



Universidad de Concepción
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Química



**EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN E
INCORPORACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE PROVENIENTE DE
CENTRALES EÓLICAS Y FOTOVOLTÁICAS EN LÍNEAS DE GAS
NATURAL EN LA OCTAVA REGIÓN**

Por

Bárbara Ignacia Birke Cendra

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para
optar al título profesional de Ingeniero Civil Químico

Profesores Guía:

Dr. Fernando Márquez R.

Dr. Juan Carlos Carrasco M.

Julio 2025

Concepción (Chile)

© 2025 Bárbara Ignacia Birke Cendra

Resumen

Chile se ha comprometido con la acción climática de manera decidida y ambiciosa, comprometiéndose a ser carbono-neutral al 2050. El hidrógeno verde es una solución energética que conecta a distintos sistemas energéticos y presenta una oportunidad particularmente importante para sectores difíciles de descarbonizar, mientras que los costos de electricidad renovable se han reducido drásticamente, tendencia que está acelerando. La región del Biobío reúne condiciones privilegiadas para generar una demanda local de H₂V debido a su gran actividad industrial, además de contar con recursos competitivos para generación de energías renovables, por lo que se busca evaluar la factibilidad de la producción e incorporación de H₂V en las líneas de gas natural.

Para el presente estudio, se lleva a cabo el análisis de dos casos de inyección, para el caso 1 se realiza la inyección de H₂ en Recinto y PSR (Planta Satélite de Regasificación), y para el caso 2 en las estaciones de transferencia de la red de gas. Se analizan concentraciones de hidrógeno del 5%, 10%, 15% y 20% para distintos caudales, obteniendo los parámetros de producción para cada uno de los casos.

Se realiza un análisis de cada criterio a considerar que tienen un impacto en la viabilidad del proyecto, como los recursos solares, eólicos e hídricos disponibles, así como la infraestructura de transporte y los principales consumos potenciales de hidrógeno. Para ello se identifican las zonas de mayor potencial de producción de Energías renovables, tanto solar como eólica, así como la disponibilidad de recurso hídrico según la geografía de la región y la ubicación de la línea principal y laterales del gasoducto. Analizando los criterios en conjunto se determinan 4 potenciales ubicaciones para la planta de producción de hidrógeno verde: Pemuco, Talcahuano, Nacimiento y Arauco.

Mediante el análisis económico se determinan costos nivelados de producción de 4,8 a 6,7 USD/kg dependiendo del caso de estudio, donde los menores corresponden al caudal de 4.500.000 Sm³/d con un 20% de hidrógeno, con el cual el proyecto resulta viable y rentable a precio costo. Para otras condiciones se deben establecer precios mayores al costo de producción para generar rentabilidad en el proyecto. Se obtienen menores costos de producción para el caso 2 de inyección. Para un proyecto rentable, se obtienen precios de venta del hidrógeno de 6,27 a 8,78 USD/kg, los cuales generan un aumento de 7,45% a 34,28% en el precio final de gas de venta, dependiendo del caso.

Abstract

Chile has committed to climate action in a determined and ambitious way, aiming to become carbon-neutral by 2050. Green hydrogen is an energy solution that connects different energy systems and presents a particularly important opportunity for hard-to-decarbonize sectors, while renewable electricity costs have drastically decreased—a trend that continues to accelerate. The Biobío region has favorable conditions for generating local demand for green hydrogen (H₂V) due to its significant industrial activity and access to competitive renewable energy resources. Therefore, the feasibility of producing and incorporating H₂V into natural gas pipelines is being evaluated.

In this study, two injection cases are analyzed. In Case 1, H₂ is injected at “*Recinto*” station and “*PSR*” (*satellite regasification plant*), while in Case 2, it is injected at transfer stations of the gas network. Hydrogen concentrations of 5%, 10%, 15%, and 20% are analyzed for different flow rates, and production parameters are obtained for each case.

A detailed analysis is conducted for each criterion that impacts the project’s feasibility, including available solar, wind, and hydro resources, transportation infrastructure, and major potential hydrogen consumers. Areas with the highest renewable energy production potential—both solar and wind—are identified, along with water resource availability based on regional geography and the location of the main and lateral gas pipeline lines. Based on a combined analysis of these criteria, four potential locations for the green hydrogen production plant are determined: Pemuco, Talcahuano, Nacimiento, and Arauco.

The economic analysis shows levelized production costs ranging from 4.8 to 6.7 USD/kg, depending on the case study. The lowest costs correspond to a flow rate of 4,500,000 Sm³/d with 20% hydrogen, under which the project is viable and profitable at cost price. For other conditions, hydrogen sale prices must exceed production costs to ensure project profitability. Lower production costs are obtained for Case 2 (injection at transfer stations). For a profitable project, hydrogen sale prices between 6.27 and 8.78 USD/kg are estimated, which would lead to an increase of 7.45% to 34.28% in the final gas sale price, depending on the case.

Tabla de Contenido

1	Introducción.....	13
2	Objetivos.....	15
2.1	Objetivo general	15
2.2	Objetivos Específicos	15
3	Marco teórico.....	16
3.1	Contexto energético y ambiental	16
3.2	Hidrógeno verde	16
3.3	Ubicación de Planta	18
3.4	Potencial de energía renovable de la región	19
3.5	Demanda local de Hidrógeno	20
3.6	Inyección de Hidrógeno Verde a redes de gas natural	21
3.7	Método de inyección	22
3.8	Experiencias internacionales	23
4	Metodología.....	24
4.1	Búsqueda bibliográfica.....	24
4.2	Análisis operacional	25
4.3	Análisis de ubicación de planta	25
4.4	Análisis Económico	26
5	Resultados.....	27
5.1	Análisis operacional	27
5.1.1	Requerimientos de agua.....	27
5.1.2	Requerimiento energético y potencia instalada	28
5.2	Localización del proyecto según criterios de relevancia	28
5.2.1	Producción de energías Renovables	28
5.2.2	Recurso Hídrico	32
5.2.3	Puntos de Demanda	33
5.2.4	Redes de Gasoducto.....	33
5.2.5	Posibles localizaciones	33
5.3	Análisis Económico	36
5.3.1	Costos de Insumos	36
5.3.2	Costo de electrolizadores.....	37
5.3.3	Costo de almacenamiento	37
5.3.4	Costos de transporte y compra de camiones.....	38

5.3.5	Costos CAPEX	38
5.3.6	Costos OPEX	39
5.3.7	Cálculo LCOH	39
5.4	Flujo de Caja	42
6	Conclusiones y recomendaciones	46
7	Bibliografía	48
8	Anexos	51
8.1	Anexos análisis operacional	51
8.1.1	Casos de Estudio	51
8.1.2	Consumo de hidrógeno requerido por sector, caso 1	52
8.1.3	Consumo de hidrógeno requerido por sector, caso 2	55
8.1.4	Producción de hidrógeno total, caso 2	57
8.1.5	Requerimiento de agua, caso 2	58
8.1.6	Requerimiento energético y potencia instalada, caso 2	58
8.2	Anexos localización de planta	59
8.2.1	Listado de parques de EERR en la Octava Región	59
8.2.2	Mapa plantas desalinizadoras	63
8.2.3	Mapa puntos de demanda	63
8.2.4	Mapa de gasoducto del pacífico	64
8.3	Anexos análisis económico	65
8.3.1	Costos asociados a obtención de agua desalada	65
8.3.2	Costos de extracción de agua de cuenca	66
8.3.3	Costo de electricidad, caso 2	68
8.3.4	Costo de electrolizadores, caso 2	68
8.3.5	Costos de almacenamiento	69
8.3.6	Costos de transporte y compra de camiones	70
8.3.7	Costos CAPEX	78
8.3.8	Costos OPEX	83
8.3.9	LCOH de cada ubicación	85
8.3.10	Flujos de caja	88
8.3.11	Precios de venta de hidrógeno para viabilidad de proyecto	96
8.3.12	Precio de venta de mezcla	98
9	Resumen FI	99

