDAD	121
5.12.4	COSTOS ASOCIADOS A LA INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENCIÓN	123
5.12.1	LCOEH ₂	124
5.12.2	HERRAMIENTA HIDRÓGENO VERDE	127
5.12.3	VAN Y TIR	134
5.13	LEGISLACIÓN APLICABLE A LA GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE	136
5.13.1	NORMATIVAS Y ESTÁNDARES CONSIDERADOS	136
5.13.2	ORIGEN DEL HIDRÓGENO VERDE	137
5.13.3	TIPOLOGÍAS	138
5.13.4	ANÁLISIS DE INGRESO AL SEIA	138
6.	DISCUSIÓN	140
7.	CONCLUSIÓN	146
8.	REFERENCIAS	149
9.	ANEXOS	155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Capacidad instalada total de energía renovable en N. América, S. América y en el mundo (IRENA, 2021) _____	5
Tabla 4.1: Valoración de los impactos ambientales (a partir de Espinoza, 2001) _____	51
Tabla 4.2: Clasificación de impactos (a partir de Espinoza, 2001) _____	52
Tabla 4.3: Valoración de impactos (a partir de Espinoza, 2001) _____	52
Tabla 5.1: Regulación de uso de suelo PRCC (a partir de Cubillos <i>et al.</i> , 2022) _____	57
Tabla 5.2: Permisos para la etapa de cierre y/o abandono de la Central Termoeléctrica Bocamina I (a partir de Enel Generación Chile, 2022) _____	62
Tabla 5.3: Parámetros de electrolizador alcalino, PEM y SOEC (a partir de Schröer, 2021) _____	64
Tabla 5.4: Ventajas y desventajas de electrolizador alcalino, PEM y SOEC (a partir de GIZ, 2021) ____	66
Tabla 5.5: Fabricantes de electrolizadores en el mundo (a partir de GIZ, 2021) _____	78
Tabla 5.6: Comparación entre tecnología AEL y PEM para selección _____	80
Tabla 5.7: Ventajas y desventajas de tecnología AEL y PEM _____	81
Tabla 5.8: Requerimientos de entrada para el electrolizador (a partir de Nel Hydrogen, 2018) ____	83
Tabla 5.9: Caudales del hidrógeno en el electrolizador _____	83
Tabla 5.10: Caudales del hidrógeno en el electrolizador (con 80% de eficiencia) _____	86
Tabla 5.11: Consumo energético en el proceso de compresión y licuefacción del hidrógeno (a partir de Morante <i>et al.</i> , 2020) _____	90
Tabla 5.12: Valores para exponente politrópico (a partir de García <i>et al.</i> , 2008) _____	93

Tabla 5.13: Parámetros ciclo de compresión _____	95
Tabla 5.14: Resultados ciclo de compresión _____	97
Tabla 5.15: Parámetros generales intercambiador de calor (para planta de electrólisis) _____	99
Tabla 5.16: Resultados intercambiadores de calor en proceso de compresión _____	99
Tabla 5.17: Especificaciones técnicas torre de enfriamiento _____	102
Tabla 5.18: Balances corrientes torre de enfriamiento _____	103
Tabla 5.19: Especificaciones técnicas estanque de almacenamiento _____	106
Tabla 5.20: Parámetros generales estanque de almacenamiento de hidrógeno _____	107
Tabla 5.21: Impactos ambientales asociados a la RCA N° 206/2007 (Endesa Chile, 2006) _____	108
Tabla 5.22: Impactos ambientales asociados a la RCA N°128/2015 (Endesa Chile, 2013) _____	109
Tabla 5.23: Identificación y descripción de medios, componentes e interacciones ambientales ____	111
Tabla 5.24: Definición de potenciales impactos ambientales en etapa de construcción _____	112
Tabla 5.25: Definición de potenciales impactos ambientales en etapa de operación _____	113
Tabla 5.26: Valoración de los impactos ambientales asociados a la etapa de construcción _____	114
Tabla 5.27: Valoración de los impactos ambientales asociados a la etapa de operación _____	115
Tabla 5.28: Valor de CAPEX para electrolizador alcalino (a partir de Implementa Sur, 2020) _____	118
Tabla 5.29: Costos y supuestos asociados al proceso de electrólisis de agua a partir de estudios nacionales e internacionales (Demetrio <i>et al.</i> , 2021) _____	119
Tabla 5.30: Costo de compresores (<i>National Renewable Energy Laboratory</i> , 2022) _____	120
Tabla 5.31: Costos de recipientes a presión de hidrógeno comprimido (<i>National Renewable Energy Laboratory</i> , 2022) _____	120

Tabla 5.32: Costo total para almacenamiento de hidrógeno comprimido (<i>National Renewable Energy Laboratory, 2022</i>)	121
Tabla 5.33: Costos de inversión de los componentes de la planta de almacenamiento	121
Tabla 5.34: Consumo energético total	122
Tabla 5.35: Costos de energía para un proyecto <i>on-grid</i> (<i>Demetrio et al., 2021</i>)	123
Tabla 5.36: Costos equivalentes a instalación, operación y mantenimiento de los equipos	124
Tabla 5.37: Parámetros a utilizar en ecuación 5.23	126
Tabla 5.38: Producción de H ₂	132
Tabla 5.39: Consumo energético	133
Tabla 5.40: Resultados LCOH, VAN y TIR	135
Tabla 5.41: Límite de emisión de dióxido de carbono equivalente para certificar origen de hidrógeno a partir de electrólisis (a partir de GIZ, 2020)	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Consumo de energía a nivel mundial a través del tiempo (TWh) (Demôro et al., 2021)	1
Figura 1.2: Consumo de energía eléctrica a través del tiempo kWh (Banco Mundial, 2019)	2
Figura 1.3: Generación de energía a nivel mundial (Demôro et al., 2021)	3
Figura 1.4: Índice de Desarrollo Humano vs. Energía Primaria per cápita para el año 2019 (Ministerio de Energía, 2020)	4
Figura 1.5: Evolución del consumo de energía primaria per cápita (Ministerio de Energía, 2020)	4
Figura 1.6: Generación de energía a partir de diferentes fuentes a nivel mundial (Demôro et al., 2021)	6
Figura 1.7: Financiamiento de proyectos e infraestructura para energía renovable, transporte electrificado y calor (Demôro et al., 2021)	7
Figura 1.8: Inversión a nivel mundial en ERNC (Demôro et al., 2021)	8
Figura 1.9: Financiamiento a nivel mundial en ERNC (Demôro et al., 2021)	8
Figura 1.10: Proyectos de generación eléctrica declarados en construcción en el SEN (CNE, 2022)	10
Figura 1.11: Capacidad instalada por fuente MW (CNE, 2022)	13
Figura 1.12: Obtención de Hidrógeno a partir de diferentes fuentes (A partir de Vásquez et al., 2019)	15
Figura 1.13: Producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua (GIZ, 2021)	18
Figura 1.14: Diagrama de bloques simplificado del proceso de electrólisis del agua (A partir de GIZ, 2021)	18
Figura 1.15: Electrólisis AEL (GIZ, 2021)	20
Figura 1.16: Electrólisis PEM (GIZ, 2021)	20
Figura 1.17: Funcionamiento de celdas de electrólisis SOEC (GIZ, 2021)	21

Figura 1.18: Funcionamiento electrolizador AEM (GIZ, 2021)	22
Figura 1.19: Proyección de los precios de producción de hidrógeno verde basado en ERNC en Chile y a nivel mundial (Comité Solar e Innovación Energética, CORFO, MINENERGÍA, 2019)	23
Figura 1.20: Costos de producción de hidrógeno por tecnología en el escenario de Desarrollo Sostenible 2019-2050 (García, 2021)	24
Figura 1.21: Formas de almacenamiento del hidrógeno (A partir de Vásquez et al., 2019)	25
Figura 1.22: Trabajo de compresión para el hidrógeno a partir de 1 bar estimado a través de diferentes modelos (KTH, 2017)	27
Figura 1.23: Trabajo eléctrico requerido para la compresión de hidrógeno en varias etapas. Supuestos para el cálculo: T = 25°C (KTH, 2017)	28
Figura 1.24: Clasificación de los diferentes tipos de tanques para almacenamiento de hidrógeno (Morante et al., 2020)	30
Figura 1.25: Sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido (Cancino, 2021)	30
Figura 1.26: Tanque de hidrógeno líquido (GIZ, 2021)	32
Figura 1.27: Cambio en la temperatura media global en superficie observada mensualmente y calentamiento global antropogénico estimado (IPCC, 2019)	34
Figura 1.28: Evolución de emisiones GEI sector energía por actividad en kt CO2 equivalente (CNE, 2020)	35
Figura 1.29: Evolución de intensidad de emisiones en kt CO2 eq/ Miles de Millones CLP (CNE, 2020)	35
Figura 1.30: Mapa de unidades de generación a carbón operativas en Chile (GIZ, 2020)	38
Figura 1.31: Emplazamiento a escala local de la Central Termoeléctrica Bocamina, con los sectores y unidades más relevantes (Enel Generación Chile, 2019)	43
Figura 2.1: Opciones de una unidad de generación que saldrá de servicio (GIZ, 2020)	45
Figura 4.1: Metodología para identificar los impactos ambientales asociados a la planta de hidrógeno (A partir de Endesa Chile, 2013)	50

Figura 5.1: Zona Industrial ZI-13 (PRMC, 2019)	57
Figura 5.2: Zona ZAP-3 (PRCC, 2013)	58
Figura 5.3: Sistema para electrolizador AEL (Taibi <i>et al.</i> , 2022)	70
Figura 5.4: Sistema para electrolizador PEM (Taibi <i>et al.</i> , 2022)	70
Figura 5.5: Comparación de vida útil de stacks para tecnología AEL y PEM (GIZ, 2021)	73
Figura 5.6: Desglose de costos asociados a un electrolizador PEM de 1 MW (Taibi <i>et al.</i> , 2022)	75
Figura 5.7: Desglose de costos asociados a un electrolizador alcalino de 1 MW (Taibi <i>et al.</i> , 2022)	76
Figura 5.8: Costo por kW instalado de tecnología AEL y PEM presente y a futuro (GIZ, 2021)	77
Figura 5.9: Comparación de costos de tecnología alcalina y PEM (GIZ, 2021)	77
Figura 5.10: Electrolizador alcalino <i>Nel Hydrogen A-3880</i> (Nel Hydrogen, 2018)	82
Figura 5.11: Balance de materia y energía del electrolizador <i>Nel Hydrogen A-3880</i> (considerando 100% eficiencia)	83
5.12: Balance de materia y energía electrolizador <i>Nel Hydrogen A-3880</i> (considerando la eficiencia de 80%)	85
Figura 5.13: Ubicación tubería de aducción de agua de mar (SMA, 2013)	88
Figura 5.14: Diagrama abastecimiento de agua de mar Central Termoeléctrica Bocamina I	88
Figura 5.15: Diagrama abastecimiento de agua de pozo Central Termoeléctrica Bocamina I	89
Figura 5.16: Transporte y distribución de hidrógeno según compresión y licuefacción (Ziehe <i>et al.</i> , 2022)	90
Figura 5.17: Ciclo de compresión de hidrógeno	92
Figura 5.18: Diagrama proceso de compresión	97
Figura 5.19: Diagrama con los resultados de intercambiadores de calor	100

Figura 5.20: Diagrama general planta de hidrógeno	102
Figura 5.21: Diagrama corrientes torre de enfriamiento	103
Figura 5.22: Torre de enfriamiento de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co	103
Figura 5.23: Imagen referencial estanque de almacenamiento de hidrógeno (STRENGTH EQUIPMENTS)	105
Figura 5.24: Imagen referencial estanque de almacenamiento de hidrógeno (STRENGTH EQUIPMENTS)	105
Figura 5.25: CAPEX obtenido para el proyecto	135

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.1: Electrólisis (GIZ, 2021) _____	18
Ecuación 1.2: Ecuación para gas ideal _____	26
Ecuación 1.3: Ecuación de Van der Waals _____	27
Ecuación 1.4: Corrección de compresibilidad (factor Z) _____	27
Ecuación 1.5: Compresión adiabática de gas ideal _____	27
Ecuación 4.1: Valoración de impactos (A partir de Espinoza, 2001) _____	52
Ecuación 5.1: Ley de Faraday (Sánchez, 2019) _____	84
Ecuación 5.2: Eficiencia de Faraday (Sánchez, 2019) _____	84
Ecuación 5.3: Eficiencia energética del electrolizador _____	84
Ecuación 5.4: Proceso politrópico (García <i>et al.</i> , 2008) _____	93
Ecuación 5.5: Exponente politrópico (García <i>et al.</i> , 2008) _____	94
Ecuación 5.6: Eficiencia politrópica (García <i>et al.</i> , 2008) _____	94
Ecuación 5.7: Relación de presión con las etapas del proceso de compresión (García <i>et al.</i> , 2008) _	95
Ecuación 5.8: Temperatura de salida de cada compresor (García <i>et al.</i> , 2008) _____	95
Ecuación 5.9: Presión de salida de cada compresor (García <i>et al.</i> , 2008) _____	95
Ecuación 5.10: Densidad del hidrógeno _____	96
Ecuación 5.11: Trabajo de cada compresor _____	96
Ecuación 5.12: Trabajo total en el ciclo de compresión _____	96
Ecuación 5.13: Eficiencia energética ciclo de compresión _____	98

Ecuación 5.14: Cálculo para obtener $Q(kW)$	98
Ecuación 5.15: Cálculo para obtener $Q(kW)$	99
Ecuación 5.16: Cálculo para obtener $Q(kW)$	99
Ecuación 5.17: Cálculo para la eficiencia de una torre de enfriamiento (Obregón <i>et al.</i> , 2016)	101
Ecuación 5.18: Ecuación de estado	104
Ecuación 5.19: Volumen estanque	104
Ecuación 5.20: Radio del estanque	105
Ecuación 5.21: Volumen estanque (m^3)	106
Ecuación 5.22: Área estanque (m^2)	106
Ecuación 5.23: Cálculo para LCOE	124
Ecuación 5.24: Cálculo para $LCOEH_2$	125
Ecuación 5.25: Cálculo para costo nivelado del hidrógeno	126

ACRÓNIMOS

- [1] MMA: Ministerio del Medio Ambiente
- [2] ERNC: Energías Renovables No Convencionales
- [3] AIE: Agencia Internacional de Energía
- [4] SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
- [5] RCA: Resolución de Calificación Ambiental
- [6] MINENERGIA: Ministerio de Energía
- [7] GIZ: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammen- arbeit
- [8] CT: Central Termoeléctrica
- [9] AEL: Electrolizador alcalino
- [10] PEM: Electrolizador de intercambio de protones
- [11] SOEC: Electrolizador de óxido sólido
- [12] Sistema on-grid: Sistema que requiere estar conectado a la red eléctrica
- [13] Sistema off-grid: Sistema que no requiere estar conectado a la red eléctrica

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ENERGÍA

1.1.1 Consumo de energía a través del tiempo

La energía es esencial para el desarrollo, países industrializados con economías de gran escala requieren de grandes cantidades de energía para poder mantener su funcionamiento. En cuanto a los países en vías de desarrollo, requieren de aumentar su consumo energético para sostener su crecimiento. En otras palabras, la energía se relaciona directamente con el desarrollo y el crecimiento de los países, ya que no sólo posibilita las inversiones, sino también la innovación y las nuevas industrias.

Respecto del tipo de energía utilizado por un país, va a depender principalmente de los recursos naturales que se encuentren disponibles en el territorio, además de las fuentes energéticas importadas. Sin embargo, la última tiende a comprometer el desarrollo a causa de la dependencia energética.

Al analizar el consumo de energía a través del tiempo, para el período 2020 se pudo apreciar una caída en la actividad económica a causa de la pandemia, sin embargo, pese a la contingencia y a la disminución tanto de la actividad económica como del consumo energético, la caída no fue considerable. En la figura 1.1 se puede observar que para el año 2020 el consumo de energía a nivel mundial fue equivalente a 25,8 TWh, mientras que para el año 2019 el consumo fue de 27,31 TWh (Demôro *et al.*, 2021).

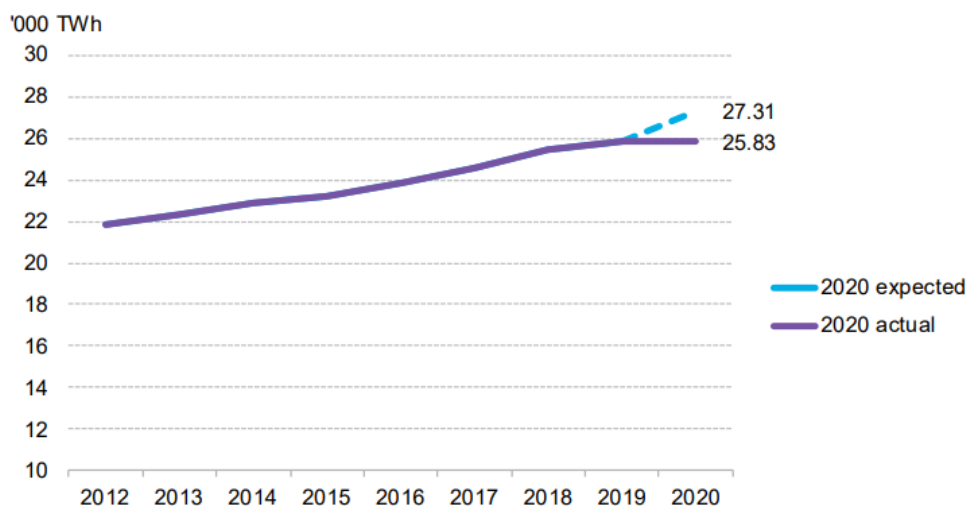


Figura 1.1: Consumo de energía a nivel mundial a través del tiempo (TWh) (Demôro *et al.*, 2021)

Al hacer una comparación entre el consumo de energía a nivel mundial desde el año 1970 hasta el año 2019, se puede observar que el consumo energético va en aumento (ver figura 1.2), lo que se puede explicar a través del aumento en la población, mayor desarrollo de tecnologías, etc.

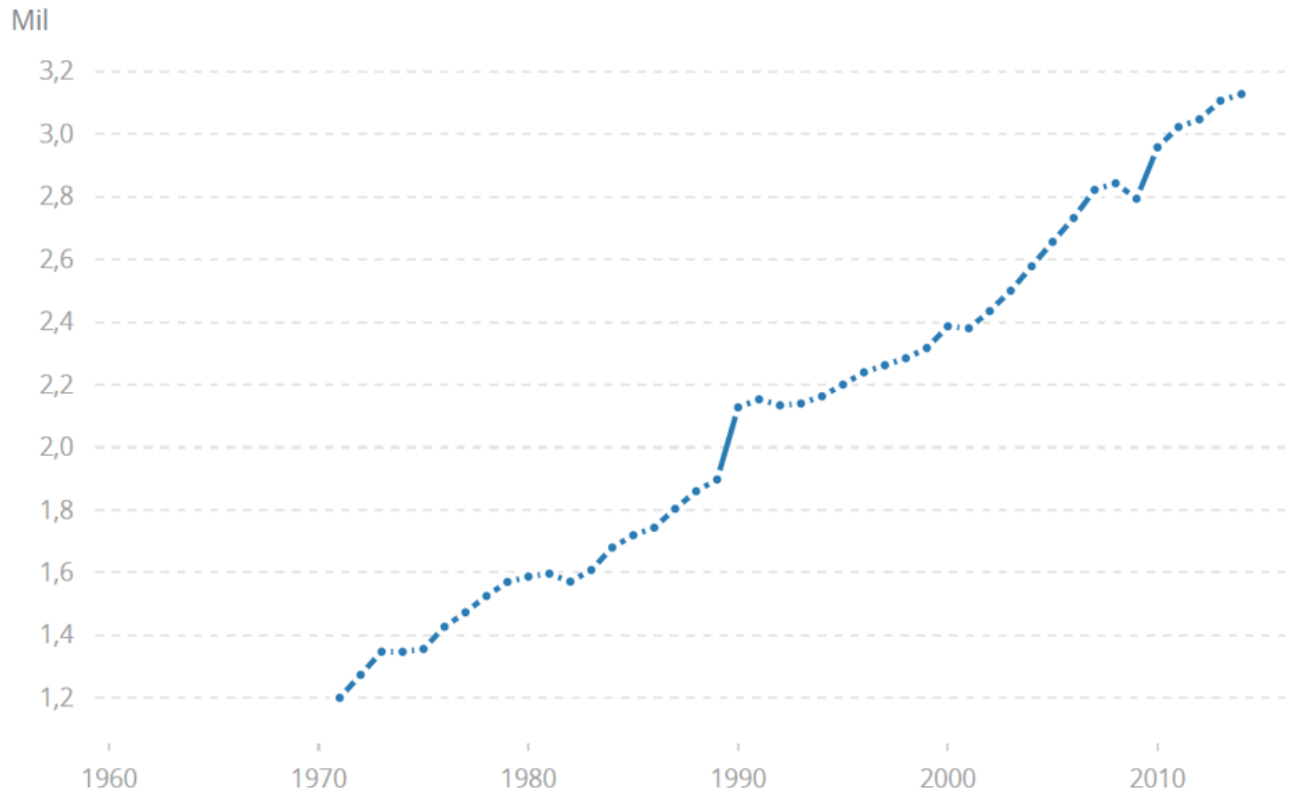


Figura 1.2: Consumo de energía eléctrica a través del tiempo kWh (Banco Mundial, 2019)

Considerando los países no pertenecientes a la OCDE, presentaron un aumento en la generación de energía eléctrica, sin embargo, no es el mismo escenario para los países pertenecientes. En el caso de China, fue un contribuyente en materia de generación, cuya cifra fue mayor que el resto de los países con un aumento equivalente de un 4% entre el período 2019-2020, mientras que los demás países OCDE, aumentaron sólo en un 1% (ver figura 1.3).

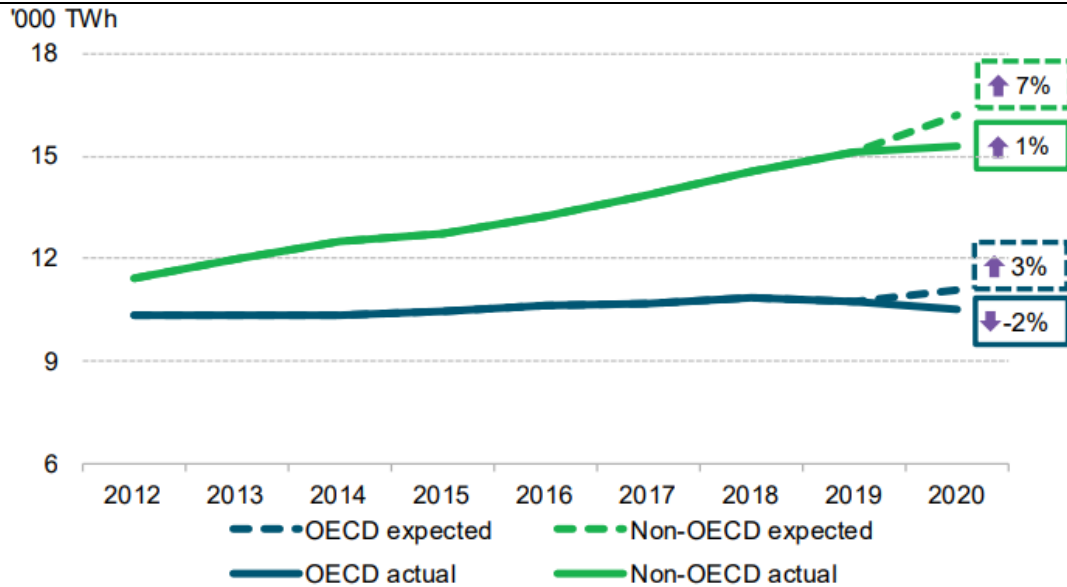


Figura 1.3: Generación de energía a nivel mundial (Demôro et al., 2021)

Las estadísticas tanto para el consumo de energía a nivel mundial como para su generación, no señalan cambios significativos pese a la caída del año 2020, lo que se traduce en la importancia que tiene la energía para una nación en cuanto a crecimiento y desarrollo.

Una forma de estimar el crecimiento de un país es a través del Índice de Desarrollo Humano (IDH), el que corresponde a un programa elaborado por las Naciones Unidas para el desarrollo. Constituye una medida de estimación considerando diferentes índices, sea la esperanza de vida, nivel educacional, estándar de vida, etc. (Ministerio de Energía, 2020).

Chile, en materia de energía ha presentado una evolución a medida que transcurre el tiempo (ver figura 1.4 y 1.5), esa evolución está relacionada con el crecimiento y desarrollo de los últimos años. Sin embargo, pese a que hay una evolución en cuanto a la generación e inversión en el sector energético, la producción se ve afectada por el consumo de la misma. Lo anterior conlleva a que tanto la generación como el consumo se deben relacionar con la protección del medio ambiente y con el desarrollo e inversión de tecnologías para la generación de energía a partir de fuentes renovables.

El excesivo consumo de energía trae consigo una serie de consecuencias y efectos negativos para el medio ambiente, lo que se ve reflejado en el aumento de concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), ocasionados principalmente por la actividad antrópica, atribuible a la quema de combustibles fósiles y asociados al incremento en la temperatura global. A raíz de las consecuencias

ocasionadas por los GEI es que surge la importancia de asegurar un suministro de energía a partir de otras fuentes. Las fuentes de energía renovables no sólo contribuyen a disminuir la concentración de gases de efecto invernadero, sino también, a no depender de los bloqueos de abastecimiento y fluctuaciones en los precios causados por la dependencia energética.

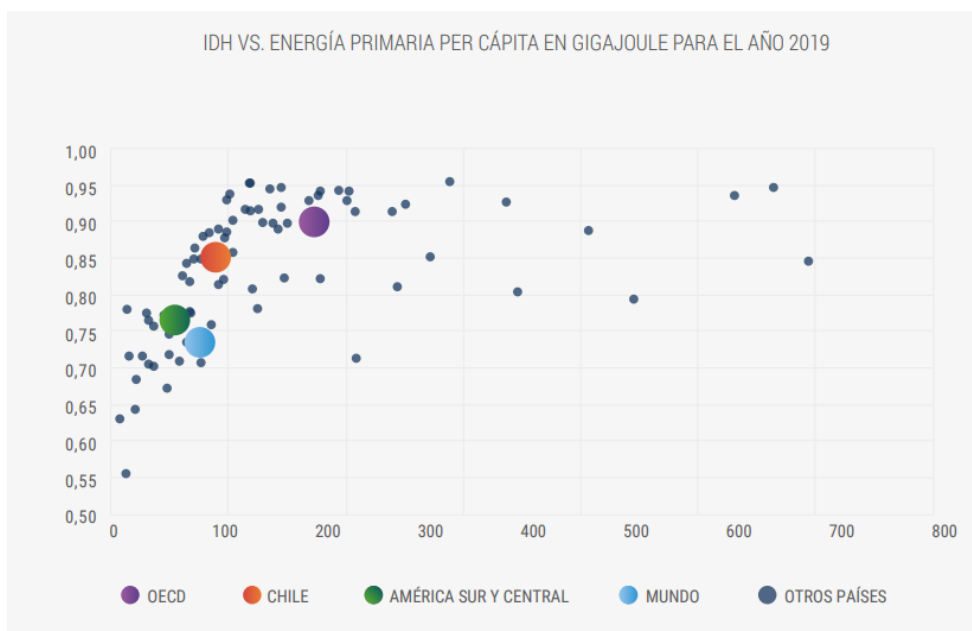


Figura 1.4: Índice de Desarrollo Humano vs. Energía Primaria per cápita para el año 2019 (Ministerio de Energía, 2020)

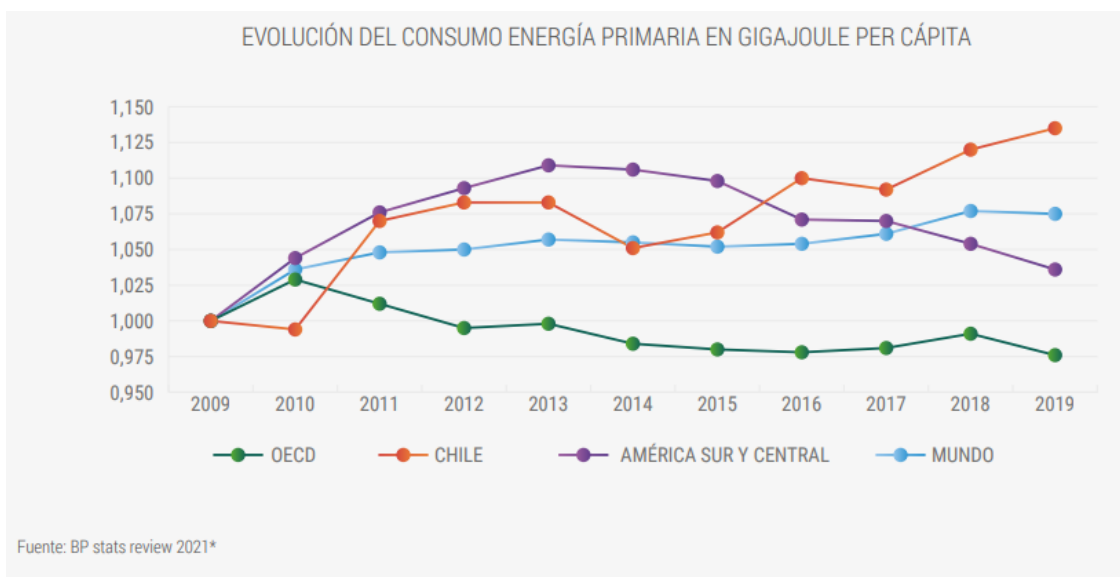


Figura 1.5: Evolución del consumo de energía primaria per cápita (Ministerio de Energía, 2020)

Actualmente tanto la producción como el consumo energético se deben optimizar considerando la descarbonización de la matriz energética, optando por la generación de energía a partir de fuentes renovables para así, cubrir la demanda energética a partir de la disminución de gases de efecto invernadero.

1.1.2 Fuentes de energía a través del tiempo

Las energías renovables surgen como una alternativa inagotable, que pueden reemplazar e incluso complementar a los sistemas de generación de energía actuales. Entran al sistema para apoyar al sector energético de los países, sobre todo aquellos que cuentan con geografía para su desarrollo.

Actualmente a nivel mundial, se han establecido como fuentes principales buscando disminuir la generación de energía a partir de combustibles fósiles. Cuando las ERNC se comenzaban a implementar, los costos asociados eran elevados, por lo que no estaban al alcance de países que contaban menores ingresos, razón por la cual, la producción a partir de combustibles fósiles al tener menores costos asociados para su desarrollo, se incrementaba cada vez más. A medida que la producción de energía a partir de fuentes fósiles se incrementaba, no se consideraban los efectos devastadores para el medio ambiente, efectos que actualmente se pueden observar a causa del aumento de la temperatura global.

Tabla 1.1: Capacidad instalada total de energía renovable en N. América, S. América y en el mundo (IRENA, 2021)

CAP (MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
World	1 329 886	1 442 763	1 564 390	1 694 061	1 847 258	2 010 005	2 180 389	2 358 749	2 538 441	2 799 094
N America	242 939	262 768	271 985	285 786	307 701	331 179	348 558	368 956	389 611	421 703
Canada	82 820	83 967	85 906	88 925	95 414	97 176	99 328	100 140	100 997	101 188
Greenland	69	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Mexico	13 480	14 770	15 176	16 568	17 296	18 825	19 462	22 128	25 648	28 358
St Pierre Mq	1	1	1							
USA	146 570	163 940	170 812	180 202	194 900	215 087	229 677	246 596	262 875	292 065
S America	152 028	156 030	161 211	170 343	178 798	193 395	202 674	213 333	223 614	233 033
Argentina	10 377	10 528	10 590	10 606	10 655	10 670	10 757	11 510	12 690	14 072
Bolivia	590	591	592	628	638	669	796	923	1 057	1 057
Brazil	92 913	96 114	99 830	106 445	112 637	121 395	128 512	136 614	144 554	150 047
Chile	6 698	7 056	7 678	8 329	8 452	9 299	10 289	10 955	11 498	12 794
Colombia	9 918	9 980	10 081	11 154	11 758	11 882	12 071	12 267	12 355	13 549
Ecuador	2 338	2 368	2 388	2 440	2 599	4 640	4 714	5 266	5 277	5 298
Falklands Malv	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Fr Guiana	157	157	157	157	167	167	167	167	170	179
Guyana	54	54	55	55	55	46	48	51	53	53
Paraguay	8 810	8 810	8 849	8 849	8 849	8 849	8 849	8 849	8 832	8 832
Peru	3 539	3 698	3 841	4 098	4 701	5 730	5 970	6 222	6 608	6 630
South Georgia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suriname	180	181	181	186	188	188	188	189	189	189
Uruguay	1 825	1 834	2 012	2 437	2 883	3 262	3 715	3 721	3 730	3 732
Venezuela	14 626	14 656	14 954	14 955	15 214	16 597	16 597	16 596	16 598	16 598

A raíz de los efectos que ocasiona la generación de energía a partir de fuentes fósiles, es que los países han puesto su interés en la generación a partir de fuentes renovables. En cuanto a la generación (ver tabla 1.1), EEUU para el período 2011 contaba con una capacidad instalada de 146.570 MW, mientras que para el año 2020 ya contaba con una capacidad de 292.065 MW. Asimismo, Brasil pasó de tener una capacidad instalada equivalente a 92.913 MW en el año 2011, a una capacidad instalada de 150.047 MW en el período 2020 (IRENA, 2021).

Chile para el año 2011 presentaba una capacidad instalada igual a 6.698 MW, aumentando en el año 2020 a 12.794 MW (IRENA, 2021).

La evolución de las fuentes de energía no sólo refleja el desarrollo de tecnologías, sino también, la importancia que toma el rol de los países en cuanto a implementación de políticas e inversiones. Es relevante que las naciones se centren en la descarbonización de la matriz energética, para lograr, además, lo mencionado anteriormente, una independencia energética por medio de la generación a partir de fuentes renovables utilizando los recursos y geografía con la que cuenta cada país.

En cuanto a las fuentes de energía a partir de combustibles fósiles, han experimentado una caída a lo largo del tiempo, lo que se puede ver reflejado tanto a nivel mundial como a nivel nacional (ver figura 1.6). A nivel mundial, para el año 2020, la generación a partir de fuentes fósiles (específicamente carbón), representó un 34%, sufriendo una caída equivalente a un 6% en comparación con el período 2013. La generación a partir de fuentes renovables para el año 2020 constituyó un 29% a nivel mundial, obteniendo un aumento en comparación a los años anteriores (Demôro *et al.*, 2021).

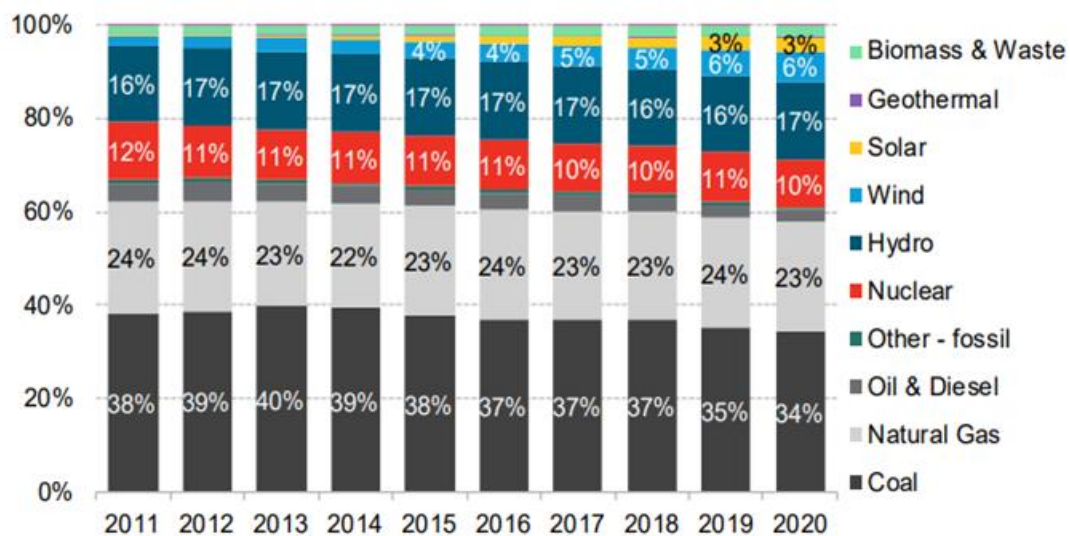


Figura 1.6: Generación de energía a partir de diferentes fuentes a nivel mundial (Demôro *et al.*, 2021)

1.1.3 Energía y desarrollo

El financiamiento de proyectos e infraestructura para la generación de energía a partir de fuentes renovables, incluyendo el transporte electrificado y calor, para el año 2020 alcanzó un monto equivalente a \$471.000 millones de dólares, aumentando en un 11% en comparación al período 2019 (ver figura 1.7).

Entre los países que representaron más de la mitad de la inversión, China se encuentra en primer lugar, cuyo monto fue equivalente a \$144.000 millones de dólares (casi un tercio del total); USA por su parte, se encuentra en segundo lugar con una inversión igual a \$79.000 millones de dólares (correspondiente un 17%); y Alemania se encuentra en tercer lugar con una inversión equivalente a \$37.000 millones de dólares (aproximadamente un 6% del total) (Demôro *et al.*, 2021).

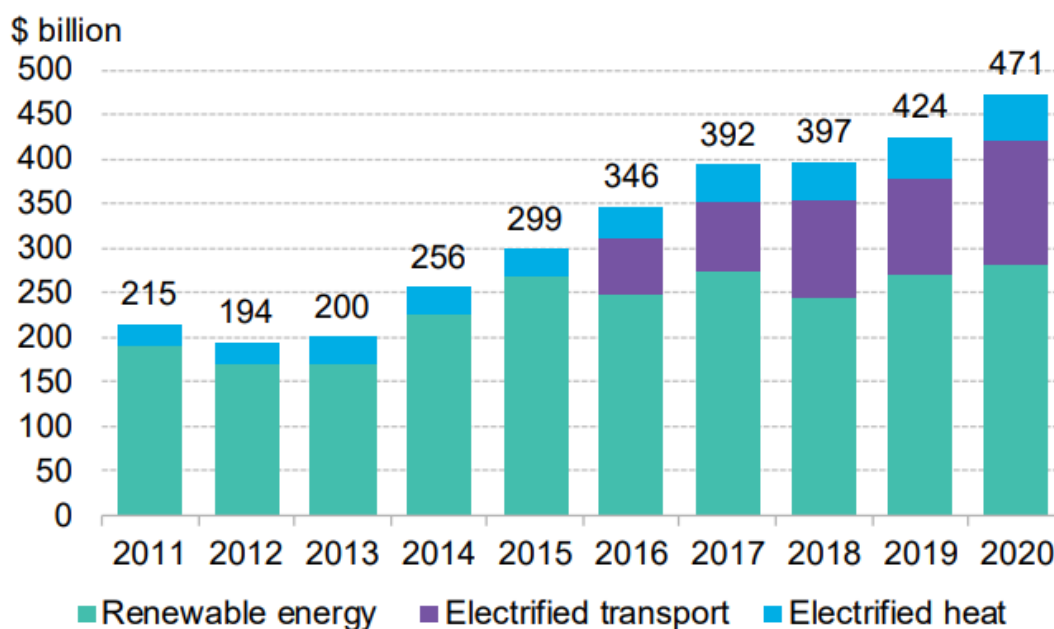


Figura 1.7: Financiamiento de proyectos e infraestructura para energía renovable, transporte electrificado y calor (Demôro *et al.*, 2021)

Respecto de los niveles de inversión, la energía eólica y solar representaron al año 2020 un 95% de la inversión en energía recibida a nivel mundial. Por una parte, la energía eólica representó el 54% del total con un monto igual a \$153.000 millones de dólares, mientras que la energía solar recibió un 41% equivalente a un monto de \$114.000 millones de dólares (ver figura 1.8) (Demôro *et al.*, 2021).

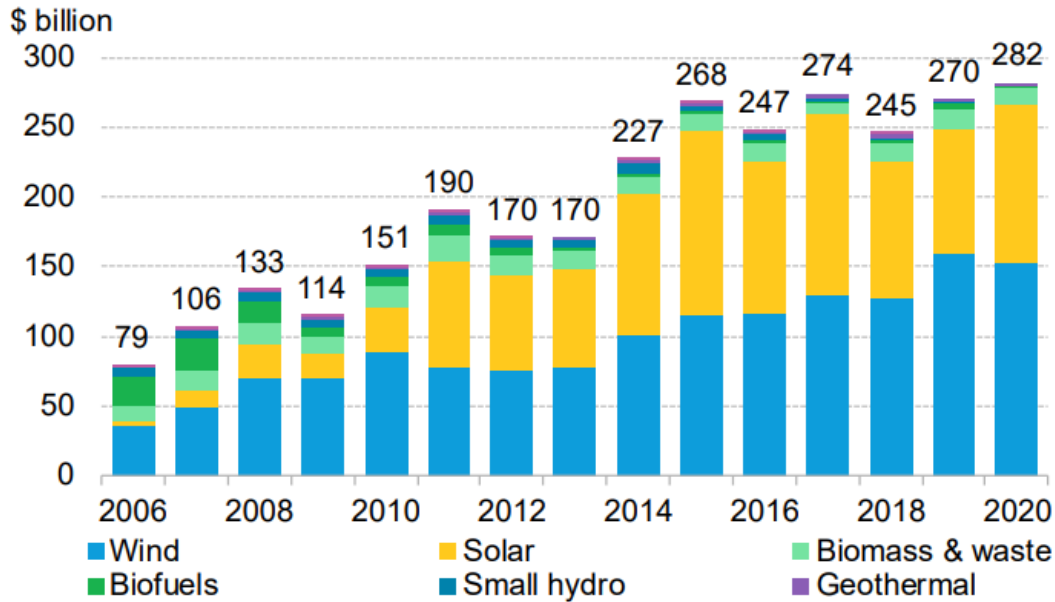
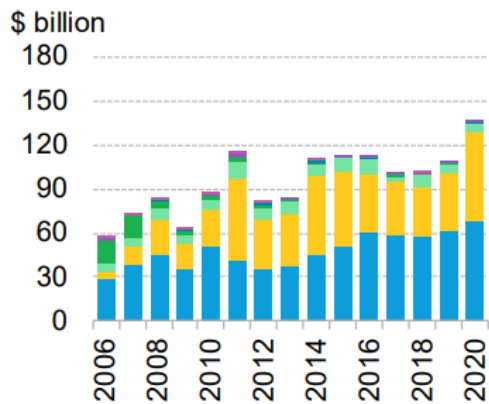


Figura 1.8: Inversión a nivel mundial en ERNC (Demôro et al., 2021)

La energía eólica constituyó la principal inversión en materia de energía renovable tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo, lo que equivale a un 51% y 58%, siguiendo la energía solar con un 44% del total en países desarrollados y un 37% en países en vías de desarrollo. En la figura 1.9 se puede observar el financiamiento a nivel mundial en energías renovables no convencionales.

Renewable energy asset finance in developed markets



Renewable energy asset finance in developing markets

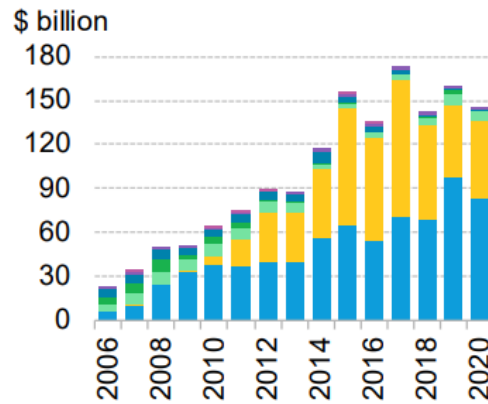


Figura 1.9: Financiamiento a nivel mundial en ERNC (Demôro et al., 2021)

1.2 ENERGÍA EN CHILE

1.2.1 Energía renovable en Chile

Chile cuenta con uno de los mayores potenciales del mundo para la generación de energías renovables. Según el *Bloomberg New Energy Finance Climate Scope 2018*, Chile es el país más atractivo del mundo para invertir en energía limpia (de un total de 103 mercados emergentes). Tiene el potencial de producir entre 1.380 y 1.860 GW de energía renovable, incluyendo energía solar fotovoltaica, energía termosolar de concentración (CSP) y energía eólica (Comisión Desafíos del Futuro, Ciencia, Tecnología e Innovación, 2021).

Las condiciones de mercado para el desarrollo de las ERNC han mejorado significativamente, lo que se traduce en la acelerada implementación de esos proyectos. Además, la maduración tecnológica junto a la disminución de los costos de tecnologías ERNC y el gran potencial de recursos que tiene Chile, el perfeccionamiento de la legislación eléctrica chilena de los últimos años, el desarrollo de instrumentos de fomento a la inversión y el acceso a financiamiento han permitido que el país se destaque como líder en la integración de energías renovables (Palma et al., 2009).

De acuerdo a la Resolución Exenta N° 227 que “Actualiza y Comunica Obras en Construcción”, en el Sistema Eléctrico Nacional se pueden contabilizar al 31 de marzo de 2022 un total de 225 proyectos de generación de energía registrados en etapa de construcción. En conjunto, alcanzan una capacidad eléctrica equivalente a 4.965 MW, los cuales tienen fecha estimada de ingreso a operación durante el período comprendido entre diciembre de 2020 y mayo de 2025 (CNE, 2022).

De los proyectos en construcción, 7 corresponden a energía eólica, con capacidad equivalente a 652 [MW]; 8 proyectos de energía hidráulica (mini hidráulica de pasada) con una capacidad de 42 [MW] y 195 proyectos de solar fotovoltaica con una capacidad igual a 3.678 [MW]. En total, hay 210 proyectos de ERNC en construcción al año 2022, cuyo total en MW es equivalente a 4.965 (ver figura 1.10).

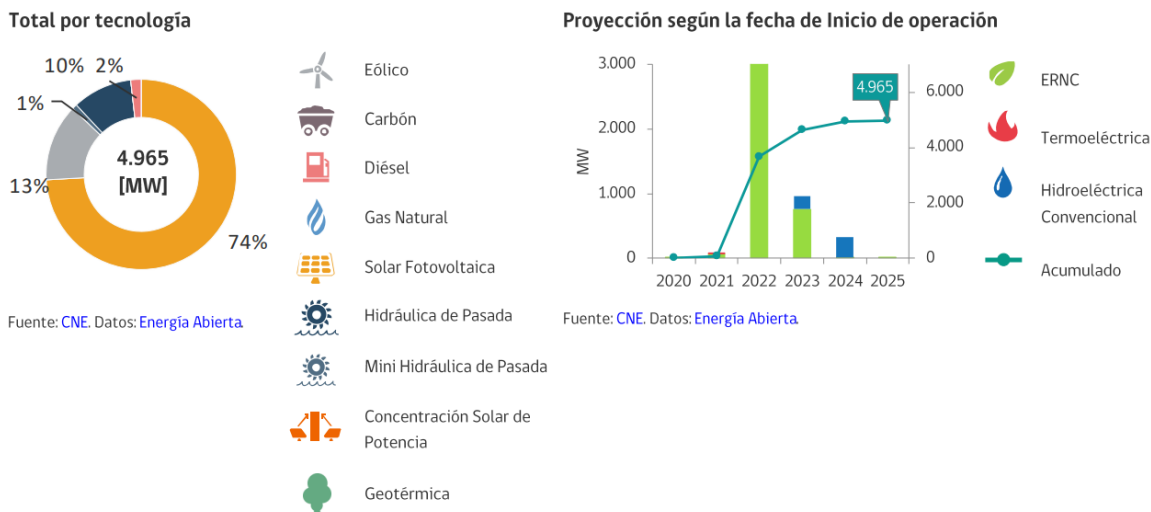


Figura 1.10: Proyectos de generación eléctrica declarados en construcción en el SEN (CNE, 2022)

1.2.2 Ventajas y desventajas de las ERNC

Si bien la generación de energía a partir de fuentes renovables ha ido incrementando a medida que transcurre el tiempo debido a las ventajas que presenta en comparación a la producción a partir de fuentes fósiles, también presentan una serie de desventajas.

La Agencia Internacional de Energía (AIE), señaló en el año 2019 las ventajas y desventajas que presentan las ERNC. Las ventajas se señalan a continuación:

- Las energías renovables no emiten gases de efecto invernadero (GEI) en los procesos de generación de energía. Son consideradas energías limpias y herramientas fundamentales contra el cambio climático;
- Son recursos energéticos inagotables. Forman un sistema energético sostenible;
- Reducen la dependencia energética. Por su naturaleza local (solar, geotérmica, hidráulica) fortalecen la independencia energética, al reducir la importación de combustibles fósiles;
- Son económicamente competitivas. Las tecnologías renovables como la eólica y solar fotovoltaica han reducido fuertemente sus costos, de forma que ya no son competitivas con las convencionales.
- Futuro prometedor para el desarrollo tecnológico. Gran parte de la comunidad internacional está apostando a una descarbonización de la economía;

- Los avances en las tecnologías digitales están abriendo enormes oportunidades para las transiciones energéticas;
- La producción de biomasa es descentralizada, permite disminuir la dependencia externa de combustibles fósiles primarios, cuenta con un buen grado de desarrollo tecnológico, además de que su suministro a largo plazo es confiable y permite el desarrollo de proyectos pequeños y modulares distribuidos geográficamente;

En cuanto a las desventajas:

- Algunas fuentes de energía renovable son intermitentes (solar, eólica). Estas centrales generadoras que utilizan esos recursos, no pueden controlar cuándo operar, debido a que funcionan cuando el recurso está disponible. En general, necesitan de otras fuentes de apoyo (puede ser combustibles fósiles o centrales hidroeléctricas) para garantizar una producción continua;
- Algunas fuentes de energía renovable, necesitan de grandes construcciones que afectan el ecosistema donde se ejecutan dichas instalaciones;
- El efecto sombra causado por los aerogeneradores, al igual que el resto de estructuras altas.
- Los aerogeneradores pueden afectar el hábitat y costumbres de las aves, el mayor impacto se puede producir al chocar contra los rotores y las estructuras de las turbinas;
- La principal dificultad técnica para proyectos eólicos offshore o energías marinas, es el diseñar los materiales que soporten las condiciones marinas con bajo mantenimiento;
- No están disponibles en todo el territorio ni es posible cambiar su ubicación. Cada zona dispone de mejores recursos naturales de una fuente u otra para la obtención de energía, por lo tanto, la planificación de las líneas de transmisión puede afectar a los ecosistemas.

1.2.3 Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico en Chile, se compone por tres áreas: generación, transmisión y distribución. Son sectores que hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del país. La interconexión física de los componentes de cada uno de los sectores se conoce como: sistema eléctrico.

- **Generación:** corresponde al sector que tiene por función la producción de energía eléctrica a través de diferentes fuentes (sea eólica, solar, hidroeléctrica, termoeléctrica, etc.)

- **Transmisión:** sector que tiene por función transmitir la energía producida en niveles de alto voltaje a todos los puntos del sistema eléctrico.
- **Distribución:** su función es distribuir en niveles de menor voltaje que la transmisión, la energía eléctrica desde un punto del sistema eléctrico a los clientes regulados que el sector atiende.

Los tres sectores son desarrollados por empresas privadas, las que realizan inversiones necesarias dentro de la normativa aplicable específica que rige para cada uno de los sectores mencionados. De esa manera, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que la generación lo hace bajo reglas de libre competencia (Generadoras Chile, 2022).

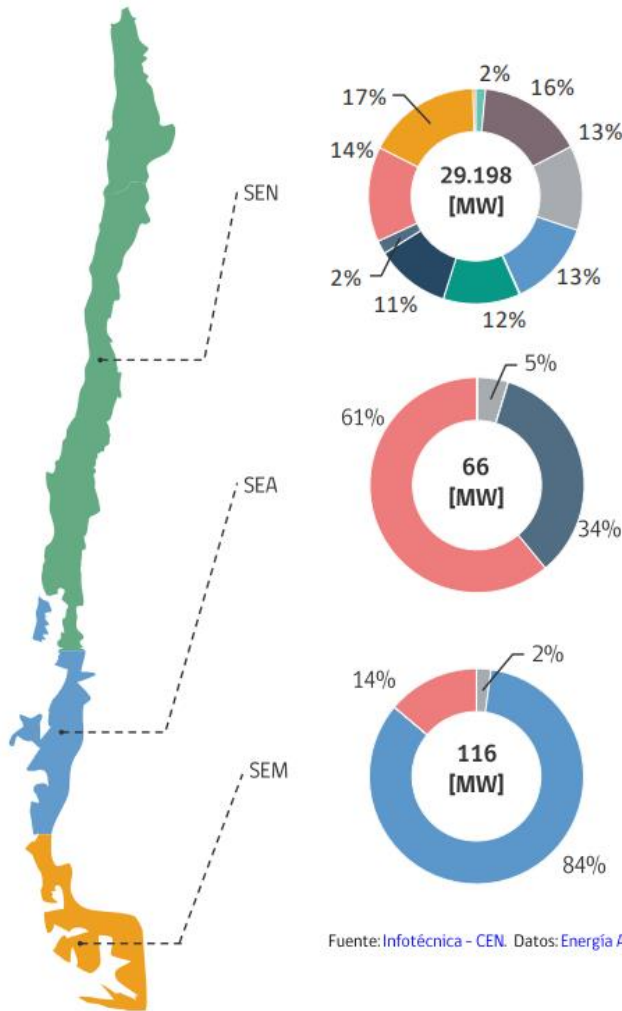
1.2.4 Características del sistema eléctrico en Chile

El mercado eléctrico en Chile se compone por tres sistemas independientes:

- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** sistema que se compone por los antiguos sistemas, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- **Sistema de Aysén (SEA):** sistema que produce electricidad para abastecer a la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo. A marzo de 2022, posee una capacidad instalada neta equivalente a 66 MW, con 61% diésel, 34% hidráulica y 5% eólica.
- **Sistema de Magallanes (SEM):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A marzo de 2022, posee una capacidad instalada neta equivalente de 116 MW, con un 84% gas natural, 14% diésel y 2% eólica. (Generadoras Chile, 2022).

El mercado eléctrico chileno se compone además por la capacidad instalada, la cual hace referencia a la potencia de generar energía a partir de determinada tecnología. A marzo del año actual, Chile cuenta con una capacidad instalada de 31.076 MW. El 57,4% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (23,3% hidráulica; 20,0% solar; 12,0% eólico; 1,9% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 42,6% corresponde a fuentes térmicas (específicamente 16,0% carbón, 15,9% gas natural y 10,8% petróleo). En la figura 1.11 se puede observar la capacidad instalada neta por tecnología (CNE, 2022).

Capacidad instalada neta por tecnología



Capacidad instalada neta por sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	29.198	99,4%
SEA	66,03	0,2%
SEM	115,94	0,3%
Total	29.380	100%

Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.

- Eólica
- Diésel
- Carbón
- Biomasa
- Gas Natural
- Solar fotovoltaico
- Hidráulica de Pasada
- Hidráulica de Embalse
- Mini Hidráulica de Pasada
- Geotermia

Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.

Figura 1.11: Capacidad instalada por fuente MW (CNE, 2022)

1.3 HIDRÓGENO

En la sección 1.2.2, se mencionaron las desventajas que presentan las ERNC, de las cuales, la más significativa corresponde a que tanto la energía eólica como solar son intermitentes, lo que conlleva a que necesiten de otra fuente. La fuente puede ser a partir de combustibles fósiles (carbón o petróleo principalmente), fuente que genera efectos negativos tanto a nivel local como global.

Una solución para reemplazar el uso de combustibles fósiles, es a partir de la producción de hidrógeno, específicamente, a partir de la producción de hidrógeno verde.

1.3.1 Hidrógeno y sus propiedades

El hidrógeno es un gas inodoro, incoloro e insípido, corresponde al elemento químico de estructura más simple de la tabla periódica, es el más abundante del universo y tercero más abundante en la tierra, en el planeta se puede encontrar de forma combinada con otros elementos.

Puede ser producido a partir de diferentes procesos, debido a que no se encuentra en estado puro en el planeta. Los métodos mayormente utilizados en la producción de hidrógeno, se pueden clasificar en los siguientes procesos (Ziehe *et al.*, 2022):

- **Biológicos:** microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios
- **Termoquímicos:** usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa
- **Electrolíticos:** el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- **Otros procesos:** como la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

El hidrógeno posee un poder calorífico superior de 142 MJ/kg casi tres veces más en comparación con el gas natural o el petróleo crudo que registran 52 y 45 MJ/kg. La misma proporción se replica para la densidad energética equivalente a 33 kWh/kg, que se refiere a la energía que se puede obtener a través de otros procesos como reacciones químicas y nucleares, procesos electroquímicos, electricidad, además de combustión. Sin embargo, a temperatura ambiente, resulta en una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto, requiere el desarrollo de avanzados métodos de cambios de estado con un potencial de mayor densidad (Vásquez *et al.*, 2019).

1.3.2 Proceso de producción de hidrógeno

Sobre los métodos mencionados, en la actualidad los más relevantes son por el reformulado de combustibles, electrólisis del agua y ciclos termoquímicos. Para el caso del reformulado de combustibles, es un proceso que carece de interés desde el punto de vista energético, puesto que, el hidrógeno producido va a tener una entalpía menor que el combustible utilizado, en otras palabras, se pierde energía en el proceso, por lo que es más provechoso utilizar directamente el combustible.

Además, es un proceso que no elimina la emisión de gases contaminantes. Sin embargo, sigue siendo el proceso más utilizado ya que la demanda actual de hidrógeno no se contempla como uso energético.

1.3.3 Hidrógeno como vector energético

Mencionado anteriormente, el hidrógeno no se puede encontrar en estado puro en la naturaleza, por ende, no puede ser considerado como fuente de energía primaria. Debido a que debe ser producido, constituye un portador o vector energético y tiene la ventaja de ser almacenable para ser utilizado cuando sea necesario.

El hidrógeno puede producirse a partir de una gran variedad de compuestos, de diferentes técnicas y a la vez utilizado en diversos procesos. Por ejemplo, puede ser quemado en un motor a combustión en forma individual o como mezcla de combustible convencional, puede ser usado en una celda de combustible para generar electricidad o como reactante para crear combustibles sintéticos, etc.

Al año 2019, un 96% del hidrógeno en el mundo se extraía a partir de combustibles fósiles y sólo un 4% fue a desde el agua (ver figura 1.12). En cuanto a la producción de hidrógeno a nivel mundial, fue estimada para el mismo período con un total de 65 Mt/año, emitiendo alrededor de 500 Mt/ CO₂ eq/año. La demanda fue proyectada hasta alcanzar un total de 200 mil toneladas al año (Vásquez *et al.*, 2019).

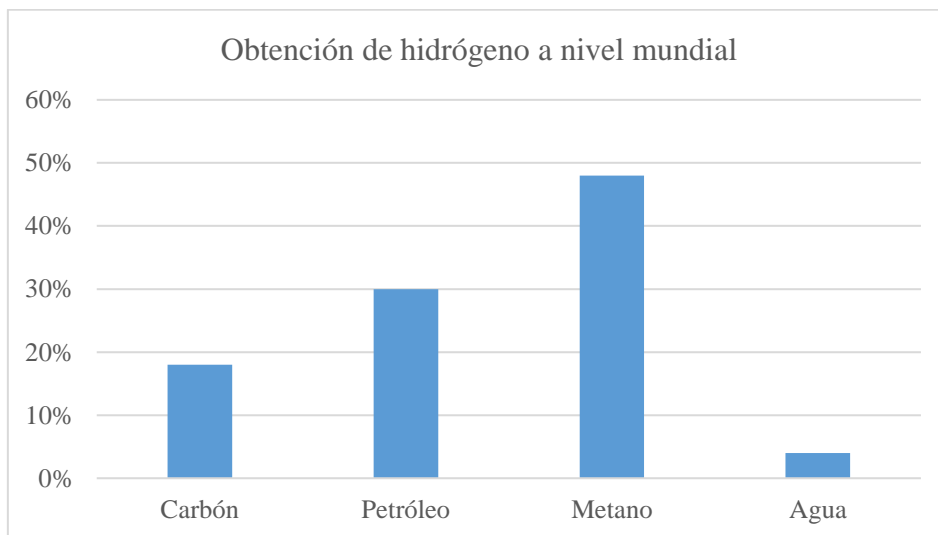


Figura 1.12: Obtención de Hidrógeno a partir de diferentes fuentes (A partir de Vásquez et al., 2019)

Pese a que el agua no es la única y principal fuente de producción de hidrógeno, hasta el momento se posiciona como la única alternativa para la producción de hidrógeno verde a gran escala.

La producción de hidrógeno verde con fines energéticos ha adquirido importancia durante el último tiempo y se debe a las múltiples propiedades que tiene como vector energético. Propiedades citadas a continuación (Vásquez *et al.*, 2019):

- Elevado Poder Calorífico Inferior (PCI) 150 MJ/kg, lo que representa 2,79 veces el PCI de la gasolina, siendo este de 42,89 MJ/kg.
- Ausencia de emisiones contaminantes, siendo el agua el único producto de la combustión de H₂ puro.
- Posibilidad de obtener directamente energía eléctrica mediante una pila de combustible, sin necesidad de utilizar una máquina térmica, evitando así el rendimiento límite de Carnot.
- En caso de fuga, el hidrógeno se disipa rápidamente debido a su baja densidad, disminuyendo así el riesgo de explosión y los posibles daños originados por su combustión accidental.

