

Evaluación Técnico-Económica de Planta de Hidrógeno y Eólica

Kurt Werner Torres

Ingeniería Civil Industrial

Ingeniería Civil Energía y Medioambiente

24 de diciembre de 2023

Resumen Ejecutivo

El plan de las políticas energéticas para 2050 en la Región de Aysén contiene afirmaciones sobre la actualidad del consumo energético, promoviendo la idea de mejorar en materia de sustentabilidad, eficiencia, acceso equitativo, seguro y de calidad y el fortalecimiento regional. Para elaborar una transición energética eficaz se establecen estrategias para la instalación de generación por fuentes renovable y su segura distribución, añadiendo el almacenamiento de energía como medida para permitir incorporar las energías limpias a disposición de una demanda de energía en aumento. La empresa, Mako SpA, quiere abordar esta transición desarrollando la instalación de generación de hidrógeno para utilizarlo en almacenamiento de energía de fuentes renovables, por lo que este proyecto busca entregar a la empresa una evaluación técnico-económica de alternativas tecnológicas para una planta de hidrógeno y eólica a 30 años de operación.

Ocupando una metodología de estudio de prefactibilidad, se realiza un análisis de la demanda energética, la evaluación del recurso eólico, la selección de modelos de aerogeneradores y electrolizadores para dimensionar la producción de hidrógeno, cálculo de emisiones de CO₂ equivalente y la evaluación económica de venta. Para observar resultados de rentabilidad se establece apropiado realizar un análisis de sensibilidad que calcule el LCOH de la planta de hidrógeno, el LCOE de la planta eólica, el TIR dentro del escenario de calefacción y dentro del escenario de electricidad en función de una demanda con posibles tendencias de crecimiento y rangos de precios de venta. Dentro de los resultados se observa que abastecer de calefacción al 80,4% de la Región permite disminuir 22.042 [Ton CO₂eq/año], mientras que abastecer de electricidad en el SSMM Aysén permite disminuir solo 1.852 [Ton CO₂eq/año]. Dentro de las posibilidades, el aerogenerador de 6 [MW] otorga un LCOE de 22,74 [US\$/MWh] y el electrolizador alcalino otorga el menor LCOH de 2,837 [US\$/KgH₂], estableciendo en su conjunto el mejor dimensionamiento observable para la producción de hidrógeno verde. Respecto a los posibles valores de TIR [%] a una tasa de descuento del 8% en escenarios observables, en el caso de abastecer calefacción es rentable si el precio de venta mínimo es entre 3,75 a 4 [US\$/KgH₂], mientras que la venta de energía eléctrica no es rentable al rango de precios de mercado de energía.

Se sugiere a la empresa obtener nuevas tecnologías o productos con proveedores para disminuir los costos de inversión o aumentar la eficiencia de la generación de energía a través del hidrógeno, a la vez que se sugiere realizar un estudio de mercado sobre la suma de los costos por uso de combustibles dentro de los hogares y establecer un precio objetivamente competitivo de venta de hidrógeno verde.

Abstract

The energy policies for 2050 in the Aysén Region contains statements about the current state of energy consumption, promoting the idea of improvement in sustainability, efficiency, equitable access, safety, quality, and regional strengthening. To develop an effective energy transition, strategies are established for the installation of renewable generation and its secure distribution, adding energy storage as a measure to incorporate clean energy for a growing energy demand. The company, Mako SpA, aims to address this transition by developing a hydrogen generation facility for use in renewable energy storage. Therefore, this project seeks to provide the company with a technical-economic evaluation of technological alternatives for a 30-year operation of a hydrogen and wind plant.

Using a pre-feasibility study methodology, an analysis of energy demand, wind resource assessment, selection of wind turbine and electrolyzer models to size hydrogen production, calculation of equivalent CO₂ emissions, and the economic evaluation of sales are conducted. To observe profitability results, it is deemed appropriate to perform a sensitivity analysis that calculates the LCOH of the hydrogen plant, the LCOE of the wind plant, the IRR within the heating scenario, and within the electricity scenario based on demand with potential growth trends and price ranges. Among the results, it is observed that supplying heating to 80.4% of the region allows a reduction of 22,042 [Ton CO₂eq/year], while supplying electricity in the Aysén Medium System allows only a reduction of 1,852 [Ton CO₂eq/year]. Among the possibilities, the 6 [MW] wind turbine provides an LCOE of 22.74 [US\$/MWh], and the alkaline electrolyzer provides the lowest LCOH of 2.837 [US\$/KgH₂], establishing the best observable sizing for green hydrogen production. Regarding possible IRR [%] values at an 8% discount rate in observable scenarios, in the case of supplying heating, it is profitable if the minimum selling price is between 3.75 to 4 [US\$/KgH₂], while the sale of electric power is not profitable within the market energy price range.

The company is advised to explore new technologies or products with suppliers to reduce investment costs or increase the efficiency of energy generation through hydrogen. Simultaneously, conducting a market study on the sum of costs for fuel use within households and establishing an objectively competitive selling price for green hydrogen is suggested.

Introducción

La industria de la energía eléctrica ocupa un papel importante en la sociedad contemporánea al ser uno de los impulsores del desarrollo económico y tecnológico a nivel mundial. La necesidad de energía eléctrica se vuelve aún más apremiante a medida que la población aumenta y las tecnologías avanzan. Debido al cambio climático y la emisión de gases de efecto invernadero, se promueve el aumento de generadoras instaladas con fuentes de energía renovables en la matriz energética mundial [1], lo que proporciona una necesidad de energía eléctrica con estrategias sostenibles y eficientes. La búsqueda de nuevas formas de combinar la creciente demanda con la sostenibilidad ambiental es una prioridad ineludible [2, p. 10], por lo que el Gobierno de Chile elaboró un plan estratégico para incorporar los objetivos internacionales al ámbito nacional hasta 2030.

Tal es el caso de demanda energética para las distintas comunas de la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. El Ministerio de Energía en 2018 redactó para la Región de Aysén una Estrategia Energética hacia 2050. En resumen, la región deberá direccionar la mejora del servicio energético a través de cuatro ejes principales: Energía sustentable; eficiencia y educación energética; acceso equitativo y universal, seguridad y calidad; y fortalecimiento energético regional [3, p. 67].

Según el CENSO 2017 y una proyección demográfica realizada por el INE, actualmente la Región de Aysén conserva una cantidad de 108.306 habitantes [4], observando que el 80,4% de la población se concentra en las comunas de Aysén y Coyhaique y proyectando un continuo aumento de la población y así requiriendo mayor abastecimiento de energía.

La electricidad de la población de estas comunas es suministrada por el sistema mediano más importante en términos de capacidad y cobertura de suministro entre las cuatro existentes dentro de la región, el Sistema Mediano Aysén [5, p. 10]. El SSMM Aysén es un sistema eléctrico de distribución que abarca desde la conexión de centrales generadoras de energía hasta las subestaciones eléctricas reductoras para la distribución de los clientes como lo son residentes y empresas. La demanda de energía eléctrica abastecida por el Sistema Mediano de Aysén al año 2022 ha sido de 166 GWh/año y se proyecta un aumento a 2035 de 214,5 GWh/año.

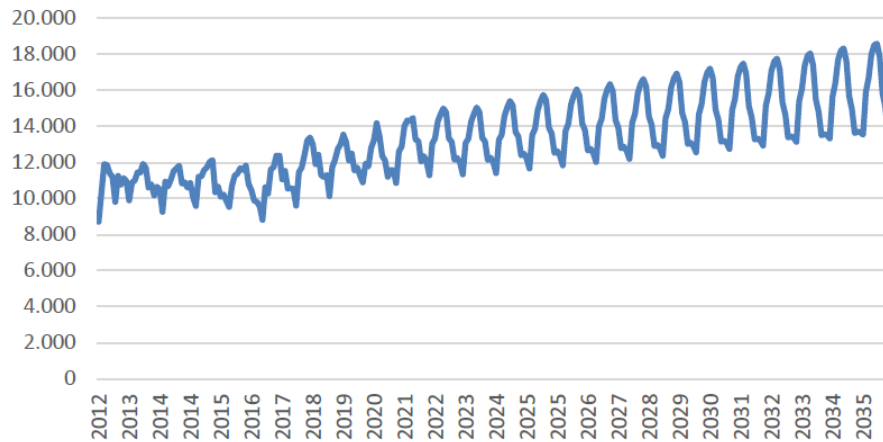


Figura 1: Demanda y proyección mensual de energía en el SSMM Aysén en MWh [5, p. 32]

Con el plan de elaborar una transición energética eficaz dentro de la industria de la energía, se han promovido en el mundo distintas tecnologías para cumplir con los objetivos de sustentabilidad. Uno de los puntos que en los últimos años más se resalta es el almacenamiento de energía. Entidades mundiales en el rubro de forma conjunta anuncian la necesidad de aumentar la seguridad de la matriz energética y planear presupuestos de capital de inversión para instalaciones de almacenamiento y así asegurar la participación de energía renovable, como lo es la energía solar y eólica [6], e inversión de desarrollo para explorar la viabilidad técnica de vectores energéticos en forma de sustancias o productos que puedan almacenar energía [7] y que pueda ser ocupada en momentos que la demanda lo requiera [8].

Uno de los mayores motivos de almacenar la energía es evitar el vertimiento de energía no inyectada a la red, dado que se ha llegado a una actualidad donde el exceso de capacidad instalada de generadoras con fuentes renovables hacen que los valores de venta de energía al mercado eléctrico sean lo suficientemente bajos para no lograr la recuperación de capital y a la vez la distribución del suministro eléctrico pierda seguridad por los impactos del control de frecuencia en la red eléctrica [9].