Índice de Figuras

Figura 3.1: Consumo de energía eléctrica en Chile, 2050. PELP. Escenario carbono neutralidad [10].	16
Figura 5.1: Ubicación en mapa de parques fotovoltaicos y eólicos clasificados según LCOH en la Octava Región	30
Figura 5.2: Irradiación horizontal global de la Región del Biobío, obtenida de Global Solar Atlas, [24]	31
Figura 5.3: Densidad de potencia media @100m de la Región del Biobío, obtenida de Global Wind Atlas, [25]	31
Figura 5.4: Mapa de infraestructura del gasoducto junto a fuentes de energía renovable, puntos de demanda y obtención de recurso hídrico	34
Figura 5.5: Valores promedio de LCOH por concentración de H ₂ en distintas ubicaciones, Caso 1	39
Figura 5.6: Valores promedio de LCOH por concentración de H ₂ en distintas ubicaciones, Caso 2	40
Figura 5.7: Valores promedio de LCOH para distintos caudales en distintas ubicaciones, Caso 1	40
Figura 5.8: Valores promedio de LCOH para distintos caudales en distintas ubicaciones, Caso 2	41
Figura 5.9: Valores promedio de LCOH por ubicación para cada caso de estudio	41
Figura 5.10: Precio de H ₂ requerido para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 600.000Sm ³ /d.....	42
Figura 5.11: Precio de H ₂ requerido para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 4.500.000Sm ³ /d.....	43
Figura 5.12: VAN para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 600.000Sm ³ /d.....	43
Figura 5.13: VAN para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 4.500.000Sm ³ /d.....	44
Figura 5.14: Precio de venta de mezcla de cada caso, para caudal de 600.000 Sm ³ /d.....	45
Figura 5.15: Precio de venta de mezcla de cada caso, para caudal de 4.500.000 Sm ³ /d.....	45
Figura 8.1: Puntos de inyección de hidrógeno en red de gas natural para el caso 1	51
Figura 8.2: Puntos de inyección de hidrógeno en red de gas natural para el caso 2	51
Figura 8.3: Plantas desalinizadoras de agua de mar existentes	63
Figura 8.4: Ubicación geográfica de los posibles puntos de demanda en la Región del Biobío.....	63
Figura 8.5: Mapa de la red de gas natural de la Octava Región.....	65
Figura 8.6: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm ³ /d, 5%, año 0-10	88
Figura 8.7: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm ³ /d, 5%, año 11-20	88

Figura 8.8: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm ³ /d, 5%, año 21-30.....	88
Figura 8.9: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm ³ /d, 20%, año 0-10.....	89
Figura 8.10: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm ³ /d, 20%, año 11-20.....	89
Figura 8.11: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm ³ /d, 20%, año 21-30.....	89
Figura 8.12: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm ³ /d, 5%, año 0-10.....	90
Figura 8.13: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm ³ /d, 5%, año 11-20.....	90
Figura 8.14: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm ³ /d, 5%, año 21-30.....	90
Figura 8.15: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm ³ /d, 20%, año 0-10.....	91
Figura 8.16: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm ³ /d, 20%, año 11-20.....	91
Figura 8.17: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm ³ /d, 20%, año 21-30.....	91
Figura 8.18: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm ³ /d, 5%, año 0-10.....	92
Figura 8.19: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm ³ /d, 5%, año 11-20.....	92
Figura 8.20: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm ³ /d, 5%, año 21-30.....	92
Figura 8.21: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm ³ /d, 20%, año 0-10.....	93
Figura 8.22: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm ³ /d, 20%, año 11-20.....	93
Figura 8.23: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm ³ /d, 20%, año 21-30.....	93
Figura 8.24: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm ³ /d, 5%, año 0-10.....	94
Figura 8.25: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm ³ /d, 5%, año 11-20.....	94
Figura 8.26: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm ³ /d, 5%, año 21-30.....	94
Figura 8.27: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm ³ /d, 20%, año 0-10.....	95
Figura 8.28: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm ³ /d, 20%, año 11-20.....	95
Figura 8.29: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm ³ /d, 20%, año 21-30.....	95

Índice de tablas

Tabla 3.1: Propiedades físicas del hidrógeno, [12], [13],[14]	17
Tabla 3.2: Clasificación del hidrógeno según su producción,[18]	18
Tabla 3.3: Identificación de criterios de relevancia para determinar ubicación de la planta	19
Tabla 3.4: Potencial demanda de H ₂ V por actividad en la región al año 2035, [6]	20
Tabla 5.1: Producción de hidrógeno requerida para mezcla con gas natural, manteniendo la energía transportada, Caso 1	27
Tabla 5.2: Caudales de agua requeridos en m ³ /año para la producción de hidrógeno, Caso 1	27
Tabla 5.3: Potencia instalada en MW requerida para la producción de hidrógeno, Caso 1	28
Tabla 5.4: Resumen de Plantas fotovoltaicas y producción potencial total estimada de H ₂ por comuna	29
Tabla 5.5: Resumen de Plantas eólicas y producción potencial total estimada de H ₂ por comuna	29
Tabla 5.6: Zonas de la cuenca del Biobío descartadas como posible suministro hídrico, elaborado con información publicada por la DGA	32
Tabla 5.7: Análisis de criterios en la localidad de Pemuco	34
Tabla 5.8: Análisis de criterios en la localidad de Nacimiento	35
Tabla 5.9: Análisis de criterios en la localidad de Talcahuano	35
Tabla 5.10: Análisis de criterios en la localidad de Arauco	35
Tabla 5.11: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas cercanas a la costa, Caso 1	36
Tabla 5.12: Costo de energía eléctrica la producción de hidrógeno, Caso 1.....	37
Tabla 5.13: Costo de los electrolizadores la producción de hidrógeno, Caso 1	37
Tabla 5.14 : Costo de transporte de hidrógeno en USD/año a los puntos de inyección desde la planta de Pemuco, Caso 1	38
Tabla 5.15: Costos CAPEX anualizado de la planta de Pemuco, Caso 1.....	38
Tabla 5.16: Costos OPEX de la planta de Pemuco, Caso 1	39
Tabla 8.1: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 600.000 Sm ³ /d, Caso 1	52
Tabla 8.2: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 1.500.000 Sm ³ /d, Caso 1	53
Tabla 8.3: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 4.500.000 Sm ³ /d, Caso 1	54
Tabla 8.4: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 7.000.000 Sm ³ /d, Caso 1	54
Tabla 8.5: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 9.000.000 Sm ³ /d, Caso 1	55

Tabla 8.6: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 600.000 Sm ³ /d, Caso 2	55
Tabla 8.7: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 1.500.000 Sm ³ /d, Caso 2	56
Tabla 8.8: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 4.500.000 Sm ³ /d, Caso 2	56
Tabla 8.9: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 7.000.000 Sm ³ /d, Caso 2	57
Tabla 8.10: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 9.000.000 Sm ³ /d, Caso 2	57
Tabla 8.11: Producción de hidrógeno requerida para mezcla con gas natural, manteniendo la energía transportada, Caso 2	57
Tabla 8.12: Caudales de agua requeridos en m ³ /año para la producción de hidrógeno, Caso 1	58
Tabla 8.13: Requerimiento energético en kWh/año para la producción de hidrógeno, Caso 1	58
Tabla 8.14: Requerimiento energético en kWh/año para la producción de hidrógeno, Caso 2	59
Tabla 8.15: Potencia instalada en MW requerida para la producción de hidrógeno, Caso 2	59
Tabla 8.16: Proyectos de producción de energía fotovoltaica por comuna en la Octava región y Pemuco	61
Tabla 8.17: Proyectos de producción de energía eólica por comuna en la Octava región y Pemuco	62
Tabla 8.18: Potencial consumo de hidrógeno de empresas por sector industrial en la región del Biobío, [6].....	64
Tabla 8.19: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas alejadas a la costa, Caso 1	66
Tabla 8.20: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas cercanas a la costa, Caso 2	66
Tabla 8.21: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas alejadas a la costa, Caso 2	66
Tabla 8.22: Costos de extracción de agua de cuenca, Caso 1	68
Tabla 8.23: Costos de extracción de agua de cuenca, Caso 2.....	68
Tabla 8.24: Costo de energía eléctrica la producción de hidrógeno, Caso 2.....	68
Tabla 8.25: Costo de los electrolizadores la producción de hidrógeno, Caso 2.....	69
Tabla 8.26: Costo de compra e instalación de estanques para la planta en Pemuco, Caso 1	70