No obstante, existen otras propiedades que dificultan el avance de la tecnología del hidrógeno.

- Al ser el elemento más pequeño, se fuga fácilmente a través de ciertos materiales, lo cual conlleva la utilización de materiales específicos para su transporte y almacenamiento.
- Se combina con el oxígeno del aire sin necesidad de energía de activación en un amplio rango de concentraciones dando lugar a una reacción de combustión con una cinética muy elevada (límite de explosión 4%-75%).
- En estado gaseoso, es incoloro, inodoro y al producirse la combustión, la llama es invisible a la luz del día, lo que dificulta la detección de fugas.
- Su densidad es extremadamente reducida (0,08999 kg/NM³ en estado gaseoso y 0,0708 kg/l en estado líquido), esto penaliza la entalpía disponible por unidad de volumen. Siendo esta menor que la de los combustibles convencionales.
- Al tener una densidad tan reducida, se necesita un aporte de energía mayor para comprimirlo a altas presiones.

1.3.4 Obtención de hidrógeno según tipo de fuente

La obtención de hidrógeno se clasifica según la fuente de donde proviene. Empleando la popularización del uso de colores, se pueden identificar el hidrógeno verde, amarillo, rosa, azul, blanco, turquesa, negro, marrón o gris.

Entre las fuentes para la obtención de hidrógeno, las empleadas actualmente son: hidrógeno gris, azul y verde. (SEIA, 2022)

Hidrógeno gris: la mayoría del hidrógeno producido en la actualidad es gris, se produce a partir de combustibles fósiles. Su obtención es a partir del reformado de gas natural o la gasificación del carbón, liberando grandes cantidades de dióxido de carbono como subproducto. Las emisiones son de 10 kg de CO₂ por cada kg de H₂ producido.

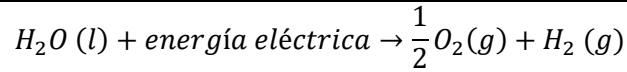
Hidrógeno azul: se obtiene utilizando combustibles fósiles al igual que el hidrógeno gris, sin embargo, su producción considera la captura del dióxido de carbono, por ende, la huella de carbono tiende a ser menor. Las emisiones de CO₂ van a depender de la tecnología utilizada.

Hidrógeno verde: se produce a través de la electrólisis del agua, con electricidad proveniente de energías renovables. Su producción no genera dióxido de carbono y el único subproducto generado es oxígeno gaseoso.

1.3.5 Electrólisis del agua

La electrólisis corresponde a una de las alternativas para producir hidrógeno utilizando energías renovables, corresponde a la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua, lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. En el ánodo, se lleva a cabo una semirreacción de oxidación mediante la cual se carga positivamente, propiciando una atracción de los iones OH⁻ del agua, originando oxígeno gaseoso. Respecto del cátodo, a través de una semirreacción de reducción, se carga negativamente atrayendo los iones H⁺, propiciando la formación de hidrógeno gaseoso, además de su acumulación.

A continuación, en la ecuación 1.1 se presenta la reacción de electrólisis y en la figura 1.13 la producción de hidrógeno.



Ecuación 1.1: Electrólisis (GIZ, 2021)

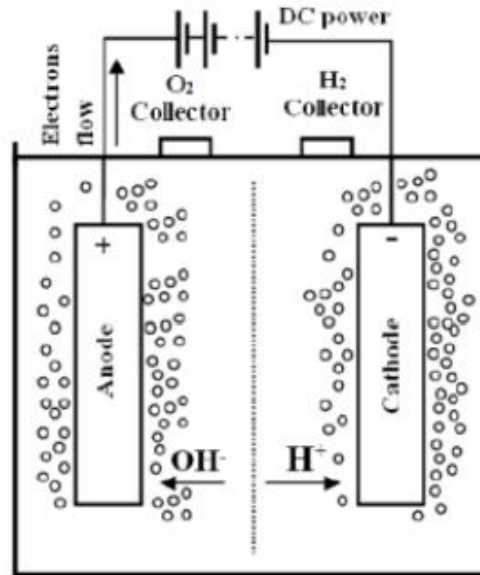


Figura 1.13: Producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua (GIZ, 2021)

Los electrodos se encuentran sumergidos en un medio (electrolito) que presenta permeabilidad a los iones facilitando su transferencia, y que además impide la conducción eléctrica a través de él (Vásquez et al., 2019). La naturaleza del electrolito (ácida o alcalina) va a ser la que determine las características de operación del electrolizador, a su vez, va a definir la tecnología a utilizar.

En la figura 1.14 se presenta el diagrama de bloques para el proceso de electrólisis del agua:

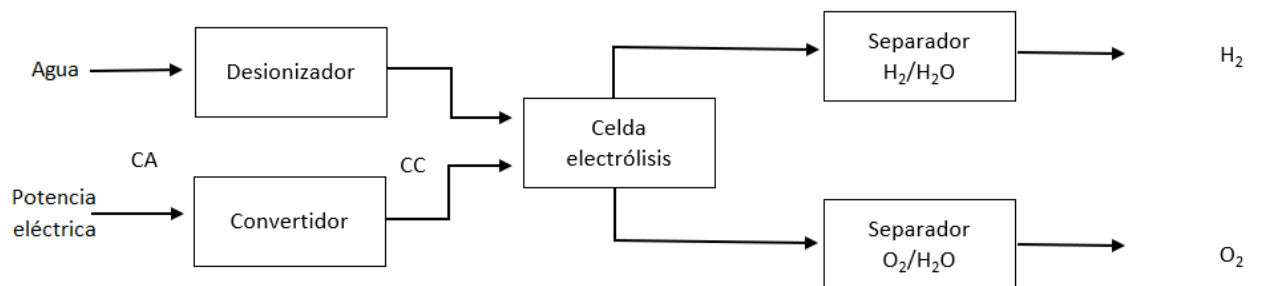


Figura 1.14: Diagrama de bloques simplificado del proceso de electrólisis del agua (A partir de GIZ, 2021)

La electrólisis del agua es una alternativa para producir hidrógeno con una amplia lista de ventajas (GIZ, 2021):

- Modularidad, ya que las plantas de electrólisis suelen tener varias unidades produciendo en paralelo, con ventajas de mantenimiento, resiliencia y modificaciones posteriores al diseño.
- Modelo de trabajo silencioso, comparado con procesos termoquímicos para producir hidrógeno. Por tanto, son ideales para su uso cerca de zonas residenciales.
- Capacidad para eliminar la contaminación y las emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por los combustibles fósiles; para el hidrógeno producido por electrólisis el único subproducto en el punto de uso es el oxígeno.
- Generación distribuida de combustible, puesto que el hidrógeno se puede producir en cualquier lugar donde haya agua y una fuente de energía. No tiene que depender de la red.
- Tecnología probada, dado que las plantas de electrólisis de agua tienen décadas de datos históricos y mejoras.

Existen principalmente dos grupos de electrolizadores: electrolizadores alcalinos (AEL) y electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). Sin embargo, hay otros tipos de electrolizadores que se encuentran en una fase de desarrollo más prematura, se conocen como electrolizadores de óxido sólido (SOEC) y electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM).

1.3.6 Tipos de electrolizadores

1. **Electrolizadores alcalinos (AEL):** corresponde a una tecnología “madura” para la producción de hidrógeno, además de ser utilizada a nivel comercial en el mundo. Se caracteriza por emplear un electrolito líquido, siendo los más comunes el hidróxido de potasio (KOH), en concentraciones de 20-40% y el hidróxido de sodio (NaOH). El material más utilizado para el cátodo es el óxido de cobalto, mientras que para el ánodo es el óxido de níquel.

El proceso de electrólisis procede de la siguiente forma: en el cátodo, el agua se divide por medio de una semirreacción de reducción, dando lugar a hidrógeno e iones OH^- que atraviesan la membrana de separación de los electrodos llegando hasta el ánodo donde se recombinan para formar el oxígeno (ver figura 1.15). Equivale a una tecnología segura y menos costosa, además, no requiere de metales nobles como catalizadores de la reacción y presenta estabilidad a largo plazo.

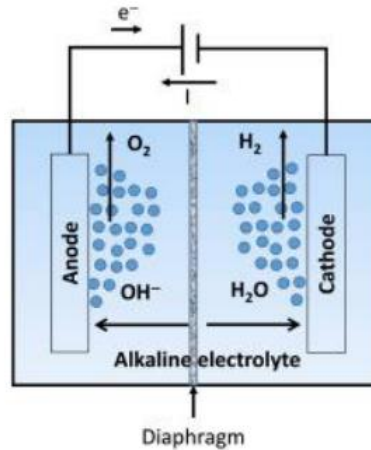


Figura 1.15: Electrólisis AEL (GIZ, 2021)

2. **Electrolizadores PEM:** la electrólisis de agua con membrana de intercambio de protones, corresponde a una tecnología que tiene buen rendimiento y estabilidad. Sin embargo, una de sus desventajas y la más significativa, es el costo. Consiste en emplear un electrolito sólido en forma de membrana (típicamente se emplea Nafion[®] como material de las membranas), a raíz del ambiente ácido de los electrolizadores, se requieren de metales nobles como materiales para conformar los electrodos. En los electrolizadores, el agua ingresa por el ánodo separándose en oxígeno, protones H⁺ y electrones, respecto de los protones, viajan a través de la membrana electrolítica y se recombinan en el cátodo con los electrones que han seguido el circuito de energía externo, de esa forma, se genera hidrógeno (ver figura 1.16). El ion que se transfiere entre los electrodos, es el protón.

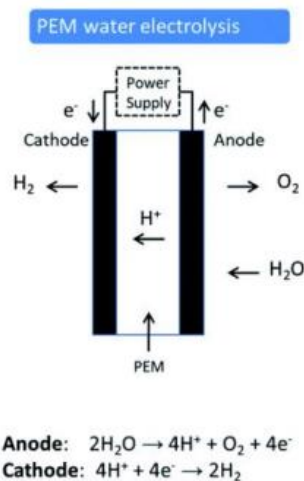


Figura 1.16: Electrólisis PEM (GIZ, 2021)

Los sistemas PEM cada vez ofrecen mejores eficiencias, ya que tienen tiempos de respuesta cortos y alta pureza del hidrógeno a causa de que las membranas de intercambio de protones tienen baja permeabilidad a los gases, además, presentan un diseño compacto, operación dinámica y la posibilidad de usar un diferencial de presión entre el cátodo y el ánodo. Lo anterior, implica una mayor factibilidad de operación porque abarata los costos de materiales utilizados en el balance de la planta.

- 3. Electrolizadores SOEC:** funcionan a una temperatura más alta, cuyo rango varía entre 700-1.000 °C, tienen el potencial de ser más eficientes que los PEM y alcalinos. El proceso se denomina electrólisis de alta temperatura o de vapor y utiliza un material cerámico sólido como electrolito. Los electrones del circuito externo se combinan con el agua en el cátodo para formar gas de hidrógeno o iones de carga negativa. El oxígeno pasa a través de la membrana cerámica deslizante y reacciona en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo. En la figura 1.17 se presenta el funcionamiento de celdas de electrólisis SOEC.

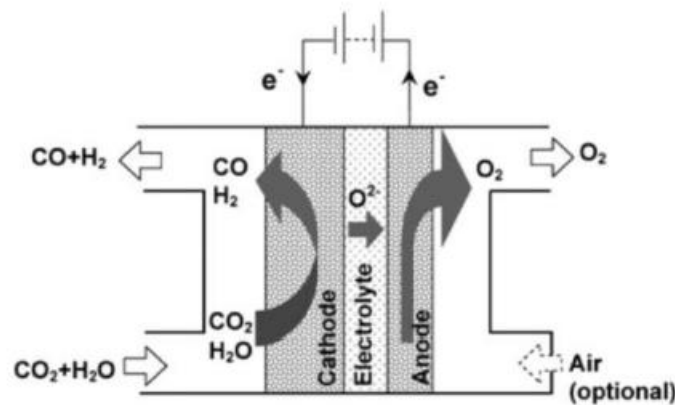


Figura 1.17: Funcionamiento de celdas de electrólisis SOEC (GIZ, 2021)

- 4. Electrolizador AEM:** corresponde a una tecnología investigada en los últimos años, se conoce como tecnología de membranas de intercambio de aniones. Son membranas poliméricas con conductividad aniónica (OH^-). Es una tecnología híbrida entre la electrólisis alcalina y PEM, ya que combina las ventajas de ambos sistemas. Es una membrana que puede proporcionar mayor estabilidad mecánica que permita operar bajo los diferenciales de presión, lo que facilita el almacenamiento de hidrógeno por medio de la producción de este gas a alta presión y la eliminación o reducción de la necesidad de equipos de compresión costosos. Además, puede

llegar a ser menos costosa que la tecnología PEM, puesto que elimina la necesidad de metales nobles como catalizadores, aunque, es una tecnología que aún presenta limitantes que se deben abordar, debido a su mala conductividad iónica, durabilidad limitada, sensibilidad a la degradación y alto costo a causa de que aún es una tecnología prematura. En la figura 1.18 se muestra el funcionamiento de un electrolizador AEM.

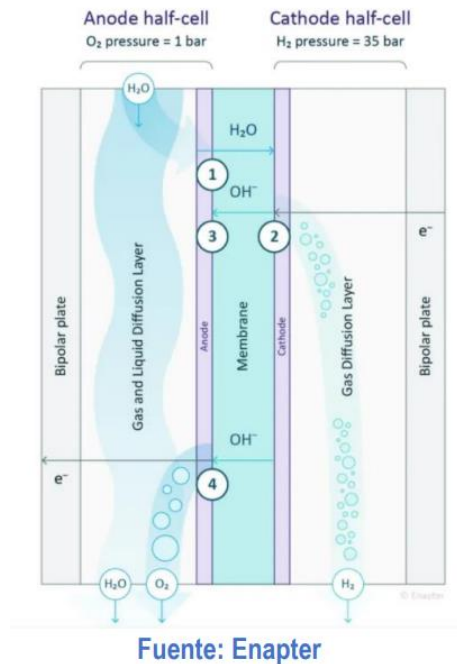


Figura 1.18: Funcionamiento electrolizador AEM (GIZ, 2021)

1.3.7 Costos de producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua

En cuanto a los costos de producción de hidrógeno verde a partir de electrólisis, va a depender principalmente de la energía primaria, la infraestructura asociada a la cadena de suministro y el volumen de producción. Para poder calcular en una base común para todas las rutas de producción, se utiliza el costo nivelado del hidrógeno (LOH), definido como el cociente entre el valor presente de los costos de producción de hidrógeno (CAPEX y OPEX) y el valor presente de la masa de hidrógeno producida para el período de evaluación del proyecto.

Los costos asociados a la producción de hidrógeno verde, se ven afectados, además, por tres variables principales: costo nivelado de la electricidad, costo del electrolizador e infraestructura (mencionado

anteriormente) y las horas de funcionamiento del sistema (Comité Solar e Innovación Energética, CORFO, MINENERGÍA, 2019).

En la figura 1.19 se presenta un gráfico que muestra los principales costos de producción de hidrógeno verde (USD/kg) al comparar diferentes estudios tanto nacionales como internacionales. Se consideran como costos del proceso, costos de inversión, operación, capital, vida útil del sistema, eficiencia del proceso, entre otros. Los costos presentados se hacen diferenciando entre una planta de producción conectada a la red eléctrica (ongrid) y fuera de la red (offgrid).

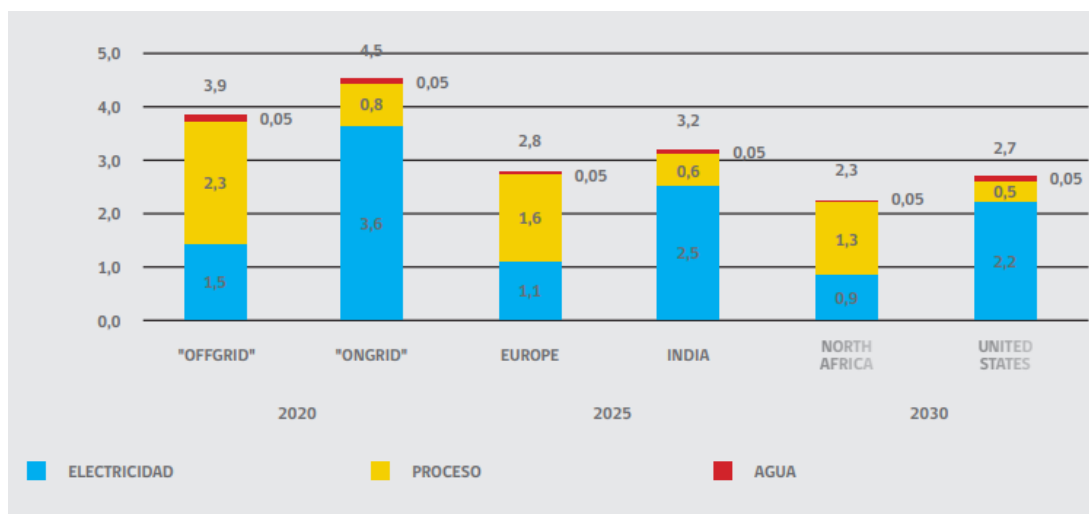


Figura 1.19: Proyección de los precios de producción de hidrógeno verde basado en ERNC en Chile y a nivel mundial (Comité Solar e Innovación Energética, CORFO, MINENERGÍA, 2019)

El principal factor que determina el costo de hidrógeno verde, corresponde al costo de electricidad, el que es más bajo en caso de que la planta de producción no se encuentre conectada a la red, esto se debe a que no implican costos de transmisión y servicios complementarios como componentes existentes en el precio de electricidad de la red.

Los proyectos "Offgrid" tienen un factor de emisión nulo, contrario al factor que presenta la red eléctrica nacional, la que actualmente es aún alimentada por fuentes de energía fósiles y, por lo tanto, no 100% renovable. Respecto del costo de agua asociado, es la componente con menor influencia en el precio productivo, puesto que requiere de aproximadamente 8,9 l de agua/kg de H₂ (Comité Solar e Innovación Energética, CORFO, MINENERGÍA, 2019).

1.3.8 Proyecciones futuras del costo de la producción de hidrógeno verde

Un análisis señala que el costo de producción de hidrógeno verde podría caer en un 30% hacia el año 2030, esto como resultado de la disminución de costos de energías renovables (específicamente eólica y solar), además de la ampliación y maduración de tecnologías para la producción de hidrógeno verde. Se prevé que con precios de energía fotovoltaica de US\$20 por MWh en el año 2023, el hidrógeno verde sería una alternativa más económica que el gas natural y significativamente más económico que el diésel. En esa dirección, estudios basándose en bajas en el costo de energía eólica y solar, se estiman que los costos de hidrógeno verde pueden alcanzar US\$1,40 por kilogramo para el año 2030 y para el año 2050 podría llegar a US\$0,80 por kilogramo (García, 2021).

En la figura 1.20 se puede observar que el costo del hidrógeno producido a partir de gas natural varía entre USD 0,7-1,6/kilogramos de hidrógeno (kgH₂) y si se considera la captura de dióxido de carbono (CCUS) aumentan los costos a aproximadamente USD 1,2-2,0/kgH₂, mientras que la producción de hidrógeno a partir de energías renovables tiene un valor estimado de aproximadamente USD 3,2-7,7/kgH₂ (García, 2021).

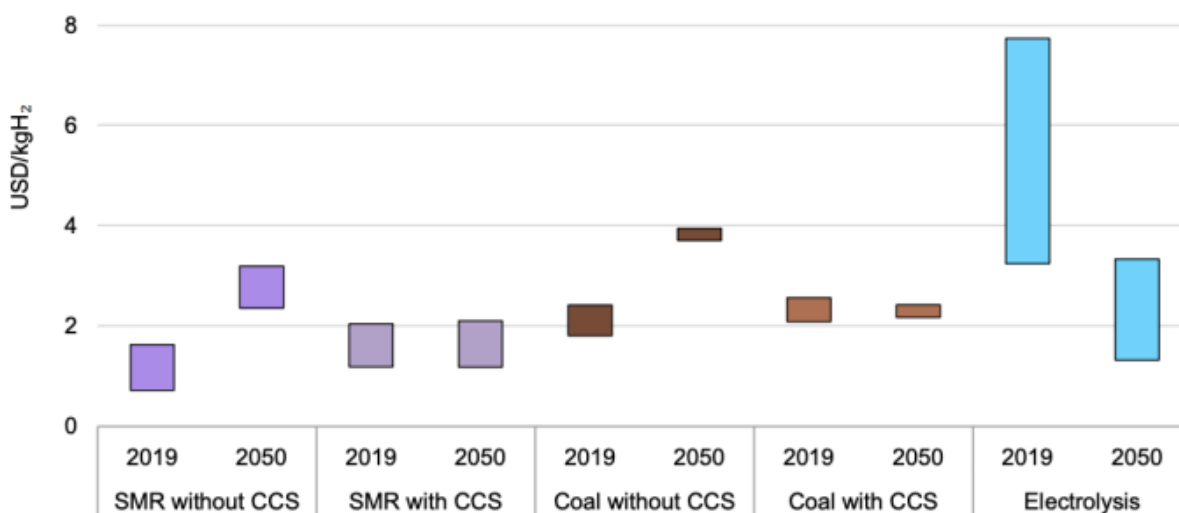


Figura 1.20: Costos de producción de hidrógeno por tecnología en el escenario de Desarrollo Sostenible 2019-2050 (García, 2021)

1.3.9 Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno tiene la mayor energía por unidad de masa que cualquier otro combustible, aunque su baja densidad a temperatura ambiente resulta en una baja densidad energética volumétrica. Por lo tanto, requiere del desarrollo de avanzados métodos de almacenamiento con un potencial de mayor densidad energética (Vásquez *et al.*, 2019). Es por esa razón, que el almacenamiento de hidrógeno representa un desafío en términos de infraestructura, ya que, a una baja densidad de energía volumétrica, requiere de depósitos de mayor volumen a altas presiones. Para la producción de hidrógeno se hace necesario el almacenamiento, por lo que el método a utilizar debe cumplir con la eficiencia asociada al proceso global.

Principalmente, el hidrógeno se puede almacenar físicamente, en superficies sólidas (por adsorción) o dentro de sólidos (por absorción), y también en otros compuestos. Dependiendo del tipo de almacenamiento, van a existir consumos de energía que disminuyen la eficiencia asociada al proceso o características constructivas que pueden limitar su uso, además de presentar inconvenientes de seguridad para ciertas aplicaciones (Vásquez *et al.*, 2019).

En la figura 1.21 se presenta un diagrama que menciona las formas de almacenamiento del hidrógeno.

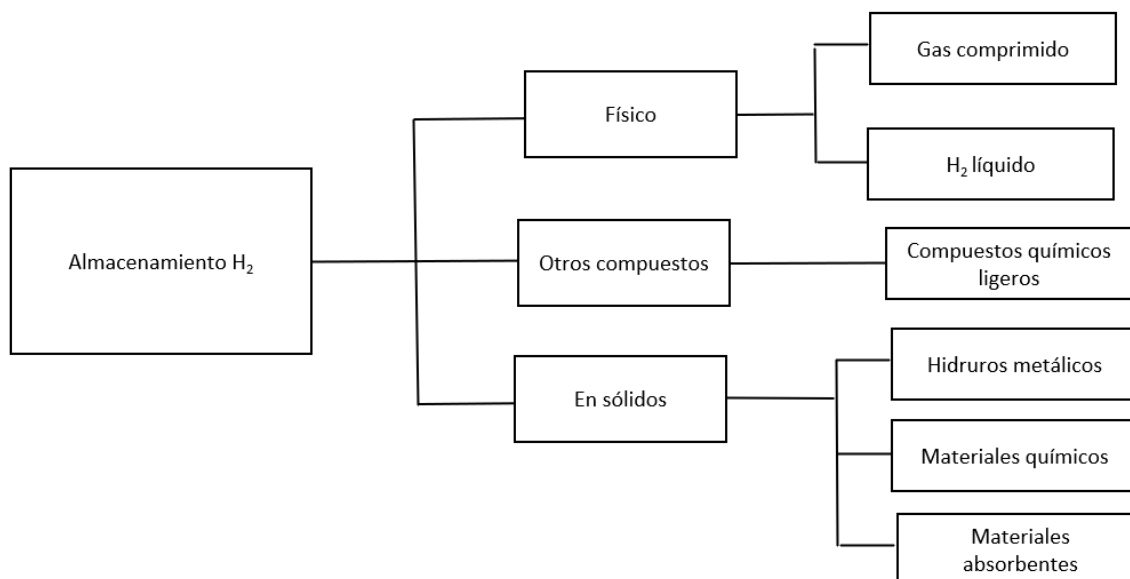


Figura 1.21: Formas de almacenamiento del hidrógeno (A partir de Vásquez *et al.*, 2019)

Para el almacenamiento en forma física, los tanques o estructuras sólidas que almacenan hidrógeno gaseoso o líquido corresponden a tecnologías maduras. El rango de almacenamiento se encuentra entre 100 kWh para tanques presurizados y hasta 100 GWh para almacenamiento criogénico. Las características técnicas van a depender de si se trata de almacenamiento físico o móvil para transportes. Para transportes el hidrógeno es comprimido a 700 bar para obtener densidades prácticas o licuado utilizando temperaturas menores a 243 °C (Vásquez *et al.*, 2019).

Los tanques a presión tradicionales son de acero inoxidable, a causa de las limitaciones en la fuerza de tensión, los tanques soportan alrededor de 250 a 300 bar, por lo que no permite almacenar gran cantidad de energía. Es por eso que se hace necesario el uso de otros materiales compuestos que permitan llevar la presión a aproximadamente 700 bar. Generalmente para comprimir a esa presión se puede considerar un consumo energético en torno a 4,4 kWh/kg de hidrógeno, equivalente a un 10% de la energía potencial del kg de hidrógeno (Vásquez *et al.*, 2019).

Sobre los tanques de acero para líquidos, han sido reemplazados por aluminio, disminuyendo aproximadamente un 50% el peso. Los costos energéticos de licuefacción se pueden considerar como 15,2 kWh/kg equivalente a un consumo energético del orden de un 30 a 40% (Vásquez *et al.*, 2019).

(A) Hidrógeno gaseoso

La compresión del hidrógeno a presiones elevadas requiere que se realice trabajo sobre el gas. Para calcular el trabajo requerido para comprimir el hidrógeno hasta una cierta presión, se requiere de una ecuación de estado y una calorífica. El hidrógeno se comporta como gas ideal a bajas presiones, sin embargo, a altas presiones hay una desviación significativa del gas ideal. Por ende, los modelos de gases ideales no son suficientes (KTH, 2017).

Sobre el cálculo necesario para la compresión del hidrógeno, se puede simplificar considerando el proceso como isotérmico, en otras palabras, que la temperatura del gas permanezca constante. Se han utilizado diferentes ecuaciones de gases ideales y reales para la estimación de aporte energético necesario.

$$W = RT \ln \frac{V_2}{V_1}$$

Ecuación 1.2: Ecuación de gas ideal para la estimación de aporte energético

Donde:

W: aporte energético (kW)

R: constante de gases (J/mol-K)

T: temperatura (K)

V: volumen (m³)

$$W = RT \ln \left(\frac{V_2 - b}{V_1 - b} \right) + \frac{a}{V_2} - \frac{a}{V_1}$$

Ecuación 1.3: Ecuación de Van der Waals

$$W = ZRT \ln \frac{V_2}{V_1}$$

Ecuación 1.4: Corrección de compresibilidad (factor Z)

$$W = \frac{\gamma}{\gamma - 1} RT \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} - 1 \right]$$

Ecuación 1.5: Compresión adiabática de gas ideal

De las ecuaciones, se desprende el siguiente gráfico (ver figura 1.22):

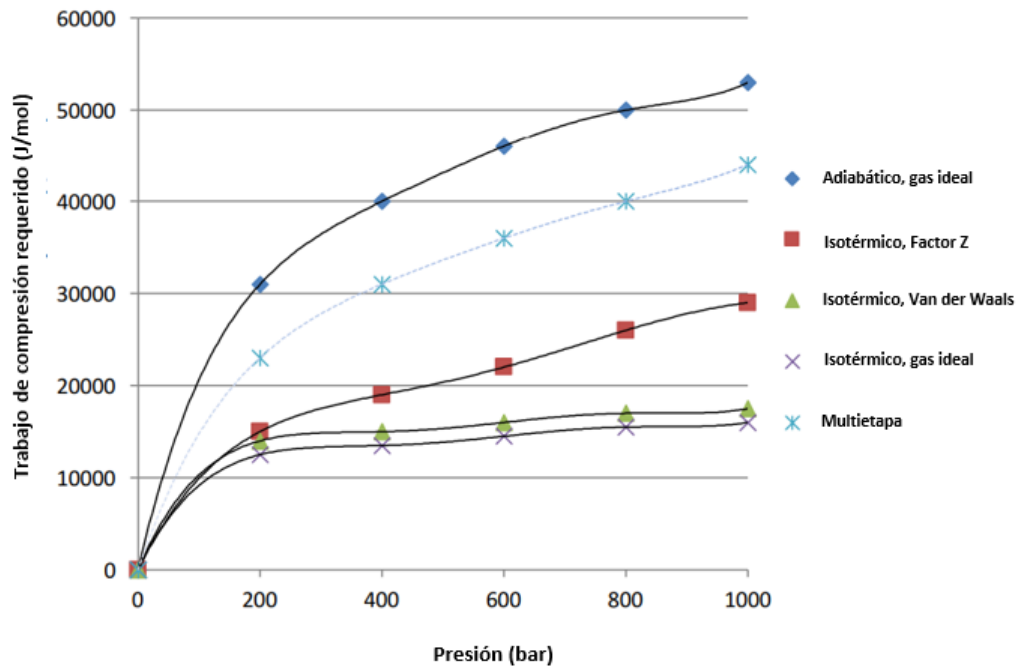


Figura 1.22: Trabajo de compresión para el hidrógeno a partir de 1 bar estimado a través de diferentes modelos (KTH, 2017)

El trabajo requerido para comprimir el hidrógeno hasta una determinada presión va a depender de la presión inicial del gas: a mayor presión inicial, menor es la energía requerida para la compresión.

En la práctica, la compresión del hidrógeno no se considera ni isotérmica, ni isentrópica ni adiabática. El trabajo de compresión real se encuentra entre los extremos predichos por la compresión isotérmica (gas ideal) e isentrópica (gas ideal) (KTH, 2017).

El enfriamiento simultáneo mientras se comprime el gas, ayuda a reducir el trabajo requerido para la compresión. Lo anterior se debe a que el enfriamiento conlleva ventajas tal como un aumento en la eficiencia volumétrica del compresor. Por ende, la compresión en multietapa se considera más eficaz que la compresión de una sola etapa, debido a que el gas puede enfriarse entre etapas utilizando un *intercooler*. Para que el *intercooling* sea perfecto, el gas se debe enfriar a su temperatura inicial luego de cada etapa. En la figura 1.23 se presenta la compresión multietapas del hidrógeno en función del trabajo eléctrico requerido (KTH, 2017):

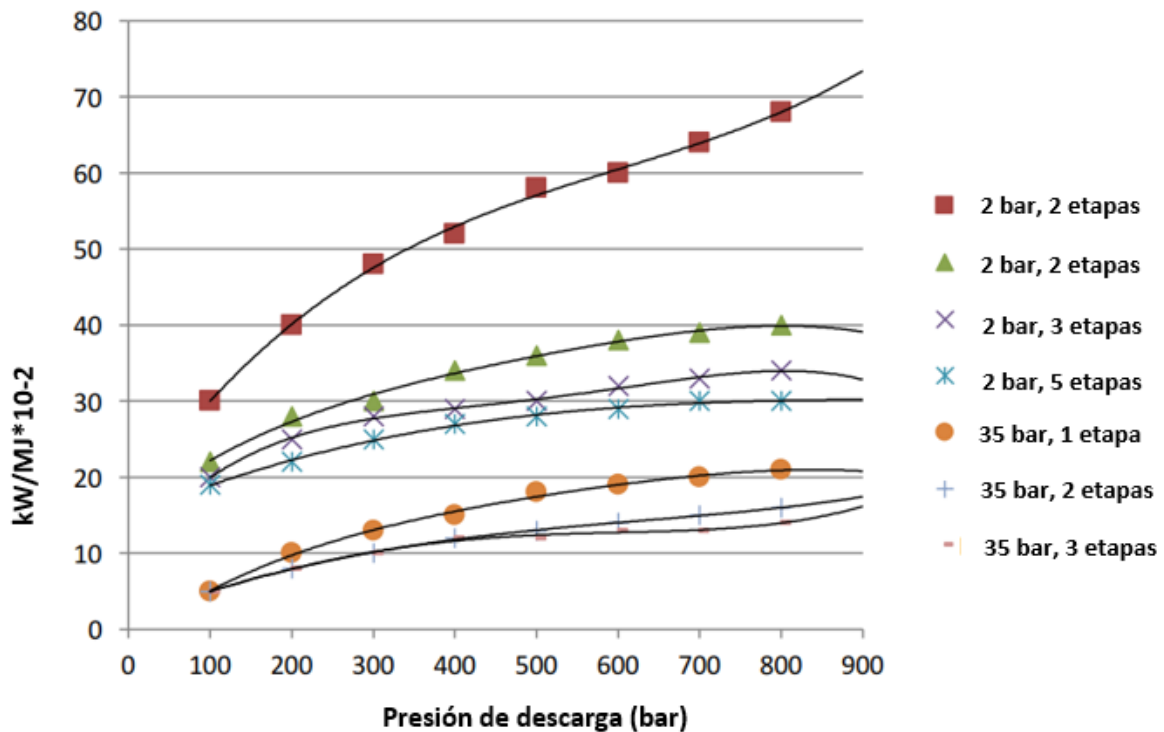


Figura 1.23: Trabajo eléctrico requerido para la compresión de hidrógeno en varias etapas. Supuestos para el cálculo: T = 25°C (KTH, 2017)

El almacenamiento gaseoso corresponde a la tecnología de almacenamiento más común. El hidrógeno a alta presión se debe almacenar en estanques de paredes gruesas, hechos de materiales de alta resistencia para garantizar la durabilidad.

Se pueden distinguir cuatro depósitos a presión (GIZ, 2019):

- Tipo I: depósitos de metal puro (generalmente de acero inoxidable o acero al carbono, aunque también se pueden encontrar de aluminio). Corresponden a depósitos pesados de paredes gruesas que suelen operar hasta presiones de 200 bar. Se emplean como sistema de almacenamiento económico en aplicaciones estacionarias, donde el volumen y el peso del depósito no son factores limitantes.
- Tipo II: La pared metálica interna es reforzada (acero o aluminio) es reforzada con materiales compuestos de fibra de vidrio o de carbono. Pueden operar a presiones muy elevadas, existiendo en el mercado depósitos de ese tipo que alcanzan los 1.000 bar de presión de operación. El peso limita su uso a aplicaciones estacionarias.
- Tipo III: la pared metálica interna es delgada (generalmente de aluminio) recubierta por material compuesto en todas direcciones. En los depósitos el material compuesto es el que soporta los esfuerzos mecánicos y la capa interior metálica tiene por función impedir el paso del hidrógeno. Los más resistentes emplean fibra carbono y operan hasta 700 bar.
- Tipo IV: la estructura es similar a los depósitos de tipo III, sin embargo, la capa interna en contacto con el hidrógeno, es de material plástico en lugar de metálico. También alcanzan altas presiones de operación (hasta 700 bar).

En cuanto a costos, los depósitos de tipo III y IV son más ligeros, pero más costosos, se suelen emplear en aplicaciones móviles. Los depósitos de tipo I y II son más utilizados para almacenamiento a gran escala de forma estacionaria. En la figura 1.24 se pueden observar los tipos de estanque para almacenamiento de hidrógeno verde junto a sus características, mientras que en la figura 1.25 se presenta el sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido.





Tipo de tanque	Presión admitida (bar)	Características
 Tipo I Acero o Aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150 - 300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
 Tipo II Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450 - 800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como <i>buffer</i> o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
 Tipo III Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350 - 700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de Tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H ₂ en trailers.
 Tipo IV Revestimiento no-metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350 - 700	

Figura 1.24: Clasificación de los diferentes tipos de tanques para almacenamiento de hidrógeno (Morante et al., 2020)

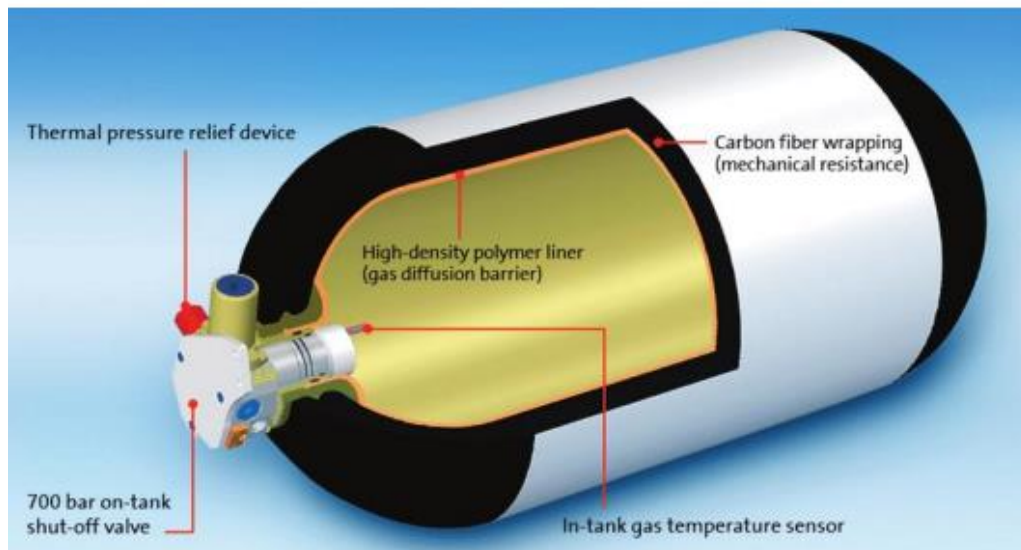


Figura 1.25: Sistema de almacenamiento de hidrógeno comprimido (Cancino, 2021)

(B) Hidrógeno líquido

El hidrógeno líquido se puede obtener a partir de la licuefacción de este. Corresponde al proceso de pasar gas a líquido mediante la modificación de condiciones de presión y temperatura. El proceso utiliza una combinación de intercambiadores de calor, compresores, válvulas de expansión, para lograr el enfriamiento necesario y produciendo algo de líquido. El líquido se elimina y el gas enfriado se devuelve al compresor a través de los intercambiadores de calor. (Cancino, 2021).

En cuanto a los ciclos de licuefacción de hidrógeno, se dividen en dos grupos principales: el ciclo de licuefacción de *Claude* y el de *Linde-Hampson*. Existen diferencias entre ambos ciclos, el primero utiliza expansores para el proceso de expansión y el de *Linde-Hampson* utiliza válvulas de expansión. La elección del ciclo termodinámico depende del tamaño proyectado de la planta, el costo del equipo, la eficiencia del ciclo y el nivel de tecnología disponible. (Cancino, 2021).

Respecto del almacenamiento líquido, el hidrógeno líquido tiene una densidad de energía mayor que en su forma gaseosa, por lo que se considera un medio de almacenamiento atractivo. Corresponde a una tecnología efectiva, sin embargo, presenta una serie de desventajas, principalmente la energía que se requiere para licuar el gas, además del control necesario sobre la estabilidad de la temperatura del contenedor para evitar un riesgo de sobrepresión (Cancino, 2021).

A presión atmosférica, el hidrógeno líquido tiene una temperatura de evaporación de -253°C , por lo tanto, se debe almacenar en depósitos criogénicos, con un elevado aislamiento térmico para evitar la evaporación del hidrógeno almacenado. Es habitual que esta tecnología sufra pérdidas de hidrógeno por evaporación, además, en el primer contacto del hidrógeno líquido del depósito con los elementos como tuberías, bombas o el intercambiador de calor, el hidrógeno se va a evaporar hasta que la temperatura de los elementos se iguale a la del hidrógeno líquido. El primer hidrógeno evaporado se suele ventear, suponiendo una pérdida de hidrógeno extra (GIZ, 2021).

Los recipientes utilizados para el almacenamiento de hidrógeno líquido son metálicos (ver figura 1.26) de doble pared con aislamiento, intercalados entre las paredes. Se deben considerar las pérdidas térmicas, los efectos de la radiación térmica, la convección y conducción para el diseño de los recipientes. El recipiente interno que contiene el hidrógeno criogénico está aislado con un material de varias capas con separadores entre cada capa que actúan como barreras térmicas. El recipiente interno

se monta dentro del recipiente externo y el volumen resultante entre los dos recipientes se evacua de manera de evitar posibles fugas de calor por convección térmica (Cancino, 2021).

El almacenamiento criogénico en comparación con los sistemas de almacenamiento a alta presión, tiene gran potencial para reducir el peso por medio de la utilización de materiales con rendimiento mejorado.

En cuanto a la selección de un tipo de almacenamiento, va a depender principalmente del espacio disponible y la distancia de seguridad marcada según cada alternativa. Para una misma cantidad de hidrógeno almacenado, los elementos necesarios para un sistema de almacenamiento líquido son menos voluminosos y ocupan menor espacio, aunque, las distancias de seguridad a considerar son superiores.



Figura 1.26: Tanque de hidrógeno líquido (GIZ, 2021)

1.4 CALENTAMIENTO GLOBAL Y CAMBIO CLIMÁTICO

El aumento de las concentraciones de dióxido de carbono en la atmósfera ha elevado la temperatura del planeta provocando el calentamiento global con efectos devastadores sobre el medio ambiente (Ziehe *et al.*, 2022).

El reporte especial Calentamiento Global de 1,5°C (Panel Intergubernamental del Cambio Climático [IPCC], 2018) afirma que el calentamiento ya alcanza 1°C y que con la tasa actual de emisiones globales de gases de efecto invernadero, los 1,5°C se alcanzarán entre los años 2030 y 2052. Además, pone en evidencia los impactos que ocurrirían en los ecosistemas, la salud humana y el bienestar (MMA, 2021).

Es un fenómeno de carácter global que va a impactar a aquellos países que tengan alguna de las nueve características de vulnerabilidad identificada por las Naciones Unidas: insularidad; áreas costeras de baja altura; zonas áridas; zonas semiáridas; zonas de bosques; susceptibilidad a desastres naturales; áreas propensas a sequía y desertificación; zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica; ecosistemas montañosos; economía altamente dependiente del clima (particularmente recursos hídricos); zonas sin litoral y de tránsito.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), lo define como “cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables” (Vivanco, 2019).

Respecto de Chile, reúne siete de las características mencionadas anteriormente, porque pese a que no es una isla, si cuenta con territorio insular vulnerable.

Se ha demostrado que los Gases de Efecto Invernadero (GEI) junto a los aerosoles emitidos a la atmósfera son los causantes directos del cambio climático, cuya consecuencia directa es el aumento de la temperatura del planeta que, además, coincide con el incremento en el uso de combustibles fósiles.

1.4.1 Gases de efecto invernadero (GEI)

El Panel Intergubernamental del Cambio Climático señala: *“los GEI son gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la tierra, la atmósfera y las nubes. Esta propiedad causa el efecto invernadero. El vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄) y ozono (O₃) son los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre. Además, existe en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero totalmente producidos por el hombre, como los halocarbonos y otras sustancias que contienen cloro y bromuro, de las que se ocupa el Protocolo de Montreal. Además del CO₂, N₂O y CH₄, el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París abordan otros GEI, como el hexafluoruro de azufre (SF₆), los hidrocarburos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC)”* (IPCC, 2014).

En la figura 1.27 se puede apreciar el calentamiento global (°C) con el paso del tiempo.

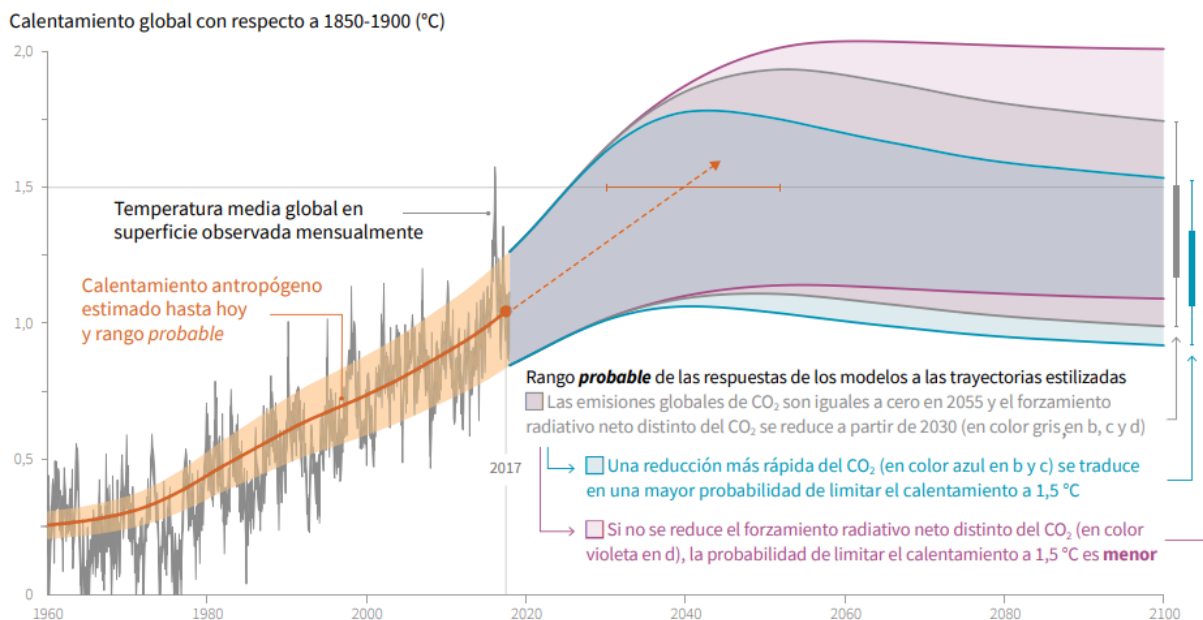


Figura 1.27: Cambio en la temperatura media global en superficie observada mensualmente y calentamiento global antropogéno estimado (IPCC, 2019)

1.4.2 Emisiones de gases de efecto invernadero y tendencia en Chile

Desde el año 2012, Chile cuenta con el Sistema Nacional de Inventario de emisiones de GEI (SNI), liderado por el Ministerio del Medio Ambiente. El inventario es actualizado cada dos años, tal como lo establece la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), siendo reportado en los informes bienales de actualización (MMA, 2021).

Chile aporta aproximadamente un 0,25% de las emisiones a nivel mundial, pese a que no es un porcentaje considerable en comparación con las emisiones de otros países, Chile ha adquirido compromisos de mitigación con la meta del carbono neutralidad y la actualización de la NDC al 2030.

En cuanto al sector de energía, desde el año 2016 se observa una estabilización en las emisiones, a causa de la entrada del gas natural que desde el 2010 es el responsable de aproximadamente un 25% de la generación eléctrica en el país. Además, de la entrada de generación de energía a partir de fuentes renovables, destacándose la participación de la energía eólica y solar, que crecieron alrededor de un

73% desde el 2016. En la figura 1.28 se pueden observar las emisiones de gases de efecto invernadero que incluye el consumo de combustibles fósiles en el país, incluyendo el consumo de carbón mineral y de gas natural para la generación eléctrica, así como el consumo de combustibles fósiles líquidos para transporte terrestre (mayormente diésel y gasolina) (CNE, 2020).

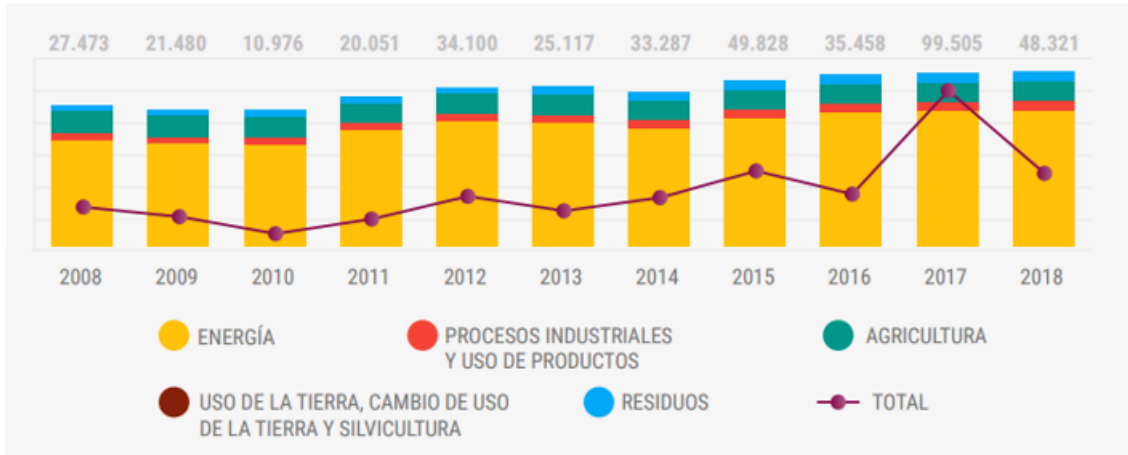


Figura 1.28: Evolución de emisiones GEI sector energía por actividad en kt CO2 equivalente (adaptado de CNE, 2020)

La intensidad de emisiones del sector energético refleja las emisiones de dióxido de carbono equivalentes emitidas (ver figura 1.29). Para el cálculo del factor de intensidad de emisiones, se consideraron las emisiones según el Inventario de Gases de Efecto Invernadero, dividido por el Producto Interno Bruto (PIB) del país, a precios corrientes, referencia 2013 (CNE, 2020).

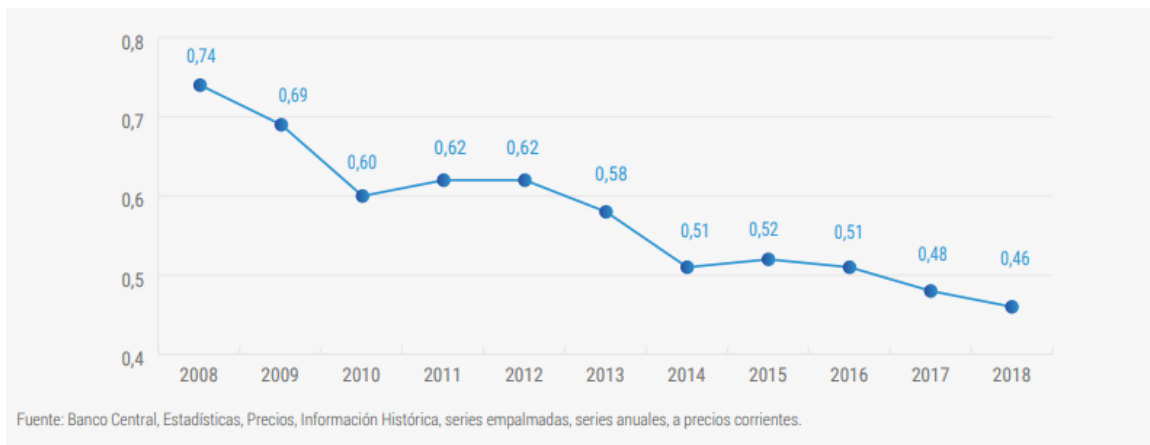


Figura 1.29: Evolución de intensidad de emisiones en kt CO2 eq/ Miles de Millones CLP (CNE, 2020)

1.4.3 Descarbonización de la matriz energética

Chile adquirió como compromiso descarbonizar la matriz energética, que incluye principalmente los sectores de electricidad, transporte, industria, minería y hogares, que son aquellos donde se concentran mayormente las emisiones.

Un pilar fundamental de la estrategia para descarbonizar la matriz energética, es la inyección de proyectos de ERNC y el acuerdo voluntario para el retiro y/o reconversión gradual de centrales a carbón. La reconversión de las centrales es considerada como la de mayor impacto en la reducción de emisiones, ya que da pie para una mayor penetración de proyectos de energía renovable, reduciendo con ello el factor de emisión del sistema eléctrico, lo que habilita otras acciones en electrificación, por ejemplo, electromovilidad, electrificación de usos motrices en industria y minería, calefacción eléctrica y el **hidrógeno**.

La estrategia se pretende complementar con la aplicación de instrumentos económicos, como certificados de energías renovables y de eficiencia energética, compensaciones y/o reducciones de emisión provenientes del Acuerdo de París y los mecanismos de permisos de emisión transables. La estrategia de descarbonización de la matriz energética comprende tres ejes: retiro de unidades a carbón al 2040 (31% de la capacidad total), cese de generación a carbón antes del 2040 y alcanzar la carbono neutralidad al año 2050 (MINENERGIA, 2020).

1.5 CIERRE DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN

El cierre de las centrales termoeléctricas a carbón constituye uno de los principales objetivos de la política energética en el marco del Acuerdo de París de las Naciones Unidas.

Sobre Chile, al año 2020, el sector de energía era el responsable de casi el 80% del total de GEI (CO₂ equivalentes), siendo la generación de energía eléctrica a base de carbón, uno de los principales contribuyentes.

El Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética (4E), es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (en adelante GIZ) GmbH, por encargo del Ministerio del Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, siendo el objetivo principal,

impulsar la sustentabilidad del sector energético por medio de asesorías, fomento a actividades para propiciar negocios y financiamiento de proyectos, teniendo como contraparte el Ministerio de Energía de Chile.

La Política Energética Nacional de Chile, Energía 2050, señala en su pilar *“Energía compatible con el Medio Ambiente”* su compromiso de apoyar decididamente una transición hacia una economía y una matriz energética significativamente más baja en carbono hacia el 2050.

El cierre de las termoeléctricas a carbón, desde el punto de vista ambiental, traerá beneficios asociados a la reducción de las emisiones atmosféricas de contaminantes locales y globales, además de la disminución en el impacto a la biota marina, eliminación del riesgo de vertimiento de carbón, recuperación de espacio para otros usos, disminución de ruido, etc. Sin embargo, el mayor de los beneficios contempla la recuperación socio-ambiental de las zonas afectadas a causa de la actividad industrial.

A raíz de lo anterior es que, durante los próximos años, las centrales termoeléctricas a carbón iniciarán un proceso de cierre y cese de operaciones. La forma en la que se enfrentará el proceso es diversa, puesto que se puede considerar la reconversión de la central a otra actividad industrial, el desmantelamiento o el abandono.

Al año 2020, en Chile existían diez complejos de generación termoeléctrica a carbón (ver figura 1.30), distribuidas en seis comunas, que en conjunto agrupan un total de 28 unidades de generación. En el año 2019, el Estado de Chile, por medio del Ministerio de Energía, estableció un acuerdo para cerrar todas las centrales a carbón a más tardar el año 2040, además de definir la aspiración de lograr carbono neutralidad al 2050. En cuanto a las fases del acuerdo de cierre de las centrales, la primera consiste en comprometer el cierre de ocho unidades equivalentes a 1.047 MW. Siguiendo la línea y como parte de las actividades asociadas a la COP25, se comprometió el cierre de 334 MW adicionales. En resumen, once unidades cerrarán al año 2024, representando el 31% de la capacidad instalada a carbón en Chile.

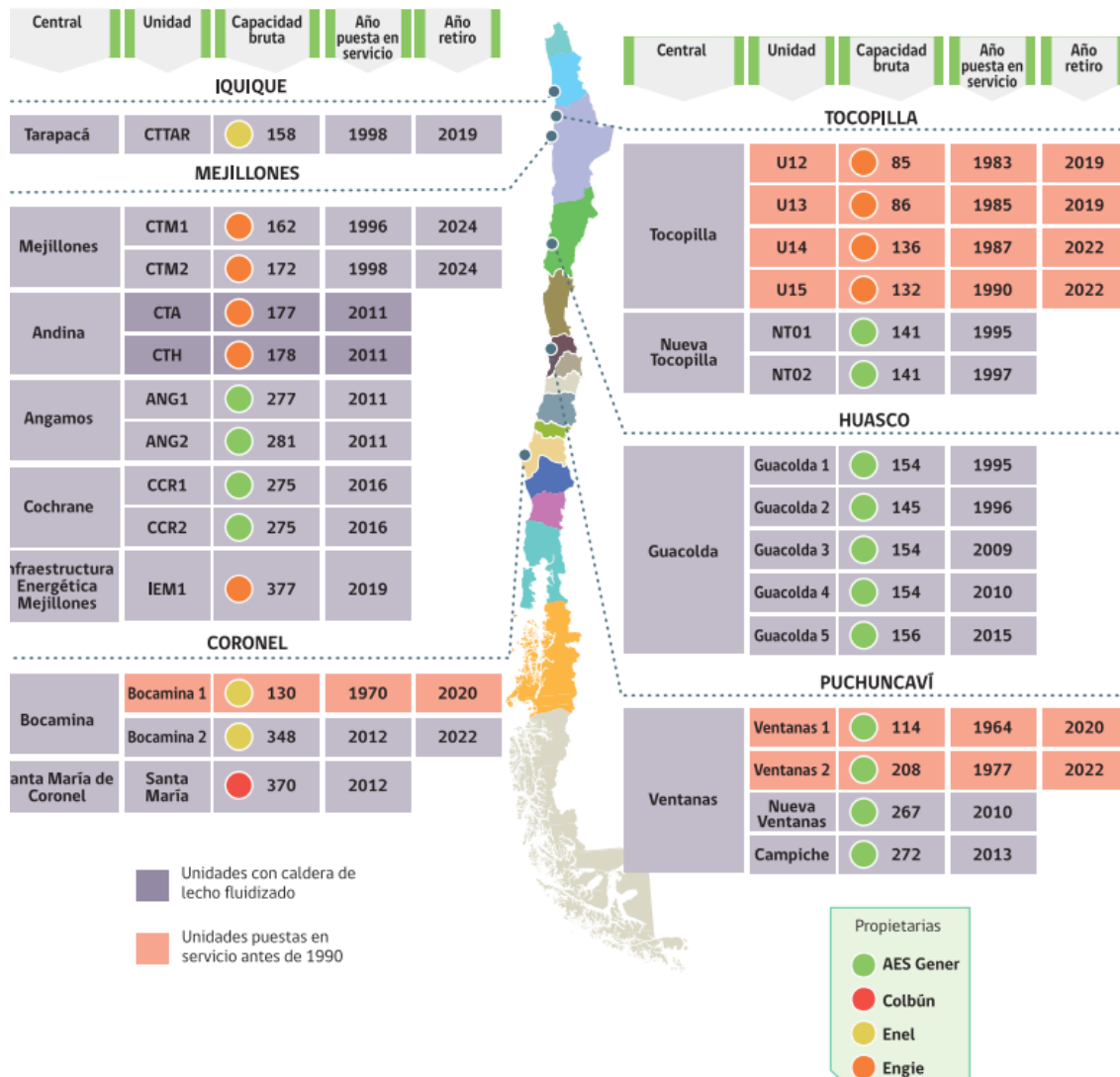


Figura 1.30: Mapa de unidades de generación a carbón operativas en Chile (GIZ, 2020)

Respecto de los aspectos generales sobre la normativa nacional aplicable, en algunos procesos de obtención de RCA de proyectos de generación se ha indicado que la etapa de abandono de una central termoeléctrica es indefinida en el tiempo, debido a que se puede realizar una modernización de los equipos o reemplazo de éstos cuando ha culminado su vida útil o, si lo amerita, efectuar una instalación nueva sobre terreno existente (GIZ, 2020).

Si el caso es el cierre de la central, se debe establecer si la remediación es necesaria o no, en caso de serlo, se deben señalar los objetivos. Sobre lo anterior, se debe definir si en el sitio donde se emplaza

la central existe presencia de contaminantes en el suelo y aguas subterráneas. En caso de identificar la presencia de contaminantes, se debe definir si la concentración es o no significativa (de manera que implique un riesgo hacia las personas y/o el medioambiente).

Respecto de los valores de referencia, se pueden distinguir dos tipos, uno orientado a decidir si se lleva a cabo alguna acción sobre un emplazamiento con presencia de contaminantes y otra orientada a determinar objetivos de remediación (GIZ, 2020).

Actualmente Chile no cuenta con norma de calidad de suelo, por lo que no tiene valores de referencia definidos para establecer objetivos de remediación. Sólo se cuenta con una guía de referencia que define un procedimiento de evaluación de riesgo que se puede utilizar para determinar cuándo un sitio tiene riesgo inaceptable y requiere de medidas de gestión. Sin embargo, la guía no es específica en definir valores de referencia concretos para utilizar en una evaluación. Además, los valores de referencia tampoco son definidos en la Resolución del Ministerio del Medio Ambiente N° 406 de 2013 que aprueba la Guía Metodológica para la Gestión de Suelos con Potencial Presencia de Contaminantes (GIZ, 2020).

En tanto el D.S 40, artículo 3, letra o), numeral 11 define a proyectos de reparación o recuperación de áreas que contengan contaminantes que abarquen en conjunto, una superficie mayor o igual a 10.000 metros cuadrados como proyectos susceptibles de causar impacto ambiental. Dependiendo de las circunstancias, se puede establecer que la presentación de un plan de cierre de una central no presenta de manera significativa los efectos, características o circunstancias adversas enumeradas en el artículo 11 de la Ley 19.300.