Contexto del Problema

Haciendo observación de la estrategia de políticas energéticas para 2050, se introducen distintas aristas sobre el consumo energético en la Región de Aysén. Dentro de la estrategia se elabora la encuesta en la figura 2 que reportan tres ítems relevantes para la población en los centros urbanos más grandes, observando que en prioridad está el problema de los altos precios de energía

y combustible, seguidos por la contaminación del aire por el uso no regulado de leña y la seguridad del suministro para el acceso de electricidad y biocombustibles [3, p. 15].

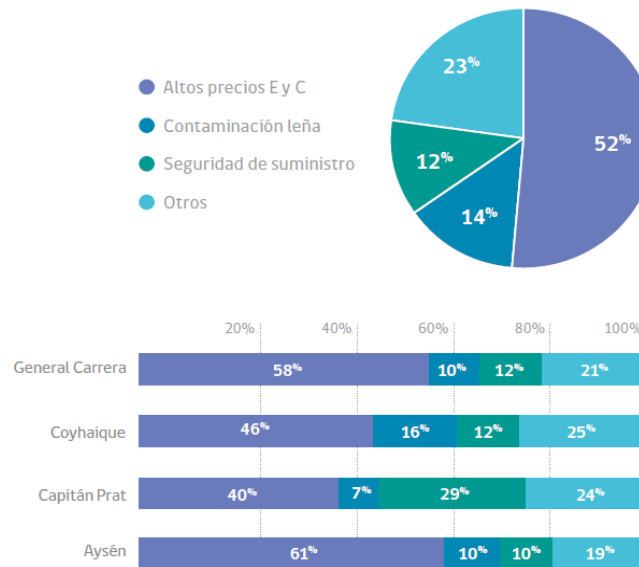


Figura 2: Encuesta en Región de Aysén sobre principales problemas en energía [3, p.15]

Debido a que uno de los alineamientos de la estrategia energética en la región toma el enfoque de instalar mayor cantidad de energía renovable, el SSMM Aysén deberá manifestar garantías para que el sistema no pierda seguridad al querer conectarse, requiriendo respetar las condiciones del comité coordinador liderado por EDELAYSEN, principal participante en la región para el suministro de energía eléctrica.

La capacidad total de las generadoras instaladas en el SSMM Aysén llegó en 2021 a los 54,5 MW, siendo la generación por uso de diésel casi el 50% de toda la matriz [10, Generación Bruta SSMM].

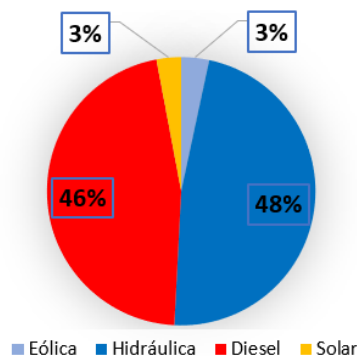


Figura 3: Generación bruta de energía año 2022 SSMM Aysén por tecnología [7]

La generación bruta por diésel en el año 2022 llegó al 46% del total generado por la SSMM Aysén que, junto a las generadoras hidráulicas de pasada, representan la mayor parte de la matriz.

Suplir la energía diésel es un desafío, dado que el insumo, diésel, es suministrado según sea la demanda y este tipo de generación permite el control mecánico para aumentar o disminuir la frecuencia de todo el sistema y, por lo tanto, manifiesta seguridad en la red eléctrica. En la actualidad, los clientes finales pagan un mayor costo para poder obtener la seguridad en respuesta a distintas emergencias por cortes de suministros.

Comuna	Consumo y composición (GWh/año)									
	Gas Ilcudo	Leña	Pellet	Kerosene	Gasolina	Diésel	Carbón	Electricidad	Total	%
Coyhaique	70	391	72	18	-	-	-	43	593	51%
Lago Verde	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Aysén	28	298	10	8	-	-	-	17	361	31%
Cisnes	5	68	0	0	-	-	-	4	77	7%
Guaitecas	2	20	0	0	-	-	-	1	23	2%
Cochrane	4	48	0	0	-	-	-	3	55	5%
O'Higgins	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Tortel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Chile Chico	4	54	0	0	-	-	-	3	61	5%
Río Ibáñez	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Total	113	879	82	26	-	-	-	71	1.171	100%
%	10%	75%	7%	2%	0%	0%	0%	6%	100%	
% error estima.	7%	6%	12%	23%	-	-	-	8%	7%	

Figura 4: Consumo energético (GWh/año) por ciudad al año 2020 [8]

Otro enfoque que se toma en cuenta es la cantidad de leña que es consumida por la región, representando ser la mayor fuente de calefacción en los hogares [11, p. 15]. Si bien sigue en desarrollo una estrategia para abarcar la instalación de pellet en la región [12], la leña sigue siendo por diferencia el recurso más utilizado tanto en las zonas urbanas como rurales.

Entre las comunas, la más afectada es Coyhaique. Siguiendo la línea por el alto consumo descuidado de biocombustible para calefacción y su geografía no favorable a la ventilación natural, Coyhaique ha sido notificada durante años como una de las ciudades con peor calidad de aire de Latinoamérica [13].

La medición del Índice de Contaminación de Aire (ICA) de la corporación IQAir establece la existencia de la alta contaminación ambiental en Coyhaique debido principalmente por la concentración de Material Particulado 2,5 en el aire en septiembre de 2023, proporcionando información para las alertas, preemergencias y emergencias sanitarias para que la salud de la población no se vea perjudicada [14].

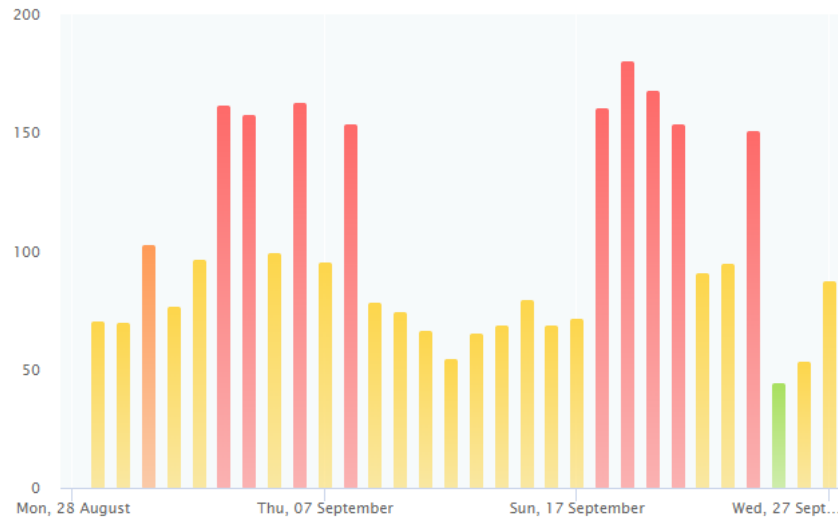


Figura 5: Medición del ICA septiembre 2023 de Coyhaique

Contexto de la Empresa

Dentro de la industria de la energía se presenta Mako Inversiones SpA. La empresa se dedica al estudio, evaluación y desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, alineándose a la misión global de entregar a los consumidores energía con estándares de calidad a costos asequibles, a través de soluciones de impacto neto positivo en ámbitos socioambientales, integrando la conexión entre proveedores de tecnologías, servicios y terratenientes para que existan inversionistas locales, nacionales o extranjeros con incentivos de recibir un beneficio económico en retorno de capital por la instalación de planta de generación en servicio de suministro de energía o combustibles.

La empresa, como uno de sus principales servicios es el desarrollo y venta de proyectos de generación de energías renovables, busca conocer la capacidad técnica y económica para suplir una demanda local de energía añadiendo generación para almacenamiento de hidrógeno en combustión y reconversión a energía eléctrica Power-to-Power dentro de la Región de Aysén.

El hidrógeno es un elemento gaseoso ocupado por su mayor rendimiento energético por unidad másica en comparación a otros combustibles, utilizado principalmente en áreas de combustión de alta temperatura y pensado para sistemas de almacenamiento que resuelvan problemas de consumo energético en demandas estacionales de largo plazo en meses o año [15]. La perspectiva nacional para ocupar este gas recurre en la existencia de las fuentes renovables que en el paso de los años han abaratado su costo de inversión y así su viabilidad como solución para la neutralidad de carbono esperado en el mundo y en la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde

donde Chile se proyecta como uno de los grandes exportadores al ser clasificado como el hidrógeno verde más competitivo en el mundo [16, p. 13].

Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnico-económica de alternativas tecnológicas para la generación de hidrógeno con fuente de energía eólica en la Región de Aysén a 30 años de operación.

Objetivos Específicos

1. Determinar el dimensionamiento de planta para la producción de hidrógeno que cumplan con el volumen de la demanda energética.
2. Determinar el dimensionamiento de planta de generación de energía eólica según los modelos de aerogeneradores.
3. Evaluar la rentabilidad económica de las alternativas de dimensionamientos de planta para la producción proyectada de electricidad e hidrógeno.
4. Determinar la proporción de CO₂ equivalente de emisiones actuales que dejan de emitirse por la operación del proyecto.

Estado de Arte

Según los antecedentes mostrados anteriormente, se conoce que el hidrógeno tiene potencial de utilizarse para almacenamiento, aunque la existencia de casos de almacenamiento de hidrógeno para Power-to-Power que conservan resultados favorables son escasos.