Tabla 8.27: Costo de compra e instalación de estanques para la planta en Pemuco, Caso 2	70
Tabla 8.28: Distancias y costo de transporte para la planta en Pemuco.....	71
Tabla 8.29: Costo de transporte para la planta en Pemuco, Caso 1.....	71
Tabla 8.30: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Pemuco, Caso 1	72
Tabla 8.31: Costo de transporte para la planta en Pemuco, Caso 2.....	72
Tabla 8.32: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Pemuco, Caso 2	72
Tabla 8.33: Distancias y costo de transporte para la planta en Talcahuano	73
Tabla 8.34: Costo de transporte para la planta en Talcahuano, Caso 1	73
Tabla 8.35: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Talcahuano, Caso 1.	73
Tabla 8.36: Costo de transporte para la planta en Talcahuano, Caso 2.....	74
Tabla 8.37: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Talcahuano, Caso 2	74
Tabla 8.38: Distancias y costo de transporte para la planta en Nacimiento	75
Tabla 8.39: Costo de transporte para la planta en Nacimiento, Caso 1	75
Tabla 8.40: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Nacimiento, Caso 1	75
Tabla 8.41: Costo de transporte para la planta en Nacimiento, Caso 2.....	75
Tabla 8.42: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Nacimiento, Caso 2	76
Tabla 8.43: Distancias y costo de transporte para la planta en Arauco.....	76
Tabla 8.44: Costo de transporte para la planta en Arauco, Caso 1.....	77
Tabla 8.45: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Arauco, Caso 1	77
Tabla 8.46: Costo de transporte para la planta en Arauco, Caso 2.....	77
Tabla 8.47: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Arauco, Caso 2	78
Tabla 8.48: Costos CAPEX de la planta de Pemuco, Caso 1	78
Tabla 8.49: Costos CAPEX de la planta de Pemuco, Caso 2.....	78
Tabla 8.50: Costos CAPEX anualizado de la planta de Pemuco, Caso 2.....	79

Tabla 8.51: Costos CAPEX de la planta de Talcahuano, Caso 1	79
Tabla 8.52: Costos CAPEX anualizado de la planta de Talcahuano, Caso 1	79
Tabla 8.53: Costos CAPEX de la planta de Talcahuano, Caso 2	80
Tabla 8.54: Costos CAPEX anualizado de la planta de Talcahuano, Caso 2	80
Tabla 8.55: Costos CAPEX de la planta de Nacimiento, Caso 1	80
Tabla 8.56: Costos CAPEX anualizado de la planta de Nacimiento, Caso 1	81
Tabla 8.57: Costos CAPEX de la planta de Nacimiento, Caso 2	81
Tabla 8.58: Costos CAPEX anualizado de la planta de Nacimiento, Caso 2	81
Tabla 8.59: Costos CAPEX de la planta de Arauco, Caso 1	81
Tabla 8.60: Costos CAPEX anualizado de la planta de Arauco, Caso 1	82
Tabla 8.61: Costos CAPEX de la planta de Arauco, Caso 2	82
Tabla 8.62: Costos CAPEX anualizado de la planta de Arauco, Caso 2	82
Tabla 8.63: Costos OPEX de la planta de Pemuco, Caso 1	83
Tabla 8.64: Costos OPEX de la planta de Pemuco, Caso 2	83
Tabla 8.65: Costos OPEX de la planta de Talcahuano, Caso 1	83
Tabla 8.66: Costos OPEX de la planta de Talcahuano, Caso 2	84
Tabla 8.67: Costos OPEX de la planta de Nacimiento, Caso 1	84
Tabla 8.68: Costos OPEX de la planta de Nacimiento, Caso 2	84
Tabla 8.69: Costos OPEX de la planta de Arauco, Caso 1	85
Tabla 8.70: Costos OPEX de la planta de Arauco, Caso 2	85
Tabla 8.71: LCOH de la planta de Pemuco, Caso 1	85
Tabla 8.72: LCOH de la planta de Pemuco, Caso 2	86
Tabla 8.73: LCOH de la planta de Talcahuano, Caso 1	86
Tabla 8.74: LCOH de la planta de Talcahuano, Caso 2	86
Tabla 8.75: LCOH de la planta de Nacimiento, Caso 1	87
Tabla 8.76: LCOH de la planta de Nacimiento, Caso 2	87
Tabla 8.77: LCOH de la planta de Arauco, Caso 1	87
Tabla 8.78: LCOH de la planta de Arauco, Caso 2	87
Tabla 8.79: Precios requeridos, VAN y TIR para cada caso de estudio en las distintas ubicaciones sugeridas	98
Tabla 8.80: Precios de venta de mezcla para distintas ubicaciones, Caudal de 600.000 Sm ³ /d	99
Tabla 8.81: Precios de venta de mezcla para distintas ubicaciones, Caudal de 4.500.000 Sm ³ /d	99

Nomenclatura

CAPEX: Costos de Capital

CO₂: Dióxido de Carbono

DGA: Dirección General de Aguas

EERR: Energías Renovables

ET: Estación de Transferencia

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GN: Gas Natural

GNL: Gas Natural Licuado

H₂: Hidrógeno

H₂V: Hidrógeno Verde

LCOH: Costo Nivelado de Hidrógeno, "*Levelized Cost of Hydrogen*"

OPEX: Costos de Operación

PELP: Planificación Energética de Largo Plazo

PSR: Planta satélite de regasificación

SEIA: Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental

SNIFA: Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor Actual Neto

1 Introducción

Uno de los retos tecnológicos de mayor magnitud de este siglo es la lucha contra el cambio climático causado por el impacto de la actividad humana en el planeta. Por alcanzar el objetivo principal marcado en el Acuerdo de París, firmado el 22 de abril de 2016, de limitar el incremento de la temperatura del planeta por debajo de los 2 grados Celsius en comparación con los niveles preindustriales, es inevitable un cambio drástico en la forma de generar y consumir energía [1]. En la carrera de descarbonizar el planeta al 2050, países de todo el mundo están haciendo apuestas estratégicas para desarrollar las tecnologías y levantar las nuevas industrias que se requerirán [2]. Chile se ha comprometido con la acción climática de manera decidida y ambiciosa, comprometiéndose a ser carbono-neutral al 2050, siendo uno de los pocos países del mundo en comenzar a tramitar una Ley Marco de Cambio Climático. [3]

El hidrógeno verde es un portador de energía no contaminante que se produce a través de la electrólisis del agua utilizando recursos energéticos renovables como energía eólica o solar y se puede oxidar para producir calor y/o electricidad sin emitir CO₂. Es un vector energético muy versátil ya que puede transformarse en electricidad o combustibles sintéticos y utilizarse con fines domésticos, comerciales, industriales o de movilidad. Es una solución energética que conecta a distintos sistemas energéticos y presenta una oportunidad particularmente importante para sectores difíciles de descarbonizar [4]. Los costos de la electricidad renovable se han reducido drásticamente en la última década, debido a mejoras en tecnologías, economías de escala, cadena de suministros más competitivas y la creciente experiencia de desarrolladores. En promedio, la nueva energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre cuestan menos que mantener en funcionamiento muchas de las plantas de carbón existentes, y los resultados muestran que esta tendencia se está acelerando, lo que refuerza los argumentos a favor de la eliminación gradual del carbón, por completo [5].

Chile, dada su enorme riqueza en energías renovables, tiene una posición única para ser líder en esta nueva economía sostenible. Pero para lograrlo debe emprender acciones decisivas en muchos ámbitos, la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, lanzada por el Ministerio de Energía, dio inicio a este camino y ha logrado enormes avances en muy poco tiempo [2]. Particularmente, las regiones de Antofagasta y Magallanes reúnen condiciones privilegiadas en el mundo para lograr la competitividad en la producción de H₂V, debido a la calidad de sus recursos naturales (solar y eólico respectivamente). Sin embargo, para lograr competitividad en la producción, es necesario avanzar también en generar

demanda de mercado para esa producción. Precisamente, la Región del Biobío reúne condiciones privilegiadas para generar una demanda local de H₂V debido a su gran actividad industrial, además de contar con recursos competitivos para generación de energías renovables, esta combinación permitirá generar un polo de demanda de hidrógeno verde [6].