Según el artículo 8 de la ley mencionada, se establece que los proyectos o actividades señalados en el artículo 10 sólo se pueden ejecutar o modificar con previa evaluación de su impacto ambiental. Sin embargo, considerando el nivel de definición de la normativa actual y los permisos otorgados en las RCA, no es evidente que se deba realizar un EIA para el plan de cierre de una central termoeléctrica. Además, hay casos en que el plan de cierre se encuentra definido y aprobado. En la situación de que se cuenta con una RCA sin un plan de cierre, dependiendo de la circunstancia, corresponde presentar un plan de cierre a través de una DIA, lo que también es válido para aquellas centrales que no cuenten con RCA (GIZ, 2020).

1.6 ENEL CHILE, ENEL GENERACIÓN Y ENEL GREEN POWER

Enel es una empresa multinacional de energía y uno de los principales operadores integrados globales en los sectores de energía y gas. Se encuentra en 31 países, presente en los cinco continentes, generando energía a través de una capacidad instalada de 90,4 GW.

Cuenta con 75 millones de consumidores finales en todo el mundo, tiene la mayor base de clientes en Europa y es una de las principales empresas eléctricas del continente en cuanto a capacidad instalada.

Respecto de Enel Chile, se constituyó bajo la razón social de Enersis Chile S.A., con vigencia desde el 01 de marzo de 2016. Sin embargo, el 18 de octubre del mismo año, la sociedad pasó a denominarse Enel Chile S.A.

Actualmente controla y gestiona un grupo de empresas que opera en el mercado eléctrico chileno. Su negocio principal es desarrollar, operar, generar, distribuir, transformar y/o vender energía en cualquiera de sus formas directamente o a través de otras organizaciones.

Sus activos totales ascienden a \$7.857.988 millones al 31 de diciembre del año 2019. Enel Chile S.A. es propietaria del 93,55% de Enel Generación Chile, 99,09% de Enel Distribución Chile y del 100% de Enel Green Power Chile, además del 100% de Enel X Chile.

En materia de generación, mediante Enel Generación Chile, cuenta con una capacidad instalada bruta combinada que asciende a 6.000 MW al cierre del ejercicio del año 2021, correspondiente un 59,1% a energías renovables y un 40,9% a centrales térmicas.

Es propietario y opera 108 unidades de generación, de las cuales 38 corresponden a hidroeléctrica (3.469 MW de capacidad instalada bruta), 19 unidades de generación térmica que operan con gas, carbón o petróleo (2.454 MW de capacidad instalada) y 51 unidades de generación eólica (78 MW de capacidad instalada). Al 31 de diciembre del año 2021, la participación de mercado en venta de energía alcanzó un 36,7% de la energía vendida en el SEN.

Enel Distribución Chile es la empresa de distribución de energía más grande del país, representando el 48% del total de ventas de las distribuidoras del país, con más de dos millones de clientes. El área de concesión abarca 2.105,4 km², considerando 33 comunas en la Región Metropolitana.

Enel Green Power Chile se encuentra presente en el sector de ERNC operando 36 plantas cuya capacidad instalada combinada supera los 4.730 MW, correspondiente al 45% de la capacidad

renovable de Chile. De su capacidad instalada, 642 MW corresponden a energía eólica, a través de 9 parques eólicos 492 MW provienen de energía solar y son generados por 8 plantas fotovoltaicas y 3.548 MW son producidos por 18 centrales hidroeléctricas.

Cabe destacar que, la empresa en conjunto a ENAP, construyó la planta geotérmica Cerro Pabellón que cuenta con una capacidad instalada de 48 MW, la planta es actualmente la única central geotérmica en Sudamérica además de ser la más alta de su tipo en el mundo.

1.7 CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA

La Central Termoeléctrica Bocamina corresponde a un complejo de generación térmica integral, compuesta por dos unidades térmicas generadoras de energía eléctrica a base de carbón. Se encuentra ubicada en el sector Lo Rojas, Comuna de Coronel, a 30 km al sur de Concepción, Provincia de Concepción, Región del Biobío.

Ambas unidades están conformadas por un sistema conjunto Caldera, Turbina y Generador, sistema de abatimiento de emisiones conformado por Filtro de Mangas y Desulfurizador, sistema de refrigeración y sistema de manejo de carbón, éste último común a ambas unidades.

La Primera Unidad, consistía en una turbina a vapor que opera a base de carbón pulverizado, cuya potencia fue de aproximadamente 128 MW. Bocamina I fue desconectada del Sistema Interconectado Central el 31 de diciembre de 2020.

Respecto de Bocamina II, consiste en una unidad de generación equipada con tecnología de combustión de carbón pulverizado, de aproximadamente 350 MW de potencia. Su desconexión fue programada para mayo de 2022, sin embargo, se llevó a cabo el 30 de septiembre de 2022.

Ambas Unidades se encuentran emplazadas en dos predios, conocidos como Predio Norte y Predio Sur. En el Predio Norte, se encuentra ubicado el Sistema de Caldera, Turbina, Generador y sistema de abatimiento de emisiones (uno por unidad generadora). En el predio Sur, existen diferentes instalaciones de la Central, como sala eléctrica caseta vacío de sifón, sala de bombas de mar, sala de transformadores (componentes las tres últimas del sistema de enfriamiento de la caldera). Distribuidas entre ambos predios se encuentran los sistemas de refrigeración y manejo de carbón.

Corresponde básicamente a la ceniza volante captada en los filtros mangas, la ceniza de fondo proveniente del sistema de captación de la Primera Unidad de la Central, además de la ceniza de fondo captada en la Segunda Unidad y el yeso proveniente de los sistemas de desulfurización de gases.

La Primera Unidad de la Central (Bocamina I), consiste en una turbina de vapor que operaba en base a carbón pulverizado, con una potencia aproximada de 128 MW. La Central se encontraba en funcionamiento desde el año 1970, previo la entrada en vigencia del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Sin embargo, aspectos relevantes del funcionamiento de la Central están reglados en la Resolución Exenta N°206/2007 que aprueba el proyecto “Ampliación Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad” de la Comisión Regional del Medio Ambiente Región del Biobío y Resolución Exenta N° 128/2015 dictada por la Comisión de Evaluación Ambiental Región del Biobío, que aprueba el proyecto “Optimización Central Bocamina Segunda Unidad”

El desarrollo del proyecto “Ampliación de la Central Termoeléctrica Bocamina” se llevó a cabo a raíz de las exigencias energéticas del país. El proyecto consistió en la construcción y puesta en servicio de una Segunda Unidad de generación termoeléctrica, en un terreno aledaño a la Primera Unidad de la Central. La Segunda Unidad se encuentra equipada con tecnología de combustión de carbón pulverizado, cuya potencia instalada es de aproximadamente 350 MW.

Tanto la construcción, puesta en marcha y funcionamiento de la Segunda Unidad, se encuentra amparada por la Resolución de Calificación Ambiental N° 206/2007, del 02 de agosto de 2007, dictada por la COREMA Región del Biobío, que aprobó el proyecto “Ampliación Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad” y por la Resolución Exenta N° 128/2015, del 02 de abril de 2015, de la Comisión de Evaluación Ambiental Región del Biobío, que aprobó el proyecto “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”.

Si bien las Resoluciones de Calificación Ambiental se emiten bajo el contexto de la aprobación y funcionamiento de la Segunda Unidad, aquellas regulan los aspectos más relevantes asociados a los efectos ambientales tanto de Bocamina I, como Bocamina II. Lo anterior, aplica para límites de emisión para su funcionamiento, monitoreo de variables del medio marino que permiten evaluar el comportamiento de las descargas al mar (sistema de succión), regulación de las canchas de carbón, emisiones de ruido, entre otros componentes de su uso común.

Cabe destacar que, los permisos abordan tanto la fase de construcción de la Segunda Unidad, como las fases de operación y abandono de ambas unidades.

Al norte de la Central, se emplaza un sitio utilizado para un Vertedero de Cenizas, el que sirve para disponer los residuos sólidos no peligrosos generados por la operación de ambas Unidades.

En relación a lo anterior, es que se ha iniciado el proceso de planificación de la fase de abandono para ambas unidades, considerando diferentes opciones de nuevos usos, propios de la compañía o de terceros y el desmantelamiento parcial de las instalaciones.



Figura 1.31: Emplazamiento a escala local de la Central Termoeléctrica Bocamina, con los sectores y unidades más relevantes (Enel Generación Chile, 2019)

2. PROBLEMA

En abril de 2020, Chile presentó la actualización de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) como parte del compromiso con el Acuerdo de París por el cambio climático. Entre los compromisos de la NDC, se encuentra la mitigación tanto de los gases de efecto invernadero como de los contaminantes climáticos de vida corta, específicamente carbono negro. Para lograr los compromisos, se va a implementar el pilar social de transición justa y desarrollo sostenible, que incluye el criterio de transición, teniendo por objetivo la descarbonización de la matriz de generación eléctrica (Vivanco, 2020).

De esa manera, se establece el Plan de Descarbonización de la matriz energética, que en primera instancia surgió del acuerdo voluntario entre el Ministerio de Energía y las empresas generadoras eléctricas. Entre las empresas generadoras eléctricas se encuentra Enel Chile a través de su filial Enel Generación.

La primera etapa consiste en cerrar ocho centrales termoeléctricas, considerando las más antiguas del país ubicadas en las comunas de Iquique, Tocopilla, Puchuncaví y Coronel.

Al asumir el compromiso, Enel Chile se convirtió en la primera empresa eléctrica en aplicar un plan de reducción de emisiones directas de dióxido de carbono en sus operaciones de generación (Enel Chile, 2021). Razón por la cual, el 31 de diciembre de 2020 desconectó definitivamente la primera unidad del complejo de generación Bocamina, tres años antes del plazo establecido en el Acuerdo Nacional de Descarbonización (Vivanco, 2020).

Al ser desconectada la primera unidad de la central termoeléctrica Bocamina, se debe llevar a cabo el proceso de cierre, lo que se traduce en buscar una alternativa adecuada respecto de qué hacer con el activo de generación y su emplazamiento. Frente a ese escenario y tomando en consideración la “Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón” elaborada por GIZ, se presentan las opciones para la reconversión de la primera unidad de la Central Termoeléctrica en la figura 2.1:



Figura 2.1: Opciones de una unidad de generación que saldrá de servicio (GIZ, 2020)

Una alternativa para hacer uso del sitio de emplazamiento de la central termoeléctrica Bocamina (primera unidad), es su reconversión a uso industrial. La reconversión en parte se condiciona a la definición de políticas públicas asociadas a necesidades estratégicas, por ejemplo, suministro de agua industrial y potable, producción de hidrógeno, provisión de potencia de suficiencia baja en emisiones de dióxido de carbono, desarrollo de centros logísticos, etc (GIZ, 2020). En cuanto a la central, la alternativa a evaluar consiste en la producción de hidrógeno verde, puesto que no genera emisiones de gases de efecto invernadero, lo que beneficia y contribuye al plan de descarbonización de la matriz energética. Además, Se tiene el sitio de emplazamiento y la empresa a través de Enel Green Power cuenta con la generación de energía a partir de fuentes renovables (eólica y solar), energía que puede ser utilizada para el funcionamiento de la planta de hidrógeno.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la reconversión de la Central Termoeléctrica Bocamina I para la generación de hidrógeno verde.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar la normativa y los compromisos aplicables para el cierre de la Central Termoeléctrica Bocamina (primera unidad), a una reconversión tecnológica a partir de hidrógeno verde.
- Analizar y describir tecnologías potencialmente aplicables para la producción de hidrógeno verde.
- Establecer a nivel conceptual las principales operaciones para la producción de hidrógeno verde en las actuales instalaciones de la CT Bocamina I.
- Determinar indicadores económicos y ambientales atribuibles a la reconversión de la CT Bocamina I.
- Definir la normativa aplicable para hidrógeno verde según tipología, origen del hidrógeno verde y plan regulatorio

4. METODOLOGÍA

En la sección se presenta la metodología utilizada para cumplir con los objetivos planteados en el informe.

4.1 CIERRE DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (PRIMERA UNIDAD)

4.1.1 Revisión de la Resolución de Calificación Ambiental N°206/2007 y N°128/2015

Se llevó a cabo una revisión de la Resolución de Calificación Ambiental N°206 de 2007 “AMPLIACIÓN CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (SEGUNDA UNIDAD)” y una revisión de la RCA N°128 de 2015 “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”, esto, para poder identificar las actividades en etapa de cierre y/o abandono, la normativa aplicable referente al proceso de cierre de la primera unidad y para realizar un levantamiento de permisos necesarios asociados al proceso de cierre.

Sobre la revisión de las RCA mencionadas, la primera unidad de la central opera desde el año 1970, razón por la cual no cuenta con una Resolución de Calificación Ambiental ni con un cierre establecido. Sin embargo, en las RCA correspondientes a la ampliación y optimización de la segunda unidad, se señala que la etapa de cierre y/o abandono es igual para ambas unidades.

4.1.2 Revisión de Instrumentos de Planificación Territorial

Obtenida la información sobre el proceso de cierre de Bocamina I, se revisaron los Instrumentos de Planificación Territorial (IPT), correspondientes al Plan Regulador Metropolitano de Concepción (PRMC), aprobado por la Resolución N° 171/2002, Gobierno Regional del Biobío, publicada en el Diario Oficial (D.O.) de 28 de enero de 2003 y el Plan Regulador Comunal de Coronel (PRCC), aprobado por el Decreto Alcaldicio N° 2.645/2013, publicado en el D.O. el 22 de abril de 2013. La revisión de ambos Planes Reguladores consistió en identificar la regulación particular de cada IPT en cuanto a los usos de suelo, esto, para determinar si el área donde se emplaza la CT Bocamina I se encuentra permitido el uso de suelo para las actividades productivas y/o infraestructura energética de tipo renovable, con el fin de saber si se puede llevar a cabo la reconversión de la central para la generación de hidrógeno verde.

Con la información recopilada, ya identificado el proceso de cierre de la primera unidad de la central y teniendo conocimiento sobre el uso de suelo actual donde se encuentra el área de emplazamiento, se tienen los resultados para el primer objetivo específico N°1.

4.2 DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Para cumplir con el segundo objetivo específico, se realizó una prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis del agua. La información fue obtenida mediante revisión bibliográfica tanto a nivel nacional como en el extranjero. Para la planta de electrólisis, se llevó a cabo una comparación entre tecnologías de electrolizadores (AEL, PEM y SOEC), para posteriormente señalar las ventajas y desventajas de cada uno en una tabla comparativa. La selección del tipo de electrolizador fue a través de diferentes aspectos, sea la etapa de desarrollo comercial en la que se encuentran, tipo de tecnología adecuada para el proyecto de hidrógeno verde, horas de funcionamiento, vida útil, límites operacionales, duración y degradación de sus componentes principales, además, de costos asociados.

Teniendo la selección de la tecnología para el proceso de electrólisis, se buscó entre los principales fabricantes un electrolizador que cumpliera con la potencia requerida para el proyecto de hidrógeno, es decir, una planta de 14 MW.

4.2.1 Balances de materia y energía en electrolizador

Determinado el fabricante de electrolizador, se llevó a cabo el balance de materia y energía, primero se tomó en consideración el funcionamiento del electrolizador con un 100% de eficiencia, ya que las especificaciones técnicas entregadas por el electrolizador no consideran la eficiencia. Razón por la cual, se expresan los resultados con la producción máxima y posteriormente con la eficiencia del equipo. Para obtener la eficiencia se utilizó la ley de Faraday, que relaciona la cantidad de hidrógeno producido y la cantidad de corriente asociada al proceso electroquímico. Con la eficiencia obtenida se expresan los caudales del hidrógeno en el electrolizador.

4.2.2 Descripción del recurso hídrico

Teniendo los caudales del hidrógeno y la cantidad de agua requerida para llevar a cabo el proceso de electrólisis, se consideran dos variables para el abastecimiento de agua. El primero mediante pozo, pasando por un pretratamiento antes de ingresar al electrolizador y el segundo a través de agua de mar considerando también el pretratamiento.

Actualmente, la Central Termoeléctrica Bocamina cuenta con derechos de agua y con captación y descarga de agua de mar, además de contar con un sistema prefiltrado, ósmosis inversa y desmineralización. Para determinar la opción más adecuada, se consideró el caudal necesario para el electrolizador (tomando la producción máxima del electrolizador con la eficiencia obtenida) y el caudal necesario para el sistema de compresión/licuefacción. Tomando los dos caudales necesarios para el funcionamiento de la planta, se establece un sistema para no tener pérdidas por agua, en otras palabras, el agua de rechazo proveniente del electrolizador es devuelta hacia un intercambiador de calor y el agua de rechazo proveniente del ciclo termodinámico es llevado a una torre de enfriamiento que lleva el agua a un estanque de agua desmineralizada. Por lo tanto, la selección de alternativa en cuanto a abastecimiento de agua, dependerá de la estimación de potenciales impactos ambientales y cantidad de agua requerida por el sistema completo.

4.2.3 Compresión, licuefacción y almacenamiento del hidrógeno

Con la producción de hidrógeno obtenida, se selecciona el ciclo termodinámico adecuado para el almacenamiento. Sobre el proceso de compresión y licuefacción, se van a tomar en consideración dos factores: la energía primaria consumida en el proceso junto con el consumo eléctrico y la cantidad de hidrógeno que se quiere almacenar. Obtenida la información, se selecciona el ciclo y se realizan los balances de materia y energía correspondientes.

Para estimar los cálculos tanto del ciclo termodinámico como del almacenamiento, se utilizó el Software EES “Engineering Equation Solver”, programa que funciona definiendo las variables iniciales y finales, es un software que entrega fórmulas por defecto y toma valores por defecto. Los cálculos fueron realizados considerando una transformación politrópica para el ciclo termodinámico, donde la presión y el volumen específico del gas se relacionan.

Respecto del almacenamiento de hidrógeno, se determinaron la cantidad de unidades (estanques) necesarias para un almacenamiento semanal con un funcionamiento de la planta de hidrógeno de 24

horas. Las ecuaciones utilizadas corresponden a obtención de volumen, radio y área. Para los cálculos también se utilizó el software EES.

4.3 ESTIMACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES E INDICADORES ECONÓMICOS PARA PROYECTO DE HIDRÓGENO VERDE

4.3.1 Evaluación ambiental

Para la estimación de potenciales impactos ambientales, se utilizó un método cuantitativo, el cual se basa en medir la gravedad de un impacto considerando la cantidad, calidad, grado y forma en la que es alterado, concretándolo en términos de magnitud e incidencia. El resultado del método, corresponde a una expresión numérica que se compara con una escala determinada.

Para la identificación y valoración de los impactos ambientales asociados al proyecto, se llevó a cabo la metodología presentada en la figura 4.1:

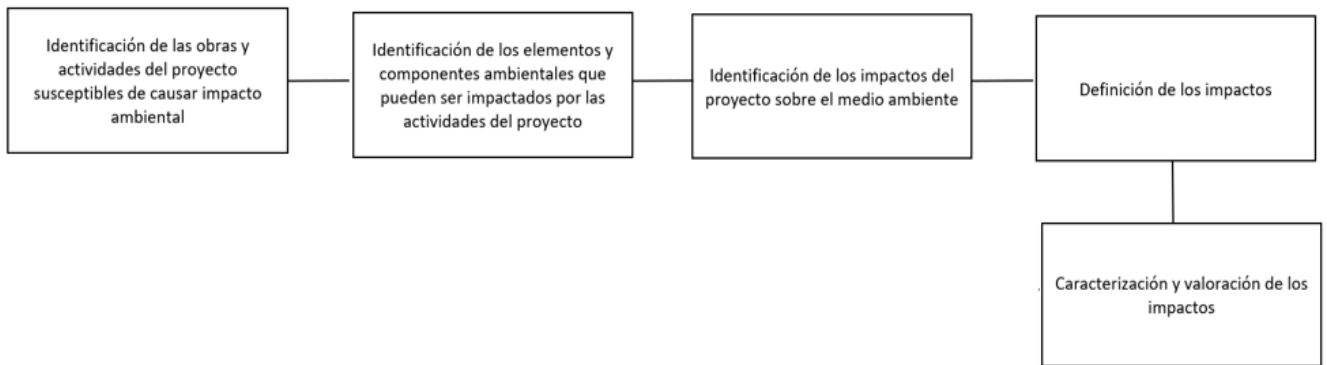


Figura 4.1: Metodología para identificar los impactos ambientales asociados a la planta de hidrógeno (A partir de Endesa Chile, 2013)

Donde:

- **Identificación de las obras y actividades del proyecto susceptibles de causar impacto ambiental:** comprende analizar las actividades de las fases del proyecto, a través del cual se identifican aquellas que puedan causar alteraciones sobre alguno de los elementos o componentes del medio ambiente.

- **Identificación de los elementos y componentes ambientales que pueden ser impactados por las actividades del proyecto:** se nombran los elementos y componentes que pueden ser afectados por las actividades del proyecto.
- **Identificación de los impactos sobre el medio ambiente:** se identifican las relaciones causa-efecto de las actividades del proyecto y los componentes o elementos ambientales sobre los que se produce el impacto.
- **Definición de los impactos:** para los componentes o elementos ambientales impactados por las actividades del proyecto, se determinan las alteraciones ambientales más relevantes.
- **Caracterización y valoración:** se determina la importancia de las alteraciones ocasionadas por las actividades del proyecto.

En las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se presentan los alcances de la técnica utilizada para la valoración e importancia de los impactos ambientales. La valoración corresponde al libro “Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental” (Espinoza, 2001).

Tabla 4.1: Valoración de los impactos ambientales (a partir de Espinoza, 2001)

Criterios usados	
Carácter	Positivo, negativo y neutro. Considerando a estos últimos como aquel que se encuentran por debajo de los umbrales de aceptabilidad contenidos en las regulaciones ambientales
Grado de perturbación en el medio ambiente	Importante, regular y escaso.
Importancia	Alto, medio y bajo. Desde el punto de vista de los recursos naturales y la calidad ambiental
Riesgo de ocurrencia	Muy probable, probable y poco probable. Entendido como la probabilidad de que los impactos estén presentes
Extensión areal o territorio involucrado	Regional, local y puntual
Duración a lo largo del tiempo	Permanente o duradera en toda la vida del proyecto; media o durante la operación del proyecto y corta o durante la etapa de construcción del proyecto
Reversibilidad (para volver a las condiciones iniciales)	Reversible si no requiere de ayuda humana, parcial si requiere de ayuda humana e irreversible si se debe generar una nueva condición ambiental

Tabla 4.2: Clasificación de impactos (a partir de Espinoza, 2001)

Clasificación de impactos			
Carácter (C)	Positivo (1)	Negativo (-1)	Neutro (0)
Perturbación (P)	Importante (3)	Regular (2)	Escasa (1)
Importancia (I)	Alta (3)	Media (2)	Baja (1)
Ocurrencia (O)	Muy probable (3)	Probable (2)	Poco probable (1)
Extensión (E)	Regional (3)	Local (2)	Puntual (1)
Duración (D)	Permanente (3)	Media (2)	Corta (1)
Reversibilidad (R)	Irreversible (3)	Parcial (2)	Reversible (0)

$$Impacto\ Total = C * (P + I + O + E + D + R)$$

Ecuación 4.1: Valoración de impactos (a partir de Espinoza, 2001)

Tabla 4.3: Valoración de impactos (a partir de Espinoza, 2001)

Negativo (-)	
Severo	$\geq (-) 15$
Moderado	$(-) 15 \geq (-) 9$
Compatible	$\leq (-) 9$
Positivo (+)	
Alto	$\geq (+) 15$
Mediano	$(+) 15 \geq (+) 9$
Bajo	$\leq (+) 9$

Obtenida la valorización de los impactos ambientales asociados a la etapa de construcción y operación, se contempla la evaluación ambiental asociada a la RCA N°206/2007 “AMPLIACIÓN CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (SEGUNDA UNIDAD) y la RCA N°128/2015 “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad” para comparar los impactos ambientales asociados a la fase de operación de ambos proyectos, esto, para determinar la viabilidad de la reconversión a una planta de hidrógeno verde.

4.3.2 Indicadores económicos – Evaluación económica

El análisis económico realizado se basó en la revisión de diferentes informes tanto a nivel nacional como en el extranjero, esto para establecer los rangos en los que se encuentran los costos asociados a la producción de hidrógeno verde, considerando los costos operacionales e infraestructura. Teniendo el rango de costos, se obtuvo el LCOE_{H₂} (Costo Nivelado de Hidrógeno) para determinar la viabilidad del proyecto comparando con los distintos estudios revisados. Además, se utilizó un programa elaborado por GIZ, que corresponde a una herramienta para evaluar proyectos de hidrógeno verde en Chile, la herramienta entrega valores por defecto (tasas) y ecuaciones por defecto. El programa fue utilizado para comparar el valor obtenido del Costo Nivelado de Hidrógeno con las fórmulas entregadas por bibliografía y el valor obtenido por la herramienta. De esa manera se determina la viabilidad del proyecto.

4.4 NORMATIVA APLICABLE PARA LA GENERACIÓN/ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE

A partir de revisión bibliográfica tanto a nivel nacional como en el extranjero, se aborda el plan regulatorio del hidrógeno, el posible ingreso al SEIA según tipología, origen del hidrógeno verde, producción y almacenamiento. Además, se señalan los permisos ambientales sectoriales y riesgos asociados al proyecto.

5. RESULTADOS

5.1 ETAPA DE CIERRE Y/O ABANDONO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (PRIMERA UNIDAD)

5.1.1 Actividades en etapa de cierre y/o abandono

Sobre la revisión de la Resolución de Calificación Ambiental “AMPLIACIÓN CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (SEGUNDA UNIDAD)” y “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad” se pueden apreciar las siguientes actividades en etapa de abandono:

“Normalmente se considera que una planta termoeléctrica culmina su vida útil a los 30 años aproximadamente. A esta altura se analiza la condición general de la Central, el estado del arte de la generación eléctrica en el momento y las condiciones del medio ambiente que rodea la planta”

“Este análisis puede llevar a las siguientes decisiones sobre el futuro de la Segunda Unidad”:

- *Modernización de la Central*

En el caso que la condición general de la planta sea aceptable, se podrá someter a un mantenimiento general, el cual permitiría alargar su vida útil, o incluso se podría adaptar la Segunda Unidad a una nueva tecnología más eficiente y más limpia

Si se optará por la modernización de las instalaciones, la modificación correspondiente se someterá al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, en virtud de lo establecido en la Ley N° 19.300 y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto ambiental.

- *Abandono o desmantelamiento de las instalaciones*

Si el costo de mantener o actualizar la planta fuese excesivo, se tomará la decisión de abandonar o desmantelar la instalación. Para esto se analizarán las características de la construcción y los equipos, determinándose aquellos susceptibles de ser reutilizados en otras faenas o procesos de la empresa, vendibles como excedentes industriales, reciclables por parte de empresas especializadas y aquellos desechos destinados a vertedero.

A continuación, se describen las actividades asociadas al abandono o desmantelamiento de las instalaciones:

- Contratación del personal temporal

La contratación de la mano de obra se estimará en el momento que se programe con mayor detalle la etapa de abandono.

- Instalación de faenas

El contratista encargado del cierre de las instalaciones utilizará los terrenos de la Central y se apoyará en las instalaciones existentes (ejemplo: agua potable, electricidad) para su instalación en faenas. Esta instalación será retirada una vez que se finalice el cierre y clausura de las instalaciones.

- Cierre y clausura de las instalaciones

Para el cierre y clausura de las instalaciones se procederá de la siguiente manera:

Se retirará todo el mobiliario y equipos de oficinas, talleres y comedores existentes. Todas las construcciones que sea factible de desmontar serán desmanteladas, especialmente las que sean prefabricadas;

Todos los estanques que contengan aceites, lubricantes, combustibles, etc. Así como también las baterías de la sala de máquinas, serán vaciadas y sus contenidos vendidos para su utilización por terceros. Los materiales para los cuales no se encuentre interesados, serán dispuestos con empresas autorizadas por la SEREMI de Salud;

Los desechos destinados a vertedero serán tratados según los procedimientos de manejo y destino final, aplicables según las normativas y leyes vigentes al momento de la operación. Demolición total o parcial de las obras civiles (por ejemplo, dejando en el lugar actual fundaciones profundas). Los residuos serán dispuestos en lugares autorizados para estos efectos;

Se efectuará limpieza y restauración del suelo en los lugares donde sea necesario; mediante el uso de carpetas de suelo y plantación de vegetación adecuada para el entorno, buscando evitar la regularidad, simetría, cambios bruscos de pendientes, etc.; y

Se clausurarán todos los accesos a los edificios y se cercarán todos los recintos a fin de impedir el acceso a ellos hasta que se decida otro destino para los terrenos.

En cuanto al proceso de cierre, se busca identificar aquella construcción que pueda ser reutilizable, en caso de que se pueda utilizar infraestructura, se procederá al desmantelamiento selectivo.

La revisión de la RCA *“Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”* señala en su etapa de cierre: *“Una vez que las nuevas obras construidas cumplan su vida útil o por razones comerciales, se procederá a desmantelar y restituir las condiciones del lugar, lo más similar posible a la del terreno actual”; “Las actividades identificadas para la fase de cierre no se modifican respecto a las actividades indicadas en el proyecto aprobado”*

5.1.2 Instrumentos de Planificación Territorial

Respecto de la normativa general y pronunciamiento de la autoridad sobre usos de suelo, La Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC), en su artículo 2.1.24 inciso 2°, establece que los usos de suelo que a cada IPT le corresponde definir en la zona, según ámbito de acción, son los que se presentan a continuación:

- Residencial
- Equipamiento
- Actividades Productivas
- Infraestructura
- Espacio Público
- Área Verde

Sobre lo anterior, para la producción de hidrógeno verde, corresponde al uso de suelo denominado **Actividades productivas**, puesto que se trata de un proceso de transformación de materias primas en un producto elaborado.

Actualmente, los Instrumentos de Planificación Territorial vigentes que regulan urbanísticamente el área donde se emplaza la Central Termoeléctrica Bocamina, son:

Plan Regulador Metropolitano de Concepción (PRMC), aprobado por la Resolución N° 171/2002, Gobierno Regional del Biobío, publicada en el Diario Oficial (D.O.) el 28 de enero de 2003.

Plan Regulador Comunal de Coronel (PRCC), aprobado por el Decreto Alcaldicio N° 2.465/2013, publicado en el D.O. el 22 de abril de 2013.

5.1.3 Regulación particular de los IPT

En cuanto al PRMC, al ser un Plan Regulador Intercomunal, regula el desarrollo físico de las áreas urbanas y rurales de diversas comunas, que, por sus relaciones, se integran en una unidad urbana y, en el caso de que la mitad sobrepase los 500.000 habitantes, le correspondería la categoría de Metropolitano. Lo anterior, según los artículos 34 de la Ley General de Urbanismo y Construcciones (LGUC) y 2.1.7 de la OGUC.

Además, el PRMC tiene ámbito de acción propio, dentro de las áreas urbanas y de las áreas rurales, ámbito que tiene primacía sobre el Plan Regulador Comunal.

Respecto del PRCC, regula el desarrollo físico de las áreas urbanas a través de la definición de límites urbanos de los centros poblados, la red vial del área urbana de la comuna, los terrenos destinados a circulaciones, plazas y parques, zonas o inmuebles de conservación histórica, zonas típicas, monumentos nacionales, exigencias de plantaciones y obras de ornato en áreas afectas a declaración de utilidad pública, definición de zonas y subzonas en las que se aplicarán normas urbanísticas y otras disposiciones relacionadas con aspectos urbanísticos.

El PRMC en el área donde se emplazan las Unidades I y II, establece la denominada Zona Industrial ZI-13 (ver figura 5.1), la que, conforme con lo establecido en el artículo 3.2.3, admite los siguientes usos:

- Industrial calificado como inofensivo o molesto por la autoridad competente
- Infraestructura de transporte y apoyo de la actividad industrial
- Equipamiento asociado a la actividad industrial
- Habitacional, sólo vivienda unifamiliar necesaria para el funcionamiento de la actividad industrial

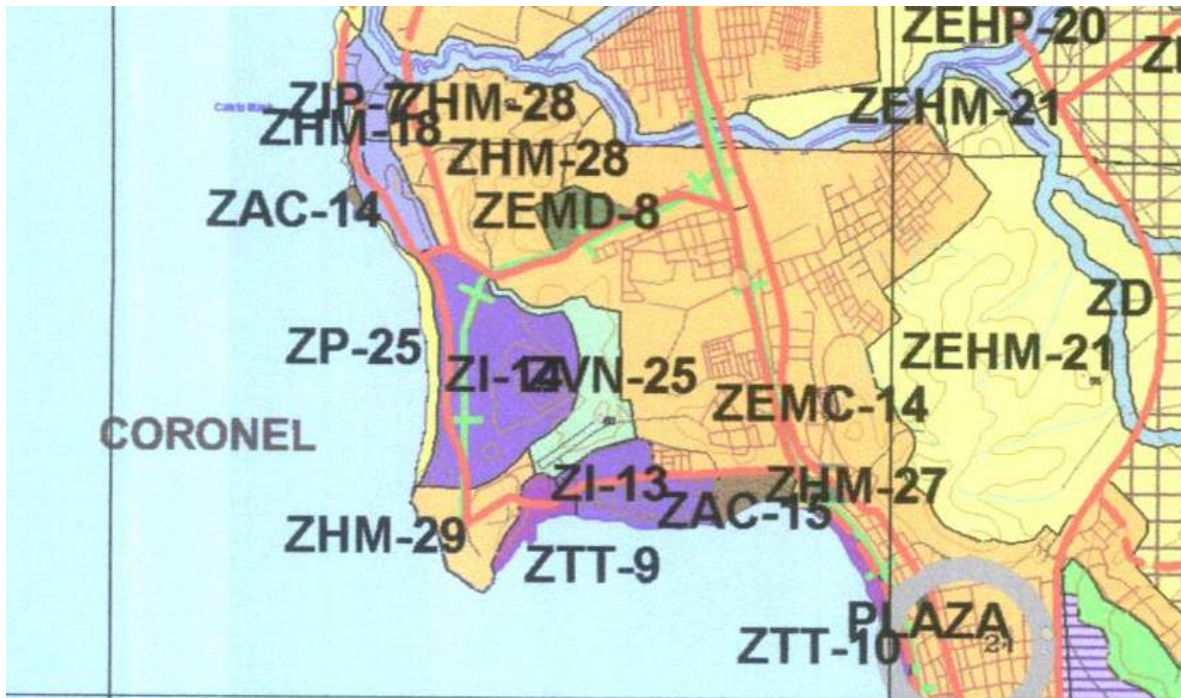


Figura 5.1: Zona Industrial ZI-13 (PRMC, 2019)

El PRCC en el área de emplazamiento de ambas unidades, establece la denominada Zona de Actividades Productivas 3, ZAP-3 (ver figura 5.2) la que de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.1. del IPT, regula los usos indicados en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Regulación de uso de suelo PRCC (a partir de Cubillos *et al.*, 2022)

Normas de uso de suelo	
Tipos de uso	Permitidos Prohibidos
Habitacional	Prohibidos
Industria, bodegaje y talleres (inofensiva y molesta)	Permitidos
Peligrosa	Prohibidos
Equipamiento	
Científico	Prohibidos
Comercio	Prohibidos, excepto Estaciones o centros de servicio automotor y Restaurantes
Culto y cultura	Prohibidos
Deporte	Permitidos
Educación	Prohibidos, excepto establecimientos de Educación Técnica y Centros de capacitación
Esparcimiento	Prohibidos
Salud	Prohibidos, excepto Policlínicos

Continuación tabla 5.1: Regulación de uso de suelo PRCC (a partir de Cubillos *et al.*, 2022)

Equipamiento	
Seguridad	Permitidos, excepto Cárceles, Centros de detención, Centros de internación provisoria, Centros de privación de libertad
Servicios	Permitidos
Social	Prohibidos
Infraestructura	
Transporte	Permitidos, excepto recintos marítimos o portuarios y recintos aeroportuarios
Sanitaria	Permitidos, excepto rellenos sanitarios, vertederos, botaderos, almacenamiento y acopio de cenizas, plantas de tratamiento de residuos industriales y estaciones exclusivas de transferencia de residuos
Energética	Permitidos, excepto Centrales de Generación de Energía

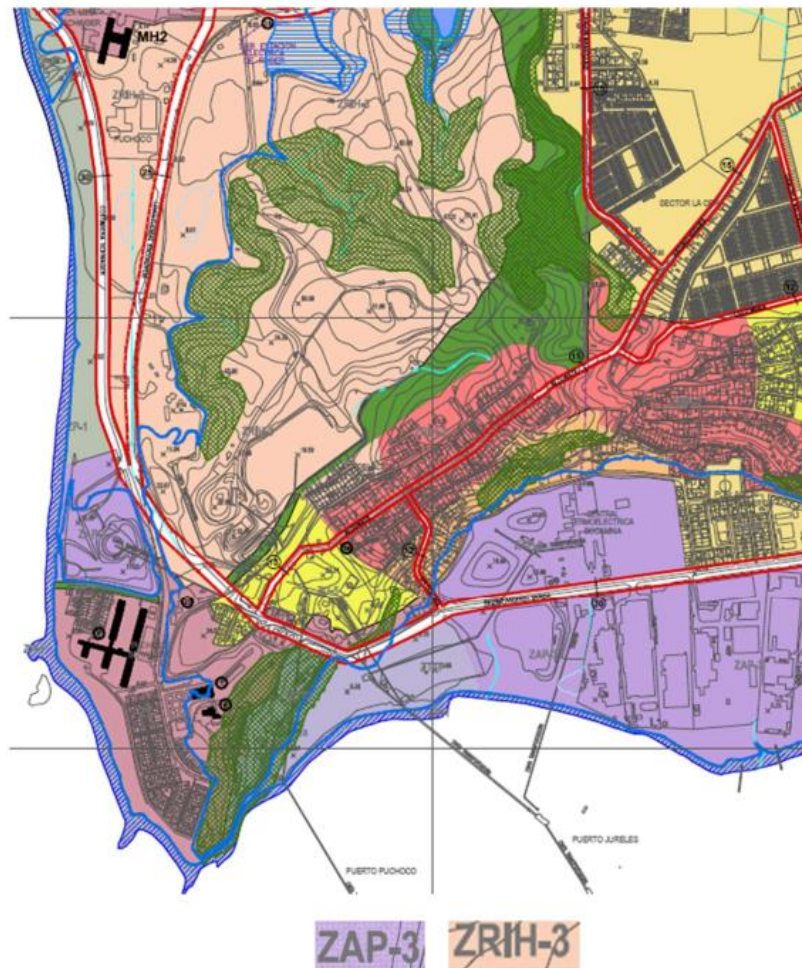


Figura 5.2: Zona ZAP-3 (PRCC, 2013)

De la tabla anterior se aprecia que se encuentran prohibidas las centrales de generación de energía, sin embargo, las industrias de producción de hidrógeno verde, calificadas como inofensivas o molestas, se encuentran permitidas.

Considerando lo señalado por el PRMC vigente y el PRCC sobre las áreas de interés donde se emplazan las Unidades I y II de Bocamina, se admiten edificaciones o instalaciones que produzcan hidrógeno verde, en tanto sean calificadas como **inofensivas o molestas**. Aunque, si se emplazara una central generadora de energía en base a hidrógeno verde en el área, aquella actividad no se encuentra admitida, puesto que se trataría de una central de generación, destino que se encuentra prohibido.

5.2 NORMATIVA APLICABLE AL PROCESO DE CIERRE DE LA CENTRAL

5.2.1 Aspectos regulatorios

Respecto de la normativa aplicable al proceso de cierre de la central termoeléctrica Bocamina, los aspectos regulatorios son los siguientes:

- Normas específicas relativas al manejo y disposición de residuos son establecidos en los artículos 78-82 y 84 del DFL 725 del Ministerio de Salud Pública, Código Sanitario.
- Artículo 67° del DFL 725 del Ministerio de Salud Pública, Código Sanitario.
- Decreto 594 del Ministerio de Salud, que aprueba el reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo:
- Artículo 17: En ningún caso podrán incorporarse a las napas de agua subterránea de los subsuelos o arrojarse en los canales de regadío, acueductos, ríos, esteros, quebradas, lagos, lagunas, embalses o en masas o en cursos de agua en general, los relaves industriales o mineros o las aguas contaminadas con productos tóxicos de cualquier naturaleza, sin ser previamente sometidos a los tratamientos de neutralización o depuración que prescriba en cada caso la autoridad sanitaria.
- Artículo 18: La acumulación, tratamiento y disposición final de residuos industriales dentro del predio industrial, local o lugar de trabajo, deberá contar con la autorización sanitaria.
- Artículo 19: Las empresas que realicen el tratamiento o disposición final de sus residuos industriales fuera del predio, sea directamente o a través de la contratación de terceros,

deberán contar con autorización sanitaria, previo al inicio de tales actividades. Para obtener dicha autorización, la empresa que produce los residuos industriales deberá presentar los antecedentes que acrediten que tanto el transporte, el tratamiento, como la disposición final es realizada por personas o empresas debidamente autorizadas por el Servicio de Salud correspondiente.

- Artículo 20: En todos los casos, sea que el tratamiento y/o disposición final de los residuos industriales se realice fuera o dentro del predio industrial, la empresa, previo al inicio de tales actividades, deberá presentar a la autoridad sanitaria una declaración en que conste, la cantidad y calidad de los residuos industriales que genere, diferenciando claramente los residuos industriales peligrosos.
- Decreto 144 del Ministerio de Salud, que establece normas para evitar emanaciones o contaminantes atmosféricos de cualquier naturaleza, Artículo 1: los gases, vapores, humos, polvo, emanaciones o contaminantes de cualquiera naturaleza, producidos en cualquier establecimiento fabril o lugar de trabajo, deberán captarse o eliminarse en forma tal que no causen peligros, daños o molestias al vecindario.
- Decreto 148 del Ministerio de Salud, que aprueba reglamento sanitario sobre manejo de residuos peligrosos. Este reglamento establece las condiciones sanitarias y de seguridad mínimas a que debe someterse la generación, tenencia, almacenamiento, transporte, tratamiento, reúso, reciclaje, disposición final y otras formas de eliminación de residuos peligrosos.
- Ley 458 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba la Ley General de Urbanismo y Construcciones, Artículo 116°. La construcción, reconstrucción, alteración, ampliación y demolición de edificios requiere de un permiso de la Dirección de Obras Municipales. Todas las obras deberán ajustarse a las Normas Técnicas, a la Ordenanza General y al Plan regulador de la municipalidad que corresponda.

Condiciones para vehículos que transporten carga (desperdicios, ripio u otros materiales); Artículo 2 de Decreto 75 de 1987 del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, que establece condiciones para el transporte de cargas. Para el caso particular del transporte de cargas peligrosas por calles y caminos, se debe considerar el Decreto 298 de 1995, del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones.

5.2.2 Análisis de ingreso al SEIA

Se deben presentar al SEIA los proyectos según lo establecido en el artículo 10 de la Ley N° 19.300 y en el artículo 3 del D.S N° 40, de 2012, que aprueba el Reglamento del SEIA.

De la revisión del listado de tipologías establecido en el artículo 10 de la Ley N° 19.300 y el artículo 3 del D.S 40, se determina que no existe una tipología específica para proyectos de producción, almacenamiento o transporte de hidrógeno verde. Sin embargo, el proyecto podría ingresar cuando una de sus partes u obras se enmarquen en las tipologías de ingreso existentes.

A continuación, se presentan las tipologías que podrían ser aplicables:

- Literal a), considerando el uso de agua, específicamente, sobre obras vinculadas con el transporte o almacenamiento de agua (acueductos, embalses/presas).
- Literal b), cuando se contemplan líneas de transmisión de alto voltaje y sus subestaciones.
- Literal c), cuando se consideren centrales de generación de energía mayores a 3 MW. Esto hace referencia principalmente al abastecimiento de energía renovable para los proyectos de producción de hidrógeno verde.
- Literal ñ.1), cuando se considere la producción, disposición o reutilización de sustancias tóxicas.
- Literal ñ.3), cuando se considere la producción, disposición o reutilización de sustancias inflamables (hidrógeno comprimido, clase 2, división 2.1 de la NCh382:2021; hidrógeno líquido refrigerado, clase 2, división 2.1, de la NCh382:2021 o metanol, clase 3 de la NCh382:2021).
- Literal ñ.4), cuando se considere la producción, disposición o reutilización de sustancias corrosivas.
- Literal ñ.5), cuando se considere el transporte por medios terrestres de sustancias tóxicas, explosivas, inflamables, corrosivas o reactivas.
- Literal o.6), cuando se considere emisarios submarinos (asociado a la descarga de salmuera de una planta desaladora que abastezca con agua al proyecto).
- Letra p), cuando se contemple ejecutar obras o actividades que alteren física o químicamente un humedal emplazado total o parcialmente dentro de los límites urbanos, en los términos indicados en la norma.

5.2.3 Levantamiento de permisos para el proceso de cierre de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad)

Es necesario considerar los permisos asociados a la central y sus modificaciones para llevar a cabo el proceso de cierre.

En la tabla 5.2, se encuentran los permisos para la etapa de desmantelamiento de la Central Termoeléctrica Bocamina:

Tabla 5.2: Permisos para la etapa de cierre y/o abandono de la Central Termoeléctrica Bocamina I (a partir de Enel Generación Chile, 2022)

Listado de permisos	Organismo emisor	Tiempo de gestión	Tiempo de tramitación	Responsable	Permiso previo requisito	Observaciones
RCA para etapa de cierre y abandono	SEA	-	-	Enel	(*)	Para todos los permisos es requisito previo la obtención de RCA
Permiso general de demolición	DOM	1 mes	2 meses	Contratista	Desratización	-
Permiso instalación de faenas	DOM	3 meses	3 meses	Contratista	Permiso general demolición	-
Permisos empalmes eléctricos provisorios de faenas	CGE	1 mes	2 meses	Contratista	Permiso general demolición	-
Permisos empalmes agua potable provisorios	SISS	1 mes	2 meses	Contratista	Permiso general demolición	-
Permiso ruptura y reposición de pavimentos	DOM	1 mes	3 meses	Contratista	Permiso general demolición	En caso de retirar ducto de aducción y descarga agua de mar (Unidad 1 y 2) y cinta de carbón soterrada
Autorización de tránsito para camiones en zona urbana	Dir. Tránsito Municipal	1 mes	1 mes	Contratista	Permiso general demolición	-
Desratización	Seremi de Salud	1 mes	15 días	Contratista	-	-

Continuación tabla 5.2: Permisos para la etapa de cierre y/o abandono de la Central Termoeléctrica Bocamina I
(A partir de Enel Generación Chile, 2022)

Autorización botaderos y/o escombreras	Seremi de Salud – DOM	2 meses	3 meses	Contratista	Permiso general demolición	Excedentes de escombros y excavaciones
Autorización desvíos de tránsito	Dir. Tránsito Municipal	1 mes	3 meses	Contratista	Permiso general demolición	-
Autorización para tránsito de cargas sobre tamaños	Dir. Vialidad	1 mes	6 meses	Enel	Permiso general demolición	-
Verificación demolición chimeneas y edificios de calderas Bocamina (Unidad 1 y 2)	DGAC	1 mes	3 meses	Enel	Permiso general demolición	-
Autorización plan de desmantelamiento estanques de combustibles líquidos	SEC	Dentro de las obras de demolición (4 meses)	-	Enel	-	-
Permiso de Ocupación Anticipada (POA), desmantelamiento sifones y pilotes	DIRECTEMAR	-	1 año	Enel	-	Dependerá del futuro de las obras (reutilización de obras existentes)
Autorización Plan de Manejo y Retiro de Asbesto (en caso de existencia Bocamina 1)	Seremi de Salud	1 mes	2 meses	Contratista	-	
Reposición y cierre permiso de demolición	DOM	15 días	1 mes	Enel / contratista	-	
Cierre de compromisos RCA (etapas de cierre y abandono)	SEA	-	-	Enel	-	Dependerá de plazos, compromisos y obligaciones establecidas en las RCA
RESPEL	Seremi de Salud	2 meses	3-4 meses	Enel/contratista	-	-
SUSPEL	Seremi de Salud	2 meses	3-4 meses	Enel/contratista	-	-
RISES	Seremi de Salud	2 meses	3-4 meses	Enel/contratista	-	-

5.3 PLANTA DE ELECTRÓLISIS DEL AGUA

En la sección se va a determinar la planta de electrólisis de agua a partir de la elección de un electrolizador adecuado para la producción de hidrógeno verde. Se van a tomar en consideración los electrolizadores que se encuentren en etapa comercial, con sus ventajas y desventajas en cuanto a vida útil, horas de funcionamiento, etapa de desarrollo comercial en la que se encuentran, costos asociados a infraestructura, operación y mantenimiento, límites operacionales, etc.

5.3.1 Comparación entre electrolizadores AEL, PEM y SOEC

En la tabla 5.3, se muestra la comparación tecnológica de electrolizadores AEL (alcalino), PEM y SOEC, ya mencionados en la introducción del informe, la comparación se realiza según las ventajas y desventajas de sus parámetros.

Tabla 5.3: Parámetros de electrolizador alcalino, PEM y SOEC (a partir de Schröer, 2021)

Electrolizador	Parámetro de operación	Valor
Electrolizador alcalino	Temperatura	40 – 90 °C
	Consumo de agua (purificado)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
	Calidad de agua de entrada	1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$
	Densidad de corriente	300-450 mA/cm ²
	Voltaje de celda	1.7 V a 2.7 V
	Eficiencia de conversión (LHV)	63% hasta 85% en pequeña escala
	Consumo energético	4.2- 4.8 kWh/Nm ³
	Electrolito	KOH concentración 20% - 40%
	Pureza del hidrógeno	99,7% - 99,9%
	Horas de funcionamiento del stack	Hasta 100.000 h
	Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar/ 30 bar

Continuación tabla 5.3: Parámetros de electrolizador alcalino, PEM y SOEC (a partir de Schröer, 2021)

Electrolizador PEM	Temperatura	50°C – 80°C
	Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
	Calidad de agua de entrada	0,1 $\mu\text{S cm}^{-1}$
	Densidad de corriente	1.000 a 2.000 mA/cm ² (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6.000 mA/cm ²)
	Voltaje de celda	1.7 V a 3.1 V
	Eficiencia de conversión (LHV)	60% a 68%
	Consumo energético	4.4 – 5.0 kWh/Nm ³
	Electrolito	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
	Pureza del hidrógeno	>99,9%
	Horas de funcionamiento del stack	< 50.000 h
	Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar/atmosférica
Electrolizador SOEC	Temperatura	700°C – 1.000 °C
	Consumo de agua	Aproximadamente 10 litros por kg producido
	Presión de operación	1 bar
	Densidad de corriente	Hasta 2.000 mA/cm ²
	Voltaje de celda	1.3 V
	Eficiencia de conversión (LHV)	Valores en torno a 74-81% únicamente considerando rendimiento eléctrico
	Pureza del hidrógeno	99,9%
	Consumo energético	42 kWh/kg
	Horas de funcionamiento del stack	<50.000 h

Tabla 5.4: Ventajas y desventajas de electrolizador alcalino, PEM y SOEC (a partir de GIZ, 2021)

Electrolizador	Ventajas	Desventajas
Electrolizador alcalino	Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil hasta 100.000 h)	Rango de producción limitado entre el 20% y 100%; variación dinámica del suministro eléctrico (dependiendo del fabricante)
	Baja degradación (< 3 $\mu\text{V/h}$)	Las membranas separadoras no evitan la mezcla de hidrógeno – oxígeno y se producen más impurezas
	Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm^3/h , equipos con potencias en el rango de MW)	A rango bajo (< 40%), baja producción y mayor difusividad entre gases de hidrógeno – oxígeno
	Área de celda alta (hasta 4 m^2)	Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia (< 1 MW/cm^2)
	Costo inferior a la tecnología PEM debido a mayor madurez	Presión de funcionamiento relativamente baja (electrolito líquido) en comparación con electrólisis PEM
Electrolizador PEM	Alta conductividad de protones ($0,1 \text{ S cm}^{-1}$) en la membrana (20 – 300 μm)	Alto costo de componentes
	Alta presión de trabajo (hasta 300 bar); producción de hidrógeno a alta presión (compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, mínimos problemas de membrana, menor sobrepotencial)	Medio ácido corrosivo (se requieren metales nobles, tales como oro y paladio)
	Stack compacto	Menor vida útil (< 50.000 h)

Continuación tabla 5.4: Ventajas y desventajas de electrolizador alcalino, PEM y SOEC (a partir de GIZ 2011)

Electrolizador PEM	Amplio rango de operación	Problemas con la alta presión (membranas cruzadas, más gruesas)
	Obtiene un hidrógeno con mayor pureza por falta de contaminación por KOH	-
	No requiere de tanto equipamiento de electrónica de potencia para gestionar la respuesta dinámica	-
	Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm ⁻²), debido a la conductividad de la membrana	La comercialización se encuentra limitada por tener un grado menor de madurez que la electrólisis AEL
Electrolizador SOEC	No requiere emplear un electrolito y se puede emplear en sistemas de cogeneración en industrias que tengan focos calientes	Es necesario controlar la corriente de alimentación constantemente para evitar pérdidas de eficiencia en el electrolizador
	Los sistemas de óxido sólido tienen eficiencia superior a los sistemas de baja temperatura, pudiendo además incrementar la eficiencia si se realiza un aprovechamiento térmico del calor producido en el stack	Presentan un alto costo energético por la elevada temperatura a la que deben operar

Sobre las tecnologías mencionadas, AEL y PEM se encuentran en una etapa de desarrollo comercial mayor, mientras que el electrolizador SOEC se encuentra en una etapa inferior. Esto conlleva a que el CAPEX y OPEX de la tecnología alcalina y PEM sea inferior, además, pese a que los tres electrolizadores utilizan elevadas temperaturas, los electrolizadores SOEC se deben someter a una temperatura mucho más elevada, por ende, requieren de un mayor costo energético.

A raíz de lo mencionado es que se considera para selección de tecnología de electrolizador AEL y PEM, descartando el electrolizador SOEC.

5.3.2 Comparación entre electrolizador AEL y PEM

Ambos electrolizadores son adecuados, sin embargo, los electrolizadores alcalinos tienen un costo de instalación más bajo, mientras que los electrolizadores PEM ocupan un espacio mucho más pequeño combinado con una mayor densidad de corriente y presión. Los electrolizadores alcalinos tienen un diseño de sistema y pila simple (relativamente fácil de fabricar). En la actualidad se pueden encontrar áreas de electrodos de hasta 3 m², funcionando con KOH de alta concentración como electrolito, diafragma robusto a base de ZrO₂ y acero inoxidable recubierto por níquel para los electrodos. El portador de carga iónica es el ion hidroxilo que con KOH y agua penetra a través de la estructura porosa del diafragma proporcionando funcionalidad a la reacción electroquímica, lo anterior, permite la mezcla de hidrógeno y oxígeno que se disuelven en el electrolito, esto, limita el rango de operación de potencia más bajo y la capacidad de operar a niveles de presión más altos.

Para evitarlo, se ocupan diafragmas más gruesos, aunque se crea una mayor resistencia y menor eficiencia.

Los electrolizadores PEM usan una membrana PFSA (0,2 mm) delgada y electrodos que permiten lograr una mayor eficiencia (en otras palabras, menor resistencia). La membrana PFSA es química y mecánicamente “robusta”, lo que permite diferenciales de presión altos, esto quiere decir que las celdas PEM pueden operar hasta 70 bar con el lado del oxígeno a presión atmosférica.

El entorno ácido que proporciona la membrana PFSA y los altos voltajes crea un entorno oxidativo que exige el uso de materiales capaces de soportar esas condiciones. Materiales a base de titanio, los catalizadores de metales nobles y los recubrimientos protectores son necesarios porque brindan estabilidad a largo plazo a los componentes de la celda, además de proporcionar conductividad eléctrica y eficiencia de celda óptimas. Está tecnología al tener mayores requisitos, es más costosa que los electrolizadores alcalinos, la tecnología PEM es un sistema compacto y simple, sin embargo, es sensible a las impurezas del agua (hierro, cobre, cromo, sodio). Actualmente, las áreas de los electrodos se acercan a los 2.000 cm².

En cuanto al nivel de sistema para cada tipo de electrolizador, los electrolizadores alcalinos requieren de la recirculación del electrolito (KOH) dentro y fuera de los componentes de la pila, lo que genera una caída de presión que requiere características de bombeo específicas y que afecta directamente a la eficiencia.

Hay sistemas alcalinos que funcionan sin periféricos de bombeo. Después de dejar la pila, la solución alcalina debe ser separada de los gases producidos, se realiza en separadores de agua y gas (ver siguiente figura) que se colocan sobre la chimenea a una altura determinada y el KOH/agua fluye de regreso a la chimenea. La fase de agua puede ser eliminada en la parte inferior y la fase gaseosa en la parte superior. La columna de agua dentro del separador sirve como almacenamiento intermedio para cambiar las especificaciones de carga.

El sistema de gestión del agua regula el nivel de llenado de cada separador de gas (se debe considerar la permeabilidad del agua a través del diafragma).

También se instala una tubería de mezcla entre el ánodo y el cátodo para equilibrar las cargas de OH^- consumidas/producido con la reacción electroquímica (Taibi *et al.*, 2022).

Equilibrar las cargas entre el ánodo y el cátodo hace que la pila sea más compleja de operar a diferenciales de presión, aunque, la operación presurizada se encuentra disponible en diseños con presiones de hasta 200 bar. Aquellas operaciones se realizan manteniendo ambos lados de la pila (hidrógeno/oxígeno) a alta presión, por lo que, para la configuración de alta presión se requiere de más marcos de celdas de resistencias y materiales de balance de planta (BoP), lo que conlleva un impacto en CAPEX.

Los sistemas PEM son más simples que los alcalinos, generalmente requieren de bombas de circulación, intercambiadores de calor, control de presión y monitoreo en el lado del ánodo (oxígeno). En el lado del cátodo se requiere de un separador de gas, un componente de desoxigenación (para eliminar el oxígeno remanente, aunque normalmente no se necesita para la presión diferencial) y un secador de gas.

Los sistemas PEM tienen más opciones de diseño: presión atmosférica, diferencial y equilibrada, lo que se traduce en reducción de costos y menor complejidad del sistema.

En una operación de presión balanceada, el ánodo y el cátodo están diseñados para funcionar bajo el mismo nivel de presión. El electrolito de la membrana PEM permite el funcionamiento bajo presión diferencial (normalmente de 30 a 70 bar). Sin embargo, se requiere una membrana más gruesa para que se mejore la estabilidad mecánica, además, disminuye la presión del gas lo que se traduce en una disminución en la eficiencia.

En las figuras 5.3 y 5.4 se presenta el diseño de sistema de un electrolizador alcalino y PEM:

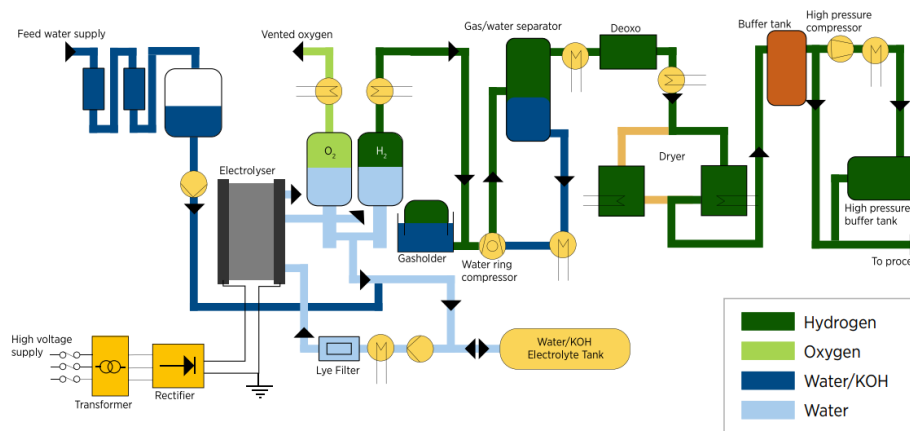


Figura 5.3: Sistema para electrolizador AEL (Taibi *et al.*, 2022)

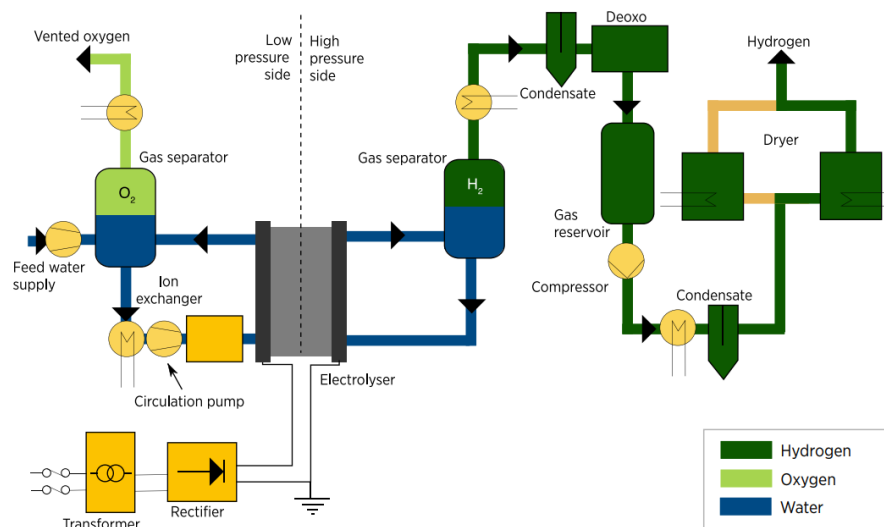


Figura 5.4: Sistema para electrolizador PEM (Taibi *et al.*, 2022)

5.3.2.1 Comparación de espacio para instalaciones de electrolizadores AEL y PEM

Según lo señalado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA), los tamaños para instalaciones utilizando tecnología PEM equivalen a aproximadamente 0.048 m² por cada kW_e consumido, en cambio, el espacio utilizado para tecnología alcalina corresponde al doble, alcanzando 0.095 m² por cada kW_e consumido. Sin embargo, el tamaño final de la instalación dependerá del fabricante y servicios auxiliares necesarios (Schröer, 2021).