Un caso observable es el estudio de factibilidad elaborado por la entidad GIZ sobre la instalación de una planta de hidrógeno y una planta solar PMGD (planta de máximo 9 MW de capacidad de generación) en la Región de Antofagasta, en donde se concluyó que aún deben considerarse mejoras para la viabilidad económica. Entre estas se prefiere una demanda definida que esté dispuesta a pagar por hidrógeno verde, crear una optimización del modelo de almacenamiento de hidrógeno y estimar posibles ventas de subproductos como oxígeno y calor en demandas locales [17]. Para observar los procesos utilizados para el estudio, dirigirse al anexo 1.

A continuación, se mencionarán tecnologías existentes en el dimensionamiento de los electrolizadores, aerogeneradores que sigue en parte la metodología de GIZ, adicionando algunas variantes sobre el software para evaluación de proyecto.

- Electrolizadores:

En la tabla 1 se presentan cuatro tecnologías mencionadas en la literatura para los sistemas industriales para producción de hidrógeno verde a través del proceso de electrólisis.

Requisito	Electrolizador Alcalino (AEL)	Electrolizador con Membrana de Intercambio de Protones (PEM)	Electrolizador a Alta Temperatura (SOEC)	Electrolizador con Membrana de Intercambio de Aniones (AEM)
Capacidad máxima [MW]	<20 [MW]	18 [MW]	<1.0 [MW]	<1.0 [MW]
Energía requerida en producción [kWh/m ³]	4,2 - 5,9	4,2 – 5,5	3,2	4,8
Eficiencia de conversión [LHV]	65 - 72%	60 – 75,5%	85 – 90%	82%
Vida del Stack [h]	<100.0000	<80.000	<50.000	<10.000
Temperatura [°C]	40 – 90°C	50 – 80°C	650 – 1000°C	70°C
Presión [bar]	1 - 30	0,1 - 30	1	35

Tabla 1: Propiedades principales en tecnologías de electrolizadores [17, p. 42], [18], [19]

- Aerogeneradores

En la tabla 2 se establece información preliminar sobre las tecnologías de aerogeneradores utilizados en operaciones industriales.

Requisito	Aerogeneradores Horizontales Off-Shore	Aerogeneradores Horizontales On-Shore	Aerogeneradores Verticales
Velocidad de viento máxima [m/s]	40 [m/s]	28 [m/s]	<20 [m/s]
Tipo de Suelo	En mar adentro, se construyen estructuras desde el fondo del mar	En terreno firme, se construyen con fundamentos unos metros debajo de superficie	Tanto en suelo firme como encima de edificaciones, preferibles en zonas urbanas
Potencia Máxima [MW]	16 MW	16 MW	<1,5 MW

Tabla 2: Información por tecnología de aerogeneradores para obtención de energía [20], [21]

- Software para Proyectos:

En la tabla 3 se establece la existencia de distintos softwares que facilitan el registro de información para cálculos económicos para el registro de la evaluación del proyecto.

Requisito	Southern Lights	Microsoft Project	Microsoft Excel
Permite ingresar parámetros económicos	Sí	Sí	Sí
Permite calcular indicadores financieros	Sí	No	Sí
Permite realizar flujos de caja	No	Sí	Sí
Conserva una base de datos de tecnologías	Sí	No	No
Permite calcular el costos e ingresos	Sí	Sí	Sí
Permite modificar la forma de cálculo en sí	No	No	Sí
No requiere una licencia de pago por uso	No	No	Sí
No se requiere enseñar su uso en la empresa	No	No	Sí

Tabla 3: Comparación de características para la evaluación de proyectos [22]–[24]

Solución Escogida

Se define como solución la creación de un estudio de prefactibilidad con variables de entrada que permitan observar la factibilidad técnico-económica de proyectos como el observado por la empresa Mako SpA, permitiendo realizar un análisis de sensibilidad utilizando métricas que representen la rentabilidad y el beneficio para el inversionista y el aumento de bienestar ambiental para los clientes finales dentro de la Región de Aysén.

La tecnología de aerogenerador horizontal on-shore es una tecnología con madurez a altas capacidades y que permite buscar terrenos sin las dificultades técnicas de construcción en mar que aumentan en gran medida su costo de instalación. Para ello se buscarán tres aerogeneradores con distintas coberturas de velocidades y potencias.

Para la planta de hidrógeno se escogen dos escenarios de inversión, electrolizadores Alcalinos y PEM. Esto observando su madurez en la industria llegando a capacidades mayores que la SOEC y AEM, preservando una vida del stack (módulo de electrólisis) alto y así menos reinstalaciones de módulos de electrólisis en los años de operación, siendo los alcalinos y los PEM dos tecnologías con rango de costos de instalación favorables para generar en cantidades industriales.

El software para la evaluación económica es MS Excel. Siendo incluido en Office 365, Excel permite modificar los distintos cálculos desde cero y confeccionar los resultados según la manera

que el equipo de desarrollo de la empresa desee y se logren optimizar las variables y parámetros de entrada, teniendo control total de las hojas de cálculo.

Los siguientes parámetros de entrada están presentes en el análisis de sensibilidad:

- Evaluar tres escenarios de demanda que se consideran disponibles según los antecedentes: Escenario de demanda eléctrica a través del SSMM Aysén, escenario de demanda de calefacción por red gaseoducto y el escenario de demanda conjunta de calefacción y eléctrica.
- Evaluar porcentajes de crecimiento de demanda proyectada que determinen la variación de la demanda respecto a cada escenario (del -100% a 200% respecto a una demanda inicial).
- Evaluar precios de venta de gas entre los 2,5 y 5,0 [USD/KgH₂] y energía eléctrica entre los 50 y 300 [USD/MWh].
- Evaluar tres modelos de aerogeneradores, variando entre la potencia máxima y el costo de inversión por unidad de potencia [MW].
- Evaluar dos modelos de electrolizador (uno Alcalino y otro PEM), conservando un mismo caudal de producción [Kg/año], aunque cambiando los costos de inversión por capacidad instalada.

Metodología

Para el desarrollo de este trabajo se siguen los aspectos principales de la Metodología para Determinar la Factibilidad de un Proyecto [25]. A continuación, se explican las distintas fases de la metodología.

- Fase 1: Estudio de Mercado

Se determina la posibilidad real del ingreso de un producto nuevo en el mercado objetivo, se requiere conocer el producto ofrecido, un análisis de la demanda a abastecer actual y proyectada utilizando un método de proyección que minimiza los errores de pronóstico, análisis de la oferta existente en el lugar de consumo y la comercialización final del producto.

- Fase 2: Estudio Técnico

Se refiere a los aspectos técnicos instalados y operacionales, haciendo observación sobre el modelo tecnológico sobre la capacidad de producción. Para ello se estudia la localización geográfica, la capacidad máxima de producción, conocer los procesos de planta industriales para generar el producto y estudiar los recursos requeridos para ello.

- Fase 3: Estudio Administrativo

Se establece como el estudio de la estructura organizativa en la ejecución y en la operación del proyecto. Cabe mencionar que, en el caso de este trabajo orientado principalmente para la etapa de prefactibilidad, se pueden ocupar estimaciones aproximadas para establecer los costos administrativos.

- Fase 4: Estudio Económico y Evaluación Financiera

Etapa que presenta los criterios de evaluación financiera en función de los flujos de caja obtenidos a partir de la inversión, costos e ingresos distribuidos en el tiempo. Utiliza herramientas de cálculo que permiten corroborar que el proyecto es factible en términos económicos, utilizando métricas como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de Capital. Para ello se requiere determinar los costos de operación y la inversión inicial a incurrir, calculando el monto total que se necesitará para ejecutar el proyecto.

Adicionalmente, se incluye el enfoque medioambiental. Para el caso de los proyectos de energía renovable se logra obtener el beneficio del desplazamiento de las emisiones locales y globales, teniendo que observar parámetros de emisión de contaminantes y la posible mejora a través de la instalación del proyecto propuesto.

Medidas de Desempeño

Estas métricas son utilizadas para evaluar y cuantificar el desempeño del proyecto en el logro de los objetivos planteados.

1.1 Costo Nivelado de energía

Métrica que evalúa y compara el costo promedio de generación de electricidad en la vida útil de la planta de energía, utilizada para comparar tecnologías de generación y determinar cuál de ellas es más rentable al preferir al menor valor de costo.

$$LCOE \left[\frac{US\$}{MWh} \right] = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + C_{OM,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t : Costo de inversión de capital.

$C_{OM,t}$: Costo de operación y mantenimiento anual.

r : Tasa de interés para retorno de capital.

E_t : Energía neta generada anual.

2.1 Costo Nivelado de hidrógeno

Al igual que el LCOE, una métrica utilizada para comparar tecnologías de generación, esta vez para la planta de hidrógeno, y determinar cuál de ellas es más rentable al preferir al menor valor de costo por kilogramo de hidrógeno producido.

$$LCOH \left[\frac{US\$}{KG} \right] = \sum_{t=1}^n \frac{(I_t + C_{OM,t}) * (1 + r)^{-t}}{Q_{H2,t} * (1 + r)^{-t}}$$

$Q_{H2,t}$: Cantidad de producción de hidrógeno anual.