Además, la región cuenta con buena conectividad de gasoductos y líneas de transmisión entre los distintos polos de generación y consumo. La red de gasoductos distribuye gas natural a toda la región con sus ramales principales en los polos productivos de la región [6], creando una oportunidad viable de transportar y distribuir el hidrógeno verde.

La creación de un proyecto de producción de hidrógeno verde trae consigo variados desafíos, entre ellos, el punto de emplazamiento del proyecto debe ser estudiado, dada la existencia de múltiples parámetros y características que pueden tener un gran impacto en la rentabilidad del proyecto [7].

En este contexto, el presente estudio busca evaluar la factibilidad técnica y económica de la producción e incorporación de H₂V proveniente de centrales eólicas y fotovoltaicas en líneas de gas natural existentes en la octava región, teniendo en consideración la determinación de la ubicación óptima de una planta de producción. En ella se consideran factores técnicos, económicos y logísticos esenciales para determinar la viabilidad, buscando la contribución al objetivo de descarbonización de la matriz energética y el sector industrial de la Región del Biobío.

2 Objetivos

2.1 Objetivo general

- Evaluar técnica y económicamente alternativas de generación de hidrógeno verde en la Región del Biobío y su respectiva inyección en las redes de gas natural

2.2 Objetivos Específicos

- Analizar los puntos de generación de energías eólicas y fotovoltaicas en la Región del Biobío para determinar los de mayor eficiencia en relación al proyecto de hidrógeno verde.
- Evaluar la factibilidad de una ubicación de la planta de producción de hidrógeno verde lo más cerca posible de las redes de distribución energéticas de la octava región
- Calcular el costo aproximado de una planta de producción de hidrógeno verde en la Región del Biobío

3 Marco teórico

3.1 Contexto energético y ambiental

En 2022, el balance de GEI de Chile alcanzó las 54.370 kt de CO₂ equivalente, incrementándose en un 10,7% desde el 2020. El sector energía representó un 50,6% del balance. Los principales causantes de la tendencia del balance de GEI son las emisiones de CO₂ generadas por la quema de combustibles fósiles. El consumo bruto de energía primaria en Chile está compuesto principalmente por combustibles de origen fósil. Particularmente, la región del Biobío, en 2022 emitió un total de 13.344 kt de CO₂ equivalente, representando un 12% del total de emisiones de GEI nacionales, con el sector de energía como el principal emisor (80%) [8].

Así, las energías renovables siguen escalando su participación en la matriz energética del país. Durante el primer trimestre de 2024 la generación eléctrica en base a ERNC alcanzó un 41% del total de la energía producida en Chile, contemplando energía eólica, solar, hidráulica, biomasa, entre otras [9]. De acuerdo con las proyecciones energéticas de la Planificación Energética de Largo Plazo, al año 2050 los combustibles fósiles disminuirán su participación desde un 64% a un rango entre 31% y 36% [10]. El consumo final proyectado al año 2050, se presenta de la siguiente manera:

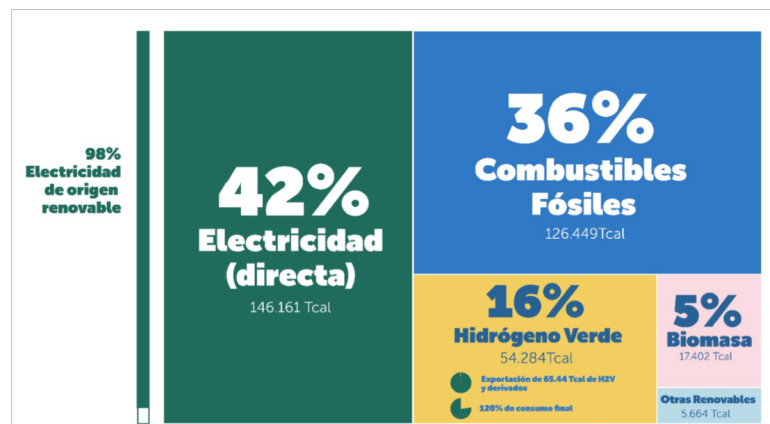


Figura 3.1: Consumo de energía eléctrica en Chile, 2050. PELP. Escenario carbono neutralidad [10]

3.2 Hidrógeno verde

El hidrógeno (H) es la sustancia mas abundante en el universo. Por su bajo peso molecular, el hidrógeno gaseoso no se encuentra en la atmósfera terrestre, por lo que debe ser producido por descomposición de sus compuestos químicos. Su número atómico es 1 y corresponde al elemento químico más simple existente bajo condiciones normales como gas diatómico (H₂) o en combinación con otros elementos, esta última siendo la forma mas común de encontrarlo en la tierra [11]. Algunas de las propiedades físicas del hidrógeno gaseoso son las siguientes:

Propiedad	Valor	Unidades
Masa molecular	2	g/mol
Densidad de gas relativa	0,07	-
Poder calorífico	120	MJ/kg
Limite de inflamabilidad	4-77	vol %
Punto de fusión	-259,2	°C
Punto de ebullición	-252,9	°C
Temperatura de autoignición	566	°C
Energía mínima de ignición	0,02	mJ

Tabla 3.1: Propiedades físicas del hidrógeno, [12], [13],[14]

El uso de hidrógeno a nivel industrial puede deberse a su necesidad como materia prima para algún proceso o para fines energéticos [1]. Se usa en un gran número de aplicaciones industriales. Dentro de la industria la refinería de petróleo, la producción de amoníaco y la producción de metanol son las principales demandantes [15]. En la actualidad, las aplicaciones del hidrógeno son cada vez mas variadas, diversificando la posibilidad de uso de ese vector energético. Entre ellas, se puede usar como insumo para producir combustibles sintéticos neutros en carbono, en la industria minera, el H₂ se puede utilizar como combustible para camiones mineros de alto tonelaje, reemplazando motores de combustión con motores eléctricos impulsados por pilas de combustible de hidrógeno [16].

Actualmente, la producción mundial del hidrógeno se estima de 65 millones de toneladas al año, donde un 96% del hidrógeno se extrae a partir de combustibles fósiles y sólo un 4% a través de agua. Se proyecta que la demanda de hidrógeno aumente a 200 mil toneladas al año, debido a su uso en el transporte [13]. Actualmente, Chile cuenta con menos de 900 MW de capacidad de H₂ que se espera que entren en operación antes de 2026. Si bien existen planes para alcanzar hasta 15 GW de capacidad de electrólisis para 2030, cerca del 75 % de estos proyectos aún se encuentran en fase conceptual. Los principales proyectos se ubican en Antofagasta y Magallanes, con más de 37 GW en total, en etapa temprana [17].

La industria energética utiliza códigos de color para indicar las principales materias primas, las fuentes de energía y los procesos de producción utilizados para producir hidrógeno [18]. Se tienen las siguientes clasificaciones de mayor interés:

Color	Materia Prima	Proceso de producción	Fuente de energía
Hidrógeno Gris	Gas Natural	Reformación de gas natural con vapor o gasificación	Energía química
Hidrógeno Azul	Carbón, Lignina o gas natural	Reformación de gas natural con vapor o gasificación con captura y almacenamiento de carbono.	Energía química
Hidrógeno Verde	Agua	Electrólisis	Energía renovable

Tabla 3.2: Clasificación del hidrógeno según su producción, [18]

El método para la producción de hidrógeno verde es la electrólisis del agua involucrando el uso de energías renovables (EERR) para la producción de energía eléctrica en el proceso [19]. Su proceso productivo puede tener cero emisiones de gases de efecto invernadero en todo su ciclo de vida. La reacción general del proceso de electrólisis es la siguiente:



3.3 Ubicación de Planta

Escoger el mejor espacio para la construcción de la infraestructura de producción de H₂V es una tarea que requiere la consideración de varios factores tanto geográficos y ambientales, como económicos [20]. Comienza con la recopilación de datos georreferenciados de los parámetros identificados que pueden tener un impacto en la viabilidad del proyecto, como los recursos solares, eólicos e hídricos disponibles, así como la infraestructura de transporte y los principales consumos potenciales de hidrógeno [7].