5.3.2.2 Límites operacionales en electrolizadores AEL y PEM

La electrólisis de agua mediante electrolizador alcalino corresponde a una técnica cuya capacidad de operación es en un amplio rango de potencia (entre el 20% y 100%), esto siempre y cuando la electrónica de potencia (transformador y rectificador) sean capaces de trabajar bajo esas condiciones. Los equipos se limitan en potencia al 20%, puesto que a potencias inferiores se genera un aumento en la mezcla de gases en las corrientes de oxígeno e hidrógeno, suponiendo una disminución considerable de la pureza del hidrógeno (inferior al 99,9%). En cuanto a la pureza del hidrógeno, es determinada por el fabricante en función de las características de trabajo del electrolizador, considerando espesor de membrana, presión, temperatura, etc.

Entre el 20% y el 80% de la capacidad de operación, la pureza que se obtiene es ligeramente inferior a la pureza nominal, por encima del 80% la pureza obtenida es la pureza nominal del electrolizador.

Para una electrólisis utilizando electrolizador PEM, es una tecnología con un amplio rango de operación (entre el 10% y el 100%). En cuanto a la mezcla de gases a cargas parciales, es menor que la tecnología alcalina. Sin embargo, al estar físicamente separado por una membrana de intercambio protónico sólida, aumenta el nivel de impurezas a cambios en el régimen de funcionamiento.

Sobre los tiempos de arranque desde frío, en electrolizadores alcalinos es superior que, en PEM, aquel tiempo de respuesta permite alcanzar la temperatura nominal antes en los electrolizadores PEM que, en los alcalinos, lo que se traduce en que la tecnología PEM alcanza su eficiencia nominal antes.

Si bien los electrolizadores alcalinos presentan una desventaja frente a los electrolizadores PEM cuando se arranca ambos sistemas desde frío, los electrolizadores alcalinos presentan una ventaja frente a la tecnología PEM cuando se realizan paradas de corta duración diarias. Los electrolizadores alcalinos tienen la capacidad de mantener las condiciones de temperatura y presión durante más tiempo que

los electrolizadores PEM, permitiendo mantener una temperatura superior entre arranques diarios (Schröer, 2021).

Las plantas de electrólisis en un rango de megavatios se componen por varios stacks, la información mencionada anteriormente corresponde a los límites operacionales por unidad de stack. En el caso de los límites por varios stacks para electrólisis alcalina, presenta un rango de operación de entre el 10% y 100%. Para una electrólisis PEM, el rango de operación es de entre el 5% y 100% (Schröer, 2021).

5.3.2.3 Duración y degradación de componentes principales de electrolizadores AEL y PEM

La vida útil de las tecnologías de electrolizadores es en función de la corriente acumulada que pasa a través de la pila (representado por la cantidad de horas de carga completa), así como la cantidad de horas de funcionamiento y la cantidad de horas durante las cuales la instalación está encendida (independiente de los niveles operativos de carga).

Generalmente el tiempo de vida de las tecnologías de electrólisis es de 20 años, sin embargo, el tiempo de vida útil del stack es menor a causa de la degradación que experimenta a lo largo de su vida útil.

En el caso de la tecnología PEM, presenta una menor vida útil que los equipos alcalinos, además, presenta otras limitaciones, por ejemplo, limitaciones comerciales. El precio es un factor fundamental sobre el costo de inversión de las instalaciones de electrólisis, por lo que realizar mayor cantidad de reemplazos y tener una mayor tasa de degradación limitan la comerciabilidad de los equipos, en este caso, para la tecnología PEM.

Respecto del mantenimiento, los stacks no requieren de un mantenimiento continuo, ya que no disponen de piezas móviles. El equipo más crítico considerado para mantención es el compresor (en caso de que se requiera en la instalación por la necesidad de contar con una cierta presión objetivo del hidrógeno que no pueda ser alcanzada mediante electrólisis) (Schröer, 2021).

En la figura 5.5 se presenta una comparativa de la vida útil de los stacks para tecnologías alcalinas y PEM:

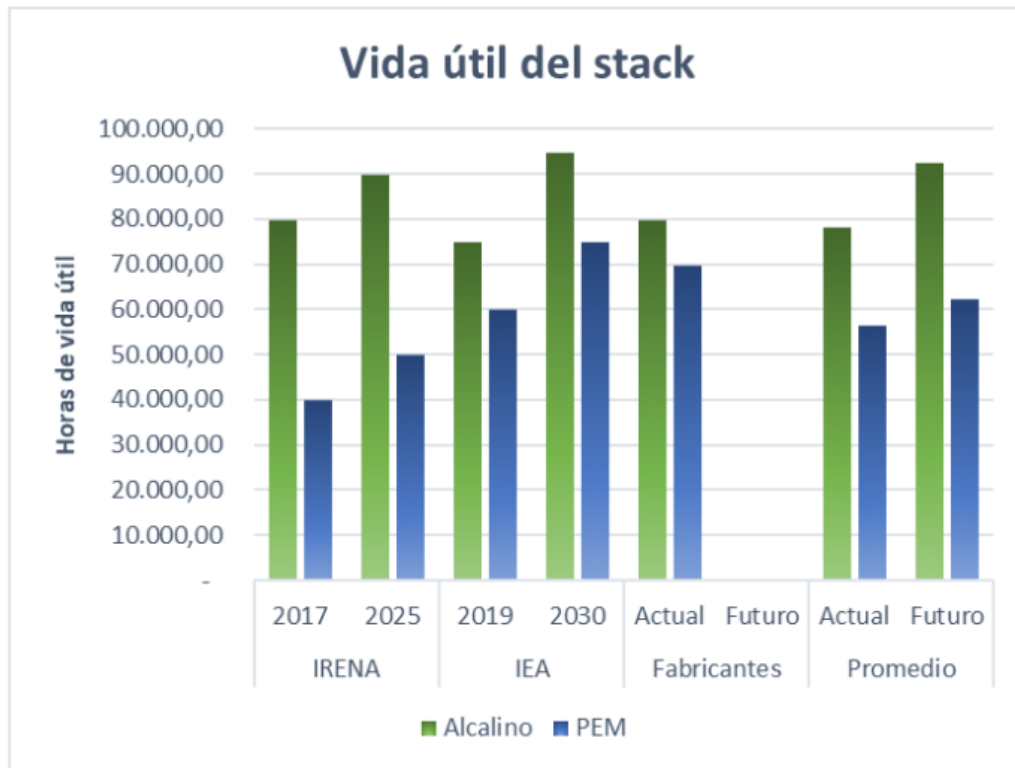


Figura 5.5: Comparación de vida útil de stacks para tecnología AEL y PEM (GIZ, 2021)

5.3.2.4 Factores que influyen en la vida útil de electrolizadores alcalinos y PEM

Respecto de los factores que influyen en la vida útil de los electrolizadores alcalinos, se encuentran (Taibi *et al.*, 2022):

- **Permeación de gas:** el diafragma se expone a un flujo continuo de KOH y deposición de impurezas en los revestimientos de los electrodos, lo que causa fallas y con el tiempo conduce a contaminación por gases. A causa de que las pilas tienen grandes áreas (aproximadamente de hasta 3 metros de diámetro) y gran cantidad de celdas, se debe monitorear la corriente de oxígeno, chequeando la concentración de hidrógeno, cuando ésta alcanza un 2% en el lado del oxígeno, las pilas son enviadas a reparación o eliminación.
- **Electrodos:** en algunos sistemas se ha evitado la desactivación de electrodos en el lado del cátodo y el ánodo a través del uso de pequeñas corrientes. Esto podría conducir a electrodos menos activos en horas extras.

- **Aleaciones de níquel:** KOH altamente cáustico en altas concentraciones requiere de ZrO_2 inorgánico y materiales a base de níquel y zinc. Las aleaciones de níquel deben estar libres de cromo y de hierro, ya que podrían filtrarse y contaminar los electrodos, esto reduce la eficiencia y la durabilidad del electrolizador.
- **Impurezas del agua:** Se ha observado una mayor degradación por circulación de agua de baja calidad, por ende, la vida útil de la planta de electrólisis se ve afectada en función de las horas de operación. El diafragma, los catalizadores y otros componentes se pueden ver afectados negativamente por las impurezas del agua (hierro, cromo, cobre, silicio, aluminio y boro).

Dentro de los factores que afectan la vida útil de los electrolizadores PEM, se encuentran:

- **Condiciones de funcionamiento:** una mayor temperatura, presión y densidad de corriente pueden tener un impacto negativo en la vida útil.
- **Carga variable:** el acoplamiento con electricidad renovable variable da lugar a una carga variable, lo que equivale a fluctuaciones de voltaje que potencialmente pueden desencadenar una corrosión adicional de los componentes de la pila, además de reducir la durabilidad.
- **Permeación de gas:** la membrana se encuentra sujeta a una gran presión diferencial que afecta negativamente la estabilidad mecánica de la membrana. Esto conlleva a que aumente la permeabilidad del gas, lo que tiene como resultado más problemas de degradación. En algunos casos se utiliza un catalizador adicional para reconvertir el hidrógeno permeado (al lado del oxígeno) nuevamente en agua.
- **Disolución del ánodo:** El óxido de iridio en el ánodo puede ser propenso a la disolución según la temperatura y voltaje.
- **Impurezas del agua:** la mala calidad del agua es una de las principales razones de falla de la pila. A carga parcial se puede observar una mayor degradación debido a la circulación del agua, por ende, la vida útil de la planta de electrólisis se ve afectada en función de las horas de operación. Además, hay otros elementos que se ven afectados a causa de las impurezas, como la membrana, el ionómero en la capa del catalizador, los catalizadores, etc.

5.3.2.5 Desglose de costos asociado a tecnología alcalina y PEM

Pese a que ambas tecnologías se encuentran disponibles en el mercado, aún se consideran costosos desde las perspectivas de CAPEX y OPEX (si se compara con la producción de hidrógeno a partir de

combustibles fósiles). Respecto de los electrolizadores PEM, aproximadamente son entre un 50% y 60% más costosos que los electrolizadores alcalinos, por lo que representa una barrera para su inversión.

Para la estimación de costos se va a considerar el núcleo del electrolizador (donde tiene lugar el principal proceso electroquímico), los costos de pila y los costos del sistema. Actualmente, el principal contribuyente a los costos del sistema equivale a la pila, representando alrededor de un 40% a 50% del total tanto para electrolizadores alcalinos como PEM (Taibi *et al.*, 2022)

En la figura 5.6 se presenta el desglose de los componentes de costos de electrolizadores PEM, la pila representa un poco menos de la mitad del costo del sistema de electrólisis.

Para los electrolizadores alcalinos, dentro de la pila, más del 50% de los costos están relacionados con los electrodos y diafragmas, siendo el costo significativo la fabricación de los electrodos, en la figura 5.7 se presenta el desglose de costos asociados a un electrolizador alcalino.

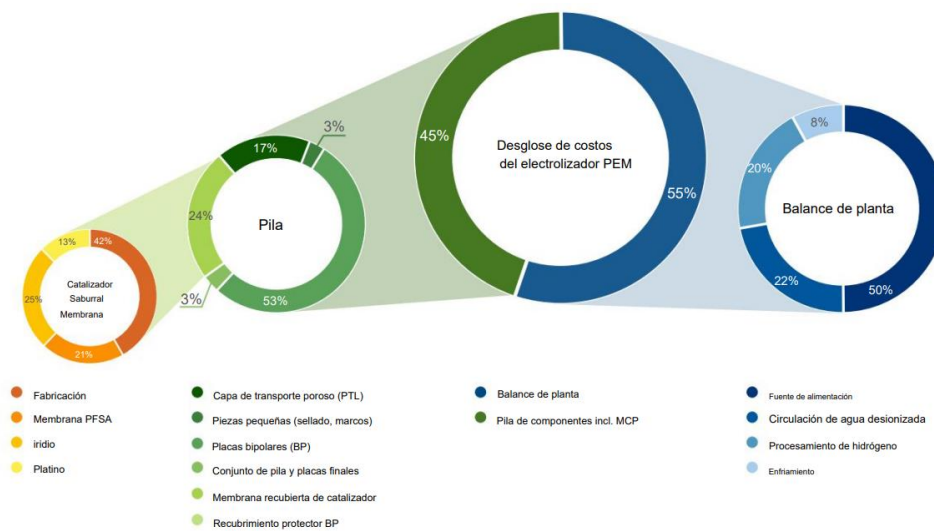


Figura 5.6: Desglose de costos asociados a un electrolizador PEM de 1 MW (Taibi *et al.*, 2022)

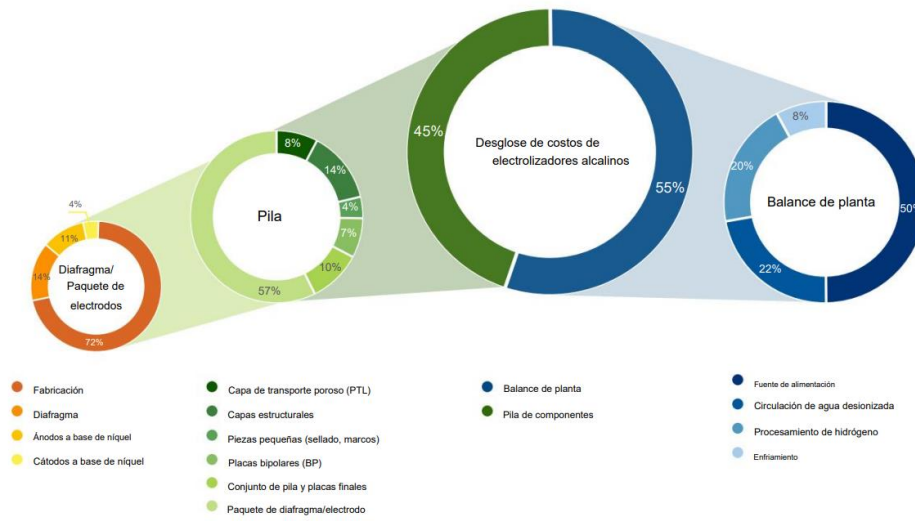


Figura 5.7: Desglose de costos asociados a un electrolizador alcalino de 1 MW (Taibi *et al.*, 2022)

5.3.2.6 Comparación de costos según CAPEX

El costo de inversión inicial necesario para una instalación basada en tecnología alcalina es más bajo que para tecnología PEM, principalmente porque es una tecnología más desarrollada a nivel comercial, con mayor investigación y madurez tecnológica (Schröer, 2021).

En la figura 5.8 se puede ver el costo por kW según fabricantes para una planta de electrólisis equivalente a 1,2 MW. Se puede observar que ambas tecnologías tienen expectativas en cuanto a reducción de costos en un futuro, incluso, la reducción de costos más notoria la experimenta la tecnología PEM, donde la estimación de reducción es equivalente entre un 33% y 50% en un período de 10 años. En tanto la tecnología alcalina, presenta una reducción menos significativa a causa de que hasta la fecha ha experimentado la máxima reducción de costos, sin embargo, igual se puede observar una reducción de costos.

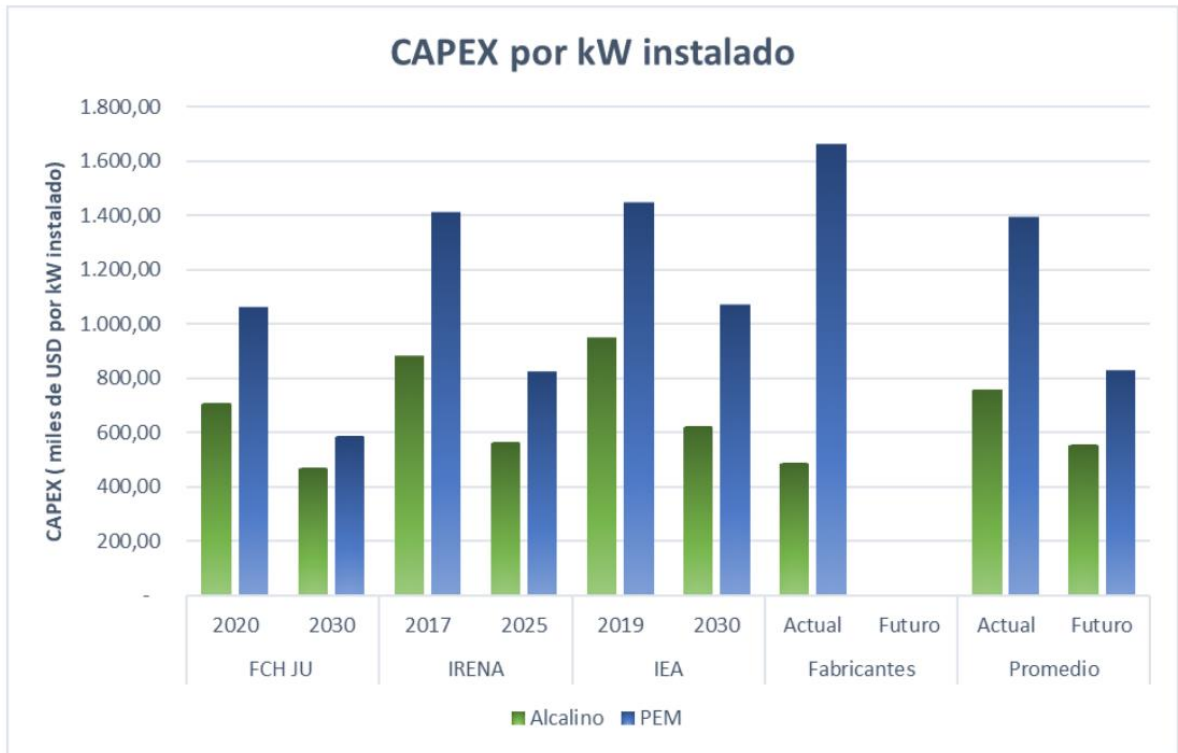


Figura 5.8: Costo por kW instalado de tecnología AEL y PEM presente y a futuro (GIZ, 2021)

En la figura 5.9 se observa el desglose porcentual de costos CAPEX asociado a la tecnología alcalina y PEM para una planta de electrólisis. Se puede apreciar que el principal gasto para invertir en una de las dos tecnologías equivale al stack.

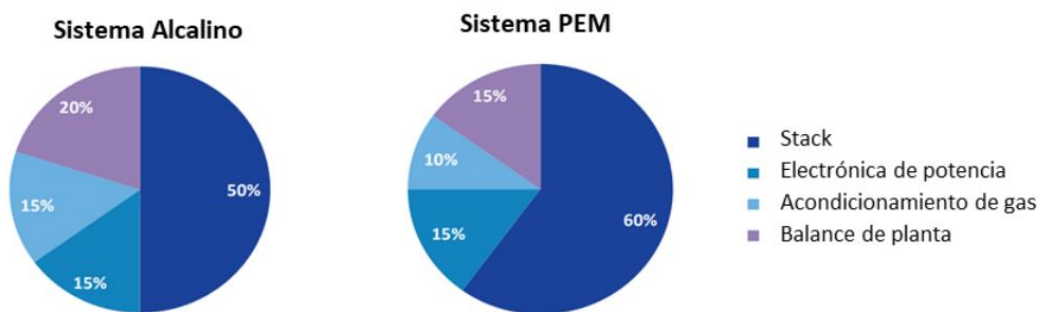


Figura 5.9: Comparación de costos de tecnología alcalina y PEM (GIZ, 2021)

El CAPEX de una instalación a partir de tecnología alcalina es menor a causa de que el precio de los materiales es inferior (al no utilizar metales nobles como oro en los electrodos). Sin embargo, el stack de la tecnología alcalina es mayor y requiere de mayor cantidad de material. El elevado costo del stack de la tecnología alcalina deriva de su funcionamiento, ya que se produce a muy baja densidad de carga, la manera de alcanzar los valores de densidad de carga bajos es a través del empleo de electrodos con una elevada área, lo que implica aproximadamente el 50% del costo total del equipo (esto pese a emplear materiales relativamente económicos).

Respecto de los electrolizadores PEM, el valor del stack puede alcanzar valores equivalentes al 60% del costo total, esto a causa de dos razones principales: los materiales de construcción son de alto valor, principalmente el titanio y el platino, lo que genera un incremento en el costo total, la segunda razón son las complicadas geometrías que presentan los electrodos para forzar rutas de flujo del agua.

5.3.2.7 Comparación de costos según OPEX

Ambas tecnologías tienen costos de OPEX sobre CAPEX similares (la relación depende del costo de la energía y el suministro de agua, por ende, depende de los suministradores de aquellos recursos). El factor principal que determina el costo de hidrógeno producido es la capacidad, factores equivalentes a capacidad de bajo funcionamiento (funcionamiento durante menos de 2.000 horas anuales), diluyen en menor proporción los costos de CAPEX, lo que incrementa el precio del hidrógeno producido. Producciones por encima de las 4.000 horas anuales hacen más dependiente el costo de hidrógeno al costo de electricidad (Schröer, 2021).




5.3.2.8 Principales proveedores de electrolizadores en el mundo

Se presenta en la tabla 5.5 los principales proveedores de electrolizadores a nivel mundial:

Tabla 5.5: Fabricantes de electrolizadores en el mundo (a partir de GIZ, 2021)

Empresa	Logo	País	Tipo de tecnología
ITM Power		Reino Unido	Alcalina

Continuación tabla 5.5: Fabricantes de electrolizadores en el mundo (a partir de GIZ, 2021)

Nel Hydrogen		Noruega	Alcalina PEM
Cummins		Canadá	Alcalina PEM
McPhy		Francia	Alcalina
H ₂ B ₂		España	PEM
H-TEC		Alemania	PEM
Areva H ₂ Gen		Francia	PEM
Thyssenkrupp		Alemania	Alcalina
Hydrogen Pro		Noruega	Alcalina
Peric		China	Alcalina
SIEMENS		Alemania	PEM
John Cockerill		Bélgica	Alcalina
Elchemtech		Corea del Sur	PEM
Hoeller		Alemania	PEM

5.3.3 Selección de tecnología para electrolizador

De acuerdo a la información obtenida mediante revisión bibliográfica, se puede observar que ambas tecnologías presentan desarrollos similares. Sin embargo, la tecnología PEM es óptima cuando se trata de un proyecto con intermitencias, es decir, cuando no se encuentra conectado a la red y su abastecimiento de energía proviene directamente de una ERNC. Dado que este proyecto se encontrará conectado a la red 24 horas (*on-grid*), la tecnología AEL funcionaría adecuadamente.

En la tabla 5.6 se presenta la comparación entre ambas tecnologías de acuerdo a sus ventajas, desventajas y costos asociados.

Tabla 5.6: Comparación entre tecnología AEL y PEM para selección

Parámetro	Tecnología alcalina		Tecnología PEM	
	2017	2025	2017	2025
Capex del sistema (USD/kW)	831,61	601,16	1302,52	901,74
OPEX (% CAPEX/ año)	3	3	3	3
OPEX a causa de la sustitución del stack (USD/kW)	380,74	270,52	470,91	250,48
Tiempo de vida en horas del stack	80.000	90.000	40.000	50.000
Vida útil de sistema (años)	20	20	20	20
Consumo de agua (L/kg de H ₂ producido)	15	15	15	15
Eficiencia del sistema (kWh _e / kg H ₂)	52	50	61	53
Intervalos de presión de salida (bar)	1-15	15-30	15-30	30-60
Potencia mínima para el funcionamiento parcial (% de la potencia máxima)	10%	10%	10%	10%
Tiempo de respuesta mínimo (caliente a carga completa) (segundos)	5	5	1	1
Tiempo de arranque en frío (minutos)	<10	<10	<5	<5

Tabla 5.7: Ventajas y desventajas de tecnología AEL y PEM

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Alcalina	<ul style="list-style-type: none"> - Inferior CAPEX/OPEX - Mayor vida útil del stack - Tecnología madura y comercializada 	<ul style="list-style-type: none"> - Electrolito líquido - Necesidad de purificación de hidrógeno para uso final - Tiempo de respuesta más largo - Tiempo largo en arranque en frío
PEM	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempo de respuesta corto - Electrolito sólido - Alto nivel de pureza del hidrógeno - Buen rendimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor CAPEX/OPEX - Menor vida útil del stack - Presencia de metales del grupo platino - Tecnología menos madura y comercializada

Si bien los parámetros entre ambas tecnologías son similares, tal como se mencionó anteriormente, los electrolizadores PEM son óptimos cuando se trata de proyectos con intermitencia. Además, considerando las ventajas y desventajas mencionadas, la tecnología alcalina presenta menor CAPEX, la vida útil del stack es mayor y es una tecnología que se encuentra comercialmente más madura y desarrollada, lo que conlleva a que ha sido mejorada y presenta mayor eficiencia en comparación con años anteriores.

Bajo los criterios mencionados y al analizar ambas tecnologías, se determina que la tecnología alcalina es la adecuada para el proyecto.

5.4 ELECTROLIZADOR

En la tabla 5.5 se presentaron los principales proveedores de electrolizadores en el mundo, de las empresas señaladas, *Nel Hydrogen* ofrece el modelo *A-3880* (ver anexo 9). Se trata de un modelo que

presenta un consumo de energía de pila de celdas de entre 3,8-4,4 kWh/Nm³ de gas hidrógeno producido, hasta 2,2 MW por pila. Su producción es equivalente a 2.400-3.880 Nm³/h de hidrógeno o poco más de ocho toneladas por día.

La selección del electrolizador se debe principalmente al acceso de información a las especificaciones técnicas y a que es un electrolizador con una alta tecnología, además, un factor importante es que el proveedor incluye el sistema de compresión.



Figura 5.10: Electrolizador alcalino *Nel Hydrogen A-3880* (Nel Hydrogen, 2018)

5.5 BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA

En el anexo 9 se encuentran las especificaciones técnicas del electrolizador, para términos de balance de materia y considerando que no se dispone de información sobre el rendimiento, se analiza el caso con la máxima producción de hidrógeno para una planta equivalente a 14 MW. Se escogió un electrolizador de 14 MW tomando en consideración que por cada kg de hidrógeno se utilizan 39,4 kWh, sin embargo, la energía es mayor para aquellos electrolizadores comercializados actualmente, por ende, el costo energético corresponde a 52,5 kWh por cada kg de hidrógeno (*WORLD ENERGY TRADE*, 2022). Escogido el input del electrolizador (que coincida con la cantidad producida de hidrógeno que

se requiere) y utilizando la eficiencia de Faraday, se determina la eficiencia del electrolizador con los cálculos correspondientes para el balance de materia.

Los requerimientos energéticos y de agua del electrolizador A-3880 se observan en la tabla 5.8, los requerimientos son obtenidos desde las especificaciones técnicas del electrolizador (ver anexo 9), el input de energía es equivalente a 14 MW, produciendo un total de 8.371,488 kilogramos de hidrógeno por día (ver tabla 5.9). Los resultados obtenidos para los caudales del hidrógeno en el electrolizador son considerando un 100% de eficiencia.

Tabla 5.8: Requerimientos de entrada para el electrolizador (a partir de Nel Hydrogen, 2018)

Requerimientos de entrada	
Electricidad (14 MW)	3,8-4,4 kWh/Nm ³ H ₂
H ₂ O	0,9 L/Nm ³

Tabla 5.9: Caudales del hidrógeno en el electrolizador

Hidrógeno	Caudales de salida		
	Por hora	Operando 24 horas	Operando semanalmente
"Nel Hydrogen A-3880" en kg	348,812 kg H ₂ /h	8.371,488 kg H ₂ /día	58.600 kgH ₂ /semana
"Nel Hydrogen A-3880" en gas	3.880 Nm ³ H ₂ /h	93.120 Nm ³ H ₂ /día	651.840 Nm ³ H ₂ /semana

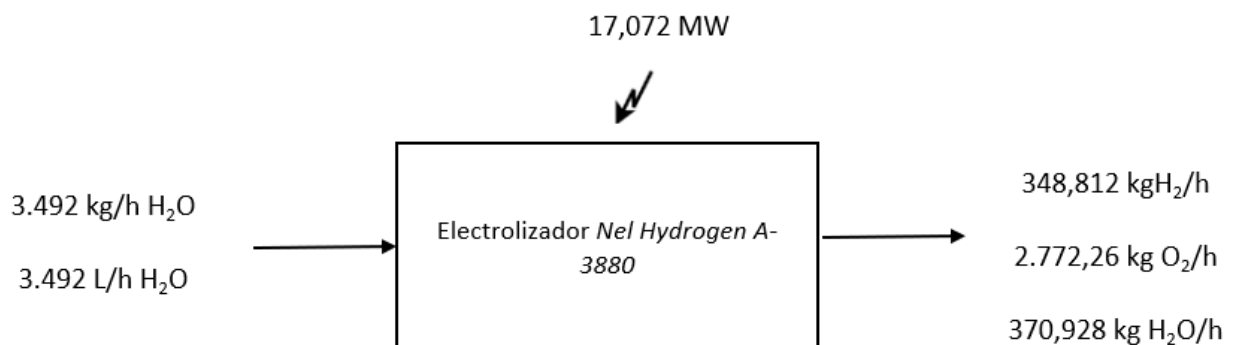


Figura 5.11: Balance de materia y energía del electrolizador Nel Hydrogen A-3880 (considerando 100% eficiencia)

5.6 EFICIENCIA DEL ELECTROLIZADOR

La intensidad de corriente empleada en la electrólisis determina directamente la cantidad de hidrógeno obtenido, por lo que es un parámetro crítico de la operación. La Ley de Faraday relaciona la cantidad de hidrógeno producido y la intensidad de corriente asociada al proceso electroquímico mediante la ecuación 5.1 (Sánchez, 2019):

$$m_{H_2} = \left(\frac{M}{F * Z} \right) I$$

Ecuación 5.1: Ley de Faraday (Sánchez, 2019)

La eficiencia de corriente o de Faraday (η_F) establece la relación entre la cantidad de corriente teórica para producir la reacción (I_{th}) y la cantidad de corriente real que circula por el circuito I (ver ecuación 5.2) (Sánchez, 2019):

$$\eta_F = \frac{m_{H_2}}{m_{H_2,th}} \rightarrow \frac{I_{th}}{I}$$

Ecuación 5.2: Eficiencia de Faraday (Sánchez, 2019)

La eficiencia de Faraday también se puede entender como la relación existente entre la producción de hidrógeno real y la máxima cantidad susceptible de producirse en función de la intensidad consumida (Sánchez, 2019). De lo anterior, se desprende la ecuación 5.3 para obtener la eficiencia del electrolizador:

$$\eta = \frac{\text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}} \rightarrow \frac{PCS_{H_2}}{\text{Energía eléctrica de entrada}} * 100$$

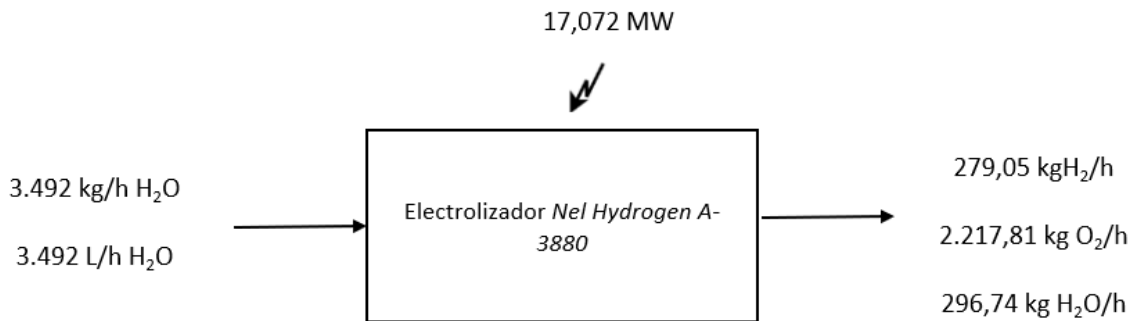
Ecuación 5.3: Eficiencia energética del electrolizador

$$\eta = \frac{13.662,89628 \text{ kWh}}{17.072 \text{ kWh}} * 100 = 80\%$$

La eficiencia del electrolizador *Nel Hydrogen A-3880* según el hidrógeno producido es equivalente a un 80%, por lo tanto, se debe considerar que el balance de masa correspondiente al agua de entrada en

el proceso de electrólisis y la producción de oxígeno e hidrógeno producido no son iguales. En cuanto a la obtención del poder calorífico del hidrógeno (ver sección 1.3.1), es sacada mediante bibliografía cuyo valor es equivalente a 13.662,89628 kWh.

Según lo anterior, el balance se observa en la figura 5.12:



5.12: Balance de materia y energía electrolizador *Nel Hydrogen A-3880* (considerando la eficiencia de 80%)

En el catálogo (ver anexo 9), el proveedor señala que por cada Nm³ de hidrógeno se aportan 0,9 l/Nm³ de H₂O, al multiplicar por la densidad del agua se obtiene el caudal másico. Sobre la pureza del oxígeno y el hidrógeno, es alrededor del 99,99%, por ende, se hace el supuesto (como aproximación) que las dos corrientes son puras. El número de metros cúbicos normales de oxígeno corresponde a la mitad del hidrógeno (ver ecuación 1.1), al multiplicar cada uno por sus pesos moleculares, se obtiene el caudal másico de salida.

Para el cálculo energético, el proveedor señala que, por cada Nm³ de hidrógeno generado, se debe aportar 4,4 kWh/Nm³ de potencia eléctrica. Al tomar el caso de mayor producción (3,880 Nm³/h) y multiplicarlo por la potencia eléctrica, se obtiene el valor de energía eléctrica aportada.

En la tabla 5.10 se pueden observar los caudales del hidrógeno considerando la eficiencia del electrolizador:

Tabla 5.10: Caudales del hidrógeno en el electrolizador (con 80% de eficiencia)

Hidrógeno	Caudales de salida		
	Por hora	Operando 24 horas	Operando semanalmente
<i>"Nel Hydrogen A-3880"</i> en kg	279,05 kg H ₂ /h	6.697,2 kg H ₂ /día	46.880,4 kg H ₂ /semana
<i>"Nel Hydrogen A-3880"</i> en gas	3.104 Nm ³ H ₂ /h	74.496 Nm ³ H ₂ /día	521.472 Nm ³ H ₂ /semana

5.7 ANÁLISIS DEL RECURSO HÍDRICO

Para el recurso hídrico, se tienen dos opciones, la primera consiste en abastecimiento a partir de agua remineralizada u osmotizada (proveniente de agua de mar) y la segunda corresponde a fuente de agua dulce. Los sistemas de electrólisis mediante tecnología AEL requieren de valores de aproximadamente 1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$ para su correcto funcionamiento (Schröer, 2021). Por lo tanto, se debe llevar a cabo un proceso de tratamiento para el agua. Asimismo, se debe reducir la presencia de materia orgánica y las partículas en suspensión que puedan promover la sedimentación en las celdas y reducir el área activa del electrolizador.

El sistema de desalinizado y tratamiento de agua necesario va a depender del nivel de pureza que necesite el stack de la electrólisis, para evitar que el stack funcione en condiciones no óptimas se consideran cuatro parámetros (Schröer, 2021):

1. Iones: pueden interferir con el proceso de electrólisis y dañar las células electroquímicas
2. Materia particulada: se puede depositar en líneas y membranas, dañar las células electroquímicas e interferir con el funcionamiento
3. Materiales orgánicos: altas cargas de orgánicos podrían crear depósitos en la superficie de los electrodos y, por ende, afectar a la corriente local
4. Carga bacteriana: los niveles de bacterias se deben mantener al mínimo, evitando de esa manera la formación de biopelícula dentro del instrumento

Como mínimo los electrolizadores deben incorporar un proceso de ósmosis inversa y desionizado. Aunque existe un proceso de ósmosis previo, la conductividad del agua se encuentra en un rango

para uso doméstico, por lo que se debe incorporar una segunda ósmosis y un proceso de deionización.

En función de lo mencionado, los pasos para tratar el agua que será utilizada en el proceso de electrólisis son los siguientes (Schröer, 2021):

- Ósmosis inversa: corresponde al segundo paso y elimina entre el 95% y el 99% de los iones y el 99% de todas las sustancias orgánicas disueltas.
- Deionización: elimina los iones restantes por medio de resinas de intercambio iónico, alcanzando niveles de pureza necesarios en el stack.

5.7.1 Planta de agua desmineralizada Central Termoeléctrica Bocamina

La Central Termoeléctrica Bocamina cuenta con una planta de agua desmineralizada constituida por una etapa de pretratamiento (prefiltrado y ósmosis inversa) y una etapa de remoción química por medio de filtros catiónicos, aniónicos y de lecho mixto. En cuanto a la planta de ósmosis inversa, es un sistema que contempla dos módulos de 25 m³/h de capacidad, considerando un flujo de retorno y uno de rechazo. El flujo de retorno recircula el caudal para optimizar la remoción de elementos químicos, para luego ser enviada a la planta de agua desmineralizada. Sobre la planta de prefiltrado, son una serie de filtros intermediarios que se ubican entre el estanque de agua cruda y el sistema de ósmosis inversa. Su objetivo es remover el contenido de manganeso y hierro presente naturalmente en el agua de pozo, de manera que se pueda cumplir con la calidad necesaria para la desmineralización.

5.7.2 Abastecimiento de agua mediante agua industrial y agua de mar

La Central cuenta con dos tipos de abastecimiento de agua, mediante captación de agua de mar y con una fuente de agua dulce constituida por el actual sistema de pozo, cuyos derechos fueron adquiridos por Endesa Chile y cuya capacidad nominal de bombeo es de 40 l/s, limitado a un máximo de 60l/s. El agua industrial es conducida hacia un estanque de almacenamiento de 2.500 m³ (1.200 m³ para proceso y 1.300 m³ para incendio), que se ubica en las inmediaciones de la planta de tratamiento de agua. Posteriormente, el agua es conducida a la planta de tratamiento de agua desmineralizada.

En cuanto al agua de mar, el caudal máximo es de 50.000 m³/h, en la figura 5.13 se puede apreciar la unidad de aducción para su captación:



Figura 5.13: Ubicación tubería de aducción de agua de mar (SMA, 2013)

Las coordenadas de la tubería de aducción de agua de mar son las siguientes:

- El punto de ubicación corresponde a la coordenada UTM: 662.963E, 5.901.350N (WGS 84) H18
- La longitud de la aducción corresponde a 580 metros (ver anexo 8)

En la figura 5.14 y 5.15 se pueden observar los diagramas de agua de mar y pozo que corresponden a la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad)

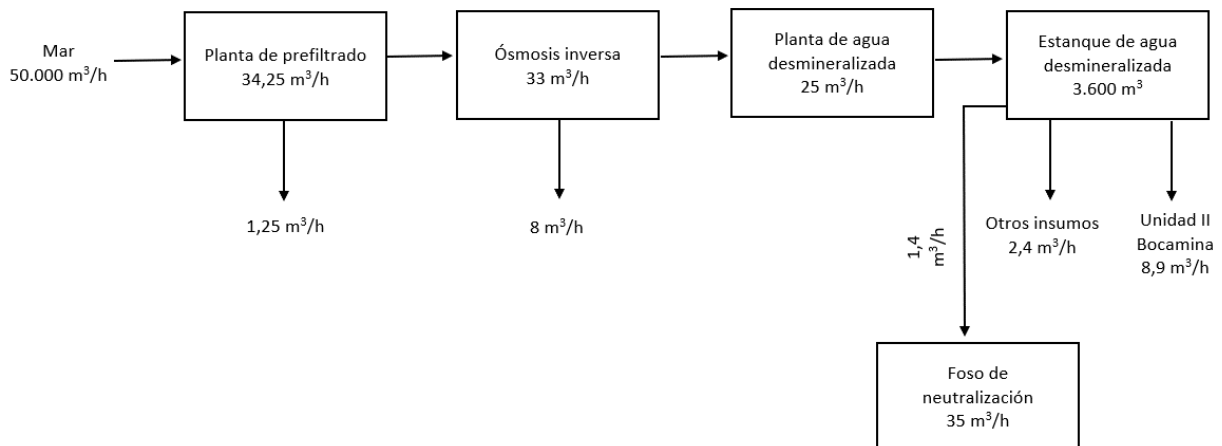


Figura 5.14: Diagrama abastecimiento de agua de mar Central Termoeléctrica Bocamina I

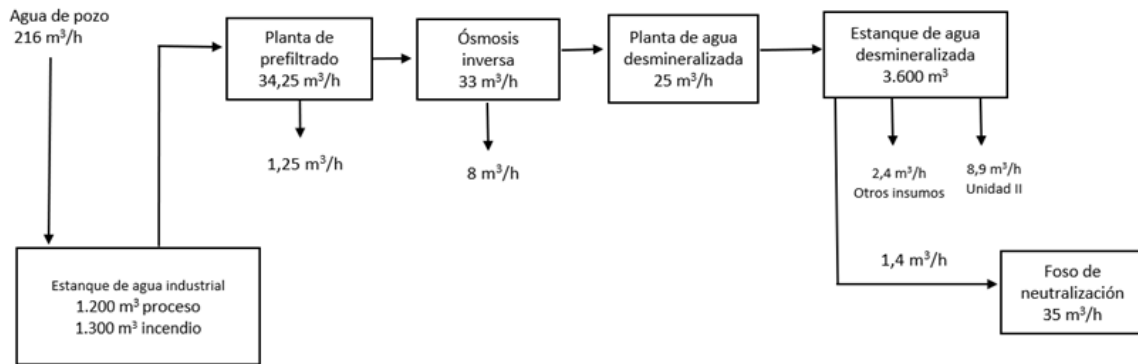


Figura 5.15: Diagrama abastecimiento de agua de pozo Central Termoeléctrica Bocamina I

Respecto del abastecimiento de agua para la planta de electrólisis, los caudales tanto de agua de mar como de pozo cumplen con lo necesario para el electrolizador ($3,492 \text{ m}^3/\text{h}$), escoger una de las dos alternativas dependerá principalmente de la estimación de impactos ambientales y de la cantidad de agua necesaria para el proceso de compresión y/o licuefacción, por lo que, la selección de alternativa se abordará en las siguientes secciones del informe.

5.8 COMPRESIÓN Y LICUEFACCIÓN DEL HIDRÓGENO

En la introducción (sección 1.3.9) se describió el proceso de compresión y licuefacción del hidrógeno. El almacenamiento de hidrógeno como gas requiere de tanques de alta presión (350-700 bar), mientras que el almacenamiento líquido, requiere temperaturas criogénicas puesto que el punto de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica es de $-252,8 \text{ }^\circ\text{C}$ (Morante *et al.*, 2020).

La compresión del hidrógeno se aplica principalmente en almacenamiento a bordo de vehículos, cabe destacar que la energía utilizada en la compresión es significativamente alta (aproximadamente un 7% del contenido energético del hidrógeno). En cambio, la licuefacción aumenta considerablemente la densidad de la energía almacenada, por lo que permite el transporte a gran escala, siendo atractivo para grandes distancias, donde las tuberías no son económicamente factibles. En cuanto al consumo energético del almacenamiento líquido, es superior al de la compresión (ver tabla 5.11):

Tabla 5.11: Consumo energético en el proceso de compresión y licuefacción del hidrógeno (a partir de Morante *et al.*, 2020)

Hidrógeno	Energía primaria consumida en el proceso	Consumo eléctrico en Kwh/kgH ₂
Hidrógeno comprimido a 500 bar (incluyendo enfriamiento)	15%	2,6
Hidrógeno comprimido a 900 bar (incluyendo enfriamiento)	21%	3,5
Licuefacción	78%	13

Considerando que el consumo energético del proceso de licuefacción es mucho mayor que el proceso de compresión y que la cantidad obtenida de hidrógeno a la salida del electrolizador no es en función de una planta a gran escala (por ejemplo, 100 MW), además, tomando en cuenta que para términos del informe no se aborda la distribución y transporte del hidrógeno, se determina que se selecciona el proceso de compresión, descartando la licuefacción. En la figura 5.16 se puede apreciar que el proceso de licuefacción es viable cuando se trata de una distribución a gran escala (vía marítima), por ende, se contempla un ciclo termodinámico de compresión para el posterior almacenamiento.



Figura 5.16: Transporte y distribución de hidrógeno según compresión y licuefacción (Ziehe *et al.*, 2022)

5.8.1 Ciclo termodinámico del proceso de compresión

En la sección 3.1.9 se aborda de manera general el proceso de compresión del hidrógeno. Para el ciclo termodinámico se va a elevar la presión de forma progresiva, llevando la presión desde 100 bar (proveniente de la salida de la planta de electrólisis) hasta 350 bar (considerando los tipos de tanque para almacenamiento descritos anteriormente)

Para la definición del ciclo, se va a contemplar una compresión por etapas, para alcanzar una presión final de más de 85 bar, se requiere de cuatro etapas (*Applied Thermodynamics*, 2020).

En la figura 5.17 se presenta el diagrama para el ciclo de compresión de hidrógeno:

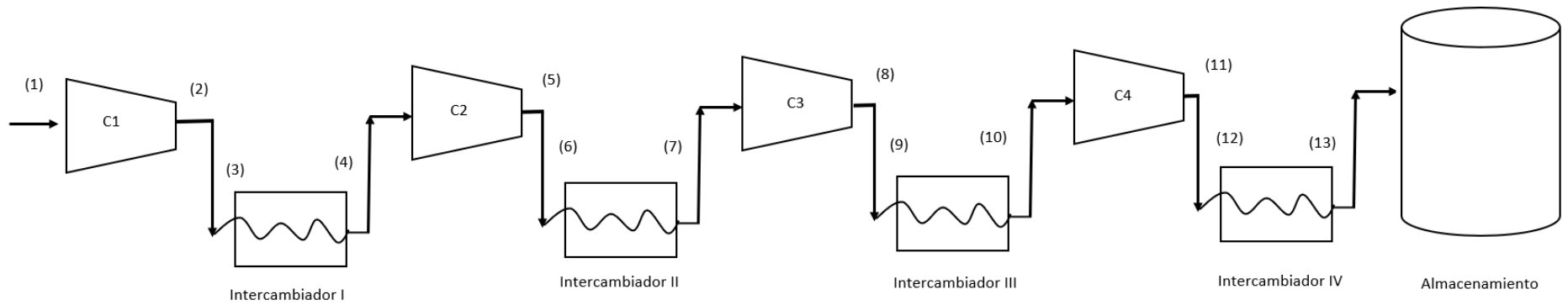


Figura 5:17: Ciclo de compresión de hidrógeno

Definido el ciclo termodinámico, se realizan los balances de materia y energía correspondientes. El caudal de hidrógeno gaseoso que proviene de la planta de electrólisis (m_{H_2}) ingresa al primer compresor. Cabe señalar que el caudal se mantiene constante en todo el proceso de compresión, por ende, se asume que no hay pérdidas.

La mayoría de los compresores operan según una transformación politrópica, en la que tanto la presión como el volumen específico del gas se relacionan (ver ecuación 5.4):

$$P * v^n = constante$$

Ecuación 5.4: Proceso politrópico (García *et al.*, 2008)

Donde n corresponde al exponente politrópico. El valor de n dependerá si el proceso es isobárico, isotérmico, isentrópico, isocórico o politrópico (con fricción). En la tabla 5.12 se señalan los valores que puede tomar el exponente politrópico (García *et al.*, 2008):

Tabla 5.12: Valores para exponente politrópico (a partir de García *et al.*, 2008)

Proceso	Exponente politrópico	Descripción
Isobárico	$n = 0$	$P_1 * V_1^0 = P_2 * V_2^0$ $P_1 = P_2$
Isotérmico	$n = 1$	$P_1 * V_1^1 = P_2 * V_2^1$ $PV = nRT$ $n_1 * R_1 * T_1 = n_2 * R_2 * T_2$ $T_1 = T_2$
Isocórico	$n = \pm\infty$	$P_1 * V_1^\infty = P_2 * V_2^\infty$ $\left(\frac{V_1}{V_2}\right)^\infty = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)$ $\left(\frac{V_1}{V_2}\right) = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{1}{\infty}}$ $\left(\frac{V_1}{V_2}\right) = 1$ $V_1 = V_2$

Continuación tabla 5.12: Valores para exponente politrópico (a partir de García *et al.*, 2008)

Isentrópico	$n = \gamma = k$ (coeficiente adiabático)	$n = \gamma = \frac{c_p}{c_v}$ No hay intercambio de calor, es un proceso adiabático reversible (sin fricción)
Politrópico	$n \neq 0; \neq 1; \neq \infty; \neq \gamma$	$\frac{n}{(n-1)} = \frac{k}{(k-1)} * \eta_p$: Proceso adiabático irreversible, considera las pérdidas por calor (utilizado en gases reales)

El exponente a utilizar corresponde a la ecuación 5.5:

$$\frac{n}{(n-1)} = \frac{k}{(k-1)} * \eta_p$$

Ecuación 5.5: Exponente politrópico (García *et al.*, 2008)

Donde:

η_p : Eficiencia politrópica

Para obtener la eficiencia politrópica se utiliza la ecuación 5.6:

$$\eta_p = \frac{(h_0 - h_{fs})}{(h_0 - h_f)}$$

Ecuación 5.6: Eficiencia politrópica (García *et al.*, 2008)

Donde:

h_0 = entalpía específica (kJ/kg) inicial

h_{fs} = entalpía específica (kJ/kg) compresión ideal

h_f = entalpía específica (kJ/kg) compresión real

Luego, la relación de presión para cada etapa de compresión equivale a la relación del lado de alta y baja presión del compresor relacionado con el número de la etapa (y), para obtener el resultado, se utiliza la ecuación 5.7:

$$r_p = \left(\frac{\text{Presión salida}}{\text{Presión entrada}} \right)^{\frac{1}{y}}$$

Ecuación 5.7: Relación de presión con las etapas del proceso de compresión (García *et al.*, 2008)

Para obtener la temperatura a la salida del compresor, se relaciona el exponente politrópico con la relación de presión (ver ecuación 5.8):

$$T_{\text{salida}} = r_p^{\left(\frac{n-1}{n}\right)} * T_{\text{entrada}}$$

Ecuación 5.8: Temperatura de salida de cada compresor (García *et al.*, 2008)

La presión a la salida de cada compresor se obtiene considerando la relación de presión por etapas (ecuación 5.7) y la presión de succión (ver ecuación 5.9)

$$P_{\text{salida}} = r_p * P_{\text{succión}}$$

Ecuación 5.9: Presión de salida de cada compresor (García *et al.*, 2008)

Para obtener los cálculos a partir de las ecuaciones mencionadas, se utilizó el Software EES. En la tabla 5.13 se pueden observar los principales parámetros utilizados en el ciclo de compresión, parámetros iniciales ocupados en EES (Los códigos y resultados del software se encuentran en el anexo 12 y 13).

Tabla 5.13: Parámetros ciclo de compresión

Caudal de entrada (kg H ₂ /h)	279,05
cp (kJ/kg-K)	14,5
cv (kJ/kg-K)	10,18
k (relación calor específico)	1,424
n (exponente politrópico)	1,617
r (relación de presión)	1,368
Eficiencia politrópica (η_p)	0,78
Temperatura inicial (K)	278,15
Presión inicial (bar)	100

Con la presión y temperatura a la salida de cada compresor, se pueden obtener los factores de compresión (los resultados de factores de compresión se pueden observar en el anexo 13). Con los factores de compresión se puede determinar el aumento de la densidad del hidrógeno a la salida, por medio de la ecuación 5.10:

$$\rho = \frac{MM * P}{z * R * T}$$

Ecuación 5.10: Densidad del hidrógeno

Donde:

ρ = densidad (kg/m³)

R= constante universal de los gases = 8,31434 (J/mol*K)

Para determinar el trabajo en el ciclo de compresión, se debe calcular para cada compresor, se suman y finalmente se dividen por la eficiencia politrópica, tal como se señala en la ecuación 5.11 y 5.12:

$$W = m_{g_{H_2}} * z * R * T * \left(r_p^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right)$$

Ecuación 5.11: Trabajo de cada compresor

$$W_{total} = \frac{\Sigma \left(m_{g_{H_2}} * z * R * T * \left(r_p^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \right)}{\eta_p}$$

Ecuación 5.12: Trabajo total en el ciclo de compresión

Donde:

$m_{g_{H_2}}$ = caudal hidrógeno (kg/h)

z = factor de compresión

R = constante universal de los gases = 8,31434 (J/mol*K)

T = temperatura

r_p = relación de presión

η_p : Eficiencia politrópica = 0,78

5.8.1 Resultados ciclo de compresión

Utilizando las ecuaciones mencionadas, se obtienen los resultados del ciclo de compresión. Se utilizó el Software EES cuyos códigos y resultados se pueden observar en la sección de anexos (ver anexo 12 y 13), en la tabla 5.14 se presentan los resultados correspondientes a presiones, temperaturas, factores de compresión, densidades y potencias de cada compresor:

Tabla 5.14: Resultados ciclo de compresión

Compresor	P entrada (bar)	P salida (bar)	T entrada (K)	T salida (K)	Factor de compresión (z)	Densidad entrada (kg/m ³)	Densidad salida (kg/m ³)	Potencia (kW)
1	100	136,8	278,15	350,3	1,068	8,201	8,821	49,58
2	131,8	182,5	302,6	377,1	1,086	9,788	10,74	56,56
3	175,5	247,8	322,1	398,5	1,111	12	13,46	65,07
4	237,8	350	330,4	407,6	1,151	15,37	17,85	77,83

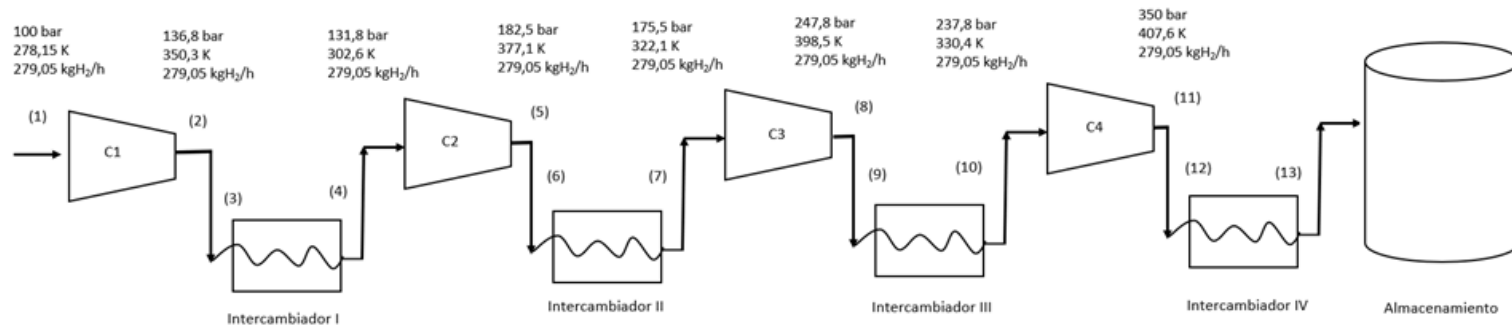


Figura 5.18: Diagrama proceso de compresión

Teniendo el trabajo total, es posible definir la eficiencia energética del ciclo de compresión, considerando las principales entradas y salidas hacia/desde el sistema, para obtener la eficiencia energética, se utilizó la ecuación 5.13.

$$\eta_{Compresión} = \frac{m_{GH_2}}{W_{total}}$$

Ecuación 5.13: Eficiencia energética ciclo de compresión

$$\eta_{Compresión} = 0,87$$

Cabe señalar que *Nel-Hydrogen* (proveedor de electrolizadores), considera el sistema de compresión para almacenamiento de hidrógeno, sin embargo, una limitante para obtener las especificaciones técnicas de los compresores, es la falta de información. A causa de que no se encuentra disponible la información, es que se consideraron compresores que cumplieran con los parámetros necesarios para llevar la presión desde 100 bar hasta 350 bar.

5.9 INTERCAMBIADORES DE CALOR

5.9.1 Intercambiador de calor planta de electrólisis

Para el suministro de entrada al electrolizador, se requiere elevar la temperatura desde 20 °C hasta 80°C, por lo que, se determinó utilizar un intercambiador de calor. Los resultados y cálculos se obtuvieron utilizando el software EES (ver anexo 12 y 13).

Los cálculos se obtienen a partir de la ecuación 5.14:

$$\Delta H + \Delta E_k + \Delta E_p = Q - W$$

$$\Delta H = Q$$

$$QH_2 = QH_2O$$

Ecuación 5.14: Cálculo para obtener Q(kW)

$$QH_2O = m \int_{t_i}^{t_f} \Delta T dT$$

Ecuación 5.15: Cálculo para obtener Q(kW)

$$Q = m_{g_{H_2O}} * \Delta T * cp$$

Ecuación 5.16: Cálculo para obtener Q(kW)

Tabla 5.15: Parámetros generales intercambiador de calor (para planta de electrólisis)

Flujo inicial (mol/h)	19,868
Temperatura inicial (K)	353,15
Temperatura final (K)	293,15
QH₂o(kJ/h)	89,88

*El flujo inicial del agua se trabaja en mol/h, sin embargo, se transforma en kg/h y con la densidad es llevado a m³/h (ver anexo 12)

5.9.2 Intercambiadores de calor en el proceso de compresión

Sobre los intercambiadores de calor en el ciclo de compresión, el caudal se obtiene del estanque de agua desmineralizada, a una temperatura de 20°C. A la salida de los intercambiadores la temperatura es de 80°C, el agua es conducida hasta una torre de enfriamiento, para posteriormente ser enviada nuevamente al estanque de agua desmineralizada, lo mismo ocurre con el agua de rechazo que sale de la planta de electrólisis, caudal que equivale a 0,298 m³/h.

Para los cálculos se utilizó la ecuación 5.16; en la tabla 5.16 se presentan los resultados obtenidos para cada intercambiador de calor y en la figura 5.19 se puede apreciar el diagrama correspondiente al proceso.

Tabla 5.16: Resultados intercambiadores de calor en proceso de compresión

Intercambiador de calor	Temperatura inicial (K)	Temperatura final (K)	Flujo másico (m³/h)	Q (kJ/h)
I	293,15	353,15	1,171	293.341
II	293,15	353,15	1,217	304.667
III	293,15	353,15	1,251	313.761
IV	293,15	353,15	1,272	318.458

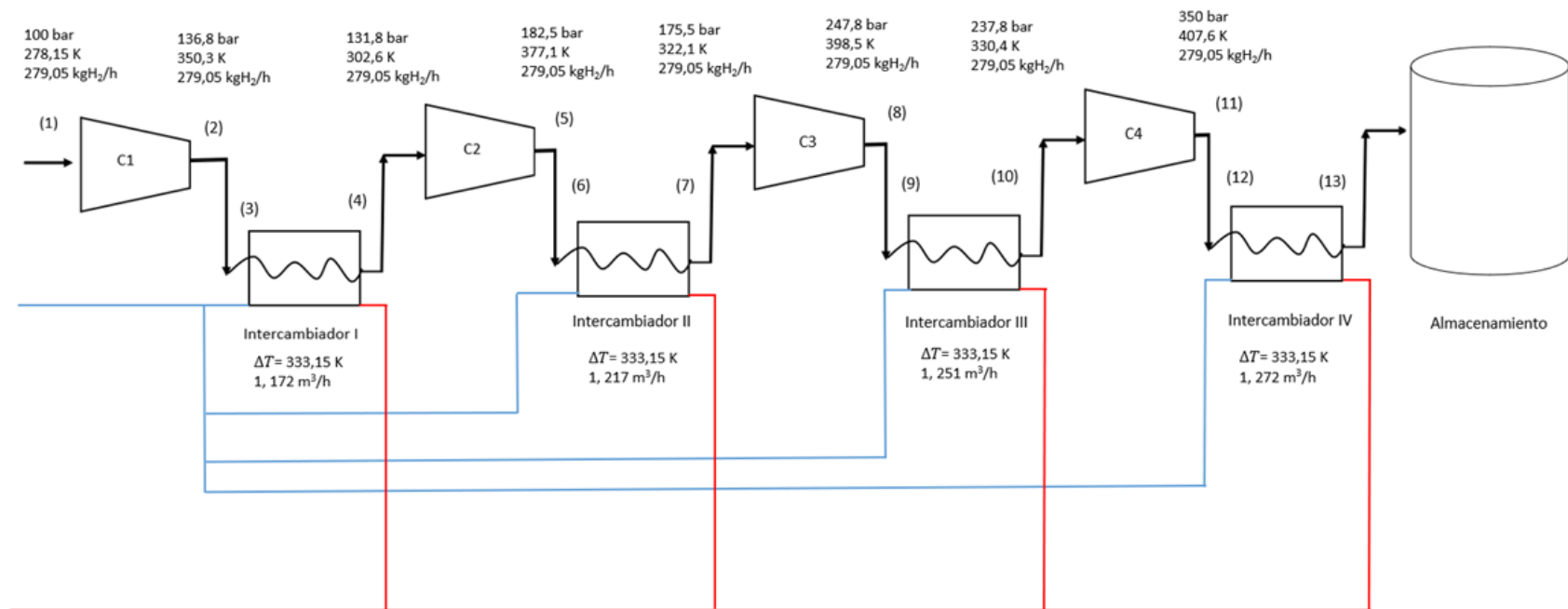


Figura 5.19: Diagrama con los resultados de intercambiadores de calor

5.9.3 Torre de enfriamiento

El agua de rechazo que sale de la planta de electrólisis y el flujo que sale de los cuatro intercambiadores de calor son enviados hasta una torre de enfriamiento. Las torres de enfriamiento son equipos que tienen por objetivo quitar el calor de una corriente de agua caliente, a través de aire seco y frío que circula por la torre. El agua caliente puede caer en forma de lluvia y al intercambiar calor con el aire frío, vaporiza una parte de ella, eliminándose de la torre en forma de vapor de agua (Mendoza *et al.*, 2016).