3.1 Tasa Interna de Retorno (TIR):

Tasa de descuento que hace que el retorno financiero total sea igual a 0. Permite comparar diferentes proyectos y determina cuál tiene la tasa de rendimiento más alta, siendo mayormente utilizada cuando se comparan proyecto con diferentes montos de inversión.

$$TIR[\%] = TIR(\text{flujo Neto}; 30); VAN = 0$$

Para su cálculo se ocupará una función TIR teniendo como input los flujos netos de caja en los 30 años de frontera del proyecto.

4.1 Ponderación de Emisión CO2 equivalente:

Es la cantidad porcentual de contaminación global que persiste aún en el sistema. La ecuación es una ponderación porcentual entre el equivalente a CO2 (Dióxido de Carbono) de los contaminantes emitidos por la planta de energía a hidrógeno y combustible utilizados en la combustión y generación de energía sin el proyecto instalado. A menor porcentaje, menor la cantidad de CO2 equivalente que siga emitiéndose, prefiriendo que este indicador sea bajo.

$$\Delta CO_{2eq}[\%] = \left[1 - \frac{\text{En Operación } (CO_{2eq N2O} + CO_{2eq CH4} + CO_2)}{\text{Actual}(CO_{2eq N2O} + CO_{2eq CH4} + CO_{2eq})} \right] * 100$$

CO_{2eq} : Dióxido de Carbono equivalente.

CH_4 : Metano.

N_2O : Óxido Nitroso.

Desarrollo

1. Fase de Mercado:

El escenario conjunto representa la demanda de los escenarios de calefacción y electricidad individuales restando la cantidad de energía en calefacción del área de electricidad.

Para el escenario de calefacción se vende hidrógeno por unidad de masa para consumo en el hogar. El escenario eléctrico tiene como mercado objetivo la demanda total de energía del SSMM Aysén, teniendo al hidrógeno como insumo y vender energía como producto a la red, siendo comprada por la ya establecida distribuidora y vendida a los consumidores finales.

El escenario de calefacción tiene como mercado objetivo la demanda de la población urbana de Puerto Aysén y Coyhaique que cuentan con el 80,4% de la población de la región y que poseen la concentración de emisiones por calefacción más alta. El producto por vender es el hidrógeno a gas, estableciendo la instalación de sistemas a gas certificados en los hogares y requiriendo un sistema de transporte de red de gaseoducto subterránea, equivalente a un sistema de gaseoducto a gas natural [26].

Se elaboran cálculos de proyección de demanda desde 2033 hasta 2062, estimando que para 2032 se establezca la Fecha de Operación Comercial, luego de las etapas de desarrollo y de construcción de conglomerado de planta de producción.

Se ocupan distintos modelos de proyección de demanda. Para ello se ocupan los datos históricos de demanda de energía del SM Aysén y los datos del CENSO 2017 que permiten observar el aumento de población y así de consumo de calefacción en las provincias de Aysén y de Coyhaique.

Dentro de los modelos cuantitativos se escoge el Alisamiento Doble [27], permitiendo realizar una regresión con mayor peso en los valores más cercanos a las últimas medidas históricas, obteniendo así las demanda proyectadas.

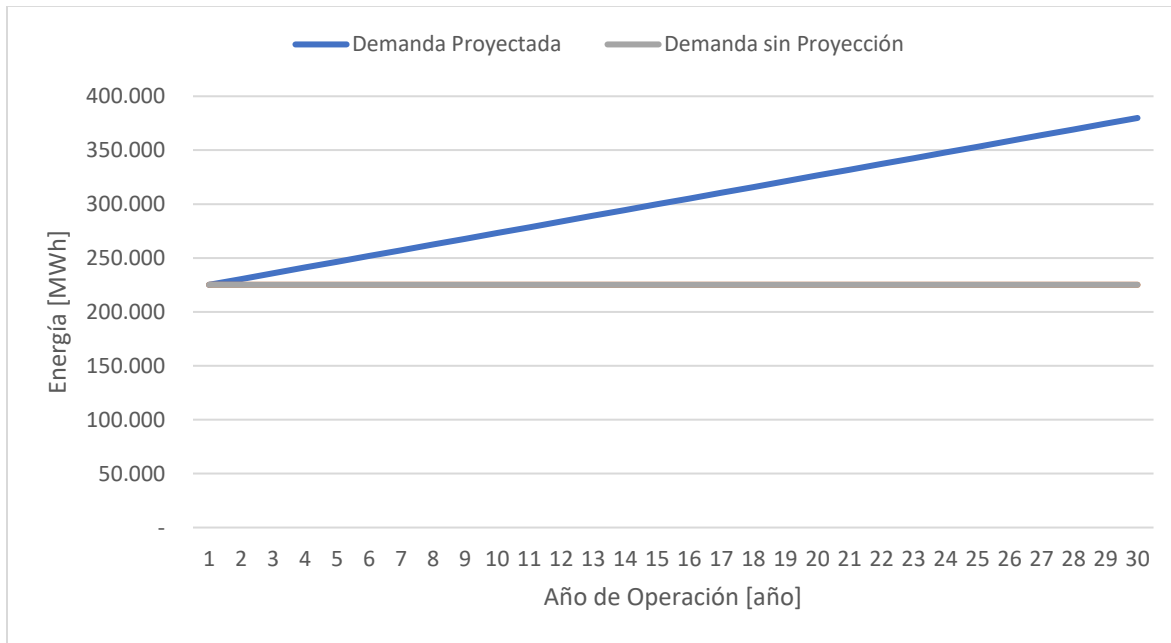


Figura 6: Gráfico de Demanda de Escenario Demanda Eléctrica (Elaboración propia)

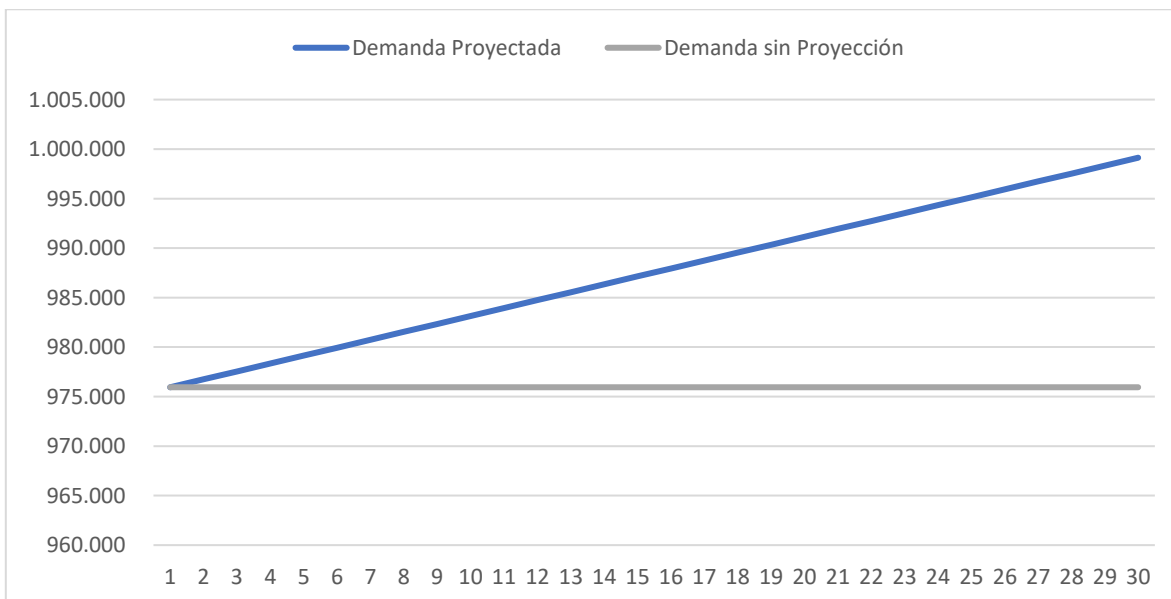


Figura 7: Gráfico de Demanda de Escenario Demanda Calefacción (Elaboración propia)

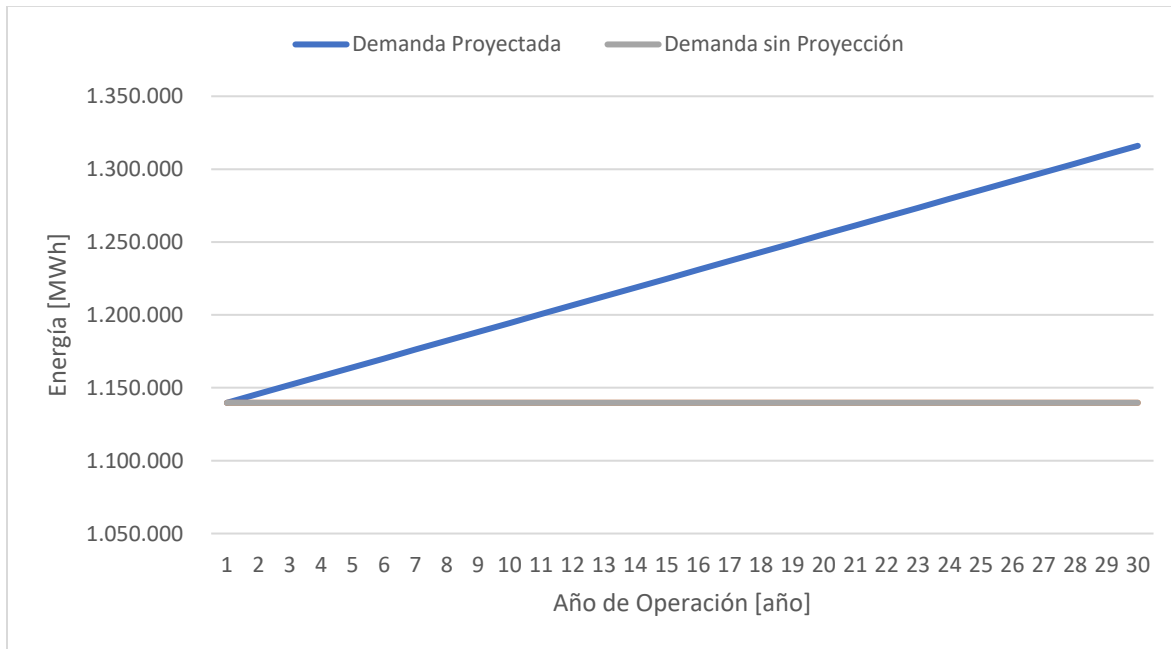


Figura 8: Gráfico de Demanda de Escenario Calefacción + Eléctrica (Elaboración propia)