Energía eléctrica: Dadas las características de la Región del Biobío, se puede considerar la producción de energía eléctrica tanto de fuente eólica, como solar fotovoltaica. Para proporcionar un orden de magnitud para el recurso solar, se presentan mapas que muestran la irradiación horizontal global. Por otro lado, cuando se trata de generar energía eléctrica de fuente eólica, un parámetro muy útil corresponde a la densidad de potencia media del viento a 100 m, ya que a una densidad de potencia media más alta se tienen mejores recursos de viento [7].

Recurso hídrico: Un factor clave para la producción de hidrógeno verde es el agua pura, que puede ser obtenida de varias fuentes como ríos, agua subterránea y agua de mar [7]. En Chile, la dirección General de Aguas (DGA) es el organismo que se encarga de planificar el desarrollo del recurso en las fuentes naturales, con el fin de formular recomendaciones para su aprovechamiento, promoviendo el uso eficiente del recurso hídrico, para el consumo humano y producción de bienes y servicios [21]. El uso de aguas subterráneas o superficiales, como ríos y lagos, podría generar posibles conflictos debido a la escasez de agua. En este contexto, la desalinización de aguas surge como solución potencial [22].

Transporte: El desarrollo de una estrategia bien definida resulta esencial para establecer una red de ductos dedicada al transporte de hidrógeno [7]. Existe una relevancia entre la proximidad de los puntos de transporte con la producción de hidrógeno verde, ya que tal distancia puede ser un factor importante en el costo y la eficiencia del proceso [20]. La Región del Biobío cuenta con buena conectividad vial, de gasoducto y de líneas de transmisión entre los distintos polos de generación y consumo [4].

Así, se tienen las principales consideraciones de la ubicación de una planta de hidrógeno verde:

Factor de estudio	Criterio
Técnico	Radiación Solar
	Densidad de potencia media de viento
	Recurso hídrico
Económico	Distancia a puntos de demanda
	Distancia a gasoductos

Tabla 3.3: Identificación de criterios de relevancia para determinar ubicación de la planta

3.4 Potencial de energía renovable de la región

La región del Biobío cuenta con recursos competitivos para la generación de energías renovables. Esta combinación permitirá lograr, al menos de forma parcial, el autoabastecimiento de H₂V [6].

Se puede constatar que la región del Biobío concentra factores de planta eólicos sobre 37% en los valles centrales y la costa de la Provincia de Arauco, permitiendo proyectar costos nivelados de producción de H₂V (LCOH) de 2,55 USD/kg. Se estima una capacidad instalable de 8 GW, equivalente a 80.000 ton/año [6].

Para el recurso solar los factores de planta en Biobío oscilan entre 13% y 22% y un potencial de hasta 100 GW con un costo de 3,5 USD/kg, perjudicando la competitividad mediante esta vía, lo que no implica que se descarten proyectos solares [6].

3.5 Demanda local de Hidrógeno

El hidrógeno que se produce y distribuye en Chile se utiliza principalmente para procesos en refinerías. Otras aplicaciones son de menor volumen en el campo de la alimentación y procesos especiales [13]. La región del Biobío, reúne condiciones privilegiadas para generar una demanda local de H₂V debido a su gran actividad industrial, presentando un potencial de introducción de H₂ en casi la totalidad del tipo aplicaciones. El sector industrial representa un activo sectorial para la región y el desarrollo de la industria del H₂V, por contar con experiencia y el desarrollo e implementación de proyectos de escala industrial. Se priorizan los siguientes sectores: Refinería, Química, Forestal y Celulosa, Acero, Cemento, Vidrio, Portuaria, Aeroportuaria y Transporte de carga. AH2VBiobío determina el potencial consumo de hidrógeno en la región, identificando el consumo actual del vector energético de hidrógeno gris u otro combustible fósil, y se proyectó el reemplazo por H₂V al año 2035 [6]:

Uso	Actividad	Demanda H₂V 2035
<i>Feedstock</i> (insumo directo)	Sector químico y petroquímico	17.000 ton/año
Movilidad	Camiones de carga pesada y grúas horquilla	1.200 ton/año
Calor	Equipos de alta temperatura	28.000 ton/año
Metanol y e-fuel	Para consumo directo, embarcaciones y transporte aéreo	36.000 ton/año

Tabla 3.4: Potencial demanda de H₂V por actividad en la región al año 2035, [6]

3.6 Inyección de Hidrógeno Verde a redes de gas natural

Estudios evalúan la posibilidad de reemplazar el gas natural por hidrógeno o, de no ser posible, inyectar una fracción de volumen de este elemento [14]. Es importante considerar la estandarización de medidas de control de calidad para reducir los riesgos y evitar accidentes al momento de su uso o consumo:

Materialidad y compatibilidad: Los metales de los gasoductos pueden volverse frágiles con la introducción del hidrógeno. La fragilización se vuelve significativa cuando provoca el debilitamiento o agrietamiento del material [18]. Para reducir los efectos de fragilización existen diferentes opciones dependiendo de cada línea de transmisión, como la aplicación de un revestimiento interno para proteger la tubería, un monitoreo constante, estrategias de operación, como mantener una presión constante o reemplazar y utilizar aceros más dúctiles [14]. Además, se requieren estudios para investigar los efectos del gas hidrógeno en otros componentes y materiales de la red de gas natural, incluyendo accesorios y válvulas [18].

En Chile, la materialidad de los gasoductos para el transporte de gas y oleoductos es de acero al carbono de distintos tipos de grado. Particularmente, la red de transporte de gas natural de la Región del Biobío esta compuesta de acero al carbono de los siguientes grados: API 5L X-70, API 5L X-52, API 5L X-42 y API 5L GRB, dependiendo del tramo [14]. El Decreto Supremo N°280/2009 aprueba el reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red, el cual contiene los requisitos mínimos que deben cumplir las redes de gas. El organismo fiscalizador que regula las instalaciones de gas es la superintendencia de electricidad y combustibles.

Límites de mezclas permitidas: Las integridad de las tuberías de acero de alto rendimiento se ve comprometida con niveles superiores al 3%, mientras que los aceros “blandos” al 20% y los riesgos de incendio o explosión son similares a los del gas natural para mezclas con H₂ por debajo del 20% [23]. Las tuberías de acero y compresores para la red de transporte, en general, pueden tolerar una concentración de hidrógeno del 5% sin mayores modificaciones y hasta un 10% con modificaciones intermedias [14].

Impacto en el poder calorífico del gas: Debido a la diferencia de propiedades termo-físicas del hidrógeno y del gas natural, la tasa de energía transportada será diferente [14]. El poder calorífico superior del hidrógeno en unidades volumétricas es menor que el del gas natural. Por esto, a modo de satisfacer la misma demanda energética, el volumen de hidrógeno transportado debe ser aproximadamente tres veces mayor que el de gas natural. Por su menor densidad, un caudal de hidrógeno tres veces mayor que el del gas natural produce aproximadamente la misma caída de presión, siendo este el parámetro crítico de una red de tuberías [24].

3.7 Método de inyección

Cuando el hidrógeno es producido, este debe pasar por una estación de inyección en donde es mezclado con gas natural e inyectado en la red. La estación debe asegurar que el nivel de mezcla sea adecuado y la presión correcta, haciéndola pasar por un “volumen loop” para medir su composición final. El nivel de presión de la red determinará los componentes necesarios para llevar a cabo la inyección de forma controlada y segura [14].

De acuerdo a Rosa et al., se recomienda inyectar a caudales bajos, alta temperatura de gas y en tubería de gran diámetro para garantizar distancia de flujo suficiente para generar la mezcla completa, y se estudian 5 formas de inyección en función de la geometría de las tuberías. En primera instancia se menciona la inyección en tubería con forma “T” y se afirma que la inyección desde la parte inferior de la tubería promueve la mezcla en el interior del flujo, así como reduce la distancia requerida para la formación de una mezcla homogénea. Otra opción estudiada es la inyección desde dos entradas dispuestas simétricamente, aumentando los ángulos de inclinación entre el flujo de hidrógeno inyectado y el flujo de gas natural, lo cual reduce en mayor medida la distancia de mezclado. Como tercera opción, se propone otra estructura en la que el metano fluye por una boquilla cónica, creando una zona de alta velocidad y baja presión que atrae el H₂. Los fluidos se homogenizan en una tubería convergente alcanzando una uniformidad superior a la de la configuración de tubería en “T”. luego, se menciona la utilización de varias entradas de hidrógeno al gasoducto, lo cual disminuye la distancia necesaria para el mezclado, sin embargo, se señala que mayores aumentos ofrecen rendimientos decrecientes. Por último, se propone una inyección porosa en una tubería con varios orificios de inyección dentro del gasoducto [25]

3.8 Experiencias internacionales

Actualmente, diferentes países están analizando la posibilidad de inyectar hidrógeno a las redes de gas existentes. Algunos de los proyectos por países son:

HyDeploy, Reino Unido: Uno de los primeros en reino unido en demostrar que se puede inyectar hidrógeno de manera segura sin realizar cambios en los equipos de los consumidores finales. El año 2019 comenzó la inyección al 15% la cual se fue aumentando gradualmente [14]. Actualmente, el proyecto ha demostrado con seguridad la inyección de hidrógeno al 20% en el sistema de gas natural de Gran Bretaña en dos ubicaciones [26].