Para obtener la eficiencia de la torre de enfriamiento, se utilizó la ecuación 5.17:

$$\varepsilon(\%) = \frac{(T_i - T_o)}{(T_i - T_{wb})} * 100$$

Ecuación 5.17: Cálculo para la eficiencia de una torre de enfriamiento (Obregón *et al.*, 2016)

Donde:

T_i : temperatura de entrada del agua (°C)

T_o : temperatura de salida del agua (°C)

T_{wb} : temperatura de bulbo húmedo del ambiente (°C)

La temperatura de bulbo húmedo define las “peores” condiciones ambientales de la zona de instalación y el límite al que tiende a llegar el agua enfriada por la torre de enfriamiento, en esas condiciones límites se debe garantizar la temperatura de diseño necesaria para la disipación de la carga térmica suministrada por el sistema. La temperatura de referencia del bulbo húmedo es en promedio 10°C menos que la temperatura ambiente (Lorenzetti, 2022)

$$\varepsilon(\%) = \frac{(80 - 20)}{(80 - 15)} * 100$$

$$\varepsilon(\%) = 92\%$$

Realizado los cálculos, se obtuvo una eficiencia de 92% para la torre de enfriamiento.

En la figura 5.20 se puede apreciar el diagrama general correspondiente al proceso de abastecimiento de agua para la planta de electrólisis, compresión y almacenamiento del hidrógeno. En la tabla 5.17 se encuentran las especificaciones de la torre de enfriamiento seleccionada, la cual se puede observar en la figura 5.22. En la figura 5.21 y en la tabla 5.18 están los balances de materia asociado a las corrientes de la torre de enfriamiento.

Tabla 5.17: Especificaciones técnicas torre de enfriamiento

Modelo	10T
Flujo de agua (m³/h)	7,81
Material	PVC
Potencia motor (kW)	0,18

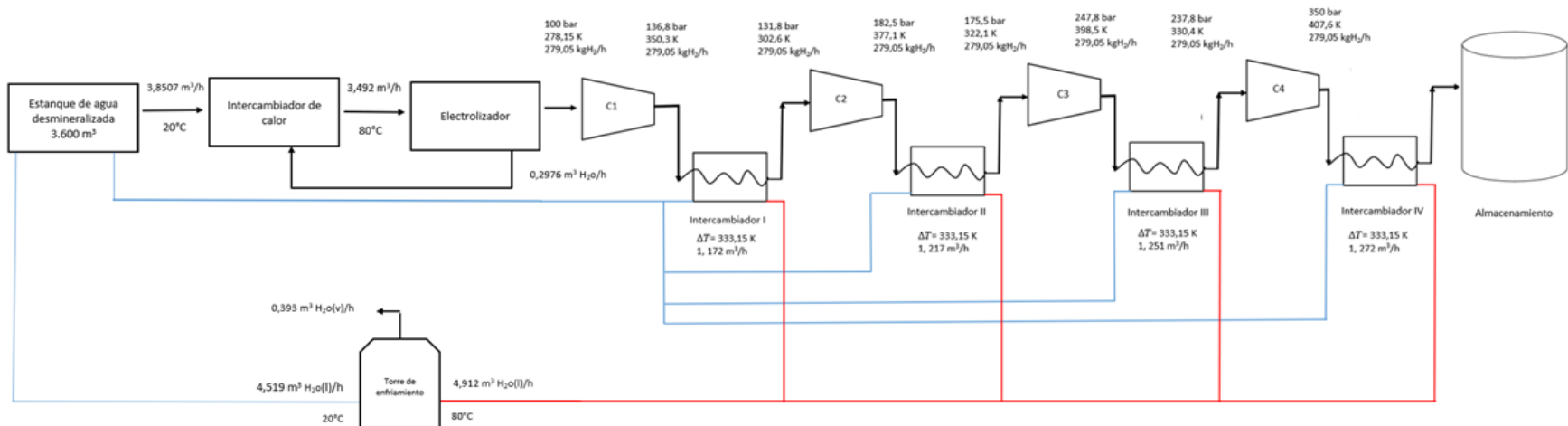


Figura 5.20: Diagrama general planta de hidrógeno

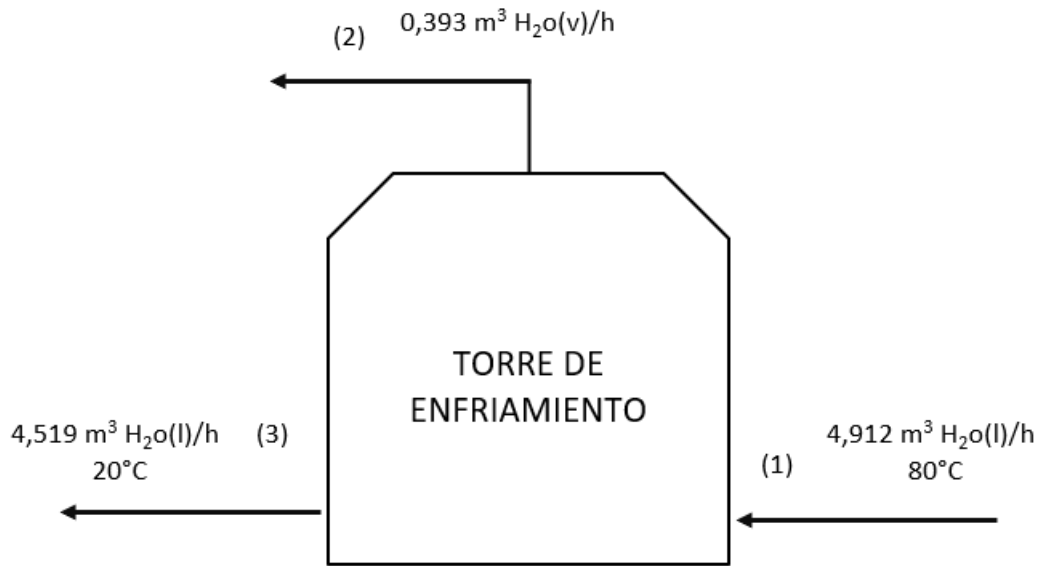


Figura 5.21: Diagrama corrientes torre de enfriamiento

Tabla 5.18: Balances corrientes torre de enfriamiento

Corriente	Flujo (m ³ /h)	Descripción
Entrada de agua	4,912	Entrada de agua que proviene de los intercambiadores de calor utilizados en el proceso de compresión
Salida de agua en forma de vapor	0,393	Pérdida de agua según eficiencia de la torre de enfriamiento (equivale a un 8%)
Salida de agua	4,519	Salida de agua de la torre de enfriamiento que es direccionada hacia el estanque de agua desmineralizada



Figura 5.22: Torre de enfriamiento de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co

En el anexo 16 se encuentran las características de la torre de enfriamiento modelo 10T (cotizada en Alibaba)

5.10 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Las presiones de almacenamiento van desde 200 a 800 bar, la energía requerida es de entre 9 a 16% del LHV del Hidrógeno comprimido (Ziehe *et al.*, 2022). La dificultad que presenta la producción de hidrógeno es el almacenamiento, puesto que, en forma de gas, producto del proceso de electrólisis, ocupa aproximadamente 3.000 veces más espacio que otro gas con la misma cantidad de energía a temperatura y presión ambiente.

Para el almacenamiento de hidrógeno obtenido del proceso de compresión, se va a considerar que sigue un comportamiento de gas ideal, utilizando la ecuación de estado 5.18 (la que es reformulada):

$$P * V_t = m_{g_{H_2}} * R * T$$

Ecuación 5.18: Ecuación de estado

Donde:

R: constante de gas = 4.157,2 (Nm/K*kg)

P: presión del gas (bar)

V_t: volumen del estanque (m³)

T: temperatura (K)

La ecuación es reformulada, quedando de la siguiente forma (ver ecuación 5.19):

$$V_t = \frac{z * 4.157,2 * m_{g_{H_2}} * T}{P}$$

Ecuación 5.19: Volumen estanque

Para estimar el radio del estanque (r), se utiliza la ecuación 5.20:

$$V_t = \frac{4\pi * r^3}{3} + (\pi * r^2 * L)$$

Ecuación 5.20: Radio del estanque

Despejando la ecuación, se puede calcular el radio del estanque resolviendo la ecuación para V_t . Se considera $L=0$ para un estanque esférico.

El estanque a utilizar para el almacenamiento de hidrógeno es de la empresa China *STRENGTH EQUIPMENTS*, corresponde a un *Air Storage Tank* (ver figura 5.23)



Figura 5.23: Imagen referencial estanque de almacenamiento de hidrógeno (STRENGTH EQUIPMENTS)



Figura 5.24: Imagen referencial estanque de almacenamiento de hidrógeno (STRENGTH EQUIPMENTS)

En la tabla 5.19 se encuentran las especificaciones técnicas del estanque considerado para el almacenamiento de hidrógeno.

Tabla 5.19: Especificaciones técnicas estanque de almacenamiento

Volumen	1-300 m ³
Presión	0,2-100 MPa
Medio	Aire comprimido, oxígeno, nitrógeno, hidrógeno, etc.
Material	SA516GR70, 16Mn, acero inoxidable, Q345R
Orientación	Vertical-horizontal
Estándar de fabricación	ASME, PED (CE), NB

Debido a que el estanque tiene una capacidad máxima de 300 m³, se va a considerar un almacenamiento semanal, con un tiempo de producción de 24 horas. Al contar con certificación ASME, tolera presiones hasta 1.000 bar, además, el material es de acero Q345R (conveniente, ya que soporta altas presiones).

De los cálculos, se obtiene que el caudal total a almacenar semanalmente es de 2.626,35 m³. Considerando la capacidad máxima del estanque, se van a necesitar 9 unidades para almacenar el hidrógeno producido en una semana.

Para estimar las dimensiones del estanque, se utiliza la ecuación 5.21 y 5.22:

$$V_e = \pi * r^2 * h$$

Ecuación 5.21: Volumen estanque (m³)

$$A_e = 2 * \pi * r^2 * h + 2 * \pi * r^2$$

Ecuación 5.22: Área estanque (m²)

Los cálculos se obtuvieron a través del software *EES*. En la tabla 5.20 se presentan los resultados:

Tabla 5.20: Parámetros generales estanque de almacenamiento de hidrógeno

Densidad (m ³ /kg)	17,85
Flujo máximo (kg/semana)	46.880,4
Volumen (m ³)	2.626,35
Radio (m)	4,15
Altura (m)	48,54
Área (m ²)	1.373,90
Presión (bar)	350
Temperatura (K)	293,15

5.11 ESTIMACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Para la estimación de los potenciales impactos del proyecto sobre los componentes ambientales, se realiza según la metodología descrita (ver figura 4.1, 4.2 y 4.3).

Mencionado anteriormente, la Central Termoeléctrica Bocamina (primera unidad) no cuenta con RCA, razón por la cual, se van a considerar las RCA de la ampliación y optimización del proyecto que contempla la segunda unidad y para la cual se establecieron cambios aplicados para la primera unidad. El objetivo de tomar en consideración la evaluación ambiental de ambas RCA, es para establecer un “antes” y “después” en cuanto a los impactos asociados al proyecto y para analizar la viabilidad de la instalación de una planta de hidrógeno verde para la reconversión de la central.

Para la caracterización y valoración de los impactos ambientales asociados a la RCA N°206/2007 “AMPLIACIÓN CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (SEGUNDA UNIDAD)” y la RCA N°128/2015 “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad” tomaron una apreciación conjunta del carácter, relevancia del componente, intensidad, extensión del desarrollo, duración y reversibilidad. A partir de esos criterios, calcularon la significancia del impacto para posteriormente clasificar los impactos según los valores que obtuvieron.

En la tabla 5.21 se encuentra la valoración y clasificación de los impactos ambientales asociados a la RCA N°206/2007:

Tabla 5.21: Impactos ambientales asociados a la RCA N° 206/2007 (Endesa Chile, 2006)

Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental potencial	Carácter	Intensidad (*)	Extensión (*)	Desarrollo (*)	Duración (*)	Reversibilidad (*)	Magnitud	Importancia
Etapas de Operación									
Medio Físico									
Aire	Disminución de las emisiones de material particulado (PM10) de la Primera Unidad de la Central Bocamina por operación de filtro de manga.	+	1	0	1	1	1	0,70	+ 0,70
	Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión de los vehículos y material particulado en suspensión por transporte de petróleo pesado diesel	-	0	0	1	1	0	0,30	- 0,30
	Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión de los vehículos y material particulado en suspensión por transporte de carbón desde Puerto Coronel	-	0	0	1	1	0	0,30	- 0,30
	Alteración de la calidad de aire por emisión de gases de combustión y material particulado por operación normal del bloque, partida y detenciones.	-	0	0	1	1	0	0,30	- 0,30
	Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión de los vehículos y material particulado en suspensión asociado al transporte de cenizas por operación del vertedero de cenizas	-	0	0	1	1	0	0,30	- 0,30

Continuación tabla 5.21: Impactos ambientales asociados a la RCA N° 206/2007 (Endesa Chile, 2006)

Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental potencial	Carácter	Intensidad (*)	Extensión (*)	Desarrollo (*)	Duración (*)	Reversibilidad (*)	Magnitud	Importancia
Etapas de Operación									
Agua	Alteración de la calidad de agua de mar por aporte de residuos por extracción, acondicionamiento y trasporte de agua de pozo y mar.	-	0	0	1	1	0,5	0,40	- 0,40
Ruido	Incremento local del nivel de presión acústica por operación normal del bloque, partidas y detenciones	-	0	0	1	1	0	0,30	- 0,30
Medio Biótico									
Flora y fauna marina	Alteración de hábitat de flora y fauna acuática por asociado al vertimiento al mar por extracción, acondicionamiento y transporte de agua de pozo y mar	-	0	0	1	1	0,5	0,40	- 0,40
Medio Construido									
Vialidad	Aumento de la congestión vehicular local por transporte de petróleo pesado y diesel	-	0	0	1	0,5	0	0,22	- 0,22
	Aumento de la congestión vehicular local por transporte de carbón desde Puerto Coronel	-	0	0,5	1	0,5	0	0,38	- 0,38
	Aumento de la congestión vehicular local por transporte de cenizas asociado a la operación del vertedero de cenizas	-	0	0,5	1	0,5	0	0,38	- 0,38
	Deterioro de las vías de circulación por transporte de vehículos pesados asociado al transporte de petróleo pesado y diesel	-	0	0	1	0,5	0,5	0,33	- 0,33

Continuación tabla 5.21: Impactos ambientales asociados a la RCA N° 206/2007 (Endesa Chile, 2006)

Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental potencial	Carácter	Intensidad (*)	Extensión (*)	Desarrollo (*)	Duración (*)	Reversibilidad (*)	Magnitud	Importancia
Etapas de Operación									
Vialidad (continuación)	Deterioro de las vías de circulación por transporte de vehículos pesados asociado al transporte de carbón desde Puerto Coronel	-	0	0	1	0,5	0,5	0,33	- 0,33
	Deterioro de las vías de circulación por transporte de vehículos pesados asociado a la operación del vertedero	-	0	0	1	0,5	0,5	0,33	- 0,33
Medio Humano									
Actividades económicas	Aumento en el suministro de energía eléctrica al SIC por generación de energía de la Segunda Unidad	+	1	1	1	1	1	1	+ 1
	Aumento de ingresos en la economía local por contratación de personal y servicios complementarios	+	0	0,5	1	0,5	0	0,38	+ 0,38
	Aumento de oferta de empleo por transporte de petróleo pesado y diesel	+	0	0,5	1	0,5	0	0,38	+ 0,38
	Aumento de oferta de empleo por transporte de carbón desde Puerto Coronel	+	0	0,5	1	0,5	0	0,38	+ 0,38
	Aumento de oferta de empleo por transporte de cenizas al vertedero	+	0	0,5	1	0,5	0	0,38	+ 0,38
	Aumento de oferta de empleo por actividades de mantenimiento	+	0	0,5	1	0,5	0	0,38	+ 0,38

En la tabla 5.22 se encuentra la valoración y clasificación de los impactos ambientales asociados a la RCA N°128/2015:

Tabla 5.22: Impactos ambientales asociados a la RCA N°128/2015 (Endesa Chile, 2013)

Obra o actividad del proyecto	Medio	Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental identificado en el EIA	Parámetros							Clasificación	
				Ca	Rc	In	Ex	De	Du	Re		Sig
Extracción y transporte de 5.000 m ³ /h adicionales de agua de mar para el sistema de refrigeración	Biótico	Flora y fauna marina	Alteración de hábitat por extracción de agua de mar	-1	1	1	1	7	10	4	-2,8	Negativo Poco Significativo
Descarga del agua de mar usada en el Sistema de refrigeración	Biótico	Flora y fauna marina	Alteración de hábitat por vertimientos al mar	-1	1	10	10	10	10	7	-7,15	Negativo significativo
Transporte y almacenamiento de petróleo diesel	Construido	Infraestructura vial	Aumento de la congestión vehicular local por transporte de combustible	-1	1	1	1	10	10	1	-2,35	Negativo Poco Significativo
			Deterioro de las vías de circulación por tránsito de vehículos pesados	-1	1	1	1	10	10	4	-2,95	Negativo Poco Significativo
Transporte y almacenamiento de petróleo diesel	Físico	Aire	Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión de los vehículos y material particulado en suspensión	-1	10	1	1	10	10	4	-5,2	Negativo Medianamente Significativo

Continuación tabla 5.22: Impactos ambientales asociados a la RCA N°128/2015 (Endesa Chile, 2013)

Obra o actividad del proyecto	Medio	Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental identificado en el EIA	Parámetros							Clasificación	
				Ca	Rc	In	Ex	De	Du	Re		Sig
Generación de energía, equivalente a 20 MW.	Construido	Actividades económicas	Aumento en el suministro de energía eléctrica al SIC por operación del proyecto optimizado	1	5	5	1	10	10	1	4,15	Positivo Medianamente Significativo
Operación normal del bloque de potencia de la Segunda Unidad	Físico	Calidad del aire	Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión y material particulado	-1	10	1	1	10	10	4	-5,2	Negativo Medianamente Significativo
Colección y tratamiento de agua lluvia para el sistema de manejo de carbón	Físico	Calidad del agua y sedimentos	Mejora en la calidad de las aguas lluvia provenientes de las canchas de carbón, por incorporación de sistema de colección y tratamiento de éstas en las canchas Norte y Sur.	1	1	5	1	10	10	1	3,15	Positivo Poco Significativo

Continuación tabla 5.22: Impactos ambientales asociados a la RCA N°128/2015 (Endesa Chile, 2013)

Obra o actividad del proyecto	Medio	Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental identificado en el EIA	Parámetros							Clasificación	
				Ca	Rc	In	Ex	De	Du	Re		Sig
Colección y tratamiento de agua lluvia para el sistema de manejo de carbón	Biótico	Flora y fauna marina	Alteración a la ecología bentónica, fito y zooplancton por mejora en la calidad de las aguas lluvia colectadas en las canchas de carbón, respecto del proyecto aprobado, por incorporación de sistema de colección y tratamiento de éstas en las canchas Norte y Sur.	1	1	1	1	10	10	1	2,35	Positivo Poco Significativo
Descarga del carbón desde las instalaciones de Puerto Cabo Froward S.A.	Físico	Calidad del aire	Alteración de la calidad del aire por emisiones de material particulado por mejora en el sistema de transporte de carbón	-1	10	1	1	10	10	4	-5,2	Negativo Medianamente Significativo
Almacenamiento de carbón en cancha Norte y cancha Sur	Físico	Calidad del aire	Alteración de la calidad del aire por emisiones de material particulado por mejora en el sistema de transporte, almacenamiento y manejo de carbón	-1	10	5	1	10	10	1	-5,4	Negativo Medianamente Significativo

Continuación tabla 5.22: Impactos ambientales asociados a la RCA N°128/2015 (Endesa Chile, 2013)

Obra o actividad del proyecto	Medio	Elemento o componente ambiental	Impacto ambiental identificado en el EIA	Parámetros							Clasificación	
				Ca	Rc	In	Ex	De	Du	Re		Sig
Transporte y almacenamiento de caliza	Físico	Calidad del aire	Alteración de la calidad del aire por emisiones de gases y partículas por combustión interna de vehículos y material particulado en suspensión, por disminución de los viajes para el transporte de caliza	-1	10	1	1	10	10	1	-4,6	Negativo Medianamente Significativo
		Niveles de ruido	Incremento local de las emisiones ruido por transporte de caliza	-1	1	5	1	10	10	1	-3,15	Negativo Poco Significativo
	Construido	Infraestructura vial	Aumento de la congestión vehicular local por transporte de caliza	-1	1	1	1	10	10	1	-2,35	Negativo Poco Significativo

Para la estimación de los impactos ambientales que pueden ser asociados a la instalación y operación de la planta de hidrógeno verde, primero se realizó la identificación y descripción de medios, componentes e interacciones ocasionadas por las obras y actividades del proyecto. En la tabla 5.23 se encuentran los resultados:

Tabla 5.23: Identificación y descripción de medios, componentes e interacciones ambientales

MEDIO	COMPONENTES DEL MEDIO AMBIENTE	ELEMENTOS DEL MEDIO AMBIENTE	ACCIONES DEL PROYECTO	EVENTUAL ALTERACIÓN	ETAPA DEL PROYECTO
Físico	Atmósfera	Aire	Movimiento de tierra	Calidad del aire	Construcción
			Transporte de maquinaria, insumos y materiales		
		Ruido y vibraciones	Movimiento de tierra	Niveles de ruido	Construcción Operación
			Transporte de maquinaria, insumos y materiales		
			Operación, partidas y detenciones		

Continuación tabla 5.23: Identificación y descripción de medios, componentes e interacciones ambientales

Físico	Litósfera	Geología, geomorfología, riesgos geológicos y geomorfológicos	Movimiento de tierra	Características fisicoquímicas del suelo	Construcción
			Transporte de maquinaria, insumos y materiales		Construcción
	Hidrosfera	Hidrología	Extracción de agua de pozo y de mar	Calidad del agua y sedimentos	Operación
Biótico	Ecología bentónica	Flora y fauna marina	Extracción de agua de mar	Ecología bentónica	Operación
	Comunidades de fitoplancton y zooplancton	Flora y fauna marina	Extracción de agua de mar	Comunidades de fitoplancton y zooplancton	Operación
Humano	Dimensión demográfica	Población	Contratación de mano de obra	Bienestar social	Construcción Operación
	Dimensión socioeconómica	Actividades económicas	Contratación de mano de obra	Oferta laboral	Construcción Operación
Construido	Vialidad	Vías de comunicación urbana e interurbana	Transporte	Congestión vehicular	Construcción
					Operación

Posterior a la identificación, en la tabla 5.24 se definen los potenciales impactos ambientales asociados a la etapa de construcción y en la tabla 5.25 se definen los potenciales impactos ambientales asociados a la etapa de operación.

Tabla 5.24: Definición de potenciales impactos ambientales en etapa de construcción

ETAPA DE CONSTRUCCIÓN			
Obra/actividad	Medio	Elemento o componente	Impacto ambiental
Contratación de personal	Humano	Actividades económicas	Aumento de ingresos en la economía local
	Humano	Actividades económicas	Aumento de oferta de empleo
Instalación de faenas	Físico	Aire	Aumento de material particulado en suspensión
	Físico	Ruido	Incremento local del nivel de presión acústica
	Construido	Vialidad	Aumento temporal de la congestión vehicular local

Continuación tabla 5.24: Definición de potenciales impactos ambientales en etapa de construcción

Transporte de maquinaria, insumos y materiales	Físico	Aire	Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión de los vehículos y material particulado en suspensión
		Ruido	Incremento local del nivel de presión acústica
	Humano	Actividades económicas	Aumento en la economía local por servicios de transporte
	Construido	Vialidad	Aumento temporal de la congestión vehicular local
Deterioro de las vías por tránsito de vehículos pesados			
Movimiento de tierra	Físico	Aire	Alteración en la calidad del aire por emisión de gases de combustión y material particulado en suspensión por movimiento de tierra
		Ruido	Incremento del nivel de presión acústica asociada a la utilización de maquinaria
	Construido	Vialidad	Aumento temporal de la congestión vehicular por transporte de material inerte correspondiente a movimiento de tierra y fundaciones
Retiro de faenas	Físico	Ruido	Incremento del nivel de presión acústica asociada a la utilización de maquinaria pesada por retiro de faenas
	Construido	Vialidad	Aumento temporal de la congestión vehicular local por retiro de faenas
Montaje de equipos	Físico	Ruido	Incremento del nivel de presión acústica

Tabla 5.25: Definición de potenciales impactos ambientales en etapa de operación

ETAPA DE OPERACIÓN			
Obra/actividad	Medio	Elemento o componente	Impacto ambiental
Contratación de personal	Humano	Actividades económicas	Aumento de ingresos en la economía local
	Humano	Actividades económicas	Aumento de oferta de empleo
Extracción de agua de mar	Físico	Agua	Alteración de la calidad de agua de mar por extracción
	Biótico	Flora y fauna marina	Alteración del hábitat
Almacenamiento y utilización de agua de pozo	Físico	Agua	Disminución del recurso hídrico por extracción
Actividades de mantenimiento	Humano	Actividades económicas	Aumento de oferta de empleo
Partidas y detenciones	Físico	Ruido	Incremento del nivel de presión acústica por operación normal, partidas y detenciones

Finalmente, se realiza la valoración de los impactos ambientales en la etapa de construcción y operación (ver tabla 5.26 y 5.27)

Tabla 5.26: Valoración de los impactos ambientales asociados a la etapa de construcción

ACTIVIDAD	MEDIO	COMPONENTE O ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL IDENTIFICADO	VALORACIÓN							CLASIFICACIÓN
				C	P	I	O	E	D	R	
Instalación de faenas	Físico	Aire	Aumento de material particulado en suspensión	-1	2	2	2	2	1	1	=-10 Moderado
Transporte de maquinaria, insumos y materiales			Alteración de la calidad del aire por emisión de gases de combustión de los vehículos y material particulado en suspensión	-1	2	2	2	2	1	1	=-10 Moderado
Movimiento de tierra			Alteración en la calidad del aire por emisión de gases de combustión y material particulado en suspensión por movimiento de tierra	-1	2	2	3	2	1	1	=-11 Moderado
Instalación de faena		Ruido	Incremento local del nivel de presión acústica por instalación de faenas	-1	2	2	3	2	1	1	=-11 Moderado
Transporte de maquinaria, insumos y materiales			Incremento en el nivel de presión acústica por transporte de maquinaria, insumos y materiales	-1	2	2	3	2	1	1	=-11 Moderado
Movimiento de tierra			Incremento del nivel de presión acústica asociada a la utilización de maquinaria pesada por movimiento de tierra	-1	2	2	3	2	1	1	=-11 Moderado
Montaje de equipos			Incremento del nivel de presión acústica asociada a la utilización de maquinaria pesada por montaje de equipos	-1	2	1	3	2	1	1	=-10 Moderado

Continuación tabla 5.26: Valoración de los impactos ambientales asociados a la etapa de construcción

Retiro de faenas			Incremento del nivel de presión acústica asociada a la utilización de maquinaria pesada por retiro de faenas	-1	1	1	2	2	1	1	=-8 Compatible
Instalación de faenas	Construido	Vialidad	Aumento temporal de la congestión vehicular local por instalación de faenas	-1	2	2	1	2	1	1	=-9 Compatible
Transporte de maquinaria, insumos y materiales			Aumento temporal de la congestión vehicular por transporte de maquinaria, insumos y materiales	-1	2	2	2	2	1	1	=-10 Moderado
			Deterioro de las vías por tránsito de vehículos pesados	-1	2	2	2	2	1	1	=-10 Moderado
Movimiento de tierra			Aumento temporal de la congestión vehicular local por transporte de material inerte correspondiente a movimiento de tierra y fundaciones	-1	1	1	1	2	1	1	=-7 Compatible
Retiro de faenas			Aumento temporal de la congestión vehicular local por retiro de faenas	-1	2	2	2	2	1	1	=-9 Compatible

Tabla 5.27: Valoración de los impactos ambientales asociados a la etapa de operación

ACTIVIDAD	MEDIO	COMPONENTE O ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL IDENTIFICADO	VALORACIÓN						CLASIFICACIÓN	
				C	P	I	O	E	D		R
Extracción de agua de mar	Físico	Agua	Alteración de la calidad de agua de mar por extracción	-1	2	3	3	1	3	2	=-14 Moderado
	Biótico	Flora y fauna marina	Alteración del hábitat de flora y fauna marina asociado a la extracción y acondicionamiento de agua de mar	-1	2	3	3	1	3	2	=-14 Moderado

Continuación tabla 5.27: Valoración de los impactos ambientales asociados a la etapa de operación

Extracción de agua de mar	Físico	Agua	Alteración a la salinidad del agua por descarga de agua de mar	-1	2	3	3	1	3	2	=-14 Moderado
Almacenamiento y utilización de agua de pozo	Físico	Agua	Disminución del recurso hídrico por extracción	-1	2	3	3	1	3	3	=-15 Moderado
Partidas y detenciones	Físico	Ruido	Incremento del nivel de presión acústica por operación normal, partidas y detenciones	-1	2	2	2	1	3	3	=-13 Moderado
Actividades de mantenimiento	Humano	Actividades económicas	Aumento de oferta de empleo	+1	2	3	3	2	2	1	=+13 Mediano
Contratación de personal			Aumento de ingresos en la economía local	+1	2	3	3	2	2	1	=+13 Mediano
			Aumento de oferta de empleo	+1	3	3	3	2	2	1	=+14 Mediano

Obtenido los resultados de la valoración, se determina que la reconversión de la Central Termoeléctrica Bocamina (primera unidad), tiene asociado impactos negativos (categorizados como compatibles y moderados) e impactos positivos (categorizados como medianos). Considerando los impactos negativos, los de tipo reversible se deben principalmente a emisiones en la etapa de construcción, mientras que, los de carácter irreversible son a causa de la extracción de agua de mar o de pozo en etapa de operación, bajo este criterio, se debe tomar en cuenta que el sitio ya se encuentra intervenido, por lo que, no sería adecuado sacar las instalaciones asociadas a la captación de agua, ya que conllevaría otros impactos. Si se hace una relación entre las evaluaciones ambientales, la reconversión a una planta de hidrógeno verde es viable, puesto que no conlleva la generación de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que es beneficioso para la población y es beneficioso para el Plan de Descarbonización.

En el anexo 21 se encuentra la línea de base del ecosistema marino realizada por Endesa Chile (2013).

5.12 ANÁLISIS ECONÓMICO-ESTIMACIÓN DE COSTOS

Para estimar los costos para la producción de hidrógeno por compresión (considerando planta de electrólisis, proceso de compresión y almacenamiento), se buscaron diferentes estudios tanto a nivel nacional como en el extranjero, esto para realizar una comparación con los valores obtenidos y de manera de utilizar como referencia algunos costos asociados a la inversión (infraestructura, operación, mantenimiento, etc.). Existe una falta de acceso a información sobre los precios de los equipos (compresores, intercambiadores de calor y estanques de almacenamiento), por lo que los valores encontrados en los informes y estudios son de referencia. Además, cabe señalar que, para el proceso de compresión y posterior almacenamiento, hay proveedores que entregan el electrolizador con el sistema de compresión incluido (así se menciona en *Nel Hydrogen*), sin embargo, no entregan información respecto de los costos asociados. Una de las razones es porque hay equipos que deben ser fabricados con características específicas, por ejemplo, los intercambiadores de calor. Para el caso de los compresores, los costos se asocian a la cantidad de trabajo realizado, que depende principalmente de las condiciones (presión de entrada, salida y caudal). A raíz de la dificultad que se presenta obtener valores específicos, es que se toman las referencias de los estudios por mencionar.

5.12.1 Costos asociados a electrolizadores alcalinos

Uno de los estudios utilizados como referencia es comisionado por CORFO e Implementa Sur “Estudio para definir esquemas de financiamiento de proyectos de hidrógeno verde en Chile”, el cual utiliza la metodología propuesta por GIZ, definiendo como costo actual para electrolizadores un total de 900 USD/kW.

Otro de los estudios considerados es de la GIZ, un reporte denominado “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile”, donde se abordan tres casos sobre los costos asociados a la electrólisis: un costo alto equivalente a 1.500 USD/kW, costo intermedio 1.200 USD/kW y costo bajo 800 USD/kW. Finalmente, también fue considerada una mesa de trabajo realizada por el Colegio de Ingenieros de Chile denominada “Hidrógeno Verde, el Combustible del Futuro, Competencias, Procesos de Transformación”, la cual aborda distintas aristas sobre cómo estudiar la viabilidad y competitividad del

hidrógeno verde en Chile a mediano y largo plazo. La mesa de trabajo toma en cuenta distintos estudios tanto a nivel nacional como internacional, de manera de realizar una comparación entre ellos.

Con la información proporcionada, se toma el supuesto de que el costo del proceso de electrólisis del equipo *Nel Hydrogen A-3880* es de 900 USD/kW, puesto que equivale a un equipo con un alto nivel tecnológico que cuenta además con el sistema complementario de compresión y almacenamiento.

La potencia requerida por el electrolizador A-3880 es de 17.072 kW, por lo tanto, se obtiene un CAPEX aproximadamente de 15.364.800 millones de dólares (sin tomar en cuenta el IVA). En el anexo 15 se encuentran algunas cotizaciones de proveedores de electrolizadores.

En la tabla 5.28 se observa el valor de referencia CAPEX para electrolizadores alcalinos por Implementa Sur y en la tabla 5.29 valores de referencia CAPEX según CSIRO; FCH-JU; Agora; GIZ; Corfo-Tractebel (Demetrio *et al.*, 2021)

Tabla 5.28: Valor de CAPEX para electrolizador alcalino (a partir de Implementa Sur, 2020)

Electrolizadores	2020	2030	Largo plazo	Fuente
CAPEX US/kW	900	700	450	IEA G20 (2019)
OPEX (% CAPEX)	1,50%	1,50%	1,50%	IEA G20 (2019)
Eficiencia (%)	64%	69%	74%	IEA G20 (2019)
Horas de operación electrolizador	95.000	95.000	100.000	IEA G20 (2019)

Tabla 5.29: Costos y supuestos asociados al proceso de electrólisis de agua a partir de estudios nacionales e internacionales (Demetrio *et al.*, 2021)

	Nacional		Internacional		
	GIZ 2018	Tractebel 2018	CSIRO 2018	FCH-JU 2017	Agora 2018
Capacidad del electrolizador	1,25 MW	60 MW	2018: 44 MW 2025: 100 MW	5 MW	100 MW
Vida útil del sistema	10 años	n/a	40 años	20 años	25 años
factor de planta	90%	83%	2018: 85% 2025: 95%	2017: 45,7% 2025: 51,4%	27%
gastos operativos (OPEX)	5%	1% (fijo)	2%	5,50%	3%
Eficiencia del proceso (kWh/kgH ₂)	65%	n/a	2018: 57% (AE) 2025: 75% (PEM)	2017:65% 2025:68%	2017: 65% 2025:69%
Costos de financiamiento (WACC)	10%	7,5% (real)	2018: 7% 2025: 5%	5%	6%
CAPEX	1200 USD/Kw	2017: 497 USD/kW 2023: 396 USD/kW	2018: 1.008 USD/kW 2025: 724 USD/kW	2017: 938 USD/kW 2025: 678 USD/kW	2018:904 USD/kW 2030:499 USD/kW

5.12.2 Costos asociados al almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento contempla el proceso de compresión y los estanques de almacenamiento, los costos asociados a los compresores se basan en la cantidad de trabajo realizado por el equipo, que depende de la presión de entrada, presión de salida y caudal.

Sobre el costo asociado a los compresores, de la información obtenida por ARIEMA y TCI, además de los estudios elaborados por GIZ, se obtiene un costo unitario aproximado de 121.138,27 USD. Agora menciona que el costo del proceso está entre 0,16 USD/kg y CSIRO en 0,18 USD/kg pudiendo llegar al 2030 a 0,13 USD/kg. Finalmente, del estudio “*Cost of Storing and Transporting Hydrogen*” (National Renewable Laboratory, 2022) se señala que el rango aproximado para el costo unitario de un compresor varía entre 180.000-20.000.000 USD.

En la tabla 5.30 se muestran los costos de capital de un compresor y en la tabla 5.31 se señalan los costos de estanques de hidrógeno comprimido (National Renewable Energy Laboratory, 2022).

Tabla 5.30: Costo de compresores (National Renewable Energy Laboratory, 2022)

Size (kW)	Size (hp)	Cost* (\$)	Cost/kW* (\$/kW)	Cost/hp* (\$/hp)	Source
10	13	n/a	\$6,600	\$4,900	Zittel and Wurster 1996
75	100	\$180,000	\$2,400	\$1,800	Taylor et al 1986
250	335	n/a	\$660-\$990	\$490-\$735	Zittel and Wurster 1996
2,700	3,600	\$2,330,000	\$863	\$647	Taylor et al. 1986
3,700	5,000	\$2,440,000	\$650	\$480	Taylor et al. 1986
4,500	6,000	\$3,160,000	\$702	\$527	Taylor et al. 1986
28,300	38,000	\$20,000,000	\$702	\$526	TransCanada Pipeline, Ltd. 1996a

*n/a: no se proporciona información específica

Tabla 5.31: Costos de recipientes a presión de hidrógeno comprimido (National Renewable Energy Laboratory, 2022)

Size (kg)	Size (lb)	Cost* (\$)	Cost/kg* (\$/kg)	Cost/lb* (\$/lb)	Source
n/a	n/a	n/a	\$625-\$2,080	\$280-\$940	Carpetis 1994
8.9-890	20-2,000	n/a	\$950-\$1,400	\$430-\$640	Oy 1992
0.089-8.9	0.2-20	n/a	\$715-\$840	\$325-\$380	Oy 1992
250	550	\$180,000	\$720	\$330	Taylor et al. 1986
1240	2750	\$840,000	\$680	\$305	Taylor et al. 1986

Sobre costos operacionales, el mayor costo operativo corresponde a la energía para comprimir el hidrógeno, lo que dependerá principalmente de la presión final. Sin embargo, una presión de almacenamiento final requiere de una potencia mínima en comparación con la presión inicial del gas. La eficiencia del compresor también afecta a la economía, algunos compresores pueden tener eficiencias bajas, aproximadamente 40%-50%, mientras que otros tienen rangos de eficiencia entre

65%-70%. En la tabla 5.32 se pueden apreciar los costos totales de almacenamiento de hidrógeno para gas comprimido (*National Renewable Energy Laboratory, 2022*):

Tabla 5.32: Costo total para almacenamiento de hidrógeno comprimido (*National Renewable Energy Laboratory, 2022*)

Size (kg)	Size (lb)	Cost/kg* (\$/kg)	Cost/lb* (\$/lb)	Source
167,000	368,000	\$0.60	\$0.28	Schwarz and Amonkwah 1993
n/a	n/a	\$1.00-\$1.50	\$0.46-\$0.67	Cuoco et al. 1995
n/a	n/a	\$0.07 **	\$0.03 **	Carpetis 1994

De la información proporcionada y cotizaciones realizadas, en la tabla 5.33 se encuentran los costos para compresión y almacenamiento de hidrógeno. Cabe señalar que la estimación es comparada con los costos asociados en la actualidad.

Tabla 5.33: Costos de inversión de los componentes de la planta de almacenamiento

ÍTEM	CANTIDAD	COSTO TOTAL
Compresor de hidrógeno	4	603.336
Estanque de almacenamiento	9	51.364.800

Para obtener el trabajo total del proceso de compresión, se utilizó la ecuación 5.12, obteniendo como resultado 319,31 kW (ver anexo 12 y 13).

5.12.3 Costos de electricidad

El costo de electricidad para la operación de un electrolizador puede representar entre el 40% a 80%, dependiendo si el proyecto es *on-grid* u *off-grid*. Mencionado anteriormente, el abastecimiento de energía de la planta de hidrógeno es mediante sistema *on-grid* (conectado a la red 24 horas). Según un estudio de TCI denominado “ESTUDIO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO 100 MW”,

señalan que para un proyecto conectado a la red 24 horas, el costo de electricidad asociado es equivalente a 40€/MWh, es decir, 39,28 USD/MWh.

Para los valores promedios de electricidad de las redes generales, los valores de contrato del año 2018 fueron de 89,1 USD/MWh y la referencia para el año 2024 es el precio promedio ofertado para el bloque de 23:00-08:00, equivalente a 48,2 USD/MWh (Demetrio *et al.*, 2021). A partir de la mesa de trabajo realizada por el Colegio de Ingenieros de Chile, se obtienen los supuestos de costos de energía para un proyecto *on-grid* (ver tabla 5.34). Los costos de energía de la red incluyen un peaje del 5% y un valor de potencia de 8,2 USD/MWh por mes.

Es importante mencionar que el factor de planta es distinto cuando se trata de un proyecto *on-grid* u *off-grid*, puesto que el primero aumenta considerablemente, esto se debe principalmente a la utilización de sistemas combinados para el abastecimiento de energía.

Para el costo de electricidad, se va a tomar en consideración el valor determinado por el estudio de TCI. En la tabla 5.34 se observa el consumo energético total asociado a intercambiadores de calor previo al electrolizador, electrolizador, sistema de compresión y torre de enfriamiento. En la tabla 5.35 se puede observar los costos de energía para proyectos que se encuentran conectados a la red eléctrica (“*on-grid*”).

Tabla 5.34: Consumo energético total

EQUIPO	CONSUMO ENERGÉTICO (kW)	CONSUMO ENERGÉTICO (kW/año)	COSTO ASOCIADO (USD)	COSTO ASOCIADO (USD/AÑO)
Intercambiador de calor (planta de electrólisis)	24,94	218.474,4	0,9796	8.581,67
Electrolizador	17.072	149.550.720	670,59	5.874.352,282
Sistema de compresión	319,31	2.794.440	12,54	109.765,60
Torre de enfriamiento	29,69	260.084,4	1,17	10.216,12

Tabla 5.35: Costos de energía para un proyecto *on-grid* (Demetrio *et al.*, 2021)

Insumo	2020	2025	2030	Comentario
Potencia del electrolizador (MW)	40	40	40	aumento por mejoras en operación y creciente mercado 64,7% de la red (MWh)
Factor de planta del electrolizador	85%	85%	85%	
Consumo energético anual (MWh)	297.840	297.840	297.840	
Precio electricidad de la red (USD/MWh)	96	70	67	Calculado en base de los datos tarifarias abajo
Valor libre (USD/MWh)	72	47	44	Valor libre: "2020": 80% del promedio de contratos libres 2018. "2025" y "2030" en base del promedio del Bloque 1-A de la licitación 2017,
Peaje 5% (USD/MWh)	4	2	2	aplicando un TACC de -1,5% (50% del TACC del LCOE FV 2024-2030).
Valor de potencia (USD/MW/año)	3.936.000	3.936.000	3.936.000	
35,3% de ERNC en-sitio (MWh)	105.120	105.120	105.120	LCOE FV, Fuente: Ministerio de Energía
Costo electricidad FV en-sitio (USD/MWh)	30	24	21	
Costo de electricidad anual electrolizador (USD)	21.617.200	21.617.200	21.617.200	Basado en promedio de los insumos de los estudios considerados
Eficiencia proceso electrólisis	67%	71%	76%	
Producción de hidrógeno (MWh)	198.542	211.466	225.232	Calculado con LHV
Costo energía proceso electrólisis (USD/kWh H2)	0,11	0,08	0,07	
Costo de energía proceso electrólisis (USD/kg H2)	3,63	2,53	2,23	
Costo de energía (USD/kWhel)	0,07	0,05	0,05	

5.12.4 Costos asociados a la instalación, operación y mantención

Sobre los costos asociados a instalación, operación y mantención se utilizó la herramienta elaborada por GIZ (ver subcapítulo 5.12.7), donde se entregan costos operativos por defecto. Cabe señalar que la torre de enfriamiento no es considerada en la herramienta, sin embargo, se señala el costo cotizado en *Alibaba*.

Algunas de las consideraciones para la estimación de costos son:

- Ingeniería y obras civiles: 50% sobre el CAPEX
- Sistema de purificación de hidrógeno es considerado en el electrolizador
- Se toma un factor de planta equivalente a 85%
- Se contempla el costo asociado a ósmosis inversa

En la tabla 5.36 se presentan los costos equivalentes a la instalación, operación y mantención de la planta de hidrógeno.

Tabla 5.36: Costos equivalentes a instalación, operación y mantención de los equipos

ÍTEM	CAPEX (USD)	OPEX (USD)
Electrolizador	15.364.800	13.828.320
Sistema de compresión (incluyendo intercambiadores de calor) + torre de enfriamiento	690.712	567.993,7
Sistema de almacenamiento	51.681.105	42.378.506,1
Ingeniería y obras civiles	7.682.400	5.761.800
Total =	67.051.105	62.536.619,8

*Valor dólar (01/11/2022): \$926,76 CLP

5.12.1 LCOE_{H₂}

- LCOE

Levelized Cost of Energy (LCOE) corresponde al costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. De esa forma, se miden los costos totales que la instalación tendrá a lo largo de toda su vida, dividiéndolo por la producción de energía que realizará durante todos los años de operación.

Se calcula con la ecuación 5.23 y se expresa en función de una divisa elegida por unidad de energía USD/MWh y en USD/kg de hidrógeno producido.

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 5.23: Cálculo para LCOE

Donde:

t: variable que recorre el tiempo desde la formulación del proyecto cuando t=1, hasta que llega al fin de su vida útil cuando t=n

I_t : representa los gastos de inversión durante la vida del proyecto

M_t : representa los gastos de operación y mantenimiento durante la vida del proyecto

F_t : representa los gastos en combustible durante la vida del proyecto (al ser un proyecto que contempla energía renovable, no se considera)

E_t : representa la producción de energía durante la vida útil del proyecto

r: corresponde a la tasa de descuento, la que sirve para ajustar los valores futuros al presente

Para el caso del hidrógeno, se denomina $LCOE_{H_2}$ y para su cálculo se utiliza la ecuación 5.24 (Vásquez *et al.*, 2019)

$$LCOE_{H_2} = P_{inst} * I * \frac{FRC + M(f_p)}{h * f_p * Q_{H_2}} + Q_{H_2O} * P_{H_2O} + Q_e * P_e - Q_{O_2} * P_{O_2}$$

Ecuación 5.24: Cálculo para $LCOE_{H_2}$

Donde:

P_{inst} : Potencia instalada del electrolizador (MW)

I: Inversión según la capacidad instalada (USD/MW)

FRC: Factor de recuperación de capital en función de la tasa de descuento

f_p : Factor de planta

$M(f_p)$: Función de costos de mantenimiento como porcentaje de la inversión, dependiente del factor de planta

h: Horas en un año

Q_{H_2} : Capacidad de producción de hidrógeno (kg/h)

Q_{H_2O} : Cantidad de agua consumida (m^3/kg de hidrógeno)

P_{H_2O} : Precio del agua (USD/ m^3)

Q_e : Cantidad de electricidad consumida (kWh/kg hidrógeno)

P_e : Precio de la electricidad (USD/kWh)

QO₂: Venta de oxígeno tomando en cuenta la cantidad producida (kgO₂/kg de hidrógeno) (término opcional)

PO₂: Precio de venta del oxígeno (USD/kgO₂) (término opcional)

Otra forma de estimar el costo nivelado del hidrógeno es a través de la ecuación 5.25:

$$LCOH \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right) = \frac{CAPEX + OPEX \text{ actualizado por año}}{\text{kg de hidrógeno actualizados por año}}$$

Ecuación 5.25: Cálculo para costo nivelado del hidrógeno

Tabla 5.37: Parámetros a utilizar en ecuación 5.23

INDICADOR	DESCRIPCIÓN	VALOR
P _{inst}	Potencia instalada del electrolizador [MW]	14
I	Inversión según capacidad instalada (USD/MW)	900.000
FRC	Factor de recuperación de capital en función de la tasa de descuento	0,18
f _p	Factor de planta	85%
M(f _p)	Función de costos de mantenimiento como porcentaje de la inversión, dependiente del factor de planta	5,0%
h	Horas en un año	8.760
QH ₂	Capacidad de producción de hidrógeno (kg/h)	279,05
QH ₂ O	Cantidad de agua consumida (m ³ /kg H ₂)	3,492
PH ₂ O	Precio del agua (USD/m ³)	1,0
Q _e	Cantidad de electricidad consumida (kWh/kg H ₂)	17.072
P _e	Precio de la electricidad (USD/kWh)	0,04

Con los datos obtenidos y aplicando la ecuación 5.23 se obtiene un LCOEH₂ igual a 5,57 USD/kgH₂. Al utilizar la ecuación 5.24 se obtiene un LCOH igual a 6,21 USD/kgH₂.

5.12.2 Herramienta hidrógeno verde

GIZ en septiembre de 2022 diseñó una herramienta que corresponde a un modelo de evaluación económica de proyectos de producción de hidrógeno verde (HV), la cual permite dimensionar y evaluar tres tipos de proyectos:

1. Uso del hidrógeno verde para buses de larga autonomía
2. Producción de electricidad mediante celdas de combustible
3. Producción de hidrógeno verde (no asociado a una aplicación final específica)

La herramienta solicita parámetros técnicos y económicos a partir de los cuales entrega resultados en forma gráfica o en tablas (en el anexo 17 se encuentra la estructura de la herramienta).

Se estimó la producción de hidrógeno para una planta cuya vida útil fuese de 20 años (con cambio de stack a los 10 años). El consumo de hidrógeno es *in-situ* con un período de almacenamiento de siete días.

Respecto del período de evaluación, el mes de inicio es enero del año 2024, operando en el año 2025 y finalizando el año 2045. La vida útil se consideró para términos del período de recuperación de la inversión, ya que la vida útil estimada es indefinida.

Evaluación de alternativas para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina I, a partir de tecnología utilizada para la generación de hidrógeno verde.

RESULTADOS

En la tabla 5.38 se puede observar la producción de hidrógeno mensual, considerando el factor de planta; en la tabla 5.39 se encuentra el consumo eléctrico diario y mensual.

Tabla 5.38: Producción de H₂

A. Producción H ₂												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
días / mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
0	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
1	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
3	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
4	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
5	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
6	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
7	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
8	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
9	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
10	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
11	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
12	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
13	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
14	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
15	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
16	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
17	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
18	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
19	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
20	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
21	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
22	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
23	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2	237,2
Producción H2 diaria (kg)	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693	5.693
Demanda H2 (kg)	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697	6.697
Producción H2 mensual (kg)	176.471	159.393	176.471	170.779	176.471	170.779	176.471	176.471	170.779	176.471	170.779	176.471
Horas de uso electrolizador (h)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Deficit Producción (kg)	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
Mes Crítico (kg)	1.005											
Capacidad ERNC (MW)	2											

Evaluación de alternativas para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina I, a partir de tecnología utilizada para la generación de hidrógeno verde.

RESULTADOS

Tabla 5.39: Consumo energético

B. Consumo Eléctrico												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
días / mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
0	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
1	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
2	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
3	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
4	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
5	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
6	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
7	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
8	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
9	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
10	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
11	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
12	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
13	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
14	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
15	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
16	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
17	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
18	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
19	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
20	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
21	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
22	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
23	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718	14718
Consumo Electricidad diaria (kWh)	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236	353.236
Consumo Electricidad mensual (kWh)	10.950.322	9.890.613	10.950.322	10.597.085	10.950.322	10.597.085	10.950.322	10.950.322	10.597.085	10.950.322	10.597.085	10.950.322

Tal como se ha mencionado, el proyecto es conectado a la red 24 horas (*on-grid*), por lo tanto, los consumos e inyecciones eléctricas se mantienen relativamente constantes.

5.12.3 VAN y TIR

El Valor Actual Neto corresponde a un criterio de inversión que consiste en el registro de cobros y pagos de un proyecto o en la inversión en un flujo de caja para saber cuánto se podría ganar o perder con la inversión, además, de saber en cuántos años se puede recuperar. Es utilizado para la valoración de diferentes opciones de inversión, para su cálculo se debe tener en cuenta la vida útil considerada para el proyecto y el valor de flujo de caja para cada año de existencia del proyecto (Arandeda, 2022).

El TIR (Tasa Interna de Retorno), es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión. Se relaciona con el VAN, puesto que, se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

El criterio de selección de proyectos según el valor resultante del TIR es:

- Si $TIR > k$ la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión, por lo tanto, se acepta el proyecto de inversión.
- Si $TIR = k$ el VAN es igual a 0, lo que no es ni favorable ni desfavorable, por ende, se deben buscar otros indicadores.
- Si $TIR < k$ el proyecto se debe rechazar, puesto que no es favorable.

El criterio de selección de proyectos según el valor resultante del VAN es:

- $VAN > 0$ indica que el proyecto se puede aceptar, porque la inversión puede producir ganancias
- $VAN = 0$ La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas, por lo tanto, la decisión se basa en otros criterios
- $VAN < 0$ El proyecto se debe rechazar, puesto que produciría pérdidas

Una de las dificultades del programa es que, para el cálculo de VAN, consideran el valor de la planta de ERNC, es decir, pese a que toma en cuenta una conexión *on-grid*, para las estimaciones económicas contempla el valor asociado a la planta de ERNC, que, para términos de este proyecto no se considera.

En la tabla 5.40 se pueden observar los resultados para $LCOH_2$, VAN y TIR. Sobre los resultados, el valor del $VAN > 0$ y $TIR > k$, por lo tanto, el proyecto es favorable. En el anexo 18 se encuentran los parámetros

y resultados de la herramienta de hidrógeno verde. En el anexo 19 se encuentran los resultados del flujo de caja.

Tabla 5.40: Resultados LCOH, VAN y TIR

Déficit de producción en mes crítico (kg)	
Modelo de Electrolizador (por defecto)	A-3880
Tipo de Electrolizador	Alcalino
Potencia Nominal	14 MW
Factor de Carga	0,85
VAN (4,29%)	35.638.399
TIR (4,29%)	9,8%
Payback (4,29%)	11,2
LCOH (5.56%)	6,2

En la figura 5.25 se presenta el gráfico obtenido para CAPEX del proyecto:

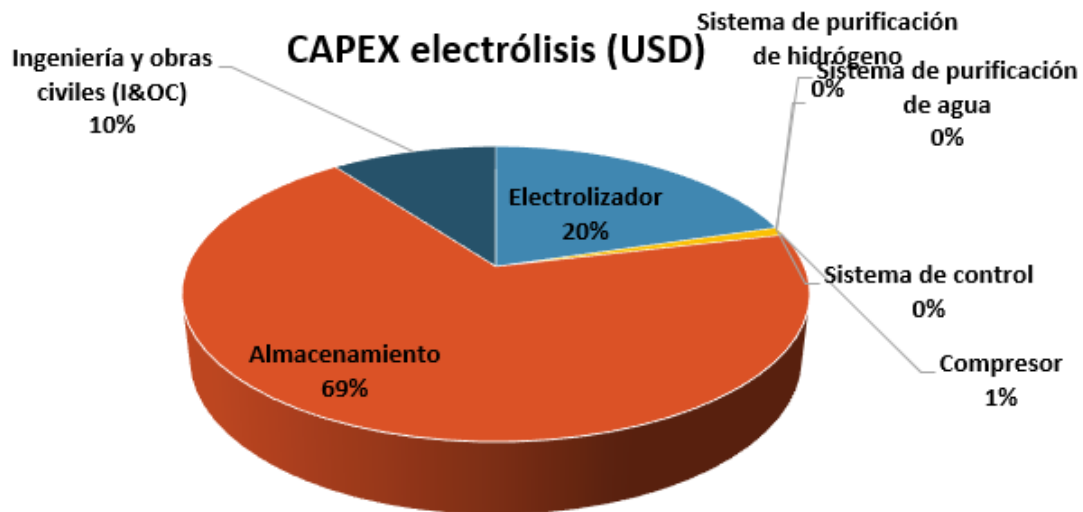


Figura 5.25: CAPEX obtenido para el proyecto

5.13 LEGISLACIÓN APLICABLE A LA GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE

5.13.1 Normativas y estándares considerados

Se ha identificado el potencial que tiene el hidrógeno verde para lograr la descarbonización completa de la matriz energética, considerando beneficios en cuanto a costos y disminución de emisiones. Sin embargo, un problema que dificulta el desarrollo es la falta de regulación de seguridad en todas las etapas de su cadena de valor, adecuada a los nuevos usos del hidrógeno energético.

La regulación nacional incluye al hidrógeno en forma genérica, siendo regulado por los reglamentos de sustancias peligrosas (gases inflamables), que aplican al transporte por vías públicas, su almacenamiento y a los lugares de trabajo. Pese a que existen entidades como el Ministerio de Salud (que reglamenta el almacenamiento de sustancias peligrosas y las condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo), el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (que reglamenta el transporte por carretera de sustancias peligrosas y la manipulación de ellas en recintos portuarios), y el Ministerio del Trabajo y Previsión Social (que cuenta con un reglamento sobre prevención de riesgos profesionales que toca tangencialmente al hidrógeno en cuanto obliga al empleador a tener un reglamento interno de seguridad e higiene en el lugar de trabajo), la regulación nacional es insuficiente para aplicaciones energéticas, puesto que el uso del hidrógeno requiere de reglamentos específicos y detallados que cubran situaciones no consideradas por los de sustancias peligrosas (GIZ, 2021).

Una solución recomendada para resolver la falta de regulación de seguridad es a través de un plan regulatorio del hidrógeno (ver Anexo 3) elaborado por GIZ junto al Centro de Energía UC. El plan regulatorio se compone principalmente por reglamentos donde señalan que la regulación sea en función de estándares y normativas internacionales.

Además, el Ministerio de Energía en el año 2021 publicó la *“Guía de apoyo para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno”*, donde se señala el marco regulatorio a tener en consideración para la elaboración de proyectos que involucren la producción, acondicionamiento, transporte,

distribución, almacenamiento o consumo de hidrógeno como combustible. En cuanto al marco regulatorio, se recomiendan normas internacionales agrupadas según su cadena de valor (ver Anexo 2)

5.13.2 Origen del hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde debe garantizar una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, razón por la cual, al definir los umbrales de emisión, se deben considerar las emisiones de GEI del ciclo de vida de la cadena de generación de hidrógeno (incluyendo la producción, extracción de los insumos y el transporte) (GIZ, 2020).

En la tabla 5.41 se puede apreciar el límite de emisión de dióxido de carbono equivalente para certificar el origen del hidrógeno verde.

La norma TÜV SÜD CMS 70 (versión 01/2020) identifica dos alternativas de producción de electricidad para su uso en la generación de hidrógeno verde a partir de electrólisis (GIZ, 2020):

1. Generación renovable verificable en el lugar sin conexión a la red
2. Generación renovable verificable a partir de la red. Debe cumplir con una de las tres alternativas: ser cubierto al menos en un 30% por centrales nuevas (no más de tres años al momento de la primera certificación, perdiendo su calificación a los 10 años), cumplir con requisitos específicos respecto a su mix energético de abastecimiento o pagar un valor fijo por kWh a un fondo de apoyo con el que se respalden proyectos que sirven para ampliar y/o integrar las energías renovables

Tabla 5.41: Límite de emisión de dióxido de carbono equivalente para certificar origen de hidrógeno a partir de electrólisis (a partir de GIZ, 2020)

Operación	Producción de H ₂ (gCO ₂ eq/MJ)
Producción	9,0 (-90%)
Producción y transporte	22,4 (-75%)

El hidrógeno verde producido debe cumplir con el requisito de calidad (<99,9% de pureza). Respecto del umbral máximo de emisiones de dióxido de carbono equivalentes, el plan CertifHy de la UE

establece como criterio para el hidrógeno a partir de electrólisis, una reducción de al menos un 60% de gases de efecto invernadero en comparación con la producción de hidrógeno a partir de gas natural (91 gCO_{2eq}/MJ), es decir, las emisiones máximas permitidas para el hidrógeno verde se definen en 36,4 GCO_{2eq}/MJ.

5.13.3 Tipologías

Según los requerimientos del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (D.S 40), se pueden identificar las siguientes consideraciones genéricas susceptibles de ingreso al SEIA (GIZ, 2020):

- Si el proyecto consiste en la modificación de un proyecto ya existente (D.S 40, Artículo 2, letra g)
- Proyectos de desarrollo urbano en zonas no comprendidas en alguno de los planes evaluados estratégicamente de conformidad a lo establecido en la Ley 19.300, particularmente los IPT (D.S 40, Artículo 3, letra g); se entiende por proyectos de desarrollo urbano los que se encuentran señalados en las especificaciones de la letra g.1
- Proyectos industriales cuya superficie es mayor a 20 hectáreas que se instalen en zonas saturadas o latentes (D.S 40, Artículo 3, letra h.2)
- Si el proyecto se ubica en un área del al menos diez mil metros cuadrados que contenga contaminantes y que requiera de recuperación/reparación de dicha área (D.S 40, Artículo 3, letra o.2)
- Si el proyecto se instala en parques nacionales, reservas nacionales, monumentos naturales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualesquiera otras áreas colocadas bajo protección oficial (D.S 40, Artículo 3, letra p).