2. Fase de Estudio técnico y administrativo

Para el dimensionamiento del proyecto según los escenarios se debe establecer la cadena de producción. Cada segmento de la cadena de producción del hidrógeno, es decir, planta eólica, planta de hidrógeno verde, red de gaseoducto y planta de generación a gas, posee un marco de factibilidad técnica y económica separadas. Por lo que, en términos de operación, la red de gaseoducto y planta de generación a gas poseen el costo variable por el consumo de hidrógeno, la planta de hidrógeno se le suman los costos variables por la entrada de energía y de agua, siendo calculadas por el volumen requerido. Por último, para la planta eólica se contabiliza solo costos fijos, dado que el costo variable del viento es 0.

La planta de hidrógeno se instala lo más próximo posible a la planta eólica para minimizar costos, requiriendo establecer la planta en terrenos privados, los cuales abundan en la Región de Aysén, costeadando un arriendo anual negociable al propietario. Mientras que el agua para el abastecimiento de la planta de hidrógeno se logra a través de bombeo.

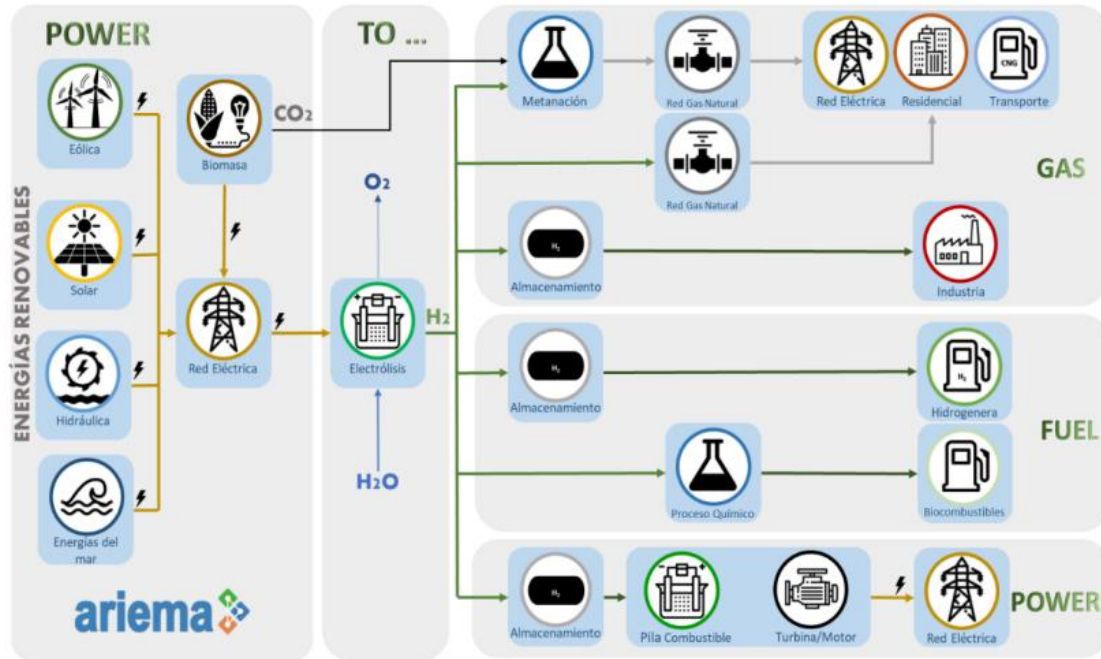


Figura 9: Métodos de producción y usos finales del hidrógeno [17]

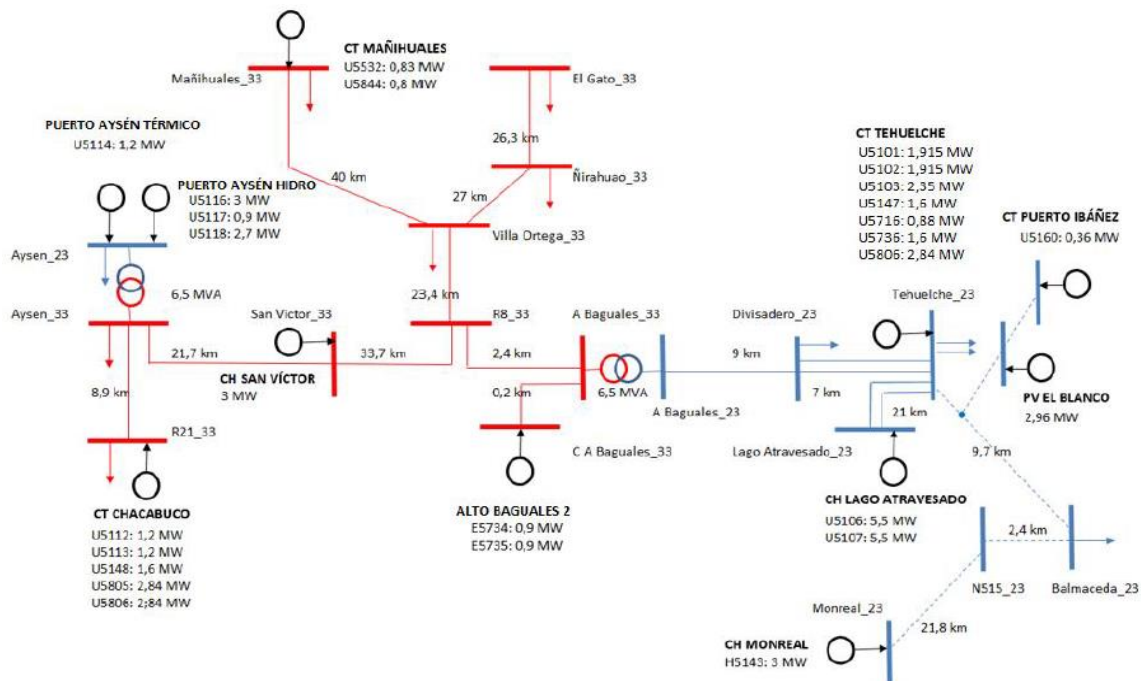


Figura 10: Unilineal SSMM Aysén en 2022 [28, p. 7]

La instalación de las plantas de generación a gas hidrógeno se deben conectar a las subestaciones eléctricas adyacentes al consumo mayor de energía, siendo la subestación Tehuelche para Coyhaique y la subestación Aysén para Puerto Aysén.

Para observar el recurso eólico, se ocupa una herramienta de explorador eólico pública que permite obtener una base de datos históricos de la velocidad de viento respecto a una ubicación geográfica en el país [29] y definiendo una altura medición a 160 metros para los aerogeneradores a estudiar dentro de la carpeta de proveedores de Mako SpA, siendo tres modelos de capacidad máxima diferente: 6,0 [MW], 6,6 [MW] y 7,2 [MW]. Cada modelo de aerogenerador conserva curvas de potencia a rangos de 0,5 [m/s] entre los 2,5 [m/s] y 28 [m/s] de velocidad. En base a los datos del explorador eólico, se calcula la frecuencia porcentual en el año (8760 horas) a cada rango de velocidad de viento. Se realiza una sumatoria de la multiplicación de cada frecuencia porcentual por la potencia generada del aerogenerador en cada rango de velocidad, obteniendo la cantidad de energía anual bruta [MWh] por aerogenerador. La cantidad de aerogeneradores requeridos en el parque eólico se calcula en función de la cantidad de energía que requiera la planta de hidrógeno, por lo que la energía total cambiará en función del escenario y así la cantidad de inversión requerida en capacidad máxima [MW].

La mayor inversión requerida de la planta eólica son los aerogeneradores y, ya habiendo trabajo en desarrollos eólicos, se ocupa una base de información de la empresa de costos de inversión y costos de operación por aumento de unidad de capacidad máxima instalada [MW]. Cabe mencionar que para este trabajo el costo base es del aerogenerador de 6,0 [MW], el costo del aerogenerador de 6,6 [MW] aumenta a razón 1:1,056 y el de 7,2 [MW] aumenta a razón 1:1,167. También se calcula la inversión de la planta de hidrógeno estableciendo una aproximación de valores según la capacidad real de un electrolizador AEL y otro electrolizador PEM dimensionados respecto a una planta de 1 GW estudiado por ISPT [30].

Para el costo de inversión y operación instalación de la red de gaseoducto se ocupa información pública dimensionando la cantidad de hogares de la población objetivo en el escenario de calefacción en una red de gaseoducto para gas natural [31] y el costo de inversión y operación de la planta de generación a gas hidrógeno se conoce gracias a información de proveedores en carpeta de Mako SpA.