GRYD, Francia: Este proyecto consiste en probar la inyección de hidrógeno en la res de gas natural y en las estaciones de carga de combustibles para buses. El proyecto se inició el año 2014, con los respectivos estudios sociales y de pre factibilidad. Con respecto al transporte se comenzó con una inyección al 6% de hidrógeno para llegar a un 20% y en las redes de gas natural la mezcla contiene menos de un 20% de hidrógeno [14].

Hydrogen park south Australia, Australia: desde el año 2020 comenzó la producción de hidrógeno usando agua y electricidad proveniente de fuentes renovables, en primera instancia se comenzó con una mezcla de 5% y se está pensando actualmente en la inyección de 10% de hidrógeno [14].

Para el caso de Chile, la infraestructura de transmisión de gas natural es bastante sectorizada. En principio, en todas las zonas con líneas de transporte se podrá inyectar H₂ con una concentración de no más del 5%, por la limitación de los compresores, sin embargo para aumentar el porcentaje se deberán realizar modificaciones a la red, las cuales dependerán de una evaluación específica [14].

4 Metodología

La metodología desarrollada para la realización del presente trabajo y llevar a cabo el análisis técnico económico de la producción de hidrógeno verde en la Región del Biobío se desarrolla en tres etapas principales: un estudio bibliográfico para recopilación de información de relevancia, un análisis técnico que abarca el estudio de optimización de la posible producción de hidrógeno y su eventual incorporación a las redes de gas natural, y por último un análisis económico.

4.1 Búsqueda bibliográfica

Con el objetivo de desarrollar una base teórica para la realización del presente estudio, se llevó a cabo una búsqueda bibliográfica. Así, se recopiló y analizó información técnica, económica y regulatoria sobre la industria de producción de hidrógeno verde y su importancia en el contexto mundial actual. En la búsqueda se desarrolló un enfoque especial en criterios esenciales para la ubicación de una planta de producción de H₂V, su incorporación en redes de gas natural y parámetros clave a considerar en una evaluación técnica y económica.

La búsqueda bibliográfica realizada incluyó la consulta de variadas fuentes consideradas de relevancia. Entre ellas se hizo uso de fuentes académicas como *Science Direct*, *Springer Nature*, y *Open Athens*, entre otros. Para llevar a cabo el estudio de proyectos similares ya realizados en otros países en relación a los presentes objetivos, así como fuentes técnicas de información relacionada la ingeniería y factores seguridad a tener en cuenta, como los son las hojas de datos de seguridad, consultada a partir de Linde Gas. Por último, una de las fuentes mas consultadas corresponden a documentos y estudios publicados por el gobierno de Chile, que muestran todo lo avanzado hasta el momento en relación a los proyectos de descarbonización y específicamente de hidrógeno verde, tanto en el país, como en la región del Biobío, publicados por el Ministerio de Energía y el Ministerio del Medio Ambiente en colaboración con otras entidades nacionales e internacionales como el comité de desarrollo productivo regional, CORFO, y GIZ, entre otros,

La metodología de búsqueda consideró criterios de búsqueda que van de lo general a detalles más específicos. Se incluyen las palabras claves “Hidrógeno Verde”, “Energías renovables en Chile”, y “producción de hidrógeno” entre otras. Luego, búsquedas más específicas incluyeron “estudio de ubicación factible para plantas de hidrógeno verde”, y “producción de hidrógeno verde e inyección de a redes de gas natural”.

4.2 Análisis operacional

Inicialmente, se lleva a cabo el análisis operacional con la finalidad de obtener los valores requeridos tanto de producción de hidrógeno, como de electricidad y agua totales para satisfacer las necesidades del gasoducto. Para ello, se estudian los resultados obtenidos en la memoria de título de David Seguel sobre la “Evaluación técnica-económica de la inyección de hidrógeno verde en las líneas de gas natural de la 8° Región” [27], en la cual se obtuvieron los valores de consumo de gas de mezcla para distintos caudales, manteniendo la cantidad de energía transportada por el gasoducto. Se evaluaron concentraciones de 5%,10%,15% y 20% de H₂ para caudales de 600.000 Sm³/d, 1.500.00 Sm³/d, 4.500.000 Sm³/d, 7.000.000 Sm³/d y 9.000.000 Sm³/d, y se estudiaron diferentes casos de inyección: Caso 1: inyección en PSR y El Recinto, Caso 2: inyección en Estaciones de transferencia intermedias. Para la continuidad del estudio, se mantendrán los casos de estudio.

Así, se obtienen los flujos de hidrógeno requerido en cada una de las localidades y se obtiene el total que debe ser producido en la planta de hidrógeno. A partir de éstos valores se determina cuánta agua y electricidad requiere el proceso para la producción total.

4.3 Análisis de ubicación de planta

En esta etapa, el principal objetivo es determinar frente a las condiciones actuales de la región del Biobío, cual sería un emplazamiento favorable para la planta de producción de hidrógeno verde. Para ello se llevará a cabo un estudio de los principales factores y variables que tienen incidencia en la producción de hidrógeno de la siguiente manera:

En primer lugar, se determinan las actuales fuentes de energías renovables en la región del Biobío. Para ello, se identifican por separado las centrales de producción de energía solar y eólica, recopilando datos de su potencia instalada, para, eventualmente, determinar una cantidad de posible generación de hidrógeno. para obtener esta información se hace uso de la página web del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (Seia), en el que se tiene un registro y la descripción de todos los proyectos existentes. Adicionalmente, se realiza una búsqueda de cada uno de los proyectos identificados en la página del Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA). Una vez realizado, se lleva a cabo un mapa de la región en el cual se pueda observar visualmente la concentración de plantas de producción de energías de fuentes renovables. Como información adicional, se revisará y analizará un mapa de índice de radiación solar y de densidad de potencia media del viento.

El siguiente factor a considerar para el análisis corresponde a la disponibilidad de recursos hídricos. Se identificarán las diferentes posibilidades de obtención de agua dentro de la región y determinará como podría afectar en la ubicación de la planta de producción de hidrógeno verde. Por último, se identifican las ubicaciones geográficas de los puntos de inyección considerados en ambos casos de estudio, utilizando Google Earth para obtener ubicaciones y distancias más específicas entre los puntos, y así buscar minimizar las distancias de transporte.

4.4 Análisis Económico

Por último, se lleva a cabo un análisis económico con la finalidad de determinar la viabilidad de la producción de hidrógeno verde en la región del Biobío. Para ello se debe realizar un estudio de los costos y beneficios relacionados con el proyecto.