5.13.4 Análisis de ingreso al SEIA

(A) Producción de hidrógeno verde

Para la producción de hidrógeno verde se deben considerar algunos puntos de la legislación ambiental aplicable que podrían derivar en que un proyecto deba ingresar al SEIA:

- Si el proyecto considera la producción, disposición o reutilización de sustancias inflamables (hidrógeno, clase 2, división 2.1 NCh 382) en una cantidad de al menos 80.000 kg/día, durante un semestre o más y con una periodicidad mensual o mayor, es susceptible de causar impacto ambiental (D.S 40, artículo 3, letra ñ.3)
- Si el proyecto considera una capacidad de almacenamiento de sustancias inflamables de al menos 80.000 kg, es susceptible de causar impacto ambiental (D.S 40, artículo 3, letra ñ.3).
- Considerando que por cada tonelada de hidrógeno se producen 8 toneladas de oxígeno, si el proyecto considera la producción, disposición o reutilización de sustancias reactivas (oxígeno, clase 5 NCh382, en caso de que el oxígeno sea un producto reutilizado) en una cantidad igual o superior a 120.000 kg/día, durante un semestre o más, entonces el proyecto es susceptible de causar impacto ambiental (D.S 40, artículo 3, letra ñ.4).
- Si el proyecto considera una capacidad de almacenamiento de sustancias reactivas en una cantidad igual o superior a 120.000 kg, es susceptible de causar impacto ambiental (D.S 40, artículo 3, letra ñ.4).
- Si el proyecto considera el oxígeno como un residuo, la disposición o reutilización de residuos clasificados como corrosivos o reactivos debido a que se encuentran en alguna de las hipótesis de los artículos 16 o 17 del D.S 148 de 2003 (MINSAL), o aquel que lo reemplace, entonces el proyecto es susceptible de causar impacto ambiental (D.S 40, artículo 3, letra o.9). Se establece un límite de 1.000 kg/día
- Si la instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA, es susceptible de causar impacto ambiental. Instalaciones emplazadas en loteos o uso de suelo industrial, definido mediante el IPT aprobado ambientalmente conforme a la Ley, deben ingresar al SEIA si tienen una superficie igual o mayor a 20 hectáreas (D.S 40, artículo 3, letra k.1).
- Si el proyecto considera sistema de generación, línea de conexión y subestaciones eléctricas, estas deben ser evaluadas como tipologías secundarias.

En el anexo 6 se encuentra el listado de permisos ambientales y sectoriales pertinentes, además del listado con los riesgos asociados a la generación de hidrógeno verde.

(B) Almacenamiento de hidrógeno (gas comprimido)

El hidrógeno a diferencia de las sustancias que son peligrosas para la salud, tiene un potencial de peligro debido a su inflamabilidad, bajo ese contexto, el riesgo no se determina por la producción, sino por la cantidad que se tenga almacenada (GIZ, 2021).

Respecto de las consideraciones de la legislación ambiental aplicable que podrían derivar en que el proyecto deba ingresar al SEIA, son las siguientes:

- Si el proyecto considera una capacidad de almacenamiento de sustancias inflamables (hidrógeno clase 2, división 2.1 NCh382) de al menos 80.000 kg, es susceptible de causar impacto ambiental (D.S 40, artículo 3, letra ñ.3).
- Si la instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA, es susceptible de causar impacto ambiental. Instalaciones emplazadas en loteos o uso de suelo industrial, definido mediante el IPT aprobado ambientalmente conforme a la Ley, deben ingresar al SEIA si tienen una superficie igual o mayor a 20 hectáreas (D.S 40, artículo 3, letra k.1).
- Si el proyecto considera sistema de generación, línea de conexión y subestaciones eléctricas, deben ser evaluadas como tipologías secundarias.

En el anexo 6 se encuentra el listado de permisos ambientales sectoriales referentes al almacenamiento de hidrógeno verde, además del listado con los riesgos asociados al almacenamiento.

6. DISCUSIÓN

Si bien se entiende que un proceso de reconversión y especialmente la sustitución de energías provenientes de combustibles fósiles por otra de carácter renovable debiera ser considerado de forma positiva por la comunidad, no lo exige de dar cumplimiento a la normativa ambiental y sectorial. Por ello, en las primeras etapas debe considerarse como esta reconversión da cumplimiento a las herramientas de gestión territorial. En general, la producción de hidrógeno verde es calificado como una actividad productiva y no como una actividad de generación de energía, por lo tanto, pese a que el uso de suelo para la generación de energía se encuentra prohibido en el predio donde se encuentra la Central Termoeléctrica Bocamina (primera unidad), la producción de hidrógeno verde no está tipificada como generación energética, lo que implica que se encuentre permitida la reconversión de la CT a una planta de hidrógeno verde. Respecto del proceso de cierre y/o abandono establecido en la RCA N°206/2007 y N°128/2015, se encuentra la modernización de la CT (aplicable para ambas unidades), por ende, la normativa permite la reconversión de la Central Termoeléctrica a un proyecto de hidrógeno verde. Uno de los factores importantes para la reconversión es el uso de un sitio ya intervenido, hacer uso de los espacios de la CT y utilizar la infraestructura que se encuentra disponible y que coincide con lo necesario para establecer una planta de hidrógeno verde, corresponde a una ventaja en comparación con intervenir otro sitio.

Respecto de la identificación de tecnologías para la producción de hidrógeno verde, el electrolizador *Nel Hydrogen A-3880*, equivalente a un electrolizador AEL, corresponde a uno de los más tecnológicos, con una eficiencia de 80%, necesitando 14 MW- 4,4 kWh/Nm³ para operar y cuya producción diaria es igual a 279,05 kgH₂/h (sin tomar en cuenta el factor de planta). Para hacer un uso eficiente del electrolizador, fue considerado tomar las producciones máximas de hidrógeno, aunque, la primera alternativa para hacer uso del agua de rechazo del electrolizador fue utilizarlo para los intercambiadores de calor en el ciclo de compresión, lo que no fue posible, puesto que el flujo necesario para los intercambiadores (un total de cuatro intercambiadores) sobrepasaba la cantidad de agua de rechazo obtenida del electrolizador. A raíz de lo anterior es que se determinó dirigir el agua de rechazo hacia el primer intercambiador de calor (previo a la planta de electrólisis), el intercambiador lleva la temperatura desde 20°C hasta 80°C que es la temperatura necesaria para la operación del electrolizador. El agua de rechazo sale a una temperatura de 5°C y es llevado nuevamente a 80°C para

ser reutilizado en el electrolizador. Cabe mencionar que para proyectos de producción de hidrógeno verde, determinar el tipo de electrolizador depende principalmente de las condiciones que se requiere de la planta, sea de gran o menor magnitud, la producción nominal que se busca obtener y el caudal de agua disponible. Si bien los rangos de precio varían según tecnología, se espera que durante los próximos años los costos asociados disminuyan, puesto que se trata de tecnologías que van madurando y desarrollando cada vez más.

El ciclo termodinámico es un factor clave para el almacenamiento de hidrógeno, determinar qué proceso utilizar dependerá principalmente de la capacidad de la planta de hidrógeno, a mayor producción de hidrógeno y plantas de mayor magnitud, el ciclo de licuefacción es adecuado, en tanto que, para plantas de menor magnitud y menor producción de hidrógeno, el ciclo de compresión es más conveniente. Esto se debe porque el consumo energético del proceso de licuefacción es mucho mayor, alcanzando un consumo equivalente a 13 kWh/kgH₂, mientras que el consumo energético para el ciclo de compresión es aproximadamente de 2,6 kWh/kgH₂ (cuando se trata de almacenamiento a 500 bar) y de 3,5 kWh/kgH₂ (almacenamiento a 900 bar), en términos porcentuales, la energía primaria consumida en el proceso de licuefacción es de aproximadamente un 78%, en cambio para el proceso de compresión es de 15%-21%. Además, se debe considerar que la licuefacción del hidrógeno es aplicada cuando se trata de un transporte intercontinental, que para términos de este informe no se aborda ni transporte ni distribución de hidrógeno, razón por la cual, el ciclo termodinámico escogido corresponde al proceso de compresión. Si bien, el proveedor de electrolizador entrega el proceso de compresión y almacenamiento de hidrógeno, una de las mayores dificultades es la falta de información al respecto, puesto que se entregan las especificaciones técnicas del electrolizador según modelo escogido, sin embargo, no proporcionan información respecto de las especificaciones de los compresores y estanques de almacenamiento. Tomando en consideración lo anterior, es que se buscaron compresores e intercambiadores de calor que cumplieran con las condiciones iniciales y finales que se requerían para almacenar el hidrógeno, por lo que de llevar a cabo el proyecto podría existir una modificación en cuanto a la cantidad de etapas de compresión o condiciones del proceso. A raíz de la poca información que se obtiene de los fabricantes en cuanto al ciclo termodinámico y almacenamiento, es que se establecen los cálculos del sistema de compresión utilizando una transformación politrópica, donde la presión y el volumen específico del gas se relacionan. Los cálculos estimados se llevaron a cabo a partir de fórmulas obtenidas por bibliografía, además, se pudo obtener

el Software EES “Engineering Equation Solver”, programa que permite resolver ecuaciones algebraicas y operaciones termodinámicas. Con la utilización del software se pudieron corroborar los valores obtenidos para la presión y temperatura a la entrada y salida de cada compresor, además del caudal a la salida de cada intercambiador de calor, fue de gran ayuda, ya que permitió aplicar competencias como futura profesional.

En cuanto al almacenamiento, a partir de las condiciones determinadas, se escogieron estanques que cumplieran con la producción semanal requerida y que fueran de tipo III. Para los cálculos también se utilizó el software EES, aplicando fórmulas para volumen, radio y área, al igual que para el ciclo termodinámico de compresión, el proveedor entrega el sistema de almacenamiento, sin embargo, a causa de la poca información entregada es que se obtuvieron los cálculos a partir de condiciones de salida dadas. Los costos asociados al almacenamiento varían según el tipo de estanque y es un costo que eleva en gran proporción el CAPEX, de la herramienta de hidrógeno verde se obtuvo que el almacenamiento para el caso de este proyecto corresponde al 69% de la inversión, lo que se explica a través de la cantidad de unidades (9 unidades) y a través del almacenamiento que es semanal. Si se considerarán otras opciones de almacenamiento, por ejemplo, por ductos (en el caso de Bocamina cuenta con ductos que se dirigen hacia el puerto), el costo asociado al almacenamiento podría disminuir, además de disminuir el espacio utilizado (el área ocupada por las unidades equivale a 1.373,9 m²), aunque considerar otro tipo de almacenamiento conlleva también evaluar los impactos ambientales asociados. Otra opción para disminuir los costos de almacenamiento es el período de tiempo, si el hidrógeno se almacena por menos días que una semana, se necesitarían menos unidades de almacenamiento, sin embargo, al considerar menos días para almacenar también se debe tomar en cuenta si el hidrógeno será transportado, lo que para términos de este informe no es abordado.

En lo que respecta a la estimación de impactos ambientales asociados a la construcción y operación de la planta, fueron categorizados como negativos compatibles y moderados e impactos positivos categorizados como medianos. Los impactos negativos de carácter reversible corresponden a los asociados a la etapa de construcción a causa de las emisiones de material particulado, cabe señalar que estos impactos son a nivel local, por lo que no existe una afectación mayor en la zona. Los impactos de carácter irreversible son a causa de la captación de agua de pozo o de mar, para la captación de agua

de pozo, la principal consecuencia es la disminución del caudal, que se relaciona directamente con la escasez hídrica. Pese a que el agua utilizada en la planta de hidrógeno no supera el máximo permitido por Bocamina ($15 \text{ m}^3/\text{h}$), se considera que el flujo de agua al ser utilizado desde los derechos con los que cuenta Enel, no retornaría, por lo que sería una desventaja para lo que se espera del proyecto. En tanto la captación de agua de mar, la principal alteración es en el ecosistema marino, donde se encuentra fitoplancton, zooplancton y moluscos, además de la posible alteración en la salinidad a causa de la descarga de agua. Para seleccionar el abastecimiento de agua para la operación de la planta, se trabajó con los diferenciales entre las evaluaciones ambientales, determinando que el abastecimiento mediante agua de mar es la opción conveniente, una de las razones para la selección se debe a hacer uso de la infraestructura con la que cuenta la central, desmantelar la infraestructura y remover la tubería por la cual se obtiene el agua de mar conllevaría otros impactos ambientales que afectarían directamente el ecosistema marino. Otro de los motivos para seleccionar el abastecimiento mediante mar es por lo mencionado anteriormente, el proyecto considera la disminución de sus impactos ambientales y el cumplimiento del Plan de Descarbonización, por ende, extraer agua de pozo considerando la situación de escasez hídrica, no es viable. Cabe señalar que la empresa realiza un plan de seguimiento ambiental de los elementos impactados por la central, el tiempo de duración es hasta el término de vida útil del proyecto, por lo tanto, el plan de seguimiento seguiría en marcha al establecer la reconversión. Además, un factor relevante es el agua de rechazo obtenida desde el electrolizador, el cual corresponde a $0,2976 \text{ m}^3/\text{h}$ y que es devuelto al intercambiador de calor que se encuentra antes del electrolizador, el agua de rechazo proveniente de los intercambiadores de calor en el ciclo termodinámico de compresión, pasa por una torre de enfriamiento cuyas pérdidas por evaporación son del 10%, donde el agua resultante de la torre de enfriamiento es dirigida nuevamente al estanque de agua desmineralizada, por ende, se buscó una forma de recirculación de agua para no obtener pérdidas por rechazo que fuesen descargadas hacia el mar y también para que el sistema completo en términos de disminución de impactos ambientales y uso del recurso hídrico fuese más eficaz.

En lo que respecta al análisis económico, la estimación realizada con la ecuación 5.23 se obtuvo un LCOH_2 igual a $5,57 \text{ USD}/\text{kgH}_2$, mientras que con la ecuación 5.24 se obtuvo un LCOH_2 equivalente a $6,21 \text{ USD}/\text{kgH}_2$, mismo valor obtenido al utilizar la herramienta de hidrógeno verde elaborada por GIZ. Los valores más incidentes corresponden al costo de electricidad, factor de planta e inversión. El proyecto

al ser *on-grid*, no contempla la inversión de una planta fotovoltaica o de aerogeneradores, sin embargo, al estar conectado a la red eléctrica 24 horas, el costo de electricidad es mayor y el factor de planta también. Esto es una desventaja para hacer competitivo el LCOH₂, puesto que se busca el menor valor asociado para venta, sin embargo, al estimar el proyecto sólo con la venta de hidrógeno, el LCOH₂ obtenido coincide con la bibliografía revisada. Vásquez, 2019 obtiene un LCOH₂ (para una inversión de bajo costo con mix renovable y factor de planta de 90%) de 4,46-4,60 USD/kgH₂, para un costo de inversión medio igual a 5,0-5,27 USD/kgH₂ y para un costo alto de inversión 5,50-5,77 USD/kgH₂. Según la información obtenida por GIZ, ARIEMA, Energía y medioambiente S.I y TCI Gecomp SpA, el costo nivelado de hidrógeno para el estudio que realizaron, es de 8,01 USD/kgH₂. Dado que los resultados de los indicadores económicos obtenidos son a partir de revisión bibliográfica y a partir del uso de la herramienta de hidrógeno verde (cuya fecha de publicación es octubre de 2022), el escenario podría cambiar si el proyecto se ejecutará. Esto se debe a varios factores, uno de ellos es que el proveedor escogido para el electrolizador contempla el sistema de compresión y almacenamiento, por consiguiente, los costos de inversión asociados podrían variar. Además, en cuanto a las tasas de interés, los costos de mantención, operación e ingeniería, se consideraron por defecto ya que fueron entregados por la herramienta de hidrógeno verde, la cual se basa principalmente en los estudios realizados por GIZ.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde establece que, para la zona sur del país, el costo nivelado del hidrógeno al año 2025 sería aproximadamente de 1,7 USD/kgH₂ (ver anexo 22), sin embargo, el problema del estudio radica en que no se conocen las condiciones del análisis y tampoco de los supuestos, por lo tanto, no se puede realizar una comparación.

Hay factores que influyen en el costo nivelado del hidrógeno, como lo es el CAPEX del electrolizador, que para términos de este informe se consideró un CAPEX de electrolizador alto (900 USD/kWh), puesto que la tecnología del electrolizador es alta. Si se tomarán costos inferiores de electrolizador, disminuiría considerablemente el CAPEX y por lo tanto el costo nivelado de hidrógeno. De tener mayor acceso a la información y a las cotizaciones de cada proveedor, se podría establecer un costo de inversión diferente e incluso se podrían comparar entre sí, en cambio, el acceso a información de este tipo es escasa, lo que complica establecer un costo nivelado de hidrógeno certero. Es por esa razón que para términos del informe se buscó establecer un costo nivelado de hidrógeno que se encontrará dentro del rango de magnitud de estudios elaborados en Chile y en el extranjero, de esa manera, se puede estimar aproximadamente la viabilidad de un proyecto de este tipo.

En términos de VAN y TIR, el cálculo se obtuvo mediante la herramienta de hidrógeno verde, que mencionado anteriormente, por defecto entrega tasas de interés, costos de electricidad, costos de agua, costos de inversión, etc. Se consideró el cálculo sin financiamiento y con un tiempo de retorno de 10 años. Al considerar 5 años, el proyecto se consideraba desfavorable porque la producción de hidrógeno no es para una planta de gran magnitud, sin embargo, el costo asociado a la inversión es alto. El resultado para VAN y TIR indica que el proyecto es favorable para una vida útil de 20 años, con recambio de stack a los 10 años y considerando sólo la venta de hidrógeno. Aquel escenario también podría ser diferente, puesto que la vida útil establecida se definió para la utilización de la herramienta de hidrógeno verde, para términos del informe no se establece un período de vida útil, ni de abandono o desmantelamiento, ya que el objetivo es poder reconvertir la primera unidad de la central en una planta que no genere emisiones, que contribuya a la crisis climática y que pueda potenciar el desarrollo social y económico del país, beneficiando a la población y al medio ambiente.

Finalmente, sobre la normativa aplicable, el hidrógeno en Chile está clasificado como una sustancia peligrosa y según la NCh382.Of98:2003, pertenece a la clase 2.1 (gases inflamables). Esto quiere decir que la reglamentación que regula su uso es aquella que trata el almacenamiento y transporte de sustancias peligrosas y que rigen la higiene y seguridad en los lugares de trabajo. El uso de sustancias peligrosas se encuentra permitido en zonas industriales, por lo que, el ingreso al SEIA dependerá principalmente de las modificaciones establecidas para el proyecto, si existen modificaciones, el proyecto deberá ingresar según art. 2 letra g del D.S 40. En cambio, si se considera un proyecto nuevo y que corresponda a alguna tipología del art. 10 de la Ley 19.300 Sobre Bases Generales del Medio ambiente, el proyecto debe ingresar según el art. 3 del D.S 40. Se debe tener en consideración que existen otros literales que deben ser evaluados según el desmantelamiento de algunas instalaciones y construcción de instalaciones para el proyecto de hidrógeno verde, sin embargo, para términos del informe se consideran las tipologías mencionadas, puesto que son las que aplicarían para este caso.

7. CONCLUSIÓN

Con el fin de cumplir con el compromiso del Plan de Descarbonización, el hidrógeno verde se puede convertir en un suministro que contribuya a la disminución de gases de efecto invernadero, potenciando de esa forma el crecimiento económico del país a través de la descarbonización de la matriz energética.

Se estableció que el proceso de cierre de la Central Termoeléctrica Bocamina contempla la modernización de la central, es decir, se puede adaptar a una nueva tecnología más eficiente y limpia. De la revisión de la RCA N° 206/2007 y N°128/2015 se logra identificar que aunque la primera unidad de la central no cuenta con una RCA, el cierre y/o abandono establecido para la segunda unidad considera también la primera unidad, lo que permite establecer la reconversión a una planta de hidrógeno verde. En lo que respecta a la revisión de instrumentos de planificación territorial, el PRMC vigente y el PRCC que rigen el predio de la primera unidad de la central, señala que se admiten edificaciones o instalaciones que generen hidrógeno verde, siempre y cuando sean calificadas como inofensivas o molestas, sin embargo, el uso de suelo para la generación de energía eléctrica se encuentra prohibido, de esto se establece que la planta de hidrógeno sea un proyecto “on-grid”, conectado a la red eléctrica. Para corroborar que la energía que abastece a la planta de hidrógeno proviene de energías renovables, la empresa debe emitir un certificado verde que acredite que el 100% de la energía consumida ha sido inyectada al Sistema Eléctrico Nacional a partir de la generación de energías renovables.

En cuanto al análisis y descripción de tecnología AEL, PEM y SOEC para la electrólisis, a partir de las ventajas y desventajas de cada uno, se determina que la tecnología alcalina (AEL) es la más adecuada para un proyecto “on-grid”, puesto que funciona bien cuando no se presentan intermitencias en el sistema. El equipo seleccionado para la electrólisis de agua cumple con todas las condiciones requeridas para la planta de hidrógeno, es decir, un input de 14 MW, tomando la producción máxima de hidrógeno que es equivalente a 3.880 Nm³/h, la que al considerar la eficiencia del electrolizador se obtiene una producción de 279,05 kgH₂/h.

Respecto de la selección del ciclo termodinámico, la compresión del hidrógeno es favorable para la producción establecida (producción máxima del electrolizador *Nel Hydrogen A-3880*). Para términos del informe, el ciclo de compresión se realizó tomando las especificaciones técnicas de equipos (compresores e intercambiadores de calor), determinando condiciones iniciales y finales de temperatura y presión. A partir de las condiciones dadas (presión de salida del electrolizador a 100 bar; temperatura de salida del último compresor a 350 bar y temperatura de salida del electrolizador a 278,15 K), se resuelven las operaciones para el almacenamiento de hidrógeno verde en 9 unidades de almacenamiento, cuyo volumen es equivalente a 2.626,35 m³. En cuanto a la estimación de impactos ambientales asociados a la construcción y operación del proyecto, se establece que los impactos de carácter negativo son compatibles y moderados, siendo los impactos positivos medianos, lo que se traduce en que los impactos afectarán a la población de manera local a causa de las emisiones atmosféricas por el recorrido de camiones y vehículos en la etapa de construcción y operación. En cuanto al abastecimiento de agua para la planta de hidrógeno, se señala que existe una afectación al ecosistema marino, sin embargo se menciona en la discusión que la central cuenta con un plan de seguimiento y que la opción seleccionada para el abastecimiento es a partir de la minimización de impactos ambientales que puede causar la construcción y ejecución de la planta.

Sobre la evaluación económica, a partir de los diferentes resultados obtenidos del costo nivelado del hidrógeno, se selecciona el valor equivalente a 6,2 USD/kgH₂, el cual, al compararlo con la revisión bibliográfica, se encuentra dentro del rango de magnitud pese a que el costo de la inversión es alto. Asimismo, con la obtención de VAN y TIR, se determina que el proyecto es viable, aunque de ejecutar el proyecto, algunos valores estimados podrían cambiar, ya que hay costos asociados que fueron estimados a partir de la revisión bibliográfica.

De la revisión sobre normativa aplicable, no existe un literal específico para proyectos que generen hidrógeno verde en el catálogo de tipologías de proyectos que deben ingresar al SEIA, por lo que se puede enviar la consulta de pertinencia ambiental y sometimiento voluntario de ingreso según el D.S 40, artículo 164° o según otras características del proyecto podría ingresar o no. A partir de la revisión bibliográfica se establece que el proyecto debería ingresar como una modificación de proyecto existente (D.S 40, artículo 2, letra g).

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

CONCLUSIÓN

Finalmente, la construcción y operación de una planta de hidrógeno verde para reconvertir las actuales instalaciones de la primera unidad de la Central Termoeléctrica Bocamina, cumple con las condiciones para contribuir a la crisis climática y para potenciar el desarrollo económico y social del país, beneficiando principalmente a la población aledaña al predio donde se encuentra la central y al medio ambiente, la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero contribuye al Plan de Descarbonización y a la generación de una matriz energética a partir de fuentes renovables libre de emisiones.

8. REFERENCIAS

- Aguado, Roque, Casteleiro, José, Jove, Esteban, Zayas, Francisco, Quintián, Héctor, Calvo, José. Hidrógeno y su almacenamiento – El futuro de la energía eléctrica. Universidad Da Coruña, España, 2021. 167p.
- Araneda, Rocío. Estudio técnico y económico de una planta de producción de hidrógeno verde para exportación a países industrializados. Memoria para optar al Título de Ingeniera Civil Mecánica. Santiago de Chile, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Mecánica, 2022. 67p.
- Arellano, Carlos. Diseño, fabricación y prueba de un electrolizador solar de baja potencia. Memoria de Titulación para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico. Santiago de Chile, Chile. Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Civil Mecánica, 2019. 163p.
- Artaxo, Paulo, Berntsen, Artaxo, Betts, Richard, Fahey, David, Haywood, James, Lean, Judith, Lowe, David, Myhre, Gunnar, Nganga, John, Prinn, Ronald, Raga, Graciela, Schulz, Michael, Van Dorland, Robert. Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing [en línea]. Chapter 2. EEUU, 2007. <<https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg1-chapter2-1.pdf#table-2-14>> [consulta: 12 de junio de 2022]
- Asociación Chilena del Hidrógeno. Colores del Hidrógeno [en línea]. Chile. <<https://misioncavendish.com/hidrogeno-verde/wp-content/uploads/2021/11/infografia-colores-del-hidrogeno-2.pdf>> [consulta: 01 de abril de 2022]
- Banco Mundial. Consumo de energía eléctrica [en línea]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC> [consulta: 05 de junio de 2022]
- Larequi, Borja. Estudio de Viabilidad – Conversión de una Central de Ciclo Combinado a una de Power-To-Gas. Universidad del País Vasco, España, 2018. 216p.
- Cancino, Renata. Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Tesis de pregrado para optar al título de Ing. Civil mecánica. Santiago de Chile, Chile. Universidad de Chile, 2021. 125p.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). Reporte Mensual Sector Energético Abril 2022. Vol. N°86, Santiago de Chile, Chile, 2022. 27p.
- Compressed Gas Association. G-5.6: Hydrogen Pipelines Systems [en línea] USA, 2013. <https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=G-5.6> [consulta: 08 de septiembre de 2022]
- Comité Solar e Innovación Energética, CORFO e Implementa Sur. Estudio para definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica e implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y exportación de Hidrógeno Verde en Chile [en línea]. Chile, 2020. <https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_para_definir_esquemas_de_financiamiento_para_acelerar_la_adopcion_tecnologica_e_implementacion_de_proyectos_de_genera.pdf> [consulta: 30 de septiembre de 2022]

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

REFERENCIAS

Comité Solar y CORFO. Informe Técnico: Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100% renovable. Santiago de Chile, Chile, 2018. 30p.

Comité Solar e Innovación Energética, CORFO y Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Hidrógeno verde: Estrategia para el mercado de Hidrógeno verde en Chile. Santiago de Chile, Chile, 2019. 15p.

Cubillos Gonzalo y Soza Otman. Informe Legal, Análisis jurídico urbanístico de los Instrumentos de Planificación Territorial vigentes y en proceso de modificación. Chile, 2022. 45p

Demetrio, Sergio, Canessa, Guillermo, Geldres, Jorge, Hernández, Reinaldo, Maldonado, Miguel Ángel, Pino, Fernando, Troncoso, Mario, Vergara, Carlos, Vergara, Gissela, Soto, Eva. Mesa de Trabajo 10 – Hidrógeno Verde, El Combustible del Futuro – Competencias, Procesos de Transformación. Viña del Mar, Chile, 2021. 28p.

Demöro, L., Maia, S., Aminoff, F y Bloomberg Finance L.P. CLIMATESCOPE Energy Transition Factbook. EEUU, 2021. 70p.

DENAIR. Compresor de aire de pistón de alta presión [en línea] https://es.denair.net/high_pressure_air_compressor/high_pressure_piston_air_compressor.html [consulta: 05 de septiembre de 2022]

Endesa Chile. Capítulo 10: Permisos Ambientales Sectoriales. Chile, 2013. 188p.

Enel Chile. Enel Chile compromete meta de reducción de sus emisiones directas de CO₂ en un 64% a 2023 [en línea]. Chile. <<https://www.enel.cl/es/conoce-enel/prensa/press-enel-chile/d202101-reduccion-de-emisiones-directas-de-CO2.html>> [consulta: 01 de junio de 2022]

Enel Generación Chile. Minuta de Análisis Preliminar, Planes Territoriales Aplicables a los Lotes en donde se emplaza el Bloque Potencia de la Central Termoeléctrica Bocamina. Chile, 2022. 19p.

Espinoza, Guillermo. Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental. Santiago de Chile, Chile, 2001. 183p.

European Industrial Gases Association (EIGA). HYDROGEN CYLINDERS AND TRANSPORT VESSELS [en línea] USA, 2003. <https://technokontrol.com/pdf/metal-stress/06-Hydrogen-Cylinders.PDF> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

European Industrial Gases Association (EIGA). SAFETY IN STORAGE HANDLING AND DISTRIBUTION OF LIQUID HYDROGEN [en línea] USA, 2019. <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC006.pdf> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Euopen Industrial Gases Association (EIGA). GASEOUS HYDROGEN STATIONS: IGC Doc 15/06/E [en línea] USA, 2006. https://h2tools.org/sites/default/files/Doc15_06GaseousHydrogenStations.pdf [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Fernández, Pedro. COMPRESORES. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, España, 2011. 127p

Fúnez, Carlos, Reyes-Bozo, Lorenzo. El hidrógeno como vector energético: pieza clave en la descontaminación de la economía chilena. Primera edición, Santiago de Chile, Chile, 2019. Universidad Autónoma de Chile, Centro de Comunicación de las Ciencias. 73p.

Gallardo, Javiera. Evaluación del escenario de producción de hidrógeno verde mediante electrolizador PEM. Proyecto de Grado para optar al Grado Académico de Magíster en Gestión de la Sustentabilidad, Santiago de Chile, Chile. Universidad del Desarrollo, Facultad de Ingeniería, 2022. 56p.

García, Nicolás. Industria del hidrógeno verde: costos de producción [en línea] Santiago de Chile, Chile. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32538/1/BCN_Hidrogeno_ver_de_Costos_de_produccion_Sept21.pdf [consulta: 25 de mayo de 2022]

Generadoras Chile. Generación eléctrica en Chile [en línea]. Chile. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile> [consulta: 25 de mayo de 2022]

GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.I. y TCI Gecomp SpA. Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para las entidades Aguas CAP y Energías de la Patagonia y Aysén SpA. Santiago de Chile, Chile, 2021. 154p.

GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.I. y TCI Gecomp SpA. Estudio de prefactibilidad técnicas y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA. Santiago de Chile, Chile, 2021. 144p.

GIZ y Centro de Energía UC. Proposición estratégica regulatoria del hidrógeno para Chile [en línea]. Santiago de Chile, Chile, 2020. < <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/12/Estrategia-regulacion-nacional-H2.pdf>> [consulta: 10 de julio de 2022]

GIZ y E2BIZ. Manual del usuario: Herramienta para evaluar proyectos de hidrógeno verde [en línea]. Santiago de Chile, Chile, 2022. < https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/10/Manual-del-usuario_Herramienta-proyectos-de-H2V.pdf> [consulta: 15 de octubre de 2022]

GIZ. Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón [en línea]. Santiago de Chile, Chile. < https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/11/GIZ_Descarb_Cierre_Tecnico.pdf#pdfjs.action=download> [consulta: 10 de julio de 2022]

GIZ y Fichtner. Hidrógeno – cadenas de valor y legislación internacional. Santiago de Chile, Chile, 2020. 111p.

GIZ, Ministerio de Energía e Indodú. Estudio de análisis de dos opciones tecnológicas de reconversión de las termoeléctricas y su integración al Sistema Eléctrico Nacional. Santiago de Chile, Chile, 2021. 177p.

IEA. The future of Hydrogen. Japón, 2019. 203p.

International Organization for Standardization. ISO 14687:2019: Hydrogen fuel quality- producto specification [en línea] USA, 2019. <https://www.iso.org/standard/69539.html> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

International Organization for Standardization. ISO 16110-1:2007: Hydrogen generators using fuel processing technologies- Part 1: Safety [en línea] USA. <https://www.iso.org/standard/41045.html> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

International Organization for Standardization. ISO 22734:2019: Hydrogen generators using water electrolysis- Industrial, commercial, and residential applications [en línea] USA, 2019. ><https://www.iso.org/standard/69212.html>> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

REFERENCIAS

International Organization for Standardization. ISO 16111:2018: Transportable gas storage devices- Hydrogen absorbed in reversible metal hydride [en línea] USA, 2018. <https://www.iso.org/standard/67952.html> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Capacity Statistics 2021. Alemania, 2021. 64p.

IPCC. Cambio Climático 2014: Informe de Síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo, I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [en línea]. Ginebra, Suiza. <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf> [consulta: 10 de junio de 2022]

KTH Royal Institute Of Technology, School Of Chemical Science and Engineering. Hydrogen Storage, Distribution and Cleaning, Stockholm, Sweden, 2017. 89p.

Larequi, Borja. Estudio de Viabilidad: Conversión de una Central de Ciclo Combinado a una de Power-To-Gas. Bilbao, 2018. Universidad del País Vasco, Escuela de Ingeniería de Bilbao. 216p.

Maillo, Emilio. Estado del Arte de Sistemas de Compresión de Hidrógeno a Alta Presión. Tesis de pregrado para optar al título de Ingeniería de la Energía. Sevilla, España. Universidad de Sevilla, 2015. 75p.

Ministerio de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y Gobierno de Chile. Guía de apoyo para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno [en línea] Santiago de Chile, Chile, 2021. <https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_proyectos_especiales_hidrogeno_2021.pdf> [consulta: 30 de marzo de 2022]

Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía y Gobierno de Chile. Anuario Estadístico de Energía 2020. [en línea] Santiago de Chile, Chile. <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/AnuarioCNE2020.pdf>> [consulta: 30 de marzo de 2022]

Ministerio del Medio Ambiente. Estrategia Climática de Largo Plazo en Chile, camino a la carbono neutralidad y resiliencia a más tardar al 2050 [en línea]. Chile. <<https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>> [consulta: 05 de junio de 2022]

Ministerio del Medio Ambiente. Informe del Estado del Medio Ambiente, Cambio Climático [en línea]. Capítulo 15. Santiago de Chile, Chile. <<https://sinia.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/04/15-cambio-climatico.pdf>> [consulta: 03 de abril de 2022]

Morante, Ramón, Andreu, Teresa, García, Gotzon, Guilera, Jordi, Tarancón, Albert, Torrel, Marc. Hidrógeno – Vector energético de una economía descarbonizada. España, 2021. 276p.

National Fire Protection Association (NFPA). Hydrogen Technologies Code [en línea] USA, 2020. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=2> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

National Fire Protection Association . NFPA 55: Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code [en línea] USA, 2023. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=55> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

REFERENCIAS

National Fire Protection Association. NFPA 2: Hydrogen Technologies Code [en línea] USA, 2020. <<https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=2>> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Palma, Rodrigo, Jiménez, Guillermo, Alarcón, Ignacio, Comisión Nacional de Energía, Cooperación técnica alemana, Cooperación Intergubernamental Chile-Alemania. Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno. Santiago de Chile, 2009. 124p.

Pacheco, Alberto. Desarrollo de Intercambiador de Calor agua-aire de apoyo a operación nocturna de deshidratadores solares. Proyecto de Título para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Valparaíso, Chile. Universidad Técnica Federico Santa María, 2016. 129p.

Sánchez, Mónica. Desarrollo y validación para la simulación de sistemas de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. Tesis Doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. Madrid, España, 2019. 267p.

Servicio de Evaluación Ambiental. Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad [en línea]. Chile. <https://seia.sea.gob.cl/archivos/2015/04/06/RE_128-2015_BOCAMINA.pdf> [consulta: 09 de junio de 2022]

Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Criterio de evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde [en línea]. Santiago de Chile, Chile. <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/criterio_de_evaluacion_en_el_seia.pdf> [consulta: 13 de julio de 2022]

Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Criterio de evaluación en el SEIA: Introducción a proyectos de hidrógeno verde. Santiago de Chile, Chile, 2022. 14p.

Superintendencia del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Inspección ambiental: Central Termoeléctrica Bocamina. Chile, 2013. 105p.

Tafalla, Andrés. Estudio de un sistema de almacenamiento de gases para una hidrogenera. Trabajo de fin de grado. Zagarosa, España, 2021. Escuela de Ingeniería de Arquitectura. 80p

TCI GECOMP. ESTUDIO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO 100 MW [en línea] Chile. <<https://www.tci-gecomp.com/wp-content/uploads/2020/10/TCI-PPT-100-MW-H2.pdf>> [consulta: 15 de septiembre de 2022]

The American Society of Mechanical Engineers. Hydrogen Piping and Pipelines: ASME Code for Pressure Piping, B31[en línea] USA, 2008. <https://poltar.jlab.org/filedir/Procedures/ASME%20B31.12.pdf> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

The American Society of Mechanical Engineers. Desing Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines [en línea] USA, 2007. <<https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/stp-pt-006-stp-pt-006-design-guidelines-hydrogen-piping-pipelines/2007/drm-enabled-pdf>> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

The American Society of Mechanical Engineers. Boiler, pressure vessel, and pressure piping code [en línea] USA, 2019. <<https://www.csagroup.org/store/product/CSA%20B51:19/>> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

REFERENCIAS

The American Society of Mechanical Engineers. Boiler and Pressure Vessel Code 2021, Complete Set [en línea] USA, 2021. <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/bpvc-complete-code-boiler-pressure-vessel-code-complete-set/2021/print-book> [consulta: 08 de septiembre de 2022]

Vásquez, R., Salinas, F., Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. 2ª edición. Santiago de Chile, Chile, 2019. 135p.

Vivanco, Enrique. Cambio Climático, conceptos e impactos [en línea], Chile. <https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27848/1/CC_Conceptos_e_impactos_Website_CC_2019.pdf> [consulta: 03 de abril de 2022]

Vivanco, Enrique. Plan de descarbonización y Estrategia transición justa y sostenible [en línea]. Chile. <https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29300/1/BCN_Plan_de_descarbonizacion_y_Estrategia_de_transicion_justa_Dip.R.Gonzalez_2020_FINAL.pdf> [consulta: 04 de junio de 2022]

Ziehe, Javiera, Walter, Karin, Oliva, Tatiana, Cárdenas, Paola y González, Juan Pablo. Alianza Estratégica Hidrógeno Verde para el Biobío. Manual del Hidrógeno Verde. Universidad de Concepción, Chile, 2021. 30p.

9. ANEXOS

ANEXO 1: CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA



ANEXO 2:

TABLA A.1: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (GENERAL A LA CADENA DE VALOR)

Norma	Organismo	Año	Descripción
ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	Edición 2019	Norma sobre tuberías y conductos de hidrógeno que contiene requisitos para tuberías en servicio de hidrógeno gaseoso y líquido. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura, tratamiento térmico, formación, pruebas, inspección, examen, operación y mantenimiento. Sobre la sección de tuberías industriales comprende los requisitos para componentes, diseño, fabricación, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.
ASME STP-PT-006 Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	2007	Basado en ASME B31.12 proporciona recomendaciones sobre factores de diseño para materiales de tubería metálicos y no metálicos cuando son utilizados en un entorno de gas de hidrógeno seco; consideraciones de vida de diseño; recomendaciones de exámenes no destructivos (NDE); recomendaciones de inspección en servicio (gestión de integridad) y necesidades de investigación. Es un informe cuyo alcance incluye todas las tuberías metálicas comunes y los materiales para tuberías utilizados en la construcción de sistemas de tuberías con y sin soldadura; tuberías con revestimiento metálico; tuberías revestidas de plástico reforzado con material compuesto y tuberías que se fabrican comercialmente para las cuales se dispone de datos de diseño técnico.
CSA B51 Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping Code	CSA Group	2019	Código de calderas, recipientes a presión y tuberías a presión destinado a promover prácticas seguras de diseño, construcción, instalación, operación, inspección, prueba y reparación; asimismo facilitar la adopción de requisitos por parte de la jurisdicción canadiense. Además, contiene requisitos para cilindros de alta presión para el almacenamiento de gas natural e hidrógeno (hidrógeno como combustible para vehículos automotores). En otras palabras, mejora la seguridad en el diseño, la construcción, instalación, inspección, operación, pruebas y prácticas de reparación de calderas, recipientes a presión, tuberías y accesorios.
NFPA 2 caps. 1 a 8 General, CH ₂ y LH ₂	National Fire Protection Association	2020	Código de tecnologías de hidrógeno. Proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma de gas comprimido o líquido criogénico.
ISO 14687 Hydrogen fuel quality – Product specification	International Organization for Standardization	2019	Norma ISO que trata sobre la calidad del combustible de hidrógeno. Documento que especifica las características mínimas de calidad del combustible de hidrógeno distribuido para su uso en aplicaciones estacionarias y vehiculares. Aplicable a las aplicaciones de combustible de hidrógeno enumerados en la tabla 1.
NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code	National Fire Protection Association	2020	Código de Gases Comprimidos y Fluidos Criogénicos. Facilita la protección contra peligros fisiológicos, de sobrepresurización, explosivos e inflamables asociados a gases comprimidos y fluidos criogénicos.

TABLA A.2: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (PRODUCCIÓN)

Norma	Organismo	Año	Descripción
NFPA 2 capítulo 13 Hydrogen Generation Systems	National Fire Protection Association	2020	Código de tecnologías de hidrógeno. Proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma gaseosa o líquido criogénico.
ISO 16110 Hydrogen generators using fuel processing technologies	International Organization for Standardization	2007	Generadores de hidrógeno que utilizan tecnologías de procesamiento de combustible. Norma que es aplicada a los sistemas de generación de hidrógeno empaquetados, autónomos o combinados cuya capacidad es menor a 400 Nm ³ /h a 0°C y 101.325 kPa, denominados como generadores de hidrógeno que convierten un combustible de entrada en una corriente rica en hidrógeno de composición y condiciones adecuadas para el tipo de dispositivo que utiliza el hidrógeno.
ISO 22734 Hydrogen generators using water electrolysis – industrial, commercial, and residential applications	International Organization for Standardization	2019	Generadores de hidrógeno que utilizan electrólisis de agua: aplicaciones industriales, comerciales y residenciales. Documento que define los requisitos de construcción, seguridad y rendimiento en los aparatos de generación de gas de hidrógeno modulares o combinados de fábrica, denominados como generadores de hidrógeno que utilizan reacciones electroquímicas para electrolizar agua y producir hidrógeno

TABLA A.3: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (ACONDICIONAMIENTO)

Norma	Organismo	Año	Descripción
ANSI/CSA HGV 4.8-2012 (R2018) Hydrogen gas vehicle fueling station compressor guidelines	CSA Group	2012	<p>Pautas para compresores de estaciones de servicio de vehículos con gas hidrógeno. Norma que contiene requisitos de seguridad para materiales, diseño, fabricación y prueba de compresores de hidrógeno gaseoso utilizados en estaciones de servicio, diseñados principalmente para proporcionar hidrógeno comprimido para estaciones de servicio de vehículos. Norma que también aplica para los equipos de nueva fabricación diseñados principalmente para proporcionar hidrógeno comprimido a las estaciones de servicio de vehículos.</p> <p>Norma que no aplica a los aparatos de abastecimiento de combustible de vehículos (para vehículos pesados) y compresores impulsados por motores de combustión interna.</p>

TABLA A.4: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (ALMACENAMIENTO)

Norma	Organismo	Año	Descripción
ASME (BPVC) Boiler and Pressure Vessel Code	The American Society of Mechanical Engineers	2021	Establece un estándar para el diseño, fabricación y el mantenimiento seguro de calderas y recipientes a presión y máquinas de producción de energía.
EIGA 100/11 Hydrogen Cylinders and Transport Vessels	European Industrial Gases Association	2020	Describe las experiencias de la industria con cilindros de hidrógeno y recipientes de transporte además de proporcionar una serie de recomendaciones para la especificación, fabricación, mantenimiento, prueba y montaje de cilindros y recipientes.
NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen	National Fire Protection Association	2020	Código de tecnologías de hidrógeno. Código que proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma de gas comprimido o líquido criogénico.
ISO 16111 Transportable gas storage devices- Hydrogen absorbed in reversible metal hydride	International Organization for Standardization	2018	Documento que define los requisitos aplicables al material, diseño, construcción y prueba de los sistemas de almacenamiento de gas de hidrógeno transportables, denominados “ensamblajes de hidruro metálico” (ensamblajes MH) que utilizan carcasas que no superan los 150 l de volumen interno y que tienen una presión máxima desarrollada que no supera los 25 MPa.
CGA H-2 Guideline for Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides	Compressed Gas Association	2018	Clasificación y etiquetado de sistemas de almacenamiento de hidrógeno con hidrógeno absorbido en hidruros metálicos reversibles. Documento que brinda orientación a reguladores, fabricantes y usuarios de estos sistemas para establecer una base consistente y uniforme para la clasificación, etiquetado y tratamiento de dichos productos.
EIGA 171/12 Storage of Hydrogen in Systems Located Underground	European Industrial Gases Association	2019	Aborda problemas de seguridad específicos para el almacenamiento de hidrógeno en sistemas ubicados bajo tierra.
NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen	National Fire Protection Association	2020	Código de tecnologías de hidrógeno. Código que proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma de gas comprimido o líquido criogénico.

TABLA A.5: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN)

Norma	Organismo	Año	Descripción
ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	Edición 2019	Norma sobre tuberías y conductos de hidrógeno que contiene requisitos para tuberías en servicio de hidrógeno gaseoso y líquido. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura, tratamiento térmico, formación, pruebas, inspección, examen, operación y mantenimiento. Sobre la sección de tuberías industriales comprende los requisitos para componentes, diseño, fabricación, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.
EIGA 06/19 Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen	European Industrial Gases Association	2019	Guía para empresas asociadas con la instalación de almacenamiento de hidrógeno líquido en las instalaciones del usuario y la distribución de hidrógeno líquido por carretera, ferrocarril y mar.
EIGA 121/14 (CGA G-5.6) Hydrogen Pipeline Systems	European Industrial Gases Association Compressed Gas Association	2013	Sistemas de tuberías de hidrógeno. Norma armonizada internacional junto a la Asociación Europea de Gases Industriales sobre sistemas de tuberías metálicas de transmisión y distribución que transportan hidrógeno puro y mezclas de hidrógeno. Limitada a productos gaseosos cuyo rango de temperatura va entre 40°C y 175°C; presión total de 1 MPa A 21 MPa y criterios de concentración definidos
EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations Directiva 2008/68/CE, 49 C.F.R. § 171 a 180	European Industrial Gases Association	2006	Código de prácticas preparado para guiar a los diseñadores y operadores de gas de estaciones de hidrógeno. Su aplicación logrará el objetivo principal de mejorar la seguridad del funcionamiento de la estación de hidrógeno gaseoso.

TABLA A.6: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (CALIDAD DEL HIDRÓGENO)

Norma	Organismo	Año	Descripción
ISO 14687 Hydrogen fuel quality – Product specification	International Organization for Standardization	2019	Calidad del combustible de hidrógeno. Documento que especifica las características mínimas de calidad del combustible de hidrógeno distribuido para su uso en aplicaciones estacionarias y vehiculares.

TABLA A.7: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (CELDAS DE COMBUSTIBLE)

Norma	Organismo	Año	Descripción
IEC 62282 Fuel cell technologies	International Electrotechnical Commission	2020	Tecnologías de pilas de combustible. Proporciona requisitos relacionados con la seguridad para la construcción, el funcionamiento en condiciones normales, anormales y la prueba de módulos de pilas de combustible. Documento que hace referencia a las condiciones que pueden generar peligros para las personas y causar daños fuera de los módulos de celdas de combustible.
NFPA 2 cap. 12 Hydrogen Fuel Cell Power Systems	National Fire Protection Association	2020	Proporciona disposiciones de seguridad fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma de gas comprimido o líquido criogénico. El código es esencial para la seguridad de los funcionarios que revisan permisos e inspeccionan ocupaciones que contienen hidrógeno, así como para diseñadores, ingenieros, instaladores, contratistas y administradores de instalaciones responsables de aplicaciones que involucran almacenamiento de hidrógeno, uso de hidrógeno en laboratorios, dispensación y repostaje de hidrógeno para vehículos y servicio y reparación de vehículos, sistemas para energía y generación de celdas de combustible y aplicaciones que involucran procesos de combustión y atmósferas especiales, incluida la producción electrolítica de hidrógeno.

TABLA A.8: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (ESTACIONES DE DISPENSADO PÚBLICO DE HIDRÓGENO)

Norma	Organismo	Año	Descripción
ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	Edición 2019	Norma sobre tuberías y conductos de hidrógeno que contiene requisitos para tuberías en servicio de hidrógeno gaseoso y líquido. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura, tratamiento térmico, formación, pruebas, inspección, examen, operación y mantenimiento. Sobre la sección de tuberías industriales comprende los requisitos para componentes, diseño, fabricación, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.
ISO 19880-1 Gaseous hydrogen – Fuelling stations – General Requirements	International Organization for Standardization	2020	Documento que define los requisitos mínimos de diseño, instalación, puesta en servicio, funcionamiento, inspección y mantenimiento, para la seguridad y en su caso para el funcionamiento de las estaciones de servicio públicas y no públicas que dispensan hidrógeno gaseoso a los vehículos ligeros de carretera.
SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles	SAE International	2020	Protocolos de abastecimiento de combustible para vehículos ligeros de superficie de hidrógeno gaseoso. Establece el protocolo y los límites del proceso para el abastecimiento de hidrógeno de vehículos con capacidades de volumen total mayores o iguales a 49,7 L.
SAE J2601/3_2013 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks	SAE International	2013	Protocolo de abastecimiento de combustible para camiones industriales impulsados por hidrógeno gaseoso. Documento que establece los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los dispensadores de combustible de hidrógeno gaseoso utilizados para alimentar camiones industriales impulsados por hidrógeno (HPIT). Además, describe varios ejemplos de métodos de abastecimiento de combustible para dispensadores de hidrógeno gaseoso que sirven a vehículos HPIT. SAE J2601-3 ofrece métodos de abastecimiento de combustible basados en el rendimiento y brinda orientación a los constructores de sistemas de abastecimiento de combustible, así como a los proveedores de camiones industriales impulsados por hidrógeno y a los operadores de flotas de vehículos impulsados por hidrógeno.
ISO 17268 Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices	International Organization for Standardization	2020	Dispositivos de conexión de repostaje de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso. Documento que define las características de diseño, seguridad y operación de los conectores de reabastecimiento de hidrógeno gaseoso para vehículos terrestres (GHLV).
NFPA 2 cap. 10 GH ₂ Vehicle Fueling Facilities	National Fire Protection Association	2020	Código de tecnologías de hidrógeno. Código que proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma gaseosa o líquido criogénico.

Continuación tabla A.8: Normas extranjeras aplicables a proyectos de hidrógeno verde (estaciones de dispensado público de hidrógeno)

SAE J2601/2_2014 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles	SAE International	2014	Protocolo de abastecimiento de combustible para vehículos pesados impulsados por hidrógeno gaseoso. Documento cuyo objetivo es proporcionar los requisitos de rendimiento para los sistemas dispensadores de hidrógeno utilizados para alimentar autobuses y vehículos de tránsito de hidrógeno de servicio pesado de 35 MPa. Documento que establece las condiciones límite para el abastecimiento seguro de hidrógeno para vehículos de superficie de servicio pesado, como los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los dispensadores de combustible de hidrógeno gaseoso que se utilizan para alimentar los autobuses de tránsito de hidrógeno.
--	----------------------	------	--

TABLA A.9: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (CONSUMO)

Norma	Organismo	Año	Descripción
EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations	European Industrial Gases Association	2006	Código de prácticas preparado para guiar a los diseñadores y operadores de estaciones de hidrógeno gaseoso. Su aplicación logrará el objetivo principal de mejorar la seguridad del funcionamiento de las estaciones de hidrógeno gaseoso.
ISO 13984 Liquid hydrogen – Land vehicle fueling system interface	International Organization for Standardization	1999	Norma internacional que especifica las características de los sistemas de suministro y reabastecimiento de hidrógeno líquido en tierra. Norma que es aplicable al diseño e instalación de sistemas de suministro y suministro de hidrógeno líquido.
ISO 19880-1 Gaseous hydrogen- Fuelling stations. General Requirements	International Organization for Standardization	2020	Documento que define los requisitos mínimos de diseño, instalación, puesta en servicio, funcionamiento, inspección y mantenimiento para la seguridad y para el funcionamiento de las estaciones de servicio públicas y no públicas que dispensan hidrógeno gaseoso a los vehículos ligeros de carretera.
ISO 23273 Fuel cell road vehicles- Safety specifications- Protection against hydrogen hazards for vehicles fuelled with compressed hydrogen	International Organization for Standardization	2013	Especifica los requisitos esenciales para los vehículos de pila de combustible (FCV) con respecto a la protección de las personas y el medio ambiente dentro y fuera del vehículo contra peligros relacionados con el hidrógeno. Aplicable únicamente a los FCV en los que se utiliza hidrógeno comprimido como combustible para el sistema de pilas de combustible.
NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen	National Fire Protection Association	2020	Código que proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, canalización, uso y manejo de hidrógeno en forma gaseosa o líquido criogénico.
NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen			
NFPA 2 cap. 10 Vehicle Fueling Facilities			
NFPA 2 cap. 11 H ₂ Fueling Facilities			
NFPA 2 cap. 12 Hydrogen Fuel Cell Power Systems			
NFPA 2 cap. 14 Special Atmosphere Applications			
NFPA 2 cap. 15 Combustion Applications			
NFPA 2 cap.16 Laboratory Operations			
NFPA 2 cap. 17 Parking Garages			
NFPA 2 cap 18. Repair Garage			
SAE AS6858 Installation of Fuel Cell Systems in Large Civil Aircraft	SAE International	2017	Documento que define los requisitos técnicos para la integración segura de sistemas de pilas de combustibles (FCS) de membrana de intercambio de protones (PEM) alimentados con hidrógeno gaseoso.

Continuación tabla A.9: Normas extranjeras aplicables a proyectos de hidrógeno verde (consumo)

SAE J2579 Standard for Fuel Systems in Fuel Cell and Other Hydrogen Vehicles	SAE International	2018	Documento que define los requisitos de diseño, construcción, operación y mantenimiento para los sistemas de manejo y almacenamiento de combustible de hidrógeno en vehículos de carretera. Además, se definen los requisitos basados en el rendimiento para la verificación del prototipo de diseño y los sistemas de almacenamiento y manejo de hidrógeno de producción. Se describen protocolos de prueba complementarios (para su uso en aprobación de tipo o autocertificación) para calificar diseños (y/o producción) que cumplen con los requisitos de desempeño especificados.
SAE J2601/2 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles	SAE International	2014	Documento que proporciona los requisitos de rendimiento para los sistemas dispensadores de hidrógeno utilizados para alimentar autobuses y vehículos de tránsito de hidrógeno de servicio pesado de 35 MPa. Además, establece las condiciones límite para el abastecimiento seguro de hidrógeno para vehículos de superficie de servicio pesado, como los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los dispensadores de combustible de hidrógeno gaseoso que se utilizan para alimentar los autobuses de tránsito de hidrógeno.
SAE J2799 Hydrogen Surface Vehicle to Station Communications Hardware and Software	SAE International	2014	Norma que especifica los requisitos de hardware y software de comunicaciones para alimentar vehículos de superficie de hidrógeno (HSV), como los vehículos de pila de combustible, también se puede utilizar con vehículos pesados (cuando corresponda). Contiene una descripción del hardware de comunicaciones y el protocolo de comunicaciones que se puede utilizar para repostar el HSV. La intención de la norma es permitir el desarrollo y la implementación armonizados de las interfaces de abastecimiento de hidrógeno.
IEC 62282 Fuel cell technologies	International Electrotechnical Commission	2020	Proporciona requisitos relacionados con la seguridad para la construcción, el funcionamiento en condiciones normales y anormales y la prueba de módulos de pilas de combustible. El documento trata sobre las condiciones que pueden generar peligros para las personas y causar daños fuera de los módulos de celdas de combustible.
ISO 17268 Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices	International Organization Standardization	2020	Documento que define las características de diseño, seguridad y operación de los conectores de reabastecimiento de hidrógeno gaseoso para vehículos terrestres (GHLV). Documento que es aplicable a conectores de recarga que tengan presiones nominales de trabajo o niveles de servicio de hidrógeno de hasta 70 MPa.
ISO 21266 Road vehicles – Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel systems	International Organization Standardization	2018	Documento que especifica los requisitos mínimos de seguridad aplicables a la funcionalidad de los sistemas de combustible de hidrógeno gaseoso comprimido (CGH ₂) y mezclas de hidrógeno/gas natural destinados a su uso en los tipos de vehículos de motor definidos en la norma ISO 3833.

Continuación tabla A.9: Normas extranjeras aplicables a proyectos de hidrógeno verde (consumo)

SAE AIR6464 Hydrogen Fuel Cells Aircraft Fuel Cell Safety Guidelines	SAE International	2020	Documento que define las pautas técnicas para la integración segura de los sistemas de celdas de combustible (FCS) de membrana de intercambio de protones (PEM), combustible, almacenamiento de combustible, distribución y sistemas eléctricos.
SAE J2578 Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety	SAE International	2014	Identifica y define los requisitos relacionados con la integración segura del sistema de celdas de combustible, los sistemas de manejo y almacenamiento de combustible de hidrógeno y los sistemas eléctricos de alto voltaje en el vehículo de celdas de combustible en general. Además, el documento se puede aplicar a vehículos de hidrógeno con motores de combustión interna. Se relaciona con el diseño, construcción, operación y mantenimiento general de los vehículos de pila de combustible.
SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles	SAE International	2020	Establece el protocolo y los límites del proceso para el abastecimiento de hidrógeno de vehículos con capacidades de volumen total mayores o iguales a 49,7 L.
SAE J2601 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks	SAE International	2013	Protocolo de abastecimiento de combustible para camiones impulsados por hidrógeno gaseoso. Documento que establece los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los dispensadores de combustible de hidrógeno gaseoso utilizados para alimentar camiones industriales impulsados por hidrógeno (HPIT).
SAE J2990/1 Gaseous Hydrogen and Fuel Cell Vehicle First and Second Responder Recommended Practice	SAE International	2016	Aborda los problemas eléctricos y las posibles consecuencias asociadas con los incidentes de vehículos de hidrógeno, sugiriendo procedimientos comunes para ayudar a proteger al personal, remolque y/o recuperación, almacenamiento, reparación y salvamento después de ocurrir un accidente.

TABLA A.10: NORMAS EXTRANJERAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE (NORMAS TÉCNICAS INFORMATIVAS)

Norma	Organismo	Año	Descripción
CGA G-5-2017 Hydrogen	Compressed Gas Association	2017	Brinda información sobre las propiedades físicas y químicas del hidrógeno y su manejo y uso adecuados. El objetivo es proporcionar información básica para el personal involucrado en la fabricación, distribución y uso de hidrógeno. Además, se puede obtener información técnica adicional de los fabricantes de gas hidrógeno.
CGA H-4 Terminology Associated with Hydrogen Fuel Technologies	Compressed Gas Association	2020	Información que proporciona una descripción de las tecnologías y terminología que se aplican a la producción, almacenamiento, transporte y uso del combustible de hidrógeno.
EIGA 122/18 Environmental impacts of hydrogen plants	European Industrial Gases Association	2018	Detalla los impactos ambientales de la producción de hidrógeno y entrega pautas sobre cómo reducirlos.
EIGA 155/09/E Best available techniques for hydrogen production by steam methane reforming	European Industrial Gases Association	2021	Guía que aborda tanto el reformado con vapor donde el hidrógeno (además del vapor coproducido) es el único producto, así como la coproducción de hidrógeno, monóxido de carbono y sus mezclas por reformado con vapor. El foco principal del documento son las grandes plantas de coproducción de hidrógeno gaseoso superior a 10.000 Nm ³ /h.
EIGA 220/19 Environmental Guidelines for Permitting Hydrogen Plants Producing Less Than 2 Tonnes per Day	European Industrial Gases Association	2019	Publicación que trata sobre los impactos ambientales y los controles operativos para plantas de hidrógeno. Documento destinado a ser utilizado como guía para otorgar permisos, de modo de simplificar su obtención.
EIGA Doc 183/13/E Best Available Techniques for the Co-Production of Hydrogen, Carbon, Monoxide & their mixtures by Steam Reforming	European Industrial Gases Association	2013	Documento que aborda la coproducción de hidrógeno, monóxido de carbono y sus mezclas a través de reformado con vapor. Se enfoca principalmente en las mejores técnicas disponibles de reformado con vapor donde el hidrógeno (además del vapor coproducido) es el único producto.