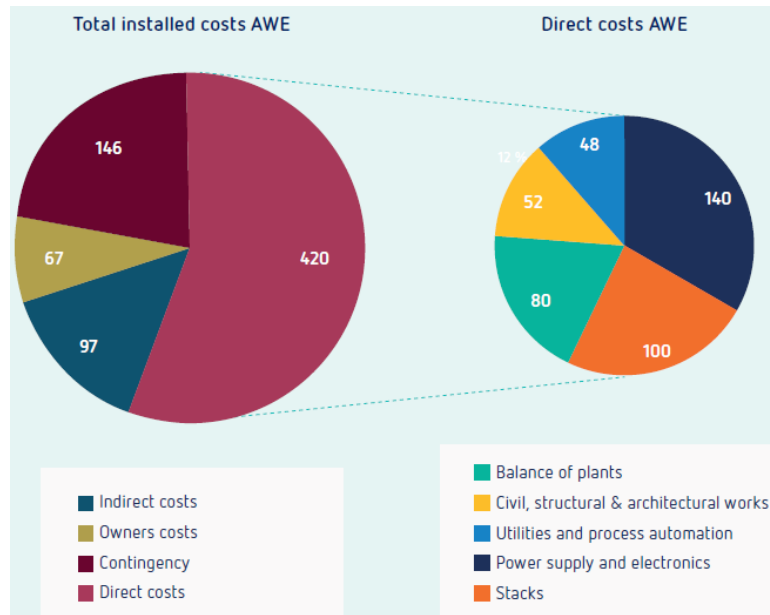


Figura 11: Composición de inversión total con Electrolizador alcalino [Euro/kW] [30]

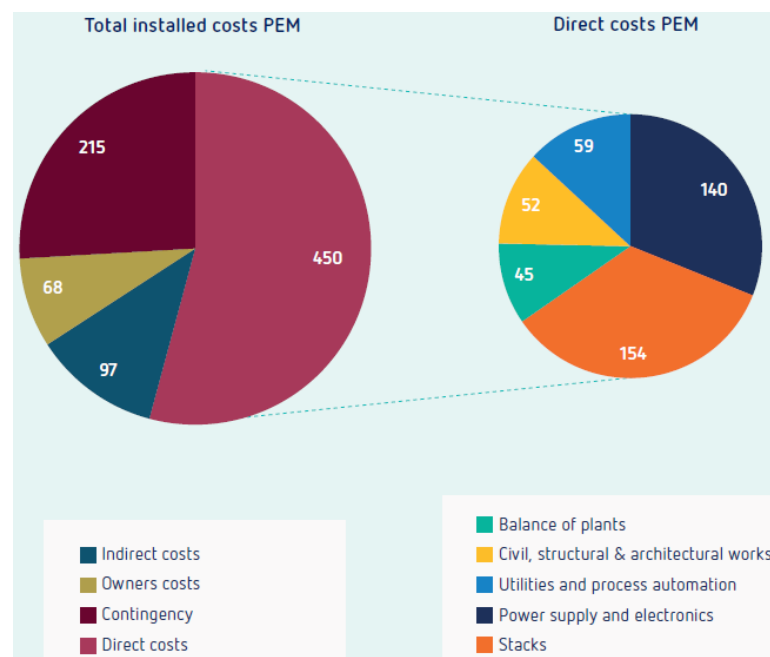


Figura 12: Composición de inversión total con Electrolizador PEM [Euro/kW] [30]

Ocupando EXCEL se calcula la cantidad de H₂ requerido para abastecer cada escenario de demanda propuesto a través de la conversión energética utilizando el rendimiento energético de HHV (High Heating Value) de 39,72 [kWh/Kg] de H₂ [32]. Esta conversión cambia la cantidad de caudal requerido por la planta de hidrógeno según la entrada de valores en celdas por usuario,

calculando la capacidad máxima requerida en la planta de hidrógeno por cada escenario y su respectiva proyección de demanda. Para elaborar el dimensionamiento de la planta de hidrógeno en requerimiento del balance de planta, caudal de agua purificada, cantidad de oxígeno producido y cantidad de volumen en almacenamiento, se ocupan valores de propiedades generales químicas y de diseño, mientras que la información que dimensiona la planta de hidrógeno está en la tabla 5.

Tasa de Consumo de Agua por Kg de H ₂	1/9	[KgH ₂ /KgH ₂ O]
Tasa de Consumo de Agua por Kg de O ₂	8/9	[KgO ₂ /KgH ₂ O]
Densidad Oxígeno a Presión ATM	1,331	[Kg/m ³]
Densidad Hidrógeno a Presión ATM	0,090	[Kg/m ³]
Densidad Hidrógeno a Presión 100 [Bar]	8,496	[Kg/m ³]
Presión de Gaseoducto	70	[Bar]
Meses de Almacenamiento	4	[Meses]
Porcentaje de Suelo Ocupado para Almacenamiento	50%	[%]
Temperatura de Ambiente Promedio	6,00	[°C]

Tabla 4: Propiedades Generales Químicas y de Diseño (elaboración propia)

Producción Anual de Hidrógeno Máxima (Ton)	[TonH ₂ /a]
Producción Anual de Hidrógeno Máxima (Kg)	[KgH ₂ /a]
Producción Máxima Horaria de Hidrógeno (Kg)	[KgH ₂ /h]
Producción Anual Máxima de Hidrógeno (m ³)	[m ³ /a]
Consumo de Energía por Electrolizador (HHV)	[kWh/KgH ₂]
Consumo de Energía Anual Máxima Planta H ₂	[GWh/a]
Máxima Potencia por Fuente Eléctrica	[MW]
Máxima Energía por Fuente Eléctrica	[GWh/a]
Modelo de Electrolizador	-
Cantidad de Electrolizadores requeridos	[Un]
Capacidad Planta Electrólisis	[MW]
Máxima Energía a Potencia Nominal	[GWh/a]
Disponibilidad por Energía Eólica	[%]
Factor de Planta	[%]
Caudal de Agua Promedio Requerido	[L/s]

Tabla 5: Propiedades de cálculo para el dimensionamiento para electrolizadores

Se adiciona que los costos administrativos y de operación y mantenimiento (OPEX) se dimensionan en función del CAPEX o inversiones de capital. En los costos por año entran los costos de mantenimiento de los componentes, la contratación de jefes de operación, ingenieros, técnicos, costos administrativos, secretaría, seguridad, seguros de personal de trabajo y siendo solo el costo de arriendo negociado con el propietario un costo asociado a la cantidad de hectáreas a ocupar.

3. Fase de estudio económico y financiero y fase de evaluación

Los flujos de caja se calculan a 30 años de operación, ordenándose en función de las distintas etapas de la cadena de producción, como se explicó anteriormente, esto para que el inversionista observe cómo es la evaluación de proyecto de cada etapa (eólica, producción hidrógeno, red de gaseoducto, generador a gas) y dónde se recibe los mayores ingresos por escenario en función de los precios de venta.

Para el financiamiento del proyecto se realiza el estudio de factibilidad económica con un apalancamiento del 70% del capital de inversión a una tasa de interés del 5% para el inversionista, entregado como valor por parte del banco patrocinador de la empresa.

Se automatiza la hoja de cálculo para obtener cada una de las métricas técnicas, siendo para la etapa de la planta eólica el LCOE y solo para la planta de hidrógeno el LCOH, mientras que se calcula el total de los flujos para obtener las métricas financieras VAN y TIR para este proyecto.

De ello se elabora un análisis de sensibilidad ocupando la Herramienta de Hipótesis de MS Excel, estableciendo cuatro tablas que otorgan el resultado a partir de la entrada de dos variables de entrada, para obtener distintos valores en función de las hojas de cálculo de MS EXCEL.

- LCOE: Tiene como entrada el modelo de aerogenerador y el escenario de demanda.
- LCOH: Tiene como entrada el modelo de electrolizador y el escenario de demanda.
- TIR Escenario Calefacción: Tiene como entrada el precio de venta de hidrógeno y la variación de demanda proyectada.
- TIR Escenario Electricidad: Tiene como entrada el precio de venta de energía y la variación de demanda proyectada.

La decisión de ocupar el TIR y no el VAN es para evaluar la rentabilidad del proyecto con escenario y dimensionamientos que cambian la inversión de capital requerida por lo que el TIR obtiene mayor valor al comparar su valor respecto a la tasa de descuento establecida de un 8%.

4. Cálculo de CO₂ equivalente

Para el cálculo de emisiones por generación eléctrica se obtiene la base de emisiones por energía producida por diésel. Para ello se calcula el promedio de un 37,5% de generación diésel proveniente del total de la matriz del SSMM Aysén a partir de los datos históricos de la plataforma de CNE [33]. La cantidad de emisión se calcula por cantidad de energía generada [MWh].

Para el cálculo de las emisiones por calefacción se ocupa la información del cálculo de la demanda por cada tecnología existente, siendo repartida entre Leña, Gas Licuado, Pellet, Kerosene y Electricidad (equivalente a 37,5% en diésel) [34].

Se ocupa el factor de emisión por CO₂ equivalente GWP [35] como la suma de la emisión de CO₂, CH₄ (equivalente a 25 unidades de CO₂) y N₂O (equivalente a 298 unidades de CO₂). Luego se observa la emisión de cada contaminante mencionado por el tipo de combustión de cada combustible dentro de la tabla por combustión estacionaria [36], permitiendo calcular cada contaminante por separado. Finalmente, se multiplica la cantidad de CO₂ equivalente por la cantidad de energía [MWh] por tecnología.