Se determinará el valor del costo nivelado de hidrógeno (LCOH), la estimación de costos de inversión inicial y costos de operación (CAPEX y OPEX) en función de los valores previamente determinados para el proceso productivo. Para estimar los costos de insumos y equipos se obtendrán valores y métodos de aproximaciones de costos a partir de fuentes bibliográficas. Por último, se realizará una evaluación de ingresos potenciales según los flujos de producción y así, un análisis de viabilidad utilizando herramientas financieras como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

5 Resultados

5.1 Análisis operacional

En el Anexo 8.1.1 se adjunta un mapa del gasoducto mostrando los puntos de inyección para cada uno de los casos de estudio considerados. A continuación se presentan los valores totales de hidrógeno verde requerido para cada concentración y caudal de estudio en el caso 1:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (kg/año)	10% de H₂ (kg/año)	15% de H₂ (kg/año)	20% de H₂ (kg/año)
600.000	1.936.533	4.018.194	6.261.991	8.687.610
1.500.000	3.388.902	7.031.832	10.958.477	13.957.287
4.500.000	8.230.204	17.077.302	26.613.407	36.922.251
7.000.000	12.264.596	25.448.553	39.659.214	55.021.429
9.000.000	15.492.141	32.145.523	50.095.866	69.500.727

Tabla 5.1: Producción de hidrógeno requerida para mezcla con gas natural, manteniendo la energía transportada, Caso 1

Los detalles de producción requerida por sectores de consumo y estación de transferencia se detallan en el Anexo 8.1.2 y 8.1.3, y la producción de hidrógeno total requerida para el Caso 2 en el Anexo 8.1.4

5.1.1 Requerimientos de agua

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos para el Caso 1:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (m³/año)	10% de H₂ (m³/año)	15% de H₂ (m³/año)	20% de H₂ (m³/año)
600.000	17.429	36.164	56.358	78.188
1.500.000	30.500	63.286	98.626	125.616
4.500.000	74.072	153.696	239.521	332.300
7.000.000	110.381	229.037	356.933	495.193
9.000.000	139.429	289.310	450.863	625.507

Tabla 5.2: Caudales de agua requeridos en m³/año para la producción de hidrógeno, Caso 1

Los requerimientos de agua para el caso 2 se presentan en el Anexo 8.1.5

5.1.2 Requerimiento energético y potencia instalada

Los requerimientos de electricidad y el método de cálculo para ambos casos, así como la potencia instalada para el caso 2 se presentan en el Anexo 8.1.6. A continuación, se muestra la potencia instalada requerida para el caso 1:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (MW)	10% de H₂ (MW)	15% de H₂ (MW)	20% de H₂ (MW)
600.000	14	30	46	64
1.500.000	25	52	81	103
4.500.000	60	125	196	271
7.000.000	90	187	291	404
9.000.000	114	236	368	511

Tabla 5.3: Potencia instalada en MW requerida para la producción de hidrógeno, Caso 1

5.2 Localización del proyecto según criterios de relevancia

Se realiza un análisis de cada criterio a considerar en el proceso de producción de hidrógeno verde. Para ello, se realiza el estudio que abarca la totalidad de la Región del Biobío, y la comuna de Pemuco en la región de Ñuble, ya que es un punto de interés al estar la planta de regasificación de GNL para ser introducido al gasoducto.

5.2.1 Producción de energías Renovables

Se identificaron los proyectos existentes tanto de energía fotovoltaica como de energía eólica en el sector de estudio. A continuación se presenta un resumen por comuna de las plantas existentes, junto a su posible producción de hidrógeno en función de la potencia total instalada, así como el valor promedio del LCOH estimado. La información correspondiente fue obtenida de sus respectivas resoluciones de calificación ambiental publicadas por el Servicio de evaluación Ambiental de Chile.

Los valores presentados corresponden a cálculos aproximados realizados para cada parque identificado, con la finalidad de obtener una idea inicial de los costos de producción en cada comuna de la Región, y así determinar en qué localizaciones existe mayor potencial productivo en base a energías renovables para luego realizar el estudio y análisis económico específico de localizaciones puntuales según los

resultados del estudio inicial. Los cálculos aproximados realizados en esta etapa inicial y la lista de cada proyecto de EERR se presentan adjuntos en el Anexo 8.2.1

Plantas Fotovoltaicas			
Comuna	Cantidad de plantas	Producción de H₂ estimada (kg/año)	LCOH PROM (US\$/kg)
Cabrero	6	21.120.972	2,30
Laja	1	4.079.028	2,23
Los Ángeles	20	63.328.479	2,38
Mulchén	4	11.499.910	2,44
Nacimiento	1	3.402.340	2,32
Quilleco	1	6.918.092	2,02
Tucapel	1	2.947.015	2,39
Pemuco	1	113.411.341	1,41

Tabla 5.4: Resumen de Plantas fotovoltaicas y producción potencial total estimada de H₂ por comuna

Planta Eólicas			
Comuna	Cantidad de plantas	Producción de H₂ estimada (kg/año)	LCOH PROM (US\$/kg)
Arauco	2	131.935.194	1,76
Cabrero	1	35.989.199	1,58
Curanilahue	1	37.803.780	1,57
Laja	3	74.530.153	1,77
Lebu	5	64.379.838	2,02
Los Ángeles	12	438.547.255	1,71
Mulchén	5	231.132.313	1,66
Negrete	7	199.006.301	1,91
Pemuco	1	73.490.549	1,47

Tabla 5.5: Resumen de Plantas eólicas y producción potencial total estimada de H₂ por comuna

A continuación se presenta un mapa con las ubicaciones aproximadas de cada planta de producción de energía renovable identificada, clasificando por distintos colores los valores estimados obtenidos de LCOH en cada uno de los parques:

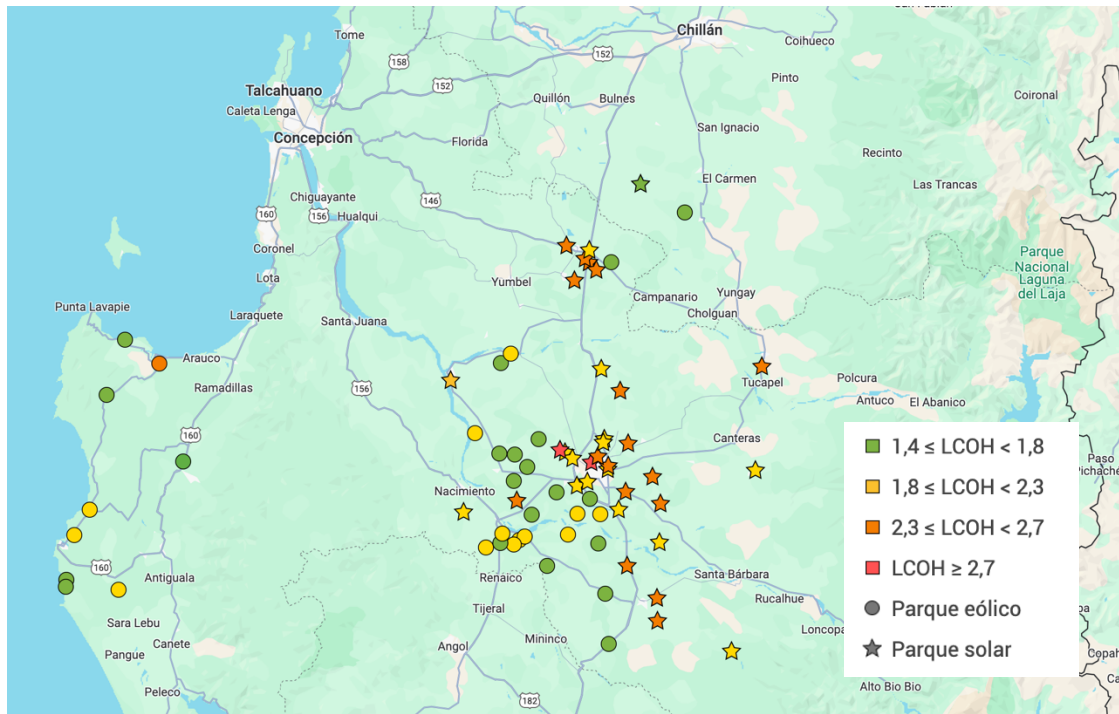


Figura 5.1: Ubicación en mapa de parques fotovoltaicos y eólicos clasificados según LCOH en la Octava Región

Como se puede observar, existe una gran concentración de parques tanto solares como eólicos principalmente en la comuna de Los Ángeles, seguido por Mulchén, Negrete y Cabrero.

Según los valores estimados de potencial producción de hidrógeno verde, se tiene un valor total de 226.707.171 kg H₂/año para energía solar y 1.286.814.581 kg H₂/año a partir de energía eólica.

La comuna con mayor potencial de producción de hidrógeno corresponde a la comuna de Los Ángeles, principalmente por su gran cantidad de parques, seguida de Mulchén, Negrete y Pemuco. En particular, se destaca la planta fotovoltaica las mellizas en la comuna de Pemuco, ya que debido a su elevada potencia instalada se obtiene el valor más elevado de potencial producción de hidrógeno de plantas solares (113.411.341 kg/año), así como la planta eólica entrerríos que corresponde al parque eólico con mayor potencial de producción de hidrógeno (117.380.738 kg/año).