Continuación tabla A.10: Normas extranjeras aplicables a proyectos de hidrógeno verde (normas técnicas informativas)

ISO/TR 15916 Basic considerations for the safety of hydrogen systems	International Organization Standardization	2015	Proporciona pautas para el uso de hidrógeno en su forma gaseosa y líquida, así como su almacenamiento en cualquiera de esas u otras formas (hidruros). Además, identifica las preocupaciones básicas de seguridad, peligros y riesgos y describe las propiedades del hidrógeno que son relevantes para la seguridad.
CGA G-5.3 Commodity Specification for Hydrogen	Compressed Gas Association	2017	Describe los requisitos de especificación para el hidrógeno gaseoso y líquido comercialmente disponible. Presenta datos sobre verificación de calidad, muestreo, procedimientos analíticos, usos típicos para varios grados (QVL), incluida recomendaciones para el uso de grados líquidos A, B y C e hidrógeno gaseoso grados F y L para uso en aplicaciones de pila de combustible. Incluye además orientación para el muestreo en el dispensador y orientación para los operadores de la estación sobre cómo manejar las impurezas con respecto a los límites de SAE J2719.
CGA P-28 OSHA Process Safety Management and EPA Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems	Compressed Gas Association	2014	Documento que brinda información y orientación de expertos para ayudar a los usuarios de hidrógeno líquido a cumplir con la regla RMP. Incluye diagrama de flujo de sistema típico, estudio típico de peligros y operabilidad (HAZOP) e información, tablas y gráficos para ayudar a los usuarios de hidrógeno líquido a realizar la evaluación de peligros requerida de manera eficiente.
EN 16942 Fuels- Identification of vehicle compatibility- Graphical expression for consumer information	European Standars	2021	Norma europea que establece identificadores armonizados para los combustibles líquidos y gaseosos comercializados. Los requisitos de la norma son para complementar las necesidades de información de los usuarios en cuanto a la compatibilidad entre los combustibles y los vehículos que se ponen en el mercado.

ANEXO 3: PROPUESTA DE PLAN REGULATORIO PARA PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN CHILE (GIZ, 2020)

N°	Nombre	Horizonte de tiempo	Órgano competente
1	Reglamento general de instalaciones de hidrógeno combustible	Corto plazo, 2020 a 2024	MEN
2	Reglamento de transporte de hidrógeno combustible por vía pública		MEN
3	Reglamento de sistema de hidrógeno combustible en maquinaria y vehículos industriales		MEN
4	Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas (DTO 43, actualización)	Mediano plazo, 2025 a 2028	MINSAL
5	Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales en los lugares de trabajo (DTO 594, actualización)		MINSAL
6	Reglamento de transporte de cargas peligrosas por calles y caminos (DTO 298, actualización)		MTT
7	Reglamento de transporte y distribución de hidrógeno por cañerías		MEN
8	Reglamento de artefactos domésticos a combustión de hidrógeno		MEN
9	Reglamento de generadores eléctricos a hidrógeno y duales		MEN
10	Reglamento para las estaciones de dispensado público de hidrógeno		MEN
11	Reglamento de requisitos técnicos, constructivos y de seguridad para los vehículos a hidrógeno gaseoso		MTT
12	Manual de revisión técnica de vehículos a hidrógeno gaseoso		MTT
13	Reglamento de sistemas de hidrógeno para minería subterránea		MEN
14	Reglamento de seguridad para tanques y contenedores para hidrógeno combustible	Largo plazo, 2029 y siguientes	MEN
15	Recomendaciones de seguridad para las emergencias de vehículos a hidrógeno		MIN
16	Reglamento de seguridad para talleres de reparación y mantención de vehículos a hidrógeno		MTT
17	Recomendaciones de seguridad para garajes de estacionamiento de vehículos a hidrógeno		Municipios
18	Reglamento de manipulación y almacenamiento de cargas peligrosas en recintos portuarios (Res. 96, 1997, actualización)		MTT
19	Reglamento de requisitos técnicos, constructivos y de seguridad para los vehículos a hidrógeno líquido		MTT
20	Manual de revisión técnica de vehículos a hidrógeno líquido		MTT



ANEXO 4: LISTADO DE NORMAS Y REGLAMENTOS QUE APLICAN AL HIDRÓGENO COMO SUSTANCIA PELIGROSA (GIZ, 2020)

Organismo	Título	Tipo y número del documento	Fecha de publicación
Ministerio de Salud	Aprueba el reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas	DTO-43	25/09/2016
	Aprueba el reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo	DTO-594	14/02/2018
	Aprueba el listado de sustancias peligrosas para la salud	RES 408 EXENTA	10/06/2016
Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones	Reglamenta el transporte de cargas peligrosas por calles y caminos	DTO-298	02/02/2002
	Actualiza y modifica reglamento de manipulación y almacenamiento de cargas peligrosas en recintos portuarios	Resolución 96	20/01/1997
Ministerio de Minería	Aprueba reglamento de seguridad minera	DTO-132	07/02/2004
INN	Mercancías peligrosas – Clasificación	NCh382. Of98	2017
	Transporte de sustancias peligrosas – Distintivos para identificación de riesgos	NCh2190. Of2003	2003
	Prevención de riesgos – Parte 4: Señales de seguridad para la identificación de riesgos de materiales	NCh1411/4 Of.78	2000
	Hoja de datos de seguridad para productos químicos	NCh2245. Of2015	2015

ANEXO 5:

FIGURA B.1: ANÁLISIS DE PERTINENCIA PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VEDE (GIZ, 2020)

Análisis de pertinencia | Generación de hidrógeno verde

	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, DS 40, Artículo 3	Calificación de actividades productivas y de servicio de carácter industrial. Ministerio de Vivienda y Urbanismo (1998).	Circular N° B32 de la Subsecretaría de Salud. Almacenamiento sustancias peligrosas reguladas por el DS 43/2015 (2020).																									
			Estanques superficiales		Estanques enterrados																							
Hidrógeno N.º ONU 1049 Clase ONU (Nch) 2.1 	Letra ñ.3): Producción, disposición o reutilización de sustancias inflamables . • Cantidad igual o superior a 80.000 kg./día. • Con capacidad de almacenamiento de al menos 80.000 kg.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-5 ton</td> <td>No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.</td> </tr> <tr> <td>5-50 ton</td> <td>Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.</td> </tr> <tr> <td>>50 ton</td> <td>Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.	5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.	>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-30 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>30-40000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>40000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-30 m ²	Inofensiva	30-40000 m ²	Molesta	>40000 m ²	Peligrosa	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-60 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>60-60000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>60000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-60 m ²	Inofensiva	60-60000 m ²	Molesta	>60000 m ²	Peligrosa
			Capacidad	Procedimiento																								
0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.																											
5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.																											
>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-30 m ²	Inofensiva																											
30-40000 m ²	Molesta																											
>40000 m ²	Peligrosa																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-60 m ²	Inofensiva																											
60-60000 m ²	Molesta																											
>60000 m ²	Peligrosa																											
Oxígeno N.º ONU 1072 Clase ONU (Nch) 2.2; 5.1 	Producto Letra ñ.4): Producción, disposición o reutilización de sustancias reactivas . • Cantidad igual o superior a 120.000 kg./día. • Con capacidad de almacenamiento de al menos 120.000 kg. Residuo Letra o.9): disposición o reutilización de residuos reactivos . • Límite de 1.000 kg./día.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-5 ton</td> <td>No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.</td> </tr> <tr> <td>5-50 ton</td> <td>Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.</td> </tr> <tr> <td>>50 ton</td> <td>Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.	5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.	>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-30 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>30-40000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>40000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-30 m ²	Inofensiva	30-40000 m ²	Molesta	>40000 m ²	Peligrosa	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-60 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>60-60000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>60000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-60 m ²	Inofensiva	60-60000 m ²	Molesta	>60000 m ²	Peligrosa
			Capacidad	Procedimiento																								
0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.																											
5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.																											
>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-30 m ²	Inofensiva																											
30-40000 m ²	Molesta																											
>40000 m ²	Peligrosa																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-60 m ²	Inofensiva																											
60-60000 m ²	Molesta																											
>60000 m ²	Peligrosa																											
Instalaciones fabriles*	Letra k.1): • Si una instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA.	No aplica	No aplica																									


* Quedan excluidas aquellas instalaciones emplazadas en loteos industriales cuya superficie sea menor a las 20 hectáreas.

Descarga directa de agua al sistema de alcantarillado


Ministerio de Obras Públicas, DS 609	
Descarga de aguas	Volumen máximo de aguas residuales de descarga es definido en certificado de factibilidad de conexión otorgado por prestador de servicio sanitario.

FIGURA B.2: ANÁLISIS DE PERTINENCIA PARA ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO COMPRIMIDO Y LÍQUIDO (GIZ, 2020)

Análisis de pertinencia | Almacenamiento de hidrógeno comprimido

	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, DS 40, Artículo 3	Calificación de actividades productivas y de servicio de carácter industrial. Ministerio de Vivienda y Urbanismo (1998).	Circular N° B32 de la Subsecretaría de Salud. Almacenamiento sustancias peligrosas reguladas por el DS 43/2015 (2020).																									
			Estanques superficiales		Estanques enterrados																							
Hidrógeno N.º ONU 1049 Clase ONU (Nch) 2.1 	Letra ñ.3): Producción, disposición o reutilización de sustancias inflamables . • Con capacidad de almacenamiento de al menos 80.000 kg.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-5 ton</td> <td>No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.</td> </tr> <tr> <td>5-50 ton</td> <td>Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.</td> </tr> <tr> <td>>50 ton</td> <td>Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.	5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.	>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-30 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>30-40000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>40000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-30 m ²	Inofensiva	30-40000 m ²	Molesta	>40000 m ²	Peligrosa	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-60 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>60-60000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>60000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-60 m ²	Inofensiva	60-60000 m ²	Molesta	>60000 m ²	Peligrosa
			Capacidad	Procedimiento																								
0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.																											
5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.																											
>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-30 m ²	Inofensiva																											
30-40000 m ²	Molesta																											
>40000 m ²	Peligrosa																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-60 m ²	Inofensiva																											
60-60000 m ²	Molesta																											
>60000 m ²	Peligrosa																											
Instalaciones fabriles*	Letra k.1): • Si una instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA.	No aplica	No aplica																									

Análisis de pertinencia | Almacenamiento de hidrógeno líquido**

	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, DS 40, Artículo 3	Calificación de actividades productivas y de servicio de carácter industrial. Ministerio de Vivienda y Urbanismo (1998).	Circular N° B32 de la Subsecretaría de Salud. Almacenamiento sustancias peligrosas reguladas por el DS 43/2015 (2020).																									
			Estanques superficiales		Estanques enterrados																							
Hidrógeno líquido N.º ONU 1966 Clase ONU (Nch) 2.1 	Letra ñ.3): Producción, disposición o reutilización de sustancias inflamables . • Con capacidad de almacenamiento de al menos 80.000 kg.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-5 ton</td> <td>No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.</td> </tr> <tr> <td>5-50 ton</td> <td>Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.</td> </tr> <tr> <td>>50 ton</td> <td>Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.	5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.	>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-30 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>30-40000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>40000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-30 m ²	Inofensiva	30-40000 m ²	Molesta	>40000 m ²	Peligrosa	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-60 m²</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>60-60000 m²</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>>60000 m²</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-60 m ²	Inofensiva	60-60000 m ²	Molesta	>60000 m ²	Peligrosa
			Capacidad	Procedimiento																								
0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molestia.																											
5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.																											
>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-30 m ²	Inofensiva																											
30-40000 m ²	Molesta																											
>40000 m ²	Peligrosa																											
Capacidad	Procedimiento																											
0-60 m ²	Inofensiva																											
60-60000 m ²	Molesta																											
>60000 m ²	Peligrosa																											
Instalaciones fabriles**	Letra k.1): • Si una instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA.	No aplica	No aplica																									

* Quedan excluidas aquellas instalaciones emplazadas en loteos industriales cuya superficie sea menor a las 20 hectáreas.

** El N2 utilizado como parte del proceso posee clasificación 2.2: no inflamables, no tóxicos. No representa factor que pueda causar impacto ambiental de acuerdo al DS 40.

ANEXO 6:

TABLA C.1: LISTADO DE PERMISOS PERTINENTES A LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE (A PARTIR DE GIZ, 2020)

Autoridad	Tipo de permiso	Documento	Descripción del permiso
Ministerio de Medio Ambiente	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 132	Permiso para hacer excavaciones de tipo arqueológico, antropológico y paleontológico. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 138	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier obra pública o particular destinada a la evacuación, tratamiento o disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 140	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase o para la instalación de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 142	Permiso para todo sitio destinado al almacenamiento de residuos peligrosos.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 144	Permiso para instalaciones de eliminación de residuos peligrosos.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 146	Permiso para la caza o captura de ejemplares de animales de especies protegidas para fines de investigación, para el establecimiento de centros de reproducción o criaderos y para la utilización sustentable del recurso. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 148	Permiso para corta de bosque nativo. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 149	Permiso para la corta de plantaciones en terrenos de aptitud preferentemente forestal. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 151	Permiso para la corta, destrucción o descepado de formaciones xerofíticas. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 160	Permiso para subdividir y urbanizar terrenos rurales o para construcciones fuera de los límites urbanos. (*)
	Ambiental Pronunciamiento	D.S 40, art. 161	Calificación de instalaciones industriales y de bodegaje.
Ministerio de Agricultura	Construcción	D.S 458	Certificado uso de suelo
Ministerio de Economía	Combustible	Comparativo	Inscripción como producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución, mezcla y comercialización de nuevo combustible. (*)
	Instalación eléctrica	DFL-4	Declaración de instalación eléctrica.

Continuación tabla C.1: Listado de permisos pertinentes a la generación de hidrógeno verde (a partir de GIZ, 2020)

Ministerio de Energía	Combustible	Comparativo	Certificado de conformidad de tercera parte. (')
	Combustible	Comparativo	Comunicación previo inicio de construcción. (')
	Combustible	Comparativo	Declaración previa de puesta en servicio. (')
	Combustible	Comparativo	Comunicación de cambio de operador. (')
	Combustible	Comparativo	Informe termino de operación. (')
	Combustible	Comparativo	Declaración de instalación de gas. (')
Ministerio de Interior	Industrial	D.S 2385	Patentes comerciales e industriales.
Ministerio de Obras Públicas	Caminos	DFL-850	Autorización de acceso a un camino público y/o concesionado.
Ministerio de Salud	Agua y residuo líquido	D.S 735	Aprobación de proyectos de agua potable o aguas servidas domésticas particular.
	Agua y residuo líquido	D.S 735	Autorización de obras de agua potable o aguas servidas domésticas particular.
	Industrial	DFL-725	Informe sanitario para la instalación, ampliación o traslado de industrias y talleres.
	Nuclear	D.S 133	Licencia de operación para instalaciones nucleares especiales (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	D.S 133	Autorización sanitaria para personas que se desempeñan en instalaciones radiactivas (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	DFL-725	Autorización sanitaria para importar sustancias radiactivas y/o equipos con fuentes radiactivas (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	DFL- 725	Certificado de Destinación Aduanera (CDA) para sustancias radiactivas y equipos con fuentes radiactivas selladas.
	Nuclear	DFL- 725	Autorización de uso para sustancias radiactivas y equipos (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	DFL- 725	Autorización de disposición para sustancias radiactivas y equipos (instrumentos con fuentes selladas).
	Residuo Peligroso	D.S 148	Aprobación de plan de manejo de residuos peligrosos.
	Residuo Peligroso	D.S 148	Autorización sanitaria de sitios de almacenamiento de residuos peligrosos.
	Residuo Peligroso	D.S 148	Aprobación de proyecto de instalación de eliminación de residuos peligrosos.
	Residuo Peligroso	D.S 148	Autorización de plan de cierre de instalación de eliminación de residuos peligrosos.
	Sustancias Peligrosas	DFL-725	Autorización sanitaria para la fabricación de sustancias peligrosas.
Sustancias Peligrosas	D.S 43	Autorización sanitaria para almacenamiento de sustancias peligrosas.	

Continuación tabla C.1: Listado de permisos pertinentes a la generación de hidrógeno verde (a partir de GIZ, 2020)

Ministerio de Salud	Sustancias Peligrosas	DFL-725	Autorización de uso y disposición para sustancias químicas peligrosas importadas.
Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Construcción	D.S 47	Certificado de informaciones previas.
	Construcción	D.S 47	Autorización de cambio de destino.
	Construcción	D.S 47	Aprobación de anteproyecto.
	Construcción	D.S 47	Permiso obras preliminares (instalación de faenas).
	Construcción	D.S 47	Permiso de edificación.
	Construcción	D.S 47	Modificación de proyecto.
	Construcción	D.S 47	Recepción definitiva de obras.

TABLA C.2: LISTADO DE PERMISOS PERTINENTES AL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE (A PARTIR DE GIZ, 2020)

Autoridad	Tipo de permiso	Documento	Descripción del permiso
Ministerio de Medio Ambiente	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 132	Permiso para hacer excavaciones de tipo arqueológico, antropológico y paleontológico. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 138	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier obra pública o particular destinada a la evacuación, tratamiento o disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 140	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase o para la instalación de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 142	Permiso para todo sitio destinado al almacenamiento de residuos peligrosos.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 146	Permiso para la caza o captura de ejemplares de animales de especies protegidas para fines de investigación, para el establecimiento de centros de reproducción o criaderos y para la utilización sustentable del recurso. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 148	Permiso para corta de bosque nativo. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 149	Permiso para la corta de plantaciones en terrenos de aptitud preferentemente forestal. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 151	Permiso para la corta, destrucción o descepado de formaciones xerofíticas. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 160	Permiso para subdividir y urbanizar terrenos rurales o para construcciones fuera de los límites urbanos. (*)
	Ambiental Pronunciamiento	D.S 40, art. 161	Calificación de instalaciones industriales y de bodegaje.
Ministerio de Agricultura	Construcción	D.S 458	Certificado uso de suelo.
Ministerio de Economía	Combustible	Comparativo	Inscripción como producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución, mezcla y comercialización de nuevo combustible. (')
	Instalación eléctrica	DFL-4	Declaración de instalación eléctrica.
Ministerio de Energía	Combustible	Comparativo	Certificado de conformidad de tercera parte. (')
	Combustible	Comparativo	Comunicación previo inicio de construcción. (')
	Combustible	Comparativo	Declaración previa de puesta en servicio. (')
	Combustible	Comparativo	Comunicación de cambio de operador. (')

Continuación tabla C.2: Listado de permisos pertinentes al almacenamiento de hidrógeno verde (a partir de GIZ, 2020)

Ministerio de Energía	Combustible	Comparativo	Informe termino de operación. (')
	Combustible	Comparativo	Declaración de instalación de gas. (')
Ministerio de Interior	Industrial	D.S 2385	Patentes comerciales e industriales.
Ministerio de Obras Públicas	Caminos	DFL-850	Autorización de acceso a un camino público y/o concesionado.
Ministerio de Salud	Agua y residuo líquido	D.S 735	Aprobación de proyectos de agua potable o aguas servidas domésticas particular.
	Agua y residuo líquido	D.S 735	Autorización de obras de agua potable o aguas servidas domésticas particular.
	Industrial	DFL-725	Informe sanitario para la instalación, ampliación o traslado de industrias y talleres.
	Sustancias Peligrosas	DFL-725	Autorización sanitaria para la fabricación de sustancias peligrosas.
	Sustancias Peligrosas	D.S 43	Autorización sanitaria para almacenamiento de sustancias peligrosas.
	Sustancias Peligrosas	DFL-725	Autorización de uso y disposición para sustancias químicas peligrosas importadas.
Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Construcción	D.S 47	Certificado de informaciones previas.
	Construcción	D.S 47	Autorización de cambio de destino.
	Construcción	D.S 47	Aprobación de anteproyecto.
	Construcción	D.S 47	Permiso obras preliminares (instalación de faenas).
	Construcción	D.S 47	Permiso de edificación.
	Construcción	D.S 47	Modificación de proyecto.
	Construcción	D.S 47	Recepción definitiva de obras.

TABLA C.3: LISTADO DE PERMISOS PERTINENTES A LA LICUEFACCIÓN DE HIDRÓGENO (A PARTIR DE GIZ, 2020)

Ministerio de Medio Ambiente	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 132	Permiso para hacer excavaciones de tipo arqueológico, antropológico y paleontológico. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 138	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier obra pública o particular destinada a la evacuación, tratamiento o disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 140	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase o para la instalación de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 142	Permiso para todo sitio destinado al almacenamiento de residuos peligrosos.
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 146	Permiso para la caza o captura de ejemplares de animales de especies protegidas para fines de investigación, para el establecimiento de centros de reproducción o criaderos y para la utilización sustentable del recurso. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 148	Permiso para corta de bosque nativo. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 149	Permiso para la corta de plantaciones en terrenos de aptitud preferentemente forestal. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 151	Permiso para la corta, destrucción o descepado de formaciones xerofíticas. (*)
	Ambiental Mixto	D.S 40, art. 160	Permiso para subdividir y urbanizar terrenos rurales o para construcciones fuera de los límites urbanos. (*)
	Ambiental Pronunciamiento	D.S 40, art. 161	Calificación de instalaciones industriales y de bodegaje.
Ministerio de Agricultura	Construcción	D.S 458	Certificado uso de suelo.
Ministerio de Economía	Combustible	Comparativo	Inscripción como producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución, mezcla y comercialización de nuevo combustible. (')
	Instalación eléctrica	DFL-4	Declaración de instalación eléctrica.
Ministerio de Energía	Combustible	Comparativo	Certificado de conformidad de tercera parte. (')
	Combustible	Comparativo	Comunicación previo inicio de construcción. (')
	Combustible	Comparativo	Declaración previa de puesta en servicio. (')
	Combustible	Comparativo	Comunicación de cambio de operador. (')
	Combustible	Comparativo	Informe termino de operación. (')
	Combustible	Comparativo	Declaración de instalación de gas. (')

Continuación tabla C.3: Listado de permisos pertinentes a la licuefacción del hidrógeno (a partir de GIZ, 2020)

Ministerio de Interior	Industrial	D.S 2385	Patentes comerciales e industriales.
Ministerio de Obras Públicas	Caminos	DFL-850	Autorización de acceso a un camino público y/o concesionado.
Ministerio de Salud	Agua y residuo líquido	D.S 735	Aprobación de proyectos de agua potable o aguas servidas domésticas particular.
	Agua y residuo líquido	D.S 735	Autorización de obras de agua potable o aguas servidas domésticas particular.
	Industrial	DFL-725	Informe sanitario para la instalación, ampliación o traslado de industrias y talleres.
	Nuclear	D.S 133	Licencia de operación para instalaciones nucleares especiales (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	D.S 133	Autorización sanitaria para personas que se desempeñan en instalaciones radiactivas (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	DFL-725	Autorización sanitaria para importar sustancias radiactivas y/o equipos con fuentes radiactivas (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	DFL- 725	Certificado de Destinación Aduanera (CDA) para sustancias radiactivas y equipos con fuentes radiactivas selladas.
	Nuclear	DFL- 725	Autorización de uso para sustancias radiactivas y equipos (instrumentos con fuentes selladas).
	Nuclear	DFL- 725	Autorización de disposición para sustancias radiactivas y equipos (instrumentos con fuentes selladas).
	Residuo Peligroso	D.S 148	Aprobación de plan de manejo de residuos peligrosos.
	Residuo Peligroso	D.S 148	Autorización sanitaria de sitios de almacenamiento de residuos peligrosos.
	Sustancias Peligrosas	DFL-725	Autorización sanitaria para la fabricación de sustancias peligrosas.
	Sustancias Peligrosas	D.S 43	Autorización sanitaria para almacenamiento de sustancias peligrosas.
Sustancias Peligrosas	DFL-725	Autorización de uso y disposición para sustancias químicas peligrosas importadas.	

Continuación tabla C.3: Listado de permisos pertinentes a la licuefacción del hidrógeno (a partir de GIZ, 2020)

Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Construcción	D.S 47	Certificado de informaciones previas.
	Construcción	D.S 47	Autorización de cambio de destino.
	Construcción	D.S 47	Aprobación de anteproyecto.
	Construcción	D.S 47	Permiso obras preliminares (instalación de faenas).
	Construcción	D.S 47	Permiso de edificación.
	Construcción	D.S 47	Modificación de proyecto.
	Construcción	D.S 47	Recepción definitiva de obras.

ANEXO 7:

FIGURA D.1: RIESGOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE (A PARTIR DE GIZ, 2021)

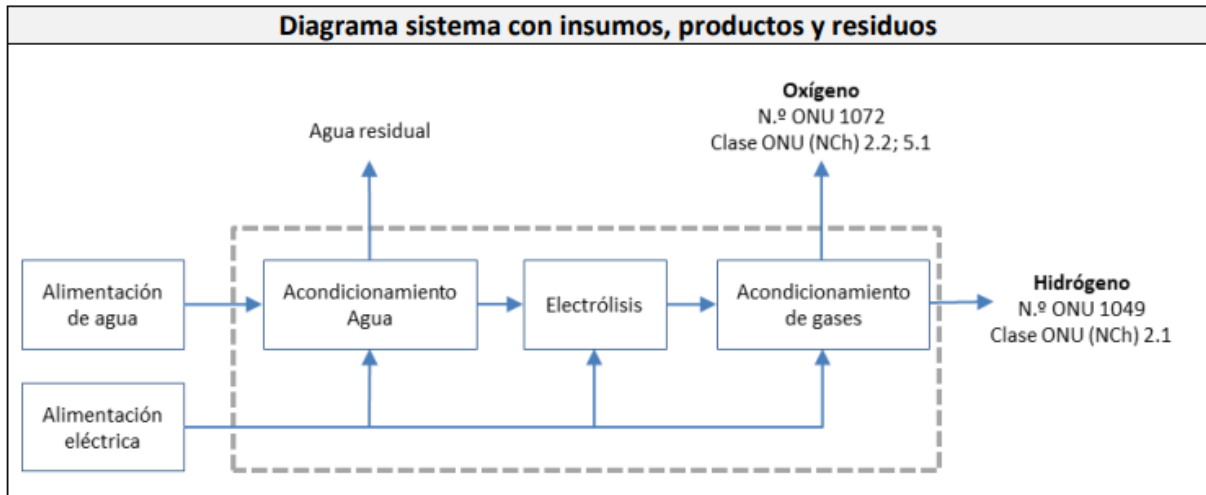


TABLA D.1: RIESGOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE (A PARTIR DE GIZ, 2021)

Riesgos y precauciones		
Tipo	Hidrógeno gaseoso	Oxígeno
Riesgos físicos	<ul style="list-style-type: none"> - Gas extremadamente inflamable - Contiene gas bajo presión; puede explotar si es calentado 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede causar o intensificar fuego; oxidante - Contiene gas bajo presión; puede explotar si es calentado
Riesgos a la salud	<ul style="list-style-type: none"> - No se especifican riesgos a la salud 	<ul style="list-style-type: none"> - No se especifican riesgos a la salud
Riesgos ambientales	<ul style="list-style-type: none"> - No se especifican riesgos medioambientales 	<ul style="list-style-type: none"> - No se especifican riesgos medioambientales
Precaución almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado

FIGURA D.2: RIESGOS ASOCIADOS AL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE

(GIZ, 2021)

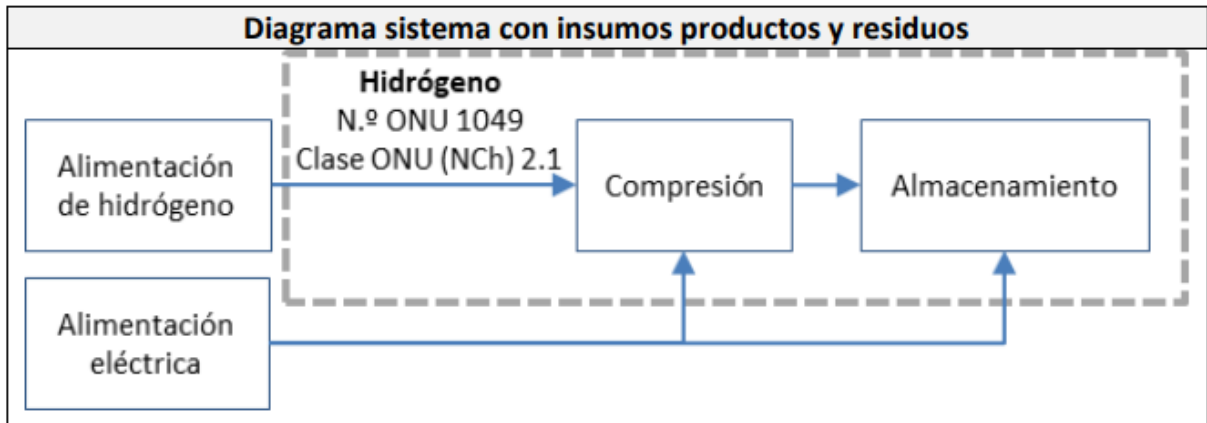


TABLA D.2: RIESGOS ASOCIADOS AL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE

(GIZ, 2021)

Tipo	Hidrógeno gaseoso
Riesgos físicos	- Gas extremadamente inflamable - Contiene gas bajo presión; puede explotar si es calentado
Riesgos a la salud	- No se especifican riesgos a la salud
Riesgos ambientales	- No se especifican riesgos medioambientales
Precaución almacenamiento	- Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado

FIGURA D.3: RIESGOS ASOCIADOS A LA LICUEFACCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE (A PARTIR DE GIZ, 2021)

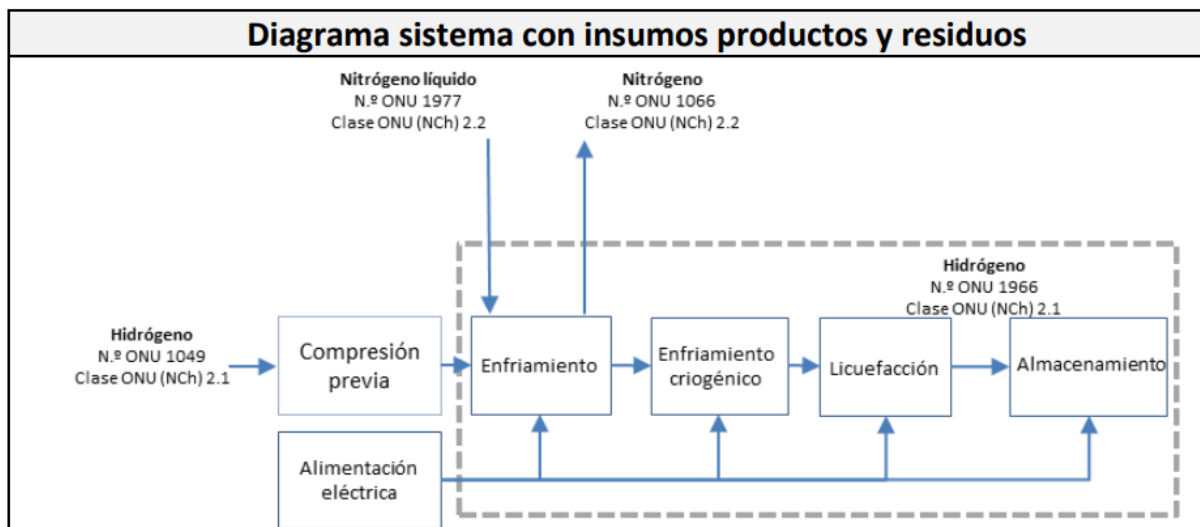
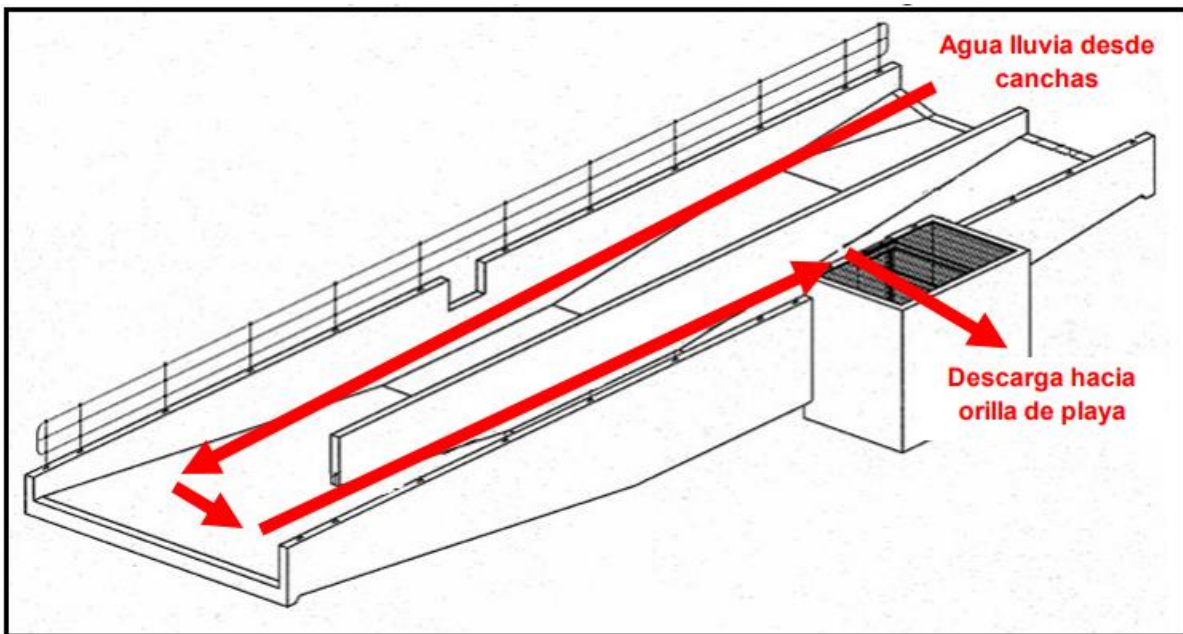
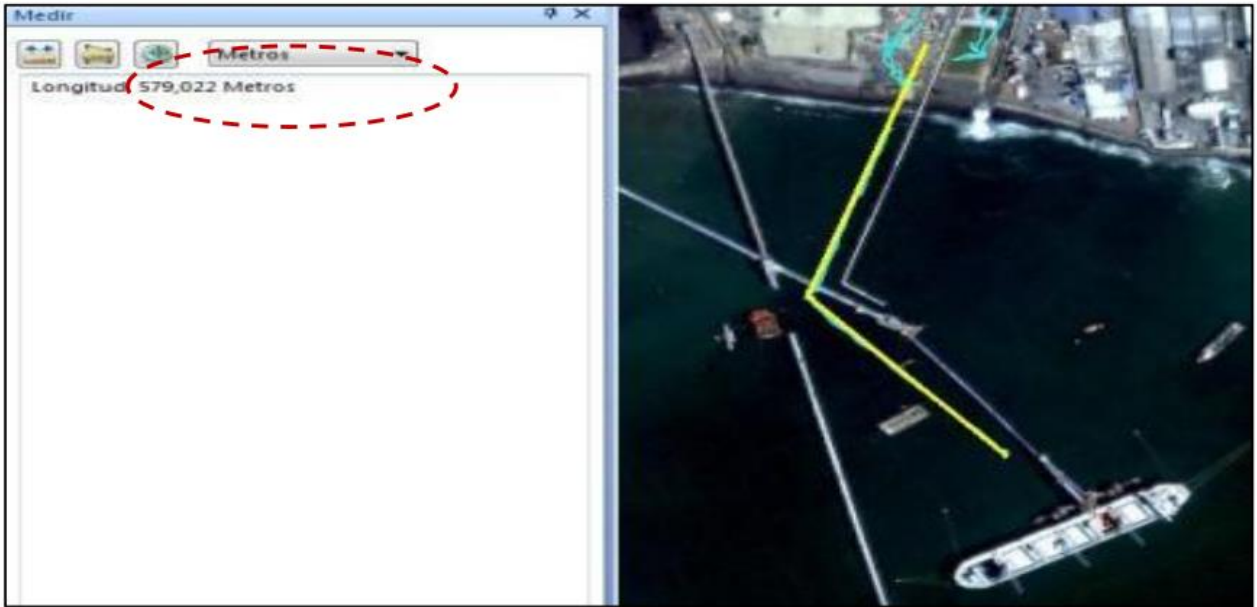


TABLA D.3: RIESGOS ASOCIADOS A LA LICUEFACCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE (A PARTIR DE GIZ, 2021)

Riesgos y precauciones				
Tipo	Hidrógeno gaseoso	Hidrógeno líquido	Nitrógeno gaseoso	Nitrógeno líquido
Riesgos físicos	Gas extremadamente inflamable Contiene gas bajo presión; puede explotar si es calentado	Gas extremadamente inflamable Contiene gas refrigerado. Puede causar quemaduras o daños criogénicos	Contiene gas bajo presión; puede explotar si es calentado	Contiene gas refrigerado. Puede causar quemaduras o daños criogénicos
Riesgos a la salud	No se especifican riesgos a la salud	No se especifican riesgos para la salud	No se especifican riesgos para la salud	No se especifican riesgos para la salud
Riesgos ambientales	No se especifican riesgos medioambientales	No se especifican riesgos medioambientales	No se especifican riesgos medioambientales	No se especifican riesgos medioambientales
Precaución almacenamiento	Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado	Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado	Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado	Usar y almacenar al aire libre o en un lugar seco y ventilado

ANEXO 8: TUBERÍA DE ADUCCIÓN DE AGUA DE MAR CENTRAL TERMOELÉCTRICA BOCAMINA (ENDESA, 2013)



ANEXO 9: CATÁLOGO ELECTROLIZADOR *NEL HYDROGEN A-3880* (NEL HYDROGEN, 2018)

The logo for Nel Hydrogen, consisting of the lowercase letters 'nel' in a white sans-serif font, followed by a small white dot.

Nel Hydrogen Electrolysers

The World's
Most Efficient
and Reliable
Electrolysers

Empowering generations with clean energy forever is the vision of Nel Hydrogen.

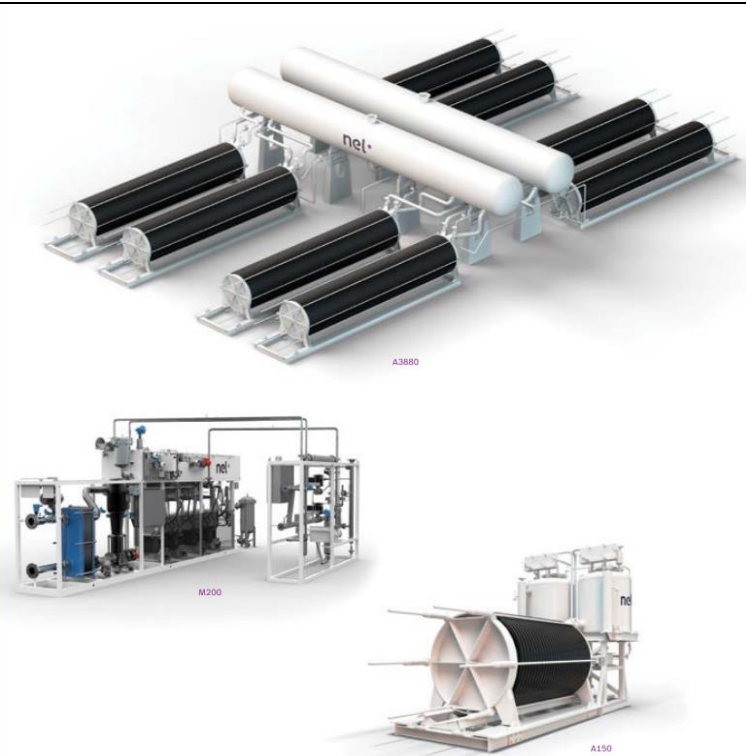
Our technology allows people and businesses to make everyday use of hydrogen, the most abundant element in the universe.

Nel Hydrogen Electrolysers

With more than 3,500 reliable, cost efficient electrolysers installed around the globe, Nel Hydrogen is the recognized industry leader of Alkaline and PEM water electrolysers.

Since our founding in 1927, sustained R&D efforts have contributed to continual improvement of electrolyser technology, setting the benchmark in the market. Our electrolysis technology is today widely respected for its robustness, reliability and energy efficiency.

Our water electrolysers make a superior choice for Industry, Transport and Power-to-X applications. Multiple, scalable, flexible, modular product ranges are set to meet any customer requirements.

SPECIFICATIONS	A3880
Capacity Range per Unit	2,400-3,880 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range	15-100% of flow range
DC Power Consumption	3.8 - 4.4 kWh/Nm ³
Purity - with optional purification	99.99-99.999%
O ₂ -Content in H ₂	< 2 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 2 ppm v
Outlet Pressure	1-200 barg
Dimensions	
Footprint	~770m ²
Container 1 - L x W x H	NA
Container 2 - L x W x H	NA
Container 3 - L x W x H	NA
Operating Temperature	80° C
Electrolyte	25% KOH aqueous solution
Feed Water Consumption	0.9 l/Nm ³

ANEXO 10: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPRESOR

Diaphragm Compressors

Designed and Constructed for High Reliability and Low Maintenance



PDC Machines has been manufacturing diaphragm compressors since 1977. Today PDC is a 2nd generation family-owned and operated business that is rooted in innovation, business discipline and fair pricing with a deep commitment to our employees, clients, and the communities we serve. We have earned a reputation for delivering the highest quality compressors quickly at the lowest cost possible.

Model selection Guide

PDC-4-800(100%)-3000(100%)

PDC = Manufacturer

4 = Compressor Series,
(-3, -4, -5, -13, -P)

800 = 1st head discharge
pressure rating, (psig)*

(100%) = 1st head loading factor,
(35 to 150%)**

3000 = 2nd head discharge
pressure rating, (psig)*

(100%) = 2nd head loading factor,
(35 to 150%)**

* If head pressure rating are equal, compressor is a single stage/duplex

** Loading factor does not have to be identical for both heads



Integrated Assembly and Testing

A majority of our components are sourced within PDC, providing complete control over manufacturing, quality and delivery schedule, bringing ultimate value to our clients.

Serving Many Industries

PDC Machines state-of-the-art diaphragm compressors are the preferred choice for any application where high purity and leak-tight compression are required. Our compressors are found in virtually every industry worldwide.

These include:

General industrial
Specialty gas
Industrial gas
Alternative energy
Bio gas
Power
Chemical processing
Petrochemical
Oil and gas refining
Universities and research
Government
Pharmaceutical
Food & beverage
Semi conductor industry



Typical applications

Include any gas which may be hazardous, toxic, carcinogenic, explosive, environmentally damaging, pyrophoric, corrosive, rare or of high purity. Examples include Ar, CH₂, CO₂, CO, He, H₂, H₂S, Kr, NO, O₂, N₂, NF₃, PH₃, SiH₄ and Xe.



Triple Metal Diaphragm benefits

- Leak free compression
- Non contaminating
- High Compression ratios
 - High discharge pressures
 - Able to process corrosives gases
 - High reliability



PDC

P

The world's only fully contamination-free and fully leak-free three stage diaphragm compressor

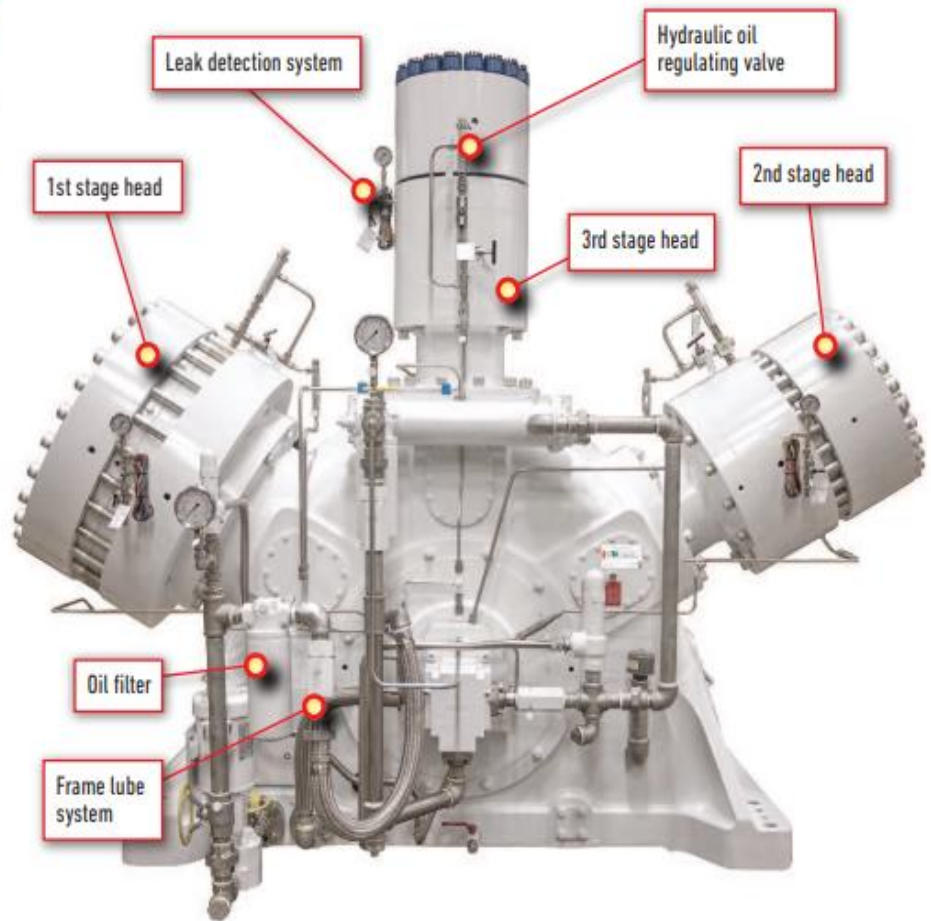
Suction Pressure Range
Sub atmosphere and above

Discharge Pressure
Psig/Barg

Representative Industrial Applications:
6,500/448

Representative Hydrogen Energy Applications:
14,500/1,000

PDC-SP-900-5000-15000 three-stage compressor, hydrogen gas, Vehicle Filling, 950 barg/14,000 psig discharge pressure, 50 kg/hr flow rate, 180 kW/240 HP motor.



ANEXO 11:

FIGURA E.1: FACTOR DE COMPRESIÓN DEL HIDRÓGENO

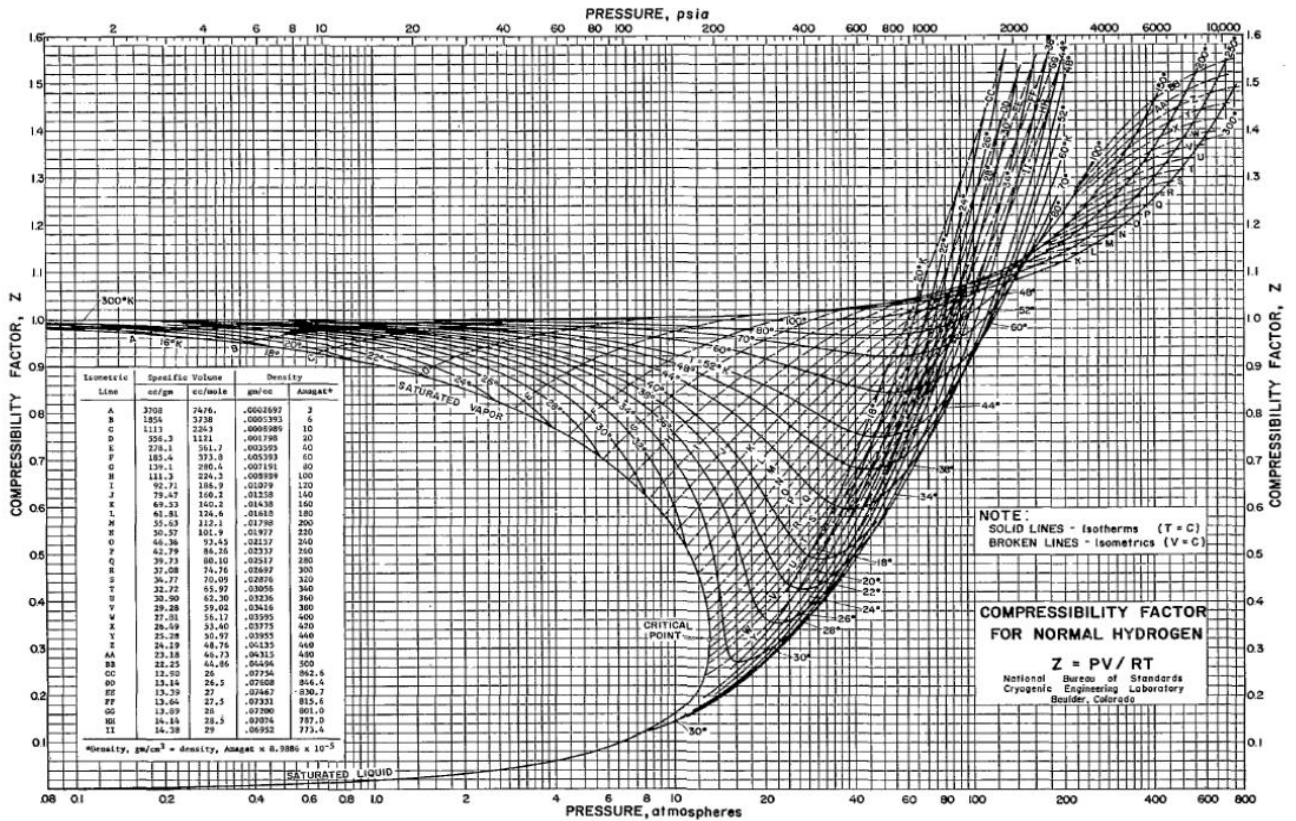


FIGURA E.2: FACTOR DE COMPRESIÓN DEL HIDRÓGENO

Factores de compresibilidad

Presión Alm. (bar)	Temp. Alm. (K)	Presión Aprox (bar)	Temp. Aprox (K)	Factor Compresibilidad
350	293	350	298	1,21936

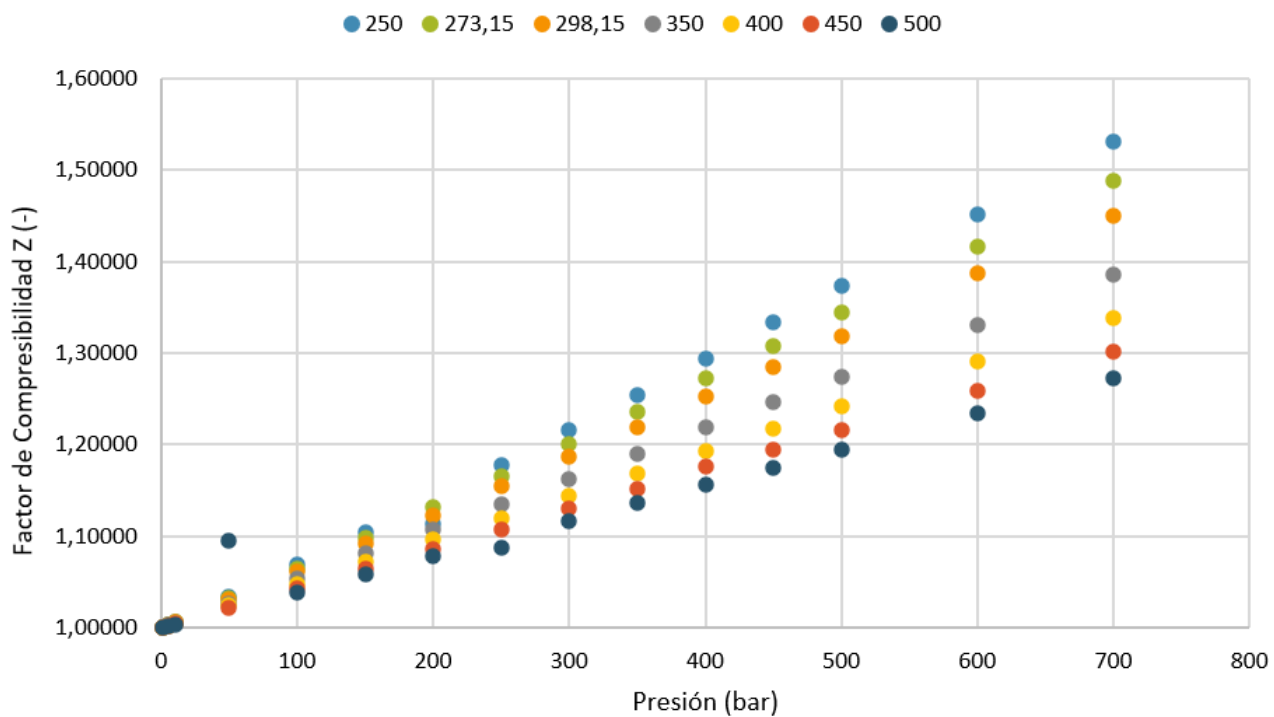
Fuente: <https://h2tools.org/hyac/hydrogen-data/hydrogen-compressibility-different-temperatures-and-pressures>

Presión (bar)	Temperatura (K)						
	250	273,15	298,15	350	400	450	500
1	1,00070	1,00040	1,00060	1,00055	1,00047	1,00041	1,00041
5	1,00337	1,00319	1,00304	1,00270	1,00241	1,00219	1,00196
10	1,00672	1,00643	1,00605	1,00540	1,00484	1,00435	1,00395
50	1,03387	1,03235	1,03037	1,02701	1,02411	1,02159	1,019570
100	1,06879	1,06520	1,06127	1,05369	1,04807	1,04314	1,03921
150	1,10404	1,09795	1,09189	1,08070	1,07200	1,06523	1,05836
200	1,11406	1,113177	1,12320	1,10814	1,09631	1,08625	1,07849
250	1,17789	1,16617	1,15499	1,13543	1,12034	1,10793	1,08764
300	1,21592	1,20101	1,18716	1,16300	1,14456	1,12957	1,11699
350	1,25461	1,23652	1,21936	1,19051	1,16877	1,15112	1,13648
400	1,29379	1,27220	1,25205	1,21842	1,19317	1,17627	1,15588
450	1,33332	1,30820	1,28487	1,24634	1,21739	1,19439	1,17533
500	1,37284	1,34392	1,31784	1,27398	1,24173	1,21583	1,19463
600	1,45188	1,41618	1,38797	1,33010	1,29040	1,25920	1,23373
700	1,53161	1,48880	1,44991	1,38593	1,33914	1,30236	1,27266

Auxiliar Presión
349
345
340
300
250
200
150
100
50
0
50
100
150
250
350

Auxiliar Temperatura	43	20	5	57	107	157	207
----------------------	----	----	---	----	-----	-----	-----

FIGURA E.3: FACTOR DE COMPRESIÓN DEL HIDRÓGENO



ANEXO 12: CÓDIGOS EES PARA CICLO TERMODINÁMICO DE COMPRESIÓN

"COMPRESIÓN EN CUATRO ETAPAS"

CaudalH2= 279,05 [kg/h]
"Compresor n 1"

T_inicial=278,15 [K]
P_inicial=100 [bar]
P_final=350 [bar]
cp_inicial_compresor1=cp(Hydrogen;T=T_inicial;P=P_inicial)
cv_inicial_compresor1=cv(Hydrogen;T=T_inicial;P=P_inicial)

"Entalpía inicial"
h_inicial=enthalpy(Hydrogen;T=T_inicial;P=P_inicial)

"Entropía inicial"
s_inicial=entropy(Hydrogen;T=T_inicial;P=P_inicial)

"Relación calor específico k"
k_1=(cp_inicial_compresor1/cv_inicial_compresor1)

"Exponente politrópico"
n*(k_1-1)=k_1*(n-1)*0,78

"Densidad hidrógeno entrada"
rho_entrada=density(Hydrogen;T=T_inicial;P=P_inicial)

"Relación de presión general"
r=(P_final/P_inicial)^(1/y)
y=4

P_compresor1=r*P_inicial
T_salidacompresor1=((T_inicial+460)*r^((k_1-1)/k_1))-460

"Compresor 2"
P_caida= 5 [bar]
P_entradacompresor2= (P_compresor1-P_caida)

"Relación de compresión compresor 2"
r_compresor2=(P_final/P_entradacompresor2)^(1/y_compresor2)
y_compresor2= 3
P_salidacompresor2= r_compresor2*P_entradacompresor2
T_enfriamiento= 302,55 [K]
T_salidacompresor2=((T_enfriamiento+460)*r^((k_1-1)/k_1))-460

"Compresor 3"

$P_{caida_compresor3} = 7$ [bar]
 $P_{entradacompresor3} = (P_{salidacompresor2} - P_{caida_compresor3})$
"Relación de compresión compresor 3"
 $r_{compresor3} = (P_{final} / P_{entradacompresor3})^{(1/y_{compresor3})}$
 $y_{compresor3} = 2$
 $P_{salidacompresor3} = r_{compresor3} * P_{entradacompresor3}$
 $T_{enfriamientoc3} = 322,05$ [K]
 $T_{salidacompresor3} = ((T_{enfriamientoc3} + 460) * r^{((k_1 - 1)/k_1)}) - 460$

"Compresor 4"

$P_{caida_compresor4} = 10$ [bar]
 $P_{entradacompresor4} = (P_{salidacompresor3} - P_{caida_compresor4})$
"Relación de compresión compresor 4"
 $r_{compresor4} = (P_{final} / P_{entradacompresor4})^{(1/y_{compresor4})}$
 $y_{compresor4} = 1$
 $P_{salidacompresor4} = r_{compresor4} * P_{entradacompresor4}$
 $T_{enfriamientoc4} = 330,35$ [K]
 $T_{salidacompresor4} = ((T_{enfriamientoc4} + 460) * r^{((k_1 - 1)/k_1)}) - 460$

"Factores de compresión"

$Z_{compresor1} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{inicial}; P = P_{inicial})$
 $Z_{compresor1salida} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{salidacompresor1}; P = P_{compresor1})$
 $Z_{compresor2} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{enfriamiento}; P = P_{entradacompresor2})$
 $Z_{compresor2salida} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{salidacompresor2}; P = P_{salidacompresor2})$
 $Z_{compresor3} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{enfriamientoc3}; P = P_{entradacompresor3})$
 $Z_{compresor3salida} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{salidacompresor3}; P = P_{salidacompresor3})$
 $Z_{compresor4} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{enfriamientoc4}; P = P_{entradacompresor4})$
 $Z_{compresor4salida} = \text{compressibilityfactor}(\text{Hydrogen}; T = T_{salidacompresor4}; P = P_{salidacompresor4})$

$\text{Factor_de_compresion1} = (Z_{compresor1} + Z_{compresor1salida}) / 2$
 $\text{Factor_de_compresion2} = (Z_{compresor2} + Z_{compresor2salida}) / 2$
 $\text{Factor_de_compresion3} = (Z_{compresor3} + Z_{compresor3salida}) / 2$
 $\text{Factor_de_compresion4} = (Z_{compresor4} + Z_{compresor4salida}) / 2$

$R_{gases} = 8,314472$ [J/mol-K]

"Trabajo realizado en los compresores"

$$W_1 = ((\text{CaudalH2} * \text{Factor_de_compresion1} * R_{\text{gases}} * T_{\text{salidacompresor1}} * (r^{((n-1)/n)} - 1)) / (n-1))$$
$$W_2 = ((\text{CaudalH2} * \text{Factor_de_compresion2} * R_{\text{gases}} * T_{\text{salidacompresor2}} * (r_{\text{compresor2}}^{((n-1)/n)} - 1)) / (n-1))$$
$$W_3 = ((\text{CaudalH2} * \text{Factor_de_compresion3} * R_{\text{gases}} * T_{\text{salidacompresor3}} * (r_{\text{compresor3}}^{((n-1)/n)} - 1)) / (n-1))$$
$$W_4 = ((\text{CaudalH2} * \text{Factor_de_compresion4} * R_{\text{gases}} * T_{\text{salidacompresor4}} * (r_{\text{compresor4}}^{((n-1)/n)} - 1)) / (n-1))$$

$$W_{\text{total}} = (W_1 + W_2 + W_3 + W_4) / 0,78$$
$$W_{\text{total1}} = (W_{\text{total}} / 3600)$$

"Eficiencia energética"

$$ef_{\text{en}} = (\text{CaudalH2} / W_{\text{total1}})$$

"Calor"

$$Q_1 = (279,05 * (T_{\text{salidacompresor1}} - T_{\text{inicial}}) * cp_{c1})$$
$$cp_1 = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{inicial}}; P = P_{\text{inicial}})$$
$$cp_{1\text{salida}} = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{salidacompresor1}}; P = P_{\text{compresor1}})$$
$$cp_{c1} = (cp_1 + cp_{1\text{salida}}) / 2$$
$$Q_2 = (279,05 * (T_{\text{salidacompresor2}} - T_{\text{enfriamiento}}) * cp_{c2})$$
$$cp_2 = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{enfriamiento}}; P = P_{\text{entradacompresor2}})$$
$$cp_{2\text{salida}} = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{salidacompresor2}}; P = P_{\text{salidacompresor2}})$$
$$cp_{c2} = (cp_2 + cp_{2\text{salida}}) / 2$$
$$Q_3 = (279,05 * (T_{\text{salidacompresor3}} - T_{\text{enfriamiento3}}) * cp_{c3})$$
$$cp_3 = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{enfriamiento3}}; P = P_{\text{entradacompresor3}})$$
$$cp_{3\text{salida}} = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{salidacompresor3}}; P = P_{\text{salidacompresor3}})$$
$$cp_{c3} = (cp_3 + cp_{3\text{salida}}) / 2$$
$$Q_4 = (279,05 * (T_{\text{salidacompresor4}} - T_{\text{enfriamiento4}}) * cp_{c4})$$
$$cp_4 = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{enfriamiento4}}; P = P_{\text{entradacompresor4}})$$
$$cp_{4\text{salida}} = cp(\text{Hydrogen}; T = T_{\text{salidacompresor4}}; P = P_{\text{salidacompresor4}})$$
$$cp_{c4} = (cp_4 + cp_{4\text{salida}}) / 2$$
$$Q_{\text{electrolizador}} = (3,492 * (T_{\text{salidaelectrolizador}} - T_{\text{entradaelectrolizador}}) * cp_{\text{electrolizador}})$$
$$T_{\text{salidaelectrolizador}} = 353,15$$
$$T_{\text{entradaelectrolizador}} = 293,15$$
$$cp_{\text{electrolizador}} = (cp_{\text{elec1}} + cp_{\text{elec2}}) / 2$$
$$cp_{\text{elec1}} = 4,182$$
$$cp_{\text{elec2}} = 4,196$$