Implementación

Dado que el trabajo elaborado es un estudio de prefactibilidad, la empresa ocupa estos resultados como muestra de la factibilidad económica para la búsqueda de un inversionista que otorgará el financiamiento del desarrollo del proyecto. La etapa de desarrollo el proyecto tiene varias etapas de estudios. Lo relevante para la empresa es la venta del “Ready to Build” o el “Listo para Construir” atribuido como comienzo de la construcción del proyecto. La empresa debe aprender a controlar la base de datos y el análisis de sensibilidad creado para el usuario a través de MS EXCEL, el cual se puede optimizar según se ingresen mayores precisiones de proveedores y se conozcan los datos reales de costos de producción y de inversión en el desarrollo real del proyecto. Para observar las distintas etapas del desarrollo posterior a este trabajo ir al anexo 2.

Resultados

Observando la tabla 6 y 7 se evidencia información del CO₂ equivalente en la actualidad. Calculando sobre la demanda de electricidad por generación para el SSMM Aysén, se obtiene una cantidad de 1.852 [tonCO₂eq/año], mientras que para la emisión por calefacción logra llegar a 22.042 [tonCO₂eq/año]. La emisión por año de la población objetivo en los escenarios es de 23.400 [tonCO₂eq/año], siendo el 100% del CO₂ equivalente total que se busca desplazar con el proyecto.

Escenario	Electricidad
SSMM Aysén Tecnología	Diésel
Participación Promedio [%]	37,5%
Energía anual [MWh/a]	225.151
Energía por Diésel [MWh/a]	85.151
CO ₂ eq por MWh [Ton/a]	21,7
CO ₂ eq [Ton/año]	1.852
ΔCO_{2eq} [%]	92,1%

Tabla 6: Información de ponderación de CO₂ equivalente escenario electricidad

Escenario Comuna (Consumo)	Calefacción					Total
	GLP	Leña	Pellet	Kerosene	Electr. (Diésel)	
Coyhaique [GWh/a]	70	391	72	18	43	594
Aysén [GWh/a]	28	298	10	8	17	361
Total [GWh/a]	98	689	82	26	22,7	955
Participación	10,3%	72,1%	8,6%	2,7%	2,4%	100%
CO ₂ eq por MWh [ton]	18,2	27,9	0	22,1	21,7	
CO ₂ eq Total MWh/a [ton/a]	1.779,7	19.193,6	-	574,9	493,5	
CO ₂ eq [Ton/año]	22.042					
ΔCO_{2eq} [%]	5,8%					

Tabla 7: Información de ponderación de CO₂ equivalente escenario calefacción

En comparación al caso actual, en el escenario de abastecer electricidad aún persiste la emisión del 92,1% del CO₂ equivalente, mientras que en el escenario de calefacción es de 5,8%, siendo mucho mayor la disminución de emisiones en el caso de abastecer calefacción.

Respecto al dimensionamiento de la planta eólica se logra observar dos tendencias en la tabla 8. Primero, al aumento de demanda y así un aumento en la capacidad instalada requerida, se obtiene un menor valor del LCOE, siendo siempre menor en el escenario 3 de calefacción + electricidad. Lo segundo, es que el menor valor del LCOE aparece para los tres escenarios con el aerogenerador de 6 [MW], siendo el menor valor en el escenario 3 con 22,74 [US\$/MWh].

LCOE [US\$/MWh]	Modelo de Aerogenerador		
22,74	Aerogenerador 6,6 [MW]	Aerogenerador 7,2 [MW]	Aerogenerador 6,0 [MW]
Escenario 1	29,65	31,98	28,13
Escenario 2	27,09	29,85	25,75
Escenario 3	24,11	26,62	22,74

Tabla 8: Análisis de Sensibilidad para dimensionamiento de planta eólica

Observando la tabla 9 se evidencia la existencia de tendencia de obtener un menor LCOH en el caso de instalar un electrolizador alcalino por sobre el PEM para los tres escenarios de demanda, mientras que, al igual que en caso de los aerogeneradores, el LCOH disminuye a mayor sea la demanda, teniendo un mínimo de 2,837 [US\$/Kg H₂].

LCOH [US\$/Kg]	Modelo de Aerogenerador	
2,837	Electrolizador AEL	Electrolizador PEM
Escenario 1	3,251	3,447
Escenario 2	3,077	3,271
Escenario 3	2,837	3,021

Tabla 9: Análisis de Sensibilidad para dimensionamiento de planta de hidrógeno

Analizando la rentabilidad para la venta de hidrógeno en el escenario de calefacción, estableciendo el aerogenerador de 6 [MW] y el electrolizador alcalino en el dimensionamiento técnico, en la tabla 10 se observa que el TIR mayor a 8% empieza a aparecer entre dos valores de venta. En caso de existir un decrecimiento de demanda de energía en calefacción o abastecer la demanda al año inicial de operación (0%), es requerido un mínimo de 4,00 [US\$/Kg] para financiar el proyecto dentro de los 30 años, obteniendo un TIR de 8,8%, mientras que desde el aumento de 50% de crecimiento de demanda respecto al año inicial de operación es requerido un mínimo de 3,75 [US\$/Kg].

TIR [%]	Precio de Venta Hidrógeno Red de Gaseoducto, Escenario Calefacción [US\$/KG H2]											
8,8%		2,50	2,75	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00
Decrecimiento o Crecimiento de Demanda	-100%	-0,4%	1,2%	2,8%	4,3%	5,7%	7,0%	8,1%	9,1%	10,2%	11,3%	12,4%
	-50%	0,3%	1,9%	3,5%	5,0%	6,4%	7,7%	8,8%	9,8%	11,0%	12,1%	13,2%
	0%	0,5%	2,1%	3,7%	5,1%	6,6%	7,7%	8,8%	9,9%	11,0%	12,1%	13,2%
	50%	1,1%	2,7%	4,2%	5,7%	7,2%	8,3%	9,4%	10,6%	11,7%	12,8%	14,0%
	100%	1,3%	2,9%	4,4%	5,9%	7,3%	8,4%	9,5%	10,6%	11,7%	12,8%	14,0%
	150%	1,8%	3,3%	4,8%	6,3%	7,7%	8,8%	9,9%	11,0%	12,2%	13,3%	14,5%
	200%	1,9%	3,5%	5,0%	6,4%	7,7%	8,8%	9,9%	11,0%	12,1%	13,3%	14,4%

Tabla 10: Análisis de Sensibilidad de TIR por Precio de Venta de hidrógeno [US\$/Kg H2] y proyección de demanda [%]

Por último, analizando la rentabilidad para la venta de energía en el escenario de electricidad, estableciendo el mismo dimensionamiento técnico en el escenario de calefacción, se observa que el TIR no alcanza a cubrir costos en el rango de valores establecidos de precios de venta, inclusive el de 300 [US\$/MWh] que es el triple del valor promedio anual de venta en el SSMM Aysén [10]. Se logra reflejar que solo desde el precio de venta de 200 [US\$/MWh] existen TIR mayores a 0% y que el mayor TIR por cambio de precio de venta siempre es cuando el escenario de demanda es del inicio de operación de la planta (sin crecimiento), siendo un TIR de 7,6% el mayor valor registrado aun por debajo del 7% de la tasa de descuento.

TIR		Precio de Venta de Energía a través de SSMM Aysén, Escenario electricidad [US\$/MWh]										
7,6%		50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300
Decrecimiento o Crecimiento de Demanda	-100%	-	-	-	-	-10,8%	-7,8%	-5,3%	-3,1%	-1,1%	0,7%	2,1%
	-50%	-	-	-11,8%	-8,0%	-5,2%	-3,0%	-1,0%	0,9%	2,6%	4,1%	5,4%
	0%	-	-12,9%	-8,1%	-4,9%	-2,4%	-0,3%	1,5%	3,3%	5,0%	6,4%	7,6%
	50%	-	-13,3%	-8,1%	-5,0%	-2,7%	-0,8%	0,9%	2,4%	3,9%	5,1%	6,1%
	100%	-	-13,4%	-8,1%	-5,0%	-2,8%	-1,0%	0,6%	2,1%	3,4%	4,5%	5,4%
	150%	-	-13,7%	-8,2%	-5,1%	-2,9%	-1,2%	0,3%	1,6%	2,9%	3,9%	4,8%
	200%	-	-13,8%	-8,2%	-5,2%	-3,0%	-1,3%	0,1%	1,4%	2,6%	3,6%	4,4%

Tabla 11: Análisis de Sensibilidad de TIR por Precio de Venta de Energía Eléctrica [US\$/MWh] y proyección de demanda [%]

Conclusiones y Discusión

Para el estudio del dimensionamiento de la planta eólica y planta de hidrógeno se debe preferir el aerogenerador de 6 [MW] y el electrolizador alcalino, dado que, a razón de las medidas de desempeño, otorga un valor más económico en términos de costos de inversión entre los modelos seleccionados, mientras que se argumenta también una economía a escala, dado que se reduce el LCOE y el LCOH al aumento de la demanda abastecida.

Existe un incentivo en la construcción del proyecto en términos medioambientales, principalmente en el escenario conjunto, aunque con una reducción a 5,8% de las emisiones globales el escenario de calefacción sostiene un gran aumento de bienestar en salud de los principales centros urbanos de la región, sabiendo que el resto de las emisiones por las centrales de generación diésel no se encuentran ubicadas en aproximaciones a residencias urbanas.

Abastecer de energía en el escenario de electricidad es económicamente infactible, y con ello tampoco la calefacción + electricidad, esto evidenciando la necesidad de un alto precio de venta de energía para la recuperación de capital, muy superior respecto al precio de venta actual en el SSMM Aysén. Se sugiere que en el corto plazo exista un estudio de factibilidad enfocado en las tecnologías de generación a gas hidrógeno existentes, buscando proveedores de modelos de productos o estrategias de generación a hidrógeno con una eficiencia mayor que en el proyecto.

En el caso del abastecimiento para calefacción el proyecto sí presenta factibilidad técnica-económica, aunque existen impedimentos de mercado, porque si bien compite con el precio de venta del GLP o de la electricidad, con un valor de venta de 3,75 [US\$/Kg] no lo hace respecto a la leña y el pellet [11]. Se sugiere que la empresa elabore un nuevo estudio que permita conocer cuanto consume por hogar en las ciudades objetivas según cada combustible, permitiendo conocer cuál es el costo mensual según una proporción de los combustibles utilizados y por el precio que pagan, permitiendo equiparar un posible valor de venta del hidrógeno.

Bibliografía

- [1] ONU, «Energía - Desarrollo Sostenible». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [2] «3_Estrategia-Nacional-de-Energia-2012-2030_Energia-para-el-Futuro.pdf». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/3_Estrategia-Nacional-de-Energia-2012-2030_Energia-para-el-Futuro.pdf
- [3] «politica-energetica-aysen-2050.pdf». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/05/politica-energetica-aysen-2050.pdf>
- [4] INE, «Proyecciones de Población», Default. Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://regiones.ine.cl/aysen/estadisticas-regionales/sociales/demografia-y-vitales/proyecciones-de-poblacion>
- [5] «Rex-187-aprueba-IT-SSMM-Aysen-Palena-General-Carrera-y-Puerto-Cisnes.pdf». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/05/Rex-187-aprueba-IT-SSMM-Aysen-Palena-General-Carrera-y-Puerto-Cisnes.pdf>
- [6] J. Roca, «El mercado mundial de almacenamiento de energía alcanzará 1 teravatio-hora para 2030- El Periódico de la Energía». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-mundial-de-almacenamiento-de-energia-alcanzara-1-teravatio-hora-para-2030/>
- [7] J. A. Guacaneme, D. Velasco, y C. L. Trujillo, «REVISIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA APLICACIONES EN MICRO REDES», *Inf. Tecnológica*, vol. 25, n.º 2, pp. 175-188, 2014, doi: 10.4067/S0718-07642014000200020.
- [8] V. Baeschlin, «Vectores Energéticos», *Transición Energética*. Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.transicionenergetica.es/vectores-energeticos/>
- [9] I. Petkov y P. Gabrielli, «Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems», *Appl. Energy*, vol. 274, p. 115197, sep. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115197.
- [10] CNE, «Electricidad - Comisión Nacional de Energía». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
- [11] Instituto Forestal (Chile), R. Reyes, R. Sanhueza, A. Schueftan, y E. González, *Consumo de leña y otros biocombustibles sólidos en la región de Aysén*, 14.ª ed. en Bosques Energía Sociedad (BES). INFOR, 2021. doi: 10.52904/20.500.12220/31338.
- [12] R. Díaz, D. Ortega, y F. Fernández, «Evaluación Programa de Recambio de Calefactores a Leña del Ministerio del Medio Ambiente», ene. 2019.
- [13] «Coyhaique: cómo la pobreza energética obstaculiza desarrollo del Plan de Descontaminación Atmosférica», *El Mostrador*. Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.elmostrador.cl/agenda-pais/2023/04/17/coyhaique-como-la-pobreza-energetica-obstaculiza-desarrollo-del-plan-de-descontaminacion-atmosferica/>
- [14] IQAir, «Índice de la calidad del aire (ICA) de Coyhaique y contaminación del aire en Chile | IQAir». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iqair.com/es/chile/aysen/coyhaique>
- [15] Z. Abdin, A. Zafaranloo, A. Rafiee, W. Mérida, W. Lipiński, y K. R. Khalilpour, «Hydrogen as an energy vector», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, p. 109620, mar. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109620.

- [16] «estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- [17] «Produccion-y-costos-H2-GNA.pdf». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/09/Produccion-y-costos-H2-GNA.pdf>
- [18] A. Céspedes, «CURSO:HIDRÓGENO VERDE: ¿EL ENERGÉTICO DEL FUTURO? PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO», presentado en Cursos Newen Solar, 2021.
- [19] J. Wang, «Anion exchange membrane water electrolysis: How it works - Enapter». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.enapter.com/newsroom/aem-water-electrolysis-how-it-works>
- [20] TotalEnergies, «Nuevas turbinas eólicas verticales, ¿en qué se diferencian de las actuales?», TotalEnergies. Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/turbinas-eolicas-verticales-beneficios-y-diferencias>
- [21] L. Bauer, «Base de datos de aerogeneradores». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines>
- [22] «Software de hojas de cálculo Microsoft Excel | Microsoft 365». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.microsoft.com/es-cl/microsoft-365/excel>
- [23] «Southern Lights - The digital layer of green hydrogen». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.southernlights.io/>
- [24] «Software de administración de proyectos | Microsoft Project». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.microsoft.com/es-cl/microsoft-365/project/project-management-software>
- [25] C. del R. Echeverría, «Metodología para determinar la factibilidad de un proyecto», dic. 2017, Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://revistapublicando.org/revista/index.php/crv/article/view/836>
- [26] A. Galetovic y R. Sanhueza, «La economía básica de la distribución de gas por red en Chile», ene. 2015.
- [27] «Suavización exponencial doble o modelo Holt + Ejemplo Excel». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ingenioempresa.com/suavizacion-exponencial-doble/>
- [28] «Informe-05-SSMM-AysenPalenaCarreraCisnes_2022.pdf». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/08/Informe-05-SSMM-AysenPalenaCarreraCisnes_2022.pdf
- [29] Ministerio de Energía, «Explorador Eólico». Accedido: 2 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>
- [30] ISPT, «A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant», 2022.
- [31] N. G. Bernal, «Antecedentes del mercado de gas residencial en Chile», 2021.
- [32] The Engineering ToolBox, «Fuels - Higher and Lower Calorific Values». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html
- [33] CEN, «Generación Real | Coordinador Eléctrico Nacional». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>
- [34] G. de C. SINIA, «SINIA – Sistema de Información Ambiental». Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://sinia.mma.gob.cl/>

- [35] National Archives EEUU, «40 CFR Part 98 -- Mandatory Greenhouse Gas Reporting». Accedido: 2 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ecfr.gov/current/title-40/part-98>
- [36] EPA, «Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories», 2022.

Anexos:

- Anexo 1

En estos tipos de estudios se utilizan metodologías para verificar la factibilidad del proyecto. GIZ inicia con los antecedentes de demanda locales y el cálculo del recurso solar, luego determina la máxima de producción energía que abastecerá con 9 MW de capacidad y desarrolla el dimensionamiento de las plantas de generación eólica y generación de H2 al comparar distintas tecnologías disponibles para la capacidad de producción, relevantes principalmente por ser el mayor costo de capital, y escenarios de almacenamiento requerido para un periodo de tiempo medible. El estudio finaliza entregando simulaciones de escenarios posibles de venta, entregando con una evaluación económica adoptando los costos de inversión y costos de operación de la PMGD.

- Anexo 2

La Fase de Desarrollo se logra a partir de la evaluación del proyecto, separando las actividades en distintas áreas de estudios. A continuación, se explicarán los elementos relevantes en el uso de la evaluación en etapas de factibilidad, los cuales respeta el orden de magnitud de tiempo del cronograma por cuartiles de años.



*Figura 6: Fase de Desarrollo del proyecto con el objetivo del Ready to Build en año 2028
(elaboración propia)*

- Evaluaciones técnico-económicas: Inicialmente corrobora la información desde una etapa de prefactibilidad, considerando los supuestos asociados a servicios requeridos, primero desde una perspectiva técnica, segundo desde una perspectiva económica.
- Estudio de prefactibilidad: Estudios preliminares antes de la financiación del desarrollo, principalmente resuelven los acuerdos económicos con terratenientes, modelo de negocio con inversionista, funcionamiento de la empresa titular y firmas de MOU (Memorandum of Understanding).
- Ingeniería Conceptual y Básica: Se realiza el servicio de ingeniería (normalmente por subcontratación) para la implementación en esquemas técnicos de instalación, mecánica de suelos y realización de planos.
- Estudios Eléctricos: Refiere a los estudios de conexión a la red eléctrica existente a través de una subestación eléctrica (en este caso al Sistema Mediano de Aysén), estableciendo un primer diseño, y el funcionamiento de la red eléctrica una vez la planta entre conectada y funcione suministrando energía.
- Estudios Específicos y Medioambientales: Refieren a todos los estudios y tramitaciones requeridos para lograr el Resolución de Calificación Ambiental (RCA) otorgado por el SEA a través de la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental para el cumplimiento de campañas bióticas y trabajos con comunidades sobre la instalación del proyecto.
- Manejo y Control del Proyecto: Refiere a la administración, equipos de trabajo y seguimiento de avance de las actividades en la fase de desarrollo, observando el cumplimiento de fechas y del presupuesto inicialmente elaborado.

Este trabajo refiere a un proceso que tomará aproximadamente cuatro años, llegando en una fecha para el Ready to Build (Listo para Construir), refiriéndose el inicio de la construcción de la planta y la finalización del desarrollo.