"Densidades"

```
rho_1=density(Hydrogen;T=T_inicial;P=P_inicial)
rho_1salida=density(Hydrogen;T=T_salidacompresor1;P=P_compresor1)
rho_2=density(Hydrogen;T=T_enfriamiento;P=P_entradacompresor2)
rho_2salida=density(Hydrogen;T=T_salidacompresor2;P=P_salidacompresor2)
rho_3=density(Hydrogen;T=T_enfriamientoc3;P=P_entradacompresor3)
rho_3salida=density(Hydrogen;T=T_salidacompresor3;P=P_salidacompresor3)
rho_4=density(Hydrogen;T=T_enfriamientoc4;P=P_entradacompresor4)
rho_4salida=density(Hydrogen;T=T_salidacompresor4;P=P_salidacompresor4)
```

"Almacenamiento"

```
Caudalhidrogenototal=(CaudalH2*24*7)
radio=4,15
Volumen_estanque=2626,35
Altura_estanque=(2626,35)/(3,14*(4,15*4,15))
```

"Intercambiador de calor planta de electrólisis"

```
cp_h2o1=0,0754 [kJ/mol-K]
Q_h2o1=(cp_h2o1*(T_salida1-T_entrada1)*masa_agua1)
masa_agua1=19,868 [mol/h]
T_salida1= 353,15 [K]
T_entrada1=293,15 [K]
```

"Intercambiadores de calor en compresión"

```
Qh2_int1=Q_1
cph2o_int1=4,185 [kJ/kg-K]
Th2o_int1= 60 [K]
masah2o_1=(Qh2_int1)/(cph2o_int1*Th2o_int1)
```

```
Qh2_int2=Q_2
cph2o_int2=4,185 [kJ/kg-K]
Th2o_int2= 60 [K]
masah2o_2=(Qh2_int2)/(cph2o_int2*Th2o_int2)
```

```
Qh2_int3=Q_3
cph2o_int3=4,185 [kJ/kg-K]
Th2o_int3= 60 [K]
masah2o_3=(Qh2_int3)/(cph2o_int2*Th2o_int2)
```

```
Qh2_int4=Q_4
cph2o_int4=4,185 [kJ/kg-K]
Th2o_int4= 60 [K]
masah2o_4=(Qh2_int4)/(cph2o_int2*Th2o_int2)
```

```
masah2o_total=(masah2o_1+masah2o_2+masah2o_3+masah2o_4)
```

```
Consumo_total_agua=(masah2o_total+masa_agua1)/1000
```

"Torre de enfriamiento"

```
Q_torre=(H_torre_final*391,821)/0,92
H_torre1=enthalpy(Water;T=353,15;P=1)
H_torre2=enthalpy(Water;T=293,15;P=1)
H_torre_final=(H_torre1-H_torre2)
```

ANEXO 13: RESULTADOS SOFTWARE EES PARA CICLO TERMODINÁMICO DE COMPRESIÓN

Altura _{estaque} = 48,57	CaudalH2 = 279,1 [kg/h]	Caudalhidrogenototal = 46880	
cph2o _{int4} = 4,185 [kJ/kg-K]	cp ₁ = 14,5	cp _{1salida} = 14,65	
cp ₄ = 14,76	cp _{4salida} = 14,79	cp _{c1} = 14,57	
cp _{elec2} = 4,196	cp _{electrolizador} = 4,189	cph2o ₁ = 0,0754 [kJ/mol-K]	
Factor _{de,compresion2} = 1,086	Factor _{de,compresion3} = 1,111	Factor _{de,compresion4} = 1,151	
k ₁ = 1,424	masah2o ₁ = 1168	masah2o ₂ = 1213	
n = 1,617	P _{caida} = 5 [bar]	P _{caida,compresor3} = 7 [bar]	
P _{entradacompresor4} = 237,8	P _{final} = 350 [bar]	P _{inicial} = 100 [bar]	
Qh2 _{int2} = 304667	Qh2 _{int3} = 313761	Qh2 _{int4} = 318458	
Q _{electrolizador} = 877,7	Qh2o ₁ = 89,88	Q _{torre} = 106919	
p _{1salida} = 8,821	p ₂ = 9,788	p _{2salida} = 10,74	
p _{entrada} = 8,201	r _{compresor2} = 1,385	r _{compresor3} = 1,412	
Th2o _{int3} = 60 [K]	Th2o _{int4} = 60 [K]	T _{enfriamiento} = 302,6 [K]	
T _{inicial} = 278,2 [K]	T _{salida1} = 353,2 [K]	T _{salidacompresor1} = 350,3	
Volumen _{estaque} = 2626	W ₁ = 178572	W ₂ = 203624	
y = 4	Y _{compresor2} = 3	Y _{compresor3} = 2	
Z _{compresor2salida} = 1,092	Z _{compresor3} = 1,101	Z _{compresor3salida} = 1,12	
Consumo _{total,agua} = 4,919	cph2o _{int1} = 4,185 [kJ/kg-K]	cph2o _{int2} = 4,185 [kJ/kg-K]	cph2o _{int3} = 4,185 [kJ/kg-K]
cp ₂ = 14,61	cp _{2salida} = 14,69	cp ₃ = 14,69	cp _{3salida} = 14,73
cp _{c2} = 14,65	cp _{c3} = 14,71	cp _{c4} = 14,78	cp _{elec1} = 4,182
cp _{inicial,compresor1} = 14,5	cv _{inicial,compresor1} = 10,18	ef _{en} = 0,8739	Factor _{de,compresion1} = 1,068
h _{inicial} = 3688	H _{torre1} = 335,1	H _{torre2} = 84,01	H _{torre,final} = 251
masah2o ₃ = 1250	masah2o ₄ = 1268	masah2o _{total} = 4899	masa _{agua1} = 19,87 [mol/h]
P _{caida,compresor4} = 10 [bar]	P _{compresor1} = 136,8	P _{entradacompresor2} = 131,8	P _{entradacompresor3} = 175,5
P _{salidacompresor2} = 182,5	P _{salidacompresor3} = 247,8	P _{salidacompresor4} = 350	Qh2 _{int1} = 293341
Q ₁ = 293341	Q ₂ = 304667	Q ₃ = 313761	Q ₄ = 318458
r = 1,368	radio = 4,15	R _{gases} = 8,314 [J/mol-K]	p ₁ = 8,201
p ₃ = 12	p _{3salida} = 13,46	p ₄ = 15,37	p _{4salida} = 17,85
r _{compresor4} = 1,472	s _{inicial} = 33,34	Th2o _{int1} = 60 [K]	Th2o _{int2} = 60 [K]
T _{enfriamientoc3} = 322,1 [K]	T _{enfriamientoc4} = 330,4 [K]	T _{entrada1} = 293,2 [K]	T _{entradaelectrolizador} = 293,2
T _{salidacompresor2} = 377,1	T _{salidacompresor3} = 398,5	T _{salidacompresor4} = 407,6	T _{salidaelectrolizador} = 353,2
W ₃ = 234234	W ₄ = 280201	W _{total} = 1,150E+06	W _{total1} = 319,3
Y _{compresor4} = 1	Z _{compresor1} = 1,063	Z _{compresor1salida} = 1,073	Z _{compresor2} = 1,079
Z _{compresor4} = 1,136	Z _{compresor4salida} = 1,167		

ANEXO 14: CALOR ESPECÍFICO DEL AGUA

Temp. °C	Calor específico		Temp. °C	Calor específico		Temp. °C	Calor específico	
	$\frac{\text{kJ}}{\text{K}\cdot\text{kg}}$	$\frac{\text{kcal}}{\text{K}\cdot\text{kg}}$		$\frac{\text{kJ}}{\text{K}\cdot\text{kg}}$	$\frac{\text{kcal}}{\text{K}\cdot\text{kg}}$		$\frac{\text{kJ}}{\text{K}\cdot\text{kg}}$	$\frac{\text{kcal}}{\text{K}\cdot\text{kg}}$
0 (hielo)	1,960	0,468	34	4,178	0,999	68	4,189	1,001
0	4,217	1,008	35	4,178	0,999	69	4,189	1,001
1	4,213	1,007	36	4,178	0,999	70	4,190	1,001
2	4,210	1,006	37	4,178	0,999	71	4,190	1,001
3	4,207	1,005	38	4,178	0,999	72	4,191	1,002
4	4,205	1,005	39	4,179	0,999	73	4,192	1,002
5	4,202	1,004	40	4,179	0,999	74	4,192	1,002
6	4,200	1,004	41	4,179	0,999	75	4,193	1,002
7	4,198	1,003	42	4,179	0,999	76	4,194	1,002
8	4,196	1,003	43	4,179	0,999	77	4,194	1,002
9	4,194	1,002	44	4,179	0,999	78	4,195	1,003
10	4,192	1,002	45	4,180	0,999	79	4,196	1,003
11	4,191	1,002	46	4,180	0,999	80	4,196	1,003
12	4,189	1,001	47	4,180	0,999	81	4,197	1,003
13	4,188	1,001	48	4,180	0,999	82	4,198	1,003
14	4,187	1,001	49	4,181	0,999	83	4,199	1,004
15	4,186	1,000	50	4,181	0,999	84	4,200	1,004
16	4,185	1,000	51	4,181	0,999	85	4,200	1,004
17	4,184	1,000	52	4,182	1,000	86	4,201	1,004
18	4,183	1,000	53	4,182	1,000	87	4,202	1,004
19	4,182	1,000	54	4,182	1,000	88	4,203	1,005
20	4,182	1,000	55	4,183	1,000	89	4,204	1,005
21	4,181	0,999	56	4,183	1,000	90	4,205	1,005
22	4,181	0,999	57	4,183	1,000	91	4,206	1,005
23	4,180	0,999	58	4,184	1,000	92	4,207	1,005
24	4,180	0,999	59	4,184	1,000	93	4,208	1,006
25	4,180	0,999	60	4,185	1,000	94	4,209	1,006
26	4,179	0,999	61	4,185	1,000	95	4,210	1,006
27	4,179	0,999	62	4,186	1,000	96	4,211	1,006
28	4,179	0,999	63	4,186	1,000	97	4,212	1,007
29	4,179	0,999	64	4,187	1,001	98	4,213	1,007
30	4,178	0,999	65	4,187	1,001	99	4,214	1,007
31	4,178	0,999	66	4,188	1,001	100	4,216	1,008
32	4,178	0,999	67	4,188	1,001	100 (gas)	2,080	0,497
33	4,178	0,999						

ANEXO 15: COTIZACIONES PROVEEDORES DE ELECTROLIZADORES (GIZ, 2021)

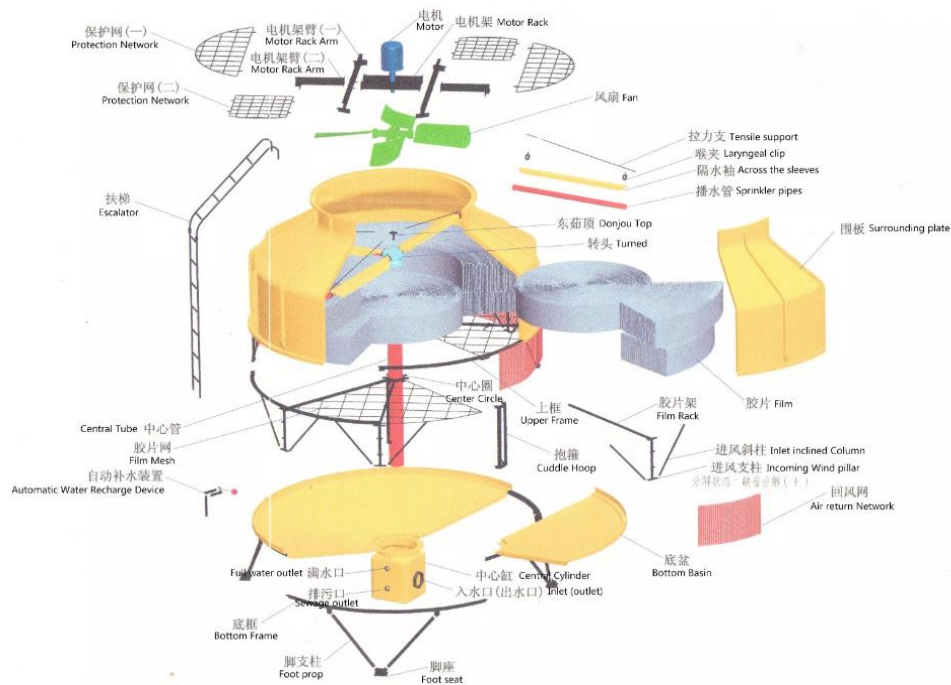
TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	Alkaline
Nominal power (MW)	1.25 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	22.3 kg/h
Plant estimated prize (USD)	550,000 USD
Stack replacement (USD)	250,000 USD
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm ³)	4.6 kWh/Nm ³
Hydrogen purity (after purification if included.	99.999%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	1.8 Mpa
Stack service life (hours) **	25 years (need refurbishment every 10 years)
Plant service life (years)	25 years
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	40,000 USD
Water purification included? (Yes/No)	No
Please, provide individual price of water purification	15,000 USD
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	160,000 USD

TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	
Nominal power (MW)	1MW alkaline or 1,25 MW PEM
Nominal hydrogen production (kg/h)	22
Plant estimated prize (USD)	Estimate 2.25M-2.75M EUR for turnkey containerized electrolyzer
Stack replacement (USD)	Need NDA
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm ³)	4.3 with our PEM
Hydrogen purity (after purification if included.	99.999%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	30 barg
Stack service life (hours) **	stack life of 80000 hours assuming 8500 operating hours per annum
Plant service life (years)	20,00
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of water purification	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	N/A

ANEXO 16: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TORRE DE ENFRIAMIENTO

型號 Model		8T	10T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	60T
流量 Nominal Flow	m³/h	6.23	7.81	11.7	15.62	19.51	23.4	31.21	39.24	46.8
風量 Air Volume	CMM	70	85	140	160	200	230	280	330	420
馬達 Motor	kW	0.18	0.18	0.37	0.55	0.75	0.75	1.50	1.50	1.5
音量(16M) Noise Level	dBA	45.0	46.0	47.0	48.0	49.0	50.0	52.0	53.0	53.5
淨重 Dry Weigh	Kg	46	49	60	80	110	135	150	210	260
運行重量 Wet Weigh	Kg	190	199	298	320	540	550	590	1050	1280

型號 Model		70T	80T	90T	100T	125T	150T	175T	200T	225T
流量 Nominal Flow	m³/h	54.68	62.5	70.31	78.12	97.56	117	136.8	156.2	175.5
風量 Air Volume	CMM	450	630	630	700	830	950	1150	1250	1500
馬達 Motor	kW	1.5	2.2	2.2	3.0	3.0	3.0	3.75	3.75	5.50
音量(16M) Noise Level	dBA	54.0	54.0	54.0	54.6	55.0	55.0	55.0	55.0	52.0
淨重 Dry Weigh	Kg	290	350	410	550	580	600	890	920	1100
運行重量 Wet Weigh	Kg	1410	1540	1600	1650	1700	1850	2010	2100	2870



ANEXO 17: ESTRUCTURA HERRAMIENTA HIDRÓGENO VERDE (GIZ, 2022)

Hoja	Descripción
Hojas de color amarillo	Corresponden a hojas informativas que sirven para describir la herramienta o la evaluación de los proyectos.
Hojas de color verde	Corresponden a hojas en las que se solicita que el usuario ingrese información.
Hojas de color azul	Corresponden a hojas en las que se realizan cálculos intermedios para la evaluación.
Hojas de color rojo	Corresponden a hojas auxiliares que son utilizadas por las distintas macros contenidas en la herramienta. Se recomienda no modificar estas hojas.

Tabla 17. Hojas de cálculo de la herramienta y contenidos

Hoja de cálculo	Descripción	Editabilidad
Portada	Portada de la herramienta donde se presentan los tres tipos de proyectos posibles de evaluar. Como primer paso el usuario debe seleccionar el tipo de proyecto que va a evaluar. Al seleccionar el tipo de proyecto se muestran las hojas de Esquema y Evaluación asociadas.	Editable: El usuario puede seleccionar el tipo de proyecto a evaluar.
Descripción herramienta	Se describe en forma general la herramienta, las hojas de cálculo que la componen, el modo de uso según el tipo de usuario, y las salidas de resultados.	No editable
Esquema - Buses	Presenta una descripción del tipo de proyecto y los alcances de la evaluación. Se incluye además un esquema de las etapas que incluye el tipo de proyecto y los respectivos parámetros utilizados. En cada parámetro se ha incluido una nota con la descripción de este. Esta hoja es visible solo en el caso de que se haya seleccionado la opción "Transporte: Buses de larga autonomía".	No editable
Esquema - Celdas	Presenta una descripción del tipo de proyecto y los alcances de la evaluación. Se incluye además un esquema de las etapas que incluye el tipo de proyecto y los respectivos parámetros utilizados. En cada parámetro se ha incluido una nota con la descripción de este. La hoja es visible solo en el caso de que se haya seleccionado la opción "Aplicación estacionaria: producción de electricidad mediante celdas de combustible".	No editable
Esquema - General	Presenta una descripción del tipo de proyecto y los alcances de la evaluación. Se incluye además un esquema de las etapas que incluye el tipo de proyecto y los respectivos parámetros utilizados. En cada parámetro se ha incluido una nota con la descripción de este. La hoja es visible solo en el caso de que se haya seleccionado la opción "Producción de hidrógeno verde (no asociado a una aplicación específica)".	No editable
Evaluación - Buses	Se ingresan las principales variables para la evaluación de un proyecto de este tipo. Se ingresan variables que definen la demanda de hidrógeno, los parámetros de generación eléctrica ERNC y las variables económicas y financieras. Se presentan los principales resultados en formato numérico y gráfico, además de los análisis de sensibilidad para determinadas variables. Hoja visible solo en caso de seleccionar la opción "Transporte: Buses de larga autonomía" en la hoja "Portada".	Editable: El usuario debe ingresar una serie de parámetros técnicos, económicos y financieros.
Evaluación - Celdas	Se ingresan las principales variables para la evaluación de un proyecto de este tipo. Se ingresan variables que definen la demanda, los parámetros de generación eléctrica ERNC y las variables económicas y financieras. Se presentan los principales resultados en formato numérico y gráfico, además de los análisis de sensibilidad para determinadas variables. Hoja visible solo en caso de seleccionar la opción "Aplicación estacionaria: producción de electricidad mediante celdas de combustible" en la hoja "Portada".	Editable: El usuario debe ingresar una serie de parámetros técnicos, económicos y financieros.

Hoja de cálculo	Descripción	Editabilidad
Evaluación General	Se ingresan las principales variables para la evaluación de un proyecto de este tipo. Se ingresan variables que definen la demanda, los parámetros de generación eléctrica ERNC y las variables económicas y financieras. Se presentan los principales resultados en formato numérico y gráfico, además de los análisis de sensibilidad para determinadas variables. Hoja visible solo en caso de seleccionar la opción "Producción de hidrógeno verde (no asociado a una aplicación específica)" en la hoja "Portada".	Editable: El usuario debe ingresar una serie de parámetros técnicos, económicos y financieros.
Datos usuario avanzado	Se presentan los parámetros que requieren de un mayor grado de conocimiento por parte del usuario a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno o de la evaluación económica. En las distintas etapas se incluye la opción de "Valor por defecto", lo que permite utilizar valores por defecto ofrecidas por la herramienta. Se incluyen algunos cálculos intermedios obtenidos a partir de los parámetros y otros supuestos contenidos en la herramienta.	Editable: El usuario debe ingresar una serie de parámetros técnicos y financieros o, alternativamente, elegir valores por defecto sugeridos por la herramienta.
Flujo de caja	Se desarrollan los flujos de caja del tipo de proyecto con resolución temporal anual.	No editable
Cálculos mensuales	Se calculan flujos de producción y consumo a nivel mensual. A partir de estos valores y de las proyecciones de precio de la hoja "Proyección de precios", se calculan los costos e ingresos.	No editable
Proyección de precios	Se proyectan los precios hasta el año 2050 para los stacks de distintos tipos de electrolizador.	No editable
Inversiones	Se estiman los costos de inversión de las unidades principales del proyecto. Se extraen los costos de inversión calculados a partir del dimensionamiento de equipos y/o los costos definidos por el usuario. Se estiman los costos de inversión de las unidades de generación ERNC a partir de los costos unitarios de inversión y su tamaño.	No editable
Depreciación	Se calculan los montos anuales de depreciación de los activos.	No editable
Costos transporte & almacenamiento	Se estiman los costos de transporte en base a los parámetros de transporte seleccionados por el usuario avanzado. Se definen costos de transporte de corta y larga distancia. Si el usuario escoge que el consumo del hidrógeno es in-situ, entonces los costos de transporte son iguales a cero. Se estiman los costos de almacenamiento en función de la cantidad, los días de autonomía y la presión de almacenamiento. Este se limita solo al almacenamiento en estado gaseoso.	No editable
Costo compresor	Se estiman los costos de inversión de un compresor reciprocante multietapas a partir de su potencia estimada. Para esto se utilizan los parámetros de operación del sistema.	No editable
Factor de compresibilidad	A partir de los parámetros de almacenamiento (presión y temperatura) se estima un factor de compresibilidad que permite estimar volúmenes reales de los estanques para el almacenamiento de hidrógeno.	No editable

Hoja de cálculo	Descripción	Editabilidad
Matrices horarias	A partir de la selección de parámetros técnicos del proyecto se calcula la producción horaria de hidrógeno y el consumo eléctrico e hídrico asociado para un día tipo de cada mes. En función de la ubicación del proyecto, la tecnología y la capacidad, se estima la generación horaria de energía eléctrica para un día tipo de cada mes. A partir de lo anterior, se calculan los excedentes y retiros de energía.	No editable
Generación eólica	Se estima la generación eléctrica horaria para un día tipo de cada mes en función del perfil del recurso eólico (ingresado por defecto a partir de la locación seleccionada, o ingresada por el usuario), los parámetros del aerogenerador seleccionado y el número de unidades seleccionadas.	No editable
Generación solar	Se estima la generación eléctrica horaria para un día tipo de cada mes en función del perfil del recurso solar o radiación (por defecto a partir de la locación seleccionada, o ingresada manualmente por el usuario), y la capacidad nominal de la planta de generación solar fotovoltaica.	Editable: Usuario puede elegir tipo de suelo para el cálculo del recurso solar con paneles bifaciales.
Perfiles usuario S&E	En esta pestaña el usuario puede ingresar manualmente un perfil de radiación horaria o un perfil de velocidad de viento horaria para un día tipo de cada mes, de una locación distinta a las ofrecidas por defecto para cada recurso. Estas, por ejemplo, pueden ser extraídas del Explorador Solar (https://solar.minenergia.cl/inicio) y del Explorador Eólico (https://eolico.minenergia.cl/inicio), ambos del Ministerio de Energía de Chile.	Editable: Usuario puede ingresar un perfil de radiación horaria o un perfil de velocidad de viento horaria para la localidad donde se emplazará el proyecto.
Perfiles S&E por defecto	En esta pestaña se encuentra la base de datos de los perfiles horarios de recurso solar y eólico para cada una de las locaciones disponibles en función de la tecnología seleccionada (eólica o solar fotovoltaica). Se ha escogido el perfil de una comuna por región a partir del Explorador Solar (https://solar.minenergia.cl/inicio) y del Explorador Eólico (https://eolico.minenergia.cl/inicio), ambos del Ministerio de Energía de Chile.	No editable
Datos aerogeneradores	Se enlista un set de aerogeneradores comúnmente utilizados en el mercado y sus curvas de potencia en función de la velocidad del viento. En esta hoja es posible ingresar la curva de un aerogenerador definido por el usuario.	Editable: El usuario puede ingresar la curva de potencia de un generador en particular que desee evaluar.
Datos electrolizadores	Cuenta con un set de modelos de electrolizadores cotizados por GIZ en 2021 con sus principales características técnicas y económicas. En base a la demanda de hidrógeno de los proyectos evaluados, la herramienta recomienda uno de los electrolizadores en el caso de que se opte por la opción de "Valor por defecto".	No editable
Parámetros técnicos	Contiene los valores de los parámetros técnicos utilizados en la herramienta en las distintas etapas de la evaluación.	No editable
Auxiliar chequeo	Hoja auxiliar que permite identificar si se han completado todos los parámetros necesarios para realizar la evaluación. Los parámetros que no hayan sido completados se destacarán con color rojo. Se ha incluido un enlace a cada parámetro de manera de facilitar el llenado de estos.	No editable

Hoja de cálculo	Descripción	Editabilidad
Auxiliar_gráficos	Hoja auxiliar que permite compilar los resultados que son graficados. Los gráficos construidos a partir de los datos de esta pestaña son presentados en las hojas "Evaluación - Buses", "Evaluación - Celdas" o "Evaluación - General", según sea el caso evaluado.	No editable
Auxiliar_off_grid	Hoja auxiliar destinada únicamente al desarrollo de una macro para determinar un electrolizador y la capacidad de la planta ERNC que optimizan el costo de inversión y satisfacer la demanda diaria de hidrógeno. Fundamental para la evaluación de proyectos off grid.	No editable
Auxiliar_ID	Hoja auxiliar que contiene matrices útiles exclusivamente para el desarrollador. A esta pestaña están unidos todos los botones y opciones de elección que los usuarios realicen en otras pestañas.	No editable

ANEXO 18: PARÁMETROS Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LA HERRAMIENTA DE HIDRÓGENO VERDE

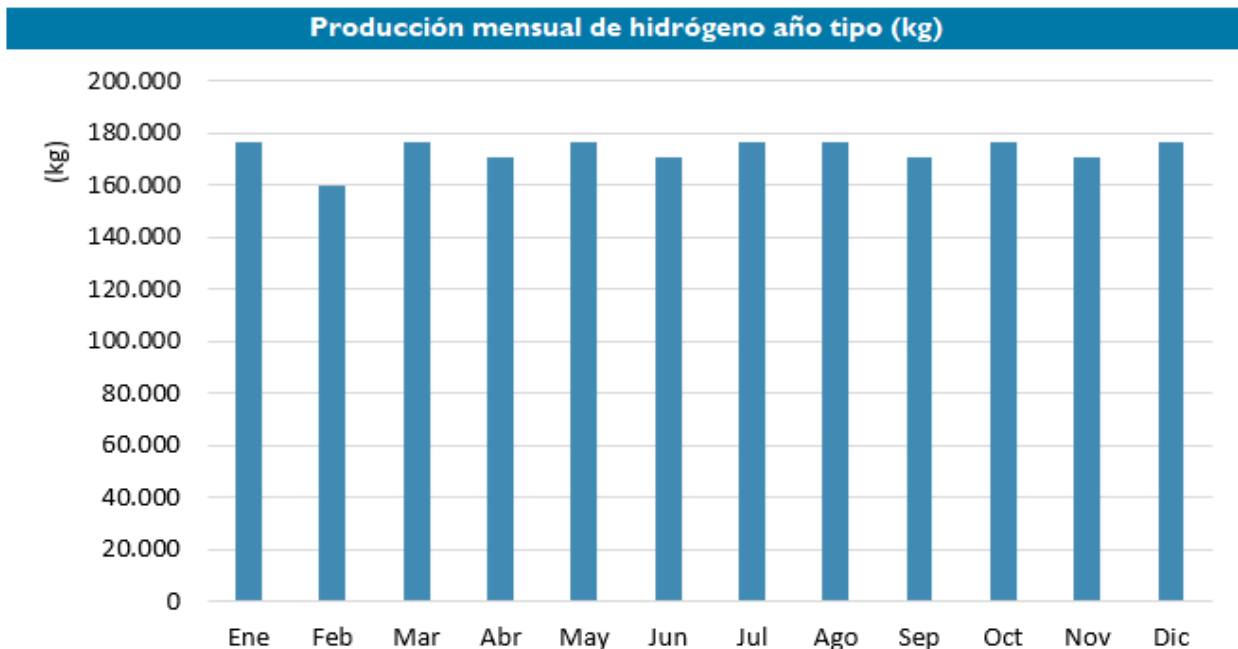
Parámetros técnicos		
Parámetro	Valor	Unidad
Demanda diaria	6697,20	kg H ₂ /día
Presión de Abastecimiento	350	bar
Demanda diaria	6.697,20	kg H₂ / día
Características de la planta de generación ⁽¹⁾	-	-
Recurso renovable	<input checked="" type="radio"/> Solar <input type="radio"/> Eólico	-
Conectado a la red	Si	-
Ciudad ⁽²⁾	Florida	-
Planta Fotovoltaica		
Capacidad nominal de la planta	0	kW
Planta Eólica		
Selección del aerogenerador ⁽³⁾	3000	kW/unidad
Capacidad nominal de aerogenerador	3000	kW/unidad
Cantidad de aerogeneradores	5	unidades
Características de la planta de hidrógeno	-	-
¿El consumo de H ₂ es in situ?	SI	-
Días de autonomía de almacenamiento	7	días

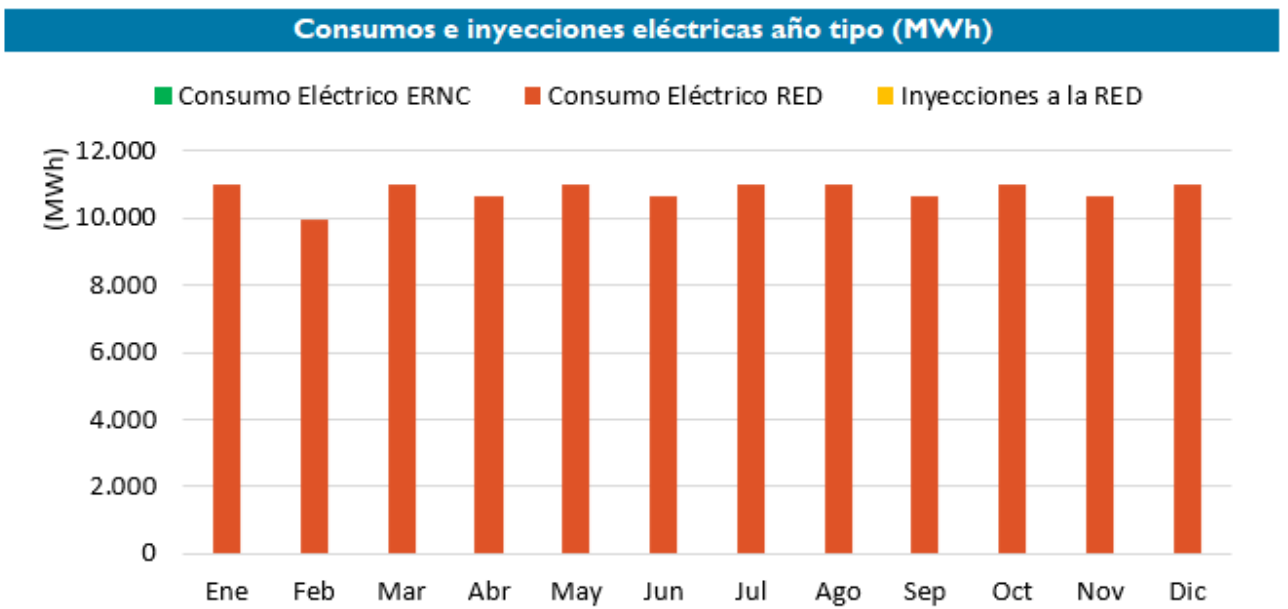
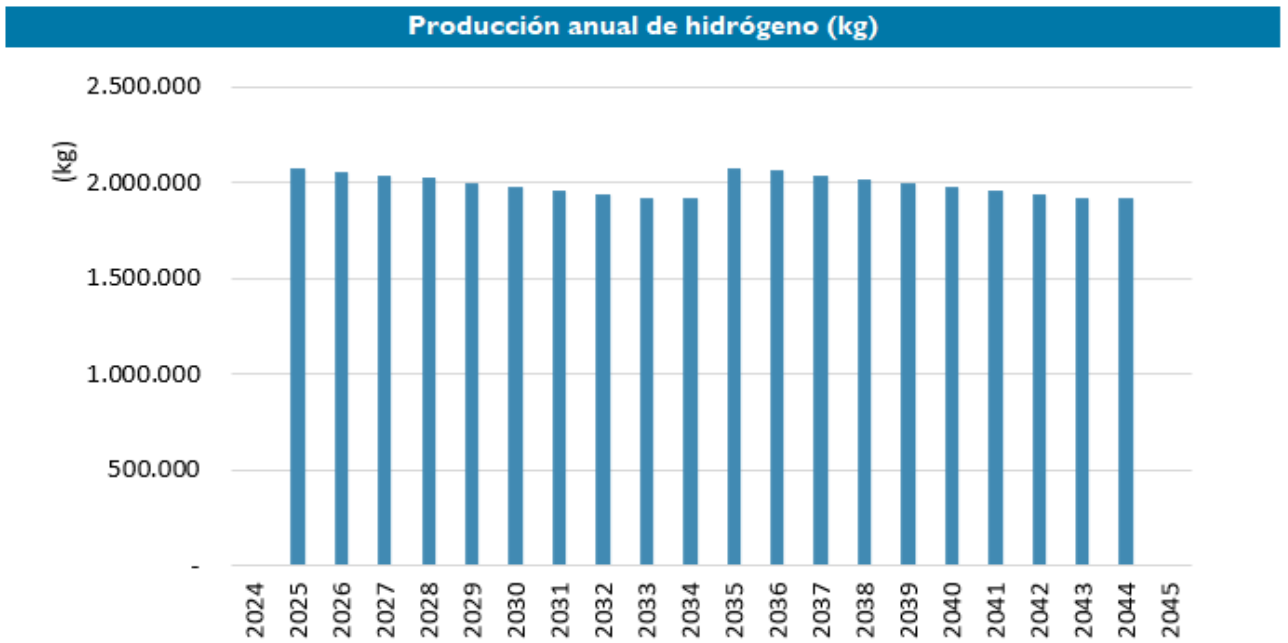
*El programa para funcionar requería de añadir la ciudad de donde se obtiene la energía (planta de ERNC), para términos del informe el proyecto fue considerado como *on-grid*, es decir, conectado a la red eléctrica por 24 horas. Por lo tanto, la ciudad es por defecto y no se considera para las estimaciones económicas.

Parámetros financieros		
Parámetros	Valor	Unidad
Año de inicio de la evaluación	2024	-
Mes de inicio	enero	-
Costo de capital	6,8%	%
Periodo de evaluación	-	-
<input checked="" type="radio"/> Valor por defecto	20	años
<input type="radio"/> Valor usuario		años
Apalancamiento ⁽⁴⁾	20%	%
Tasa de interés anual	5,00%	%
Periodo préstamo	10	años
Periodo de gracia	12	meses
WACC	4,3%	%

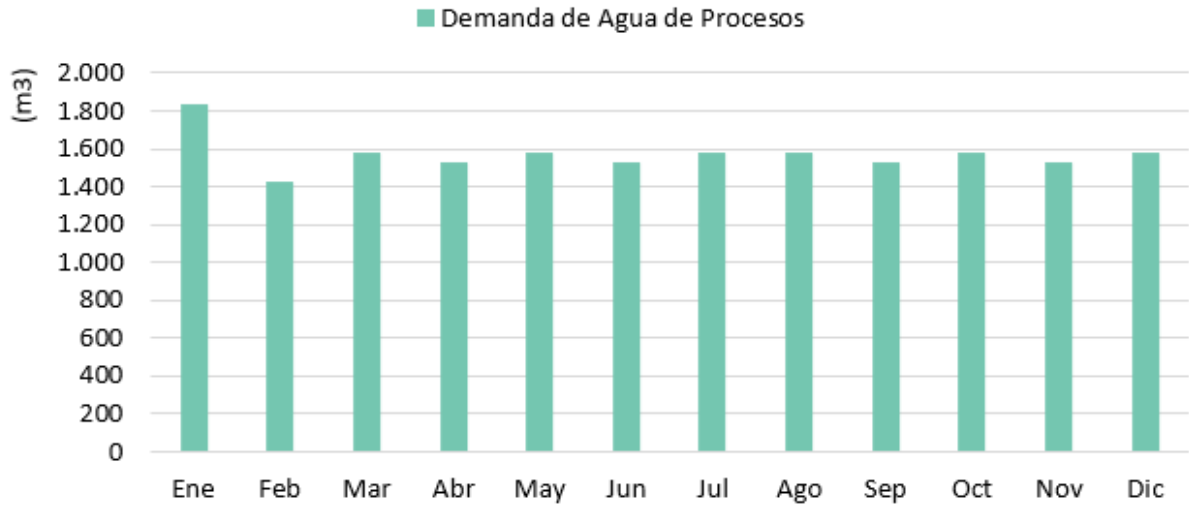
(4) Porcentaje de la inversión que corresponde a capital propio.

Parámetros económicos		
Parámetro	Valor	Unidad
Precio venta de energía	0,01	USD / kWh
Precio compra de energía	0,04	USD / kWh
Agua	1,0	USD / m ³
Precio de venta de hidrógeno	8,0	USD / kg
Inflación ⁽⁵⁾	0%	%
Depreciación	Lineal	-





Consumos de agua mensual año tipo (m³)



Sensibilización de variables económicas y operacionales

VAN (MM USD) 35,64

		Precio venta electricidad (USD/kWh)					
		-10%	-5%	Selec.	5%	10%	
Paso eje horizontal	5%						
Paso eje vertical	5%						
CAPEX	-10%	90%	43,93	43,93	43,93	43,93	43,93
	-5%	95%	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97
	Selec.	100%	36,02	36,02	36,02	36,02	36,02
	5%	105%	32,06	32,06	32,06	32,06	32,06
	10%	110%	28,10	28,10	28,10	28,10	28,10

TIR (%) 9,8%

		Precio venta electricidad (USD/kWh)					
		-10%	-5%	Selec.	5%	10%	
CAPEX	-10%	90%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%
	-5%	95%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
	Selec.	100%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%
	5%	105%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
	10%	110%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%

Sensibilización de variables financieras

VAN (MM USD)		35,64						
Paso eje horizontal		5%		Nivel de apalancamiento				
Paso eje vertical		1		-10,0%	-5,0%	Selec.	5,0%	10,0%
				10,0%	15,0%	20,0%	25,0%	30,0%
Periodo préstamo	-2	8		38,87	37,43	36,02	34,63	33,27
	-1	9		38,87	37,43	36,02	34,63	33,27
	Selec.	10		38,87	37,43	36,02	34,63	33,27
	1	11		38,87	37,43	36,02	34,63	33,27
	2	12		38,87	37,43	36,02	34,63	33,27

TIR (%)		9,8%						
				Nivel de apalancamiento				
				-10,0%	-5,0%	Selec.	5,0%	10,0%
				10,0%	15,0%	20,0%	25,0%	30,0%
Periodo préstamo	-2	8		9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%
	-1	9		9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%
	Selec.	10		9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%
	1	11		9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%
	2	12		9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%

A.Características del proyecto			
Parámetros de operación	Valor por defecto	Valor usuario	Unidad
Factor de Planta (on grid)	85%	85%	%
Presión de descarga	150	350	bar

B.Electrolizador			
Parámetros técnicos	Equipo por defecto	Equipo usuario	Unidad
Modelo	7	A-3880	-
Tipo	Alcali	Alcalino	-
Potencia Nominal	0,30	14,00	MW
Eficiencia del Stack	4,50	4,40	kWh / Nm ³
Potencia Mínima de Operación	20%	80%	%
Producción Nominal	102,70	279,05	kg H ₂ / hora
Presión de Operación	110	100,0	bar
Temperatura de Operación	70	80	°C
Degradación	1,0%	1,0%	% / año
Vida útil del Stack	80.000	87.600	horas
Vida Útil de la Planta	20	20	años
Parámetros económicos	Costos por defecto	Costos usuario	Unidad
Costo de electrolizador	440.000	15.364.800	USD
Inclusión de sistema de control	SI	SI	-
Precio de sistema de control	42.000	42.000	USD
Inclusión de sistema de purificación de agua	SI	SI	-
Precio de sistema de purificación de agua	12.000	40.000	USD
Inclusión de sistema de purificación de H ₂	SI	SI	-
Precio de sistema de purificación de H ₂	100.000	40.000	USD
Costo de reemplazo de stack	100.000	1.100.000	USD

G.Almacenamiento		
Parámetros técnicos	Valor	Unidad
Autonomía de almacenamiento	7	días
Almacenamiento requerido	46880	kg H ₂
Almacenamiento requerido	23254	kmol H ₂
Presión de almacenamiento	350	bar
Temperatura de almacenamiento	293	K
Volumen de almacenamiento	2.626	m ³
Tipo de almacenamiento	gaseoso	-
Almacenamiento gaseoso por defecto	Tipo III	-
Parámetros económicos	Valor	Unidad
Costo de inversión	-	-
● Valor por defecto	51.681.105	USD
○ Valor usuario	25.400.000	USD

C.Cálculos de operación		
Parámetro	Valor	Unidad
Sistema ongrid	1	-
Factor de Planta	85%	%
Demanda diaria	6697	kg H ₂ / día
Eficiencia del Stack	61,18	kWh / kg H ₂
Eficiencia del Stack	80%	%
Producción Nominal	279,05	kg H ₂ / hora
Potencia Mínima de Operación	80%	%
Pmin Elect (operación)	11,63	MW
Pmin Elect (diseño)	13,68	MW

D.Compresor		
Parámetros técnicos	Valor	Unidad
Temperatura de entrada	353,15	K
Presión de succión	100,0	bar
Presión de descarga	350,0	bar
Consumo específico	1,1	kWh / kg H ₂
Potencia Compresor (diseño)	319,1	kW
Parámetros económicos	Valor	Unidad
Costo compresor	-	-
<input checked="" type="radio"/> Valor por defecto	690.712	USD
<input type="radio"/> Valor usuario	150.000	USD

E.Demanda de agua		
Parámetros técnicos	Valor	Unidad
¿Requiere tratamiento de Osmosis Inversa?	Si	-
Consumo específico de energía - agua	0,07	kWh / kg H ₂

F.Intercambiador de Calor		
Parámetros técnicos *	Valor	Unidad
Potencia térmica a disipar	0,02	MW _t
Flujo de servicio	-	-
Fluido	Agua	-
Temperatura de entrada	20	°C
Temperatura de salida	80	°C
Caudal requerido	1,16	kg / s
Caudal requerido	4,19	m ³ / h
Área de Intercambiador de Calor	-	-
LMTD	-43	°C
Coefficiente de Transferencia Global	857	W/m ² -°C
Área requerida	-0,62	m ²

K.Parámetros financieros		
Parámetro	Valor	Unidad
Beta desapalancado	0,67	
Tasa de Impuestos	27%	%
Tasa libre de riesgo	3,16%	%
Riesgo país	1,63%	%
Premio de mercado	6,22%	%
Costos de Capital	6,84%	%
DSCR Meta	1,12	-

M.Proyección de precios		
Parámetro	Valor	Unidad
Precio compra de energía	SI	-
Precio compra agua	NO	-
Precio de venta de hidrógeno	SI	-
Costos O&M	SI	-
Costos Fijos	SI	-
Precio venta de excedentes eléctricos	SI	-

ANEXO 19: FLUJOS DE CAJA OBTENIDOS DE LA HERRAMIENTA DE HIDRÓGENO VERDE

Flujos de caja

Año inicio construcción	2024
Año inicio operación	2025
Año fin	2045

Ítem	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<i>Ingresos operacionales</i>	-	16.622.450	16.456.226	16.291.664	16.172.935	15.967.460	15.807.785	15.649.707	15.535.657	15.338.278	15.306.989	16.608.333
Ventas hidrógeno (+)	-	16.622.450	16.456.226	16.291.664	16.172.935	15.967.460	15.807.785	15.649.707	15.535.657	15.338.278	15.306.989	16.608.333
Ventas oxígeno (+)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas electricidad (+)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Costos variables de operación</i>	-	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805
O&M electrólisis (-)	-	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978
O&M compresión (-)	-	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268
Agua de procesos (-)	-	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830
Compra de energía (-)	-	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729
Transporte (-)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Costos fijos</i>	-	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095
Costos fijos planta renovable (-)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros (-)	-	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095
EBITDA	-	10.708.550	10.542.325	10.377.763	10.259.035	10.053.559	9.893.885	9.735.807	9.621.757	9.424.377	9.393.088	10.694.432
Depreciación	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-7.157.782	-541.200	-541.200
Valor libro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados antes de impuestos	-7.157.782	3.550.768	3.384.544	3.219.982	3.101.253	2.895.777	2.736.103	2.578.025	2.463.975	2.266.596	8.851.888	10.153.232
Impuestos (-)	-	-	-958.707	-913.827	-869.395	-837.338	-781.860	-738.748	-696.067	-665.273	-611.981	-2.390.010
Resultado operacional neto	-	10.708.550	9.583.618	9.463.936	9.389.640	9.216.221	9.112.025	8.997.059	8.925.690	8.759.104	8.781.108	8.304.422
Inversión inicial (-)	-75.419.017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión de reemplazos (-)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.570.800	-
Inversión capital trabajo (-)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor de desecho (+)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja neto	-75.419.017	10.708.550	9.583.618	9.463.936	9.389.640	9.216.221	9.112.025	8.997.059	8.925.690	8.759.104	7.210.308	8.304.422
Flujo de caja acumulado	-75.419.017	-65.150.773	-54.339.058	-47.995.173	-40.057.176	-32.586.148	-25.503.302	-18.797.371	-12.418.178	-6.418.444	-1.677.294	3.555.454
VAN del proyecto	35.638.399											
TIR del proyecto	9,8%											

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

ANEXOS

2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
16.487.335	16.277.827	16.115.049	15.953.898	15.837.668	15.636.416	15.480.051	15.325.251	15.348.591	-
16.487.335	16.277.827	16.115.049	15.953.898	15.837.668	15.636.416	15.480.051	15.325.251	15.348.591	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-5.536.805	-332.246
-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978	-314.978
-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268	-17.268
-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-18.830	-
-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-5.185.729	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095	-377.095
10.573.435	10.363.926	10.201.148	10.039.998	9.923.768	9.722.515	9.566.151	9.411.350	9.434.691	-709.341
-541.200	-541.200	-541.200	-541.200	-541.200	-541.200	-541.200	-541.200	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10.032.235	9.822.726	9.659.948	9.498.798	9.382.568	9.181.315	9.024.951	8.870.150	9.434.691	-709.341
-2.741.373	-2.708.703	-2.652.136	-2.608.186	-2.564.675	-2.533.293	-2.478.955	-2.436.737	-2.394.941	-2.547.367
7.832.062	7.655.223	7.549.012	7.431.812	7.359.092	7.189.222	7.087.196	6.974.614	7.039.750	-3.256.708
-	-	-	-	-	-	-	-	-1.570.800	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.832.062	7.655.223	7.549.012	7.431.812	7.359.092	7.189.222	7.087.196	6.974.614	5.468.950	-3.256.708
8.287.643	12.722.803	16.916.596	20.875.520	24.634.519	28.155.756	31.484.292	34.625.268	36.986.909	35.638.399

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

ANEXOS

2. Flujo de caja libre												
Ítem	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
EBITDA (+)	-	10.708.550	10.542.325	10.377.763	10.259.035	10.053.559	9.893.885	9.735.807	9.621.757	9.424.377	9.393.088	10.694.432
Delta Capital de trabajo (+)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX (+)	-75.419.017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1.570.800	-
Impuestos (-)	-	-	-958.707	-913.827	-869.395	-837.338	-781.860	-738.748	-696.067	-665.273	-611.981	-2.390.010
CFADS	-75.419.017	10.708.550	9.583.618	9.463.936	9.389.640	9.216.221	9.112.025	8.997.059	8.925.690	8.759.104	7.210.308	8.304.422

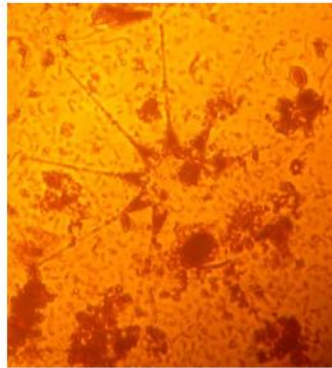
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
10.573.435	10.363.926	10.201.148	10.039.998	9.923.768	9.722.515	9.566.151	9.411.350	9.434.691	-709.341
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-1.570.800	-
-2.741.373	-2.708.703	-2.652.136	-2.608.186	-2.564.675	-2.533.293	-2.478.955	-2.436.737	-2.394.941	-2.547.367
7.832.062	7.655.223	7.549.012	7.431.812	7.359.092	7.189.222	7.087.196	6.974.614	5.468.950	-3.286.708

ANEXO 20: INVERSIONES PLANTA DE HIDRÓGENO

Componente	CAPEX electrólisis (USD)
Electrolizador	15.364.800
Sistema de control	-
Sistema de purificación de agua	-
Sistema de purificación de hidrógeno	-
Compresor	690.712
Almacenamiento	51.681.105
Ingeniería y obras civiles (I&OC)	7.682.400
TOTAL	75.419.017

ANEXO 21:

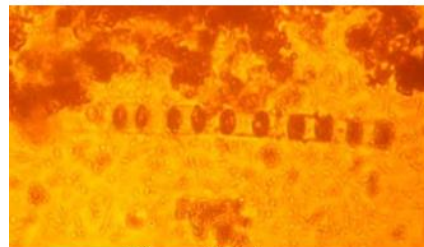
FIGURA F.1: LÍNEA DE BASE DEL ECOSISTEMA MARINO (ENDESA, 2013)



Género *Asterionella*



Género *Chaetoceros*

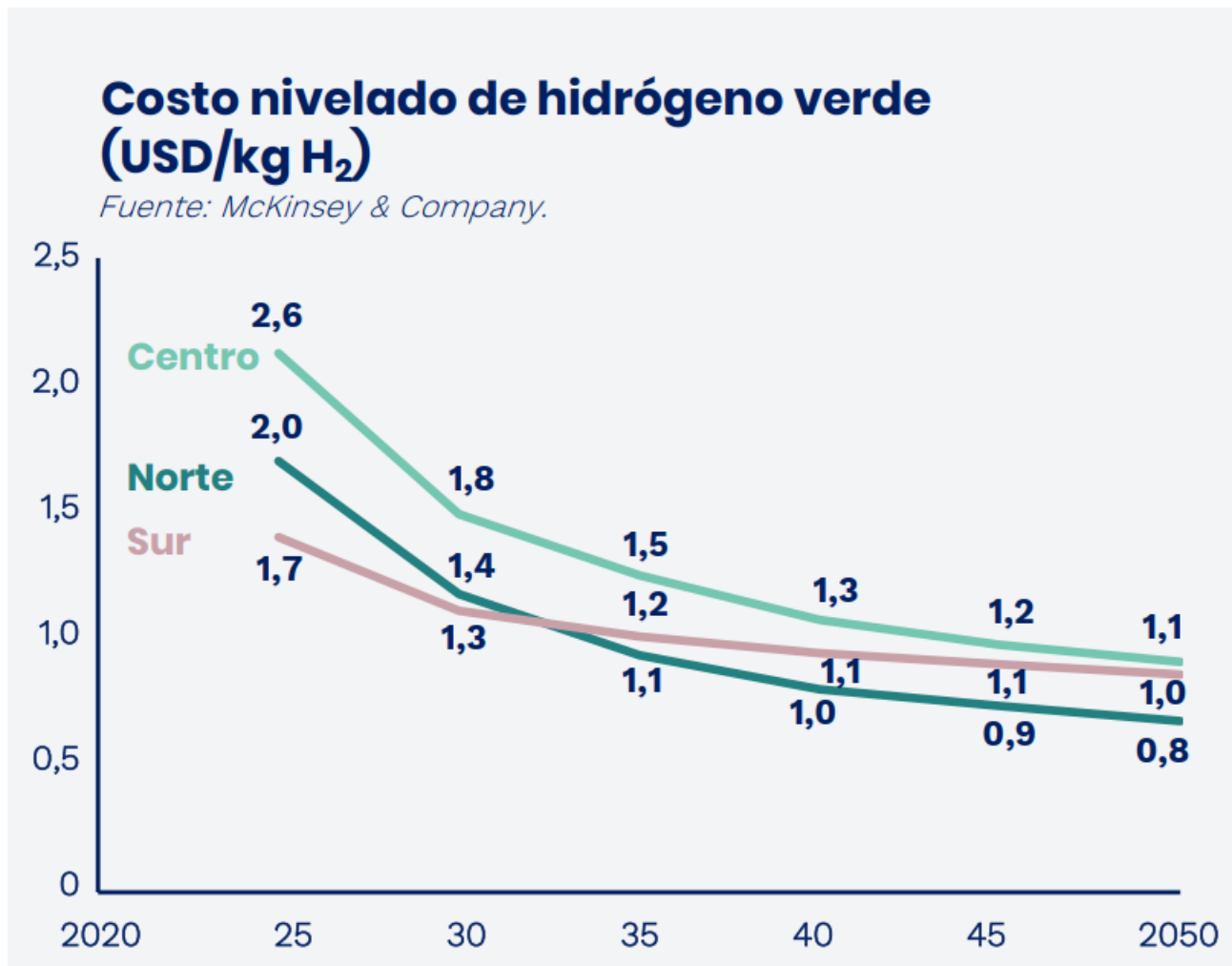


Género *Skeletonema*

TABLA F.1: LÍNEA DE BASE DEL ECOSISTEMA MARINO (ENDESA, 2013)

Fitoplancton	El análisis realizado por Endesa Chile, reveló un componente variado y diverso, con la presencia de 15 especies donde la totalidad fueron representantes del grupo de diatomeas, con ausencia total de dinoflagelados y silicoflagelados. El análisis mostró la predominancia numérica de especies en cadena (<i>Asterionella</i> , <i>Chaetoceros</i> y <i>Skeletonema</i>)
Zooplancton	<p>El análisis mostró una comunidad relativamente homogénea. La mayor densidad de individuos está asociada a especies de copépodos, específicamente los géneros <i>Oithona</i> y <i>Oncaea</i>.</p> <p>Se encontraron además diferentes estadios larvales de especies de crustáceos cirripedios (<i>cyprids</i> y <i>naupli</i>), estadios larvales copépodos y eufáusidos.</p>

ANEXO 22: COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO VERDE (ESTRATEGIA NACIONAL DE HIDRÓGENO VERDE, 2022)



ANEXO 23: PLAN DE SEGUIMIENTO AMBIENTAL DE LOS ELEMENTOS AMBIENTALES IMPACTADOS POR LA CT BOCAMINA (ENDESA CHILE, 2013)

Elemento o Componente ambiental	Lugar de monitoreo	Parámetro	Frecuencia	Duración	Metodología
Variables meteorológicas	Estación meteorológica Central Bocamina.	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad y dirección del viento; • Temperatura ambiental; y • Radiación solar. 	Diaria	Primer año de operación de la Central.	Las mediciones las realizará un laboratorio reconocido y autorizado por la Autoridad, con una metodología adecuada.
Calidad del aire	Estación de monitoreo Central Bocamina.	NO ₂ , O ₃ , CO, MP10 y SO ₂		Hasta el término de vida útil del proyecto.	
Emisiones a la atmósfera	Punto de emisiones (chimeneas).	PM10, CO, NO _x y SO ₂	Tres muestras mensuales	Hasta el término de vida útil del proyecto.	Las mediciones las realizará un laboratorio reconocido y autorizado por la Autoridad, con una metodología adecuada.
Ruido	Fuentes de emisión y receptores sensibles (poblaciones aledañas al emplazamiento de la Central).	NPSeq en dB(A) de día y noche en días hábiles y feriados.	Mensual	Etapas de construcción y 1 ^{er} año de funcionamiento.	Medición de Nivel de Presión Sonora Continua Equivalente (NPSeq), respetando los requerimientos establecidos por el D.S. N° 146/98 MINSEGPRES.
			Cada 6 meses	Desde el segundo año hasta el término de vida útil del proyecto.	

Evaluación técnica, económica y ambiental para la reconversión de las actuales instalaciones de la Central Termoeléctrica Bocamina (Primera Unidad), para la generación de hidrógeno verde.

ANEXOS

Elemento o Componente ambiental	Lugar de monitoreo	Parámetro	Frecuencia	Duración	Metodología
Calidad del agua descargada al mar	A la salida del canal de descarga Segunda Unidad de la Central Bocamina.	Aceites y grasas, hidrocarburos totales, sólidos suspendidos, sólidos sedimentables, cobre, hierro, sulfatos, coliformes fecales, coliformes totales, cloro residual, temperatura y pH.	Semanal	Hasta el término de vida útil del proyecto.	De acuerdo a las condiciones indicadas en el D.S. N°90/00 (MINSEGPRES).
Calidad del agua de mar	Siete estaciones de monitoreo de columnas de agua	aceites y grasas, hidrocarburos totales, sólidos suspendidos, sólidos sedimentables, cobre, hierro, sulfatos, coliformes fecales, coliformes totales y cloro residual.	Mensual	Hasta el término de vida útil del proyecto.	De acuerdo a las condiciones indicadas en el D.S. N°90/00 (MINSEGPRES).
Sedimentos del cuerpo de agua	En el fondo marino	Cobre total, hierro total, sulfatos, granulometría de carbono orgánico (fracción grava, fracción arena, fracción fango).	Mensual	Hasta el término de vida útil del proyecto.	De acuerdo a las condiciones indicadas en el D.S. N°90/00 (MINSEGPRES).

ANEXO 24: LISTADO GENERAL DE TAXA MICROFAUNICO (ENDESA CHILE, 2013)

TAXA	Abundancia Promedio (Ind./0,01 m ²)	Desviación Estándar	Coeficiente de Variación (%)	Abundancia Relativa (%)	Ocurrencia							
					Estaciones de Muestreo						%	
					A	B	C	D	E	F		
NEMERTEA												
Indeterminatae 1	0,50	1,04	209	0,9	x	x						33
POLYCHAETA												
<i>Spiophanes soderstroemi</i>	49,50	90,36	183	84,9	x	x					x	50
<i>Nephtys ferruginea</i>	0,06	0,24	424	0,1	x							17
<i>Prionospio peruana</i>	0,44	0,51	115	0,8	x	x		x				50
<i>Goniada</i> sp.	1,67	4,14	249	2,9	x			x				33
<i>Capitella capitata</i>	0,89	2,61	294	1,5	x							17
<i>Polydora</i> sp.	2,50	6,62	265	4,3				x			x	33
<i>Syllis</i> sp.	1,06	2,75	261	1,8				x				17
<i>Cirrophorus</i> sp.	0,78	2,07	267	1,3				x				17
TOTAL POLYCHAETA	56,89	89,44	157	97,5	x	x		x			x	67
CRUSTACEA												
<i>Emita analoga</i>	0,06	0,24	424	0,1							x	17
Amphipoda	0,06	0,24	424	0,1							x	17
Cumacea	0,06	0,24	424	0,1							x	17
<i>Cancer coronatus</i>	0,28	1,18	424	0,5		x						17
TOTAL CRUSTACEA	0,44	1,34	301	0,8		x					x	33
MOLLUSCA												
<i>Mulinia</i> sp.	0,50	0,92	185	0,9	x	x		x	x			67
TOTAL MACROFAUNA	58,33	90,41	155	100	x	x		x	x	x	x	83

ANEXO 25: CARACTERIZACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA DEL FITOPLANCTON (ENDESA CHILE, 2013)

ESPECIE	ESTACIÓN		
	B1	B2 (cel L ⁻¹)	B3
Asterionella sp.	6400	13169	9725
Biddulphia sp.	14182	4559	2026
Chaetoceros sp.	311000	632131	304720
Lauderia o Melosira sp.	66185	108394	81448
Leptocylindrus sp.	17222	13169	6078
Pseudonitzschia sp.	85432	76990	40926
Skeletonema sp.	946171	910715	534880
Stephanopyxis sp.	90835	407238	252447
Thalassionema sp.	11481	45080	12562
Thalassiosira sp.	19923	41028	29986
Cylindrotheca sp.	24650	24313	3242
Navicula sp.	4052	7091	2836
Nitzschia sp.	8104	19248	7294
Coscinodiscus sp.	10468	19248	11751
Thalassiosira sp.	61795	41028	18640

ANEXO 26: CARACTERIZACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA DEL ZOOPLANCTON (ENDESA CHILE, 2013)

ESPECIE	ESTACIÓN		
	B1	B2 (Ind/m3)	B3
Nauplii	386	40	57
Cyprids	20	49	16
<i>Oikopleura spp.</i>	168	3834	2993
Nauplii copepodos	20	315	954
Calytopis	4	599	315
Huevo de peces	4	8	16
<i>Phialella sp.</i>	26	-	-
<i>Sarsia sp.</i>	2	8	16
<i>Obelia spp.</i>	38	105	34
<i>Clytia sp.</i>	-	4	10
<i>Lensia spp.</i>	-	16	2
<i>Muggiaea spp.</i>	-	8	32
<i>Oithona spp.</i>	1165	2232	6923
<i>Acartia tonsa</i>	89	1424	809
<i>Oncaea spp.</i>	768	19573	18085
<i>Paracalanus parvus</i>	40	938	2653
Zoea braquiuros	-	8	49
Isopodo	-	8	-
Larva de peces	-	-	16
<i>Neocalanus sp.</i>	-	1424	-
<i>Pleuromama sp.</i>	-	-	65
<i>Calanus chilensis</i>	-	-	1068
<i>Ectopleura sp.</i>	6	-	-

ANEXO 27: PLANO CT BOCAMINA (ENDESA CHILE, 2015)