Los menores valores de LCOH estimados corresponden a las comunas de Curanilahue, Arauco y Negrete. Específicamente, se determinó el valor de costo más bajo para el Parque eólico Entre ríos en la comuna de Los Ángeles, con un valor aproximado de 1,41 USD/Kg H₂, seguido del parque eólico

Pemuco con 1,47 USD/Kg H₂. En cuanto a los parques solares, se destaca el parque solar Las mellizas con un LCOH de 1,41 USD/Kg H₂. En general, se tienen menores costos y mayor potencial de producción a partir de energía eólica.

De manera adicional, se obtuvieron los siguientes mapas de radiación solar y de densidad potencia media para la región del Biobío de Global Solar Atlas, y Global Wind Atlas respectivamente:

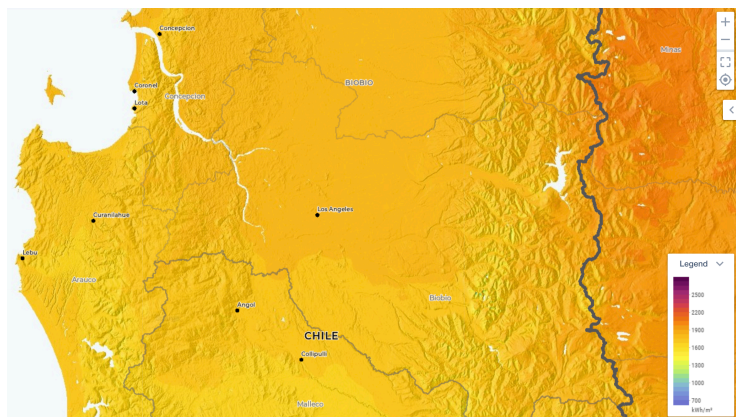


Figura 5.2: Irradiación horizontal global de la Región del Biobío, obtenida de Global Solar Atlas, [28]

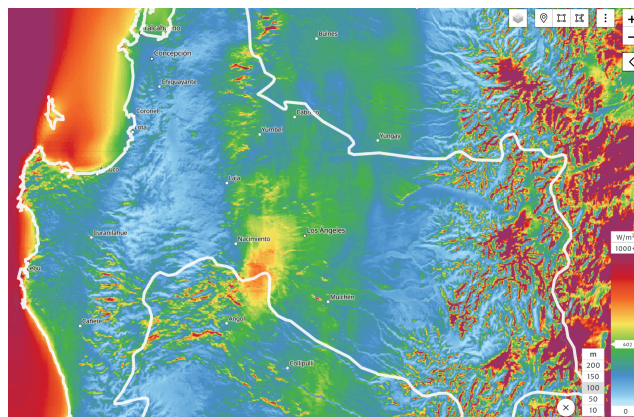


Figura 5.3: Densidad de potencia media @100m de la Región del Biobío, obtenida de Global Wind Atlas, [29]

La información extraída de Global Solar Atlas son calculadas con promedios obtenidos en el largo plazo de la región seleccionada. El mapa muestra la irradiación solar, es decir, la potencia del sol que llega a una superficie horizontal al suelo por unidad de área, medida en kWh/m² [28]. Al observar el mapa se ve una irradiación solar bastante homogénea del orden de 1.700 kWh/m² a lo largo de toda la región, sin embargo, se observan zonas de mayor potencia en la comuna de Los Ángeles, Nacimiento, Laja y Pemuco con valores de aproximadamente 1.770 kWh/m². En Concepción, la energía solar tiene variaciones estacionales extremas durante el año. El periodo de mayor energía es entre noviembre y febrero y el mas obscuro de abril a agosto, siendo éste mas largo [30].

El mapa obtenido muestra la densidad de potencia eólica, una medida del recurso eólico en W/m². Las densidades medias de potencia más altas indican recursos eólicos de mejor calidad en la zona estudiada [29]. Se observan zonas de mayor potencia en la comuna de Negrete con 680 W/m², seguida por Los Ángeles con aprox. 540 W/m². Asimismo, se tienen altos valores en las costas entre las comunas de Arauco y Lebu con valores de hasta 800 W/m². La velocidad del viento tiene variaciones estacionales

leves en el transcurso del año. El periodo mas ventoso es de noviembre a marzo, con velocidades de 12,6 km/h, y el menos ventoso, de marzo a noviembre, con 11,3 km/h [30].

5.2.2 Recurso Hídrico

Para la obtención de agua se tendrán en consideración diversas posibilidades de fuentes hídricas según las características de la Región: obtención mediante fuentes de agua superficiales y subterráneas de la cuenca del Biobío, desalación de agua de mar y reutilización de aguas tratadas.

La elección de la fuente del recurso hídrico depende, a su vez, de los flujos necesarios para el proyecto, debido a la disponibilidad de agua de las diferentes fuentes mencionadas.

Aguas superficiales y subterráneas

Se descartan como posibles ubicaciones de la planta de hidrógeno zonas de prohibición, con decretos de escasez, áreas de restricción, con declaración de agotamiento de aguas superficiales y reservas de caudales, que para la zona de interés son los siguientes:

Motivo de descarte	Cuenca
Decretos de escasez	Cuenca del Río Laja
Áreas de restricción	No aplica
Zonas de prohibición	No aplica
Declaración de agotamiento de aguas superficiales	Río Laja y sus afluentes
Decreto de reserva	Río Queuco y Río Pingueral

Tabla 5.6: Zonas de la cuenca del Biobío descartadas como posible suministro hídrico, elaborado con información publicada por la DGA

Así, se descarta por completo al abastecimiento de agua de la cuenca del Río Laja, así como de las aguas superficiales del Río Laja y sus afluentes que corresponden al Río Claro y Caliboro.

Desalación de agua de mar

Otra opción viable considerando la geografía de la región es la obtención de agua a través de la desalinización de agua de mar. Para ello, se deben considerar localizaciones más cercanas a la costa de la región, destacando así las comunas de Talcahuano, Hualpén y la zona entre San Pedro, Coronel y Arauco. Actualmente, se encuentran funcionando dos plantas desalinizadoras que abastecen de agua potable a los habitantes de los sectores. Una corresponde a la Planta Desaladora Comunitaria en Caleta Chome, que abastece a la comuna de Hualpén, y la otra se ubica en Punta Lavapié, en la comuna de Arauco. El Mapa con su ubicación correspondiente se encuentra en el Anexo 8.2.

5.2.3 Puntos de Demanda

La mayor parte de las industrias demandantes de hidrógeno se encuentran concentradas entre la comuna de Talcahuano y Hualpén, con un total de 10 plantas de las 22 totales consideradas en el estudio. Luego, se tienen 4 empresas ubicadas a lo largo de la ruta 160 entre la comuna de San Pedro de la Paz y Coronel. Por otro lado, Cmpc tiene plantas en Nacimiento, Mulchén, Los Ángeles y Laja; y Celulosa Arauco tiene su planta en la comuna de Arauco y la planta Nueva Aldea en Ñuble. En el Anexo 8.2.3 se encuentra el mapa con las ubicaciones de las respectivas empresas, así como el listado de cada una y su potencial demanda.

5.2.4 Redes de Gasoducto

En el anexo 8.2.4, se adjunta el mapa que muestra las líneas del gasoducto de la región del Biobío y sus laterales que distribuyen gas natural a diferentes zonas. Para facilitar la inyección a la red de gas natural, se deben considerar localizaciones más cercanas a los puntos de inyección, los cuales se indican en el mapa. Como puntos de interés, se destaca el estación de regasificación (PSR) en Pemuco, el lateral de Nacimiento, la zona industrial de Talcahuano, y el lateral Arauco.

5.2.5 Posibles localizaciones

Se obtiene el siguiente mapa a modo de visualizar todos los criterios analizados en conjunto. En él se identifica la línea del gasoducto, los parques de energía renovable según LCOH, los puntos industriales de demanda y las zonas descartadas por recurso hídrico. Los puntos señalados en rojo corresponden a las localizaciones sugeridas a analizar más a detalle para desarrollar un proyecto de hidrógeno verde en la región del Biobío.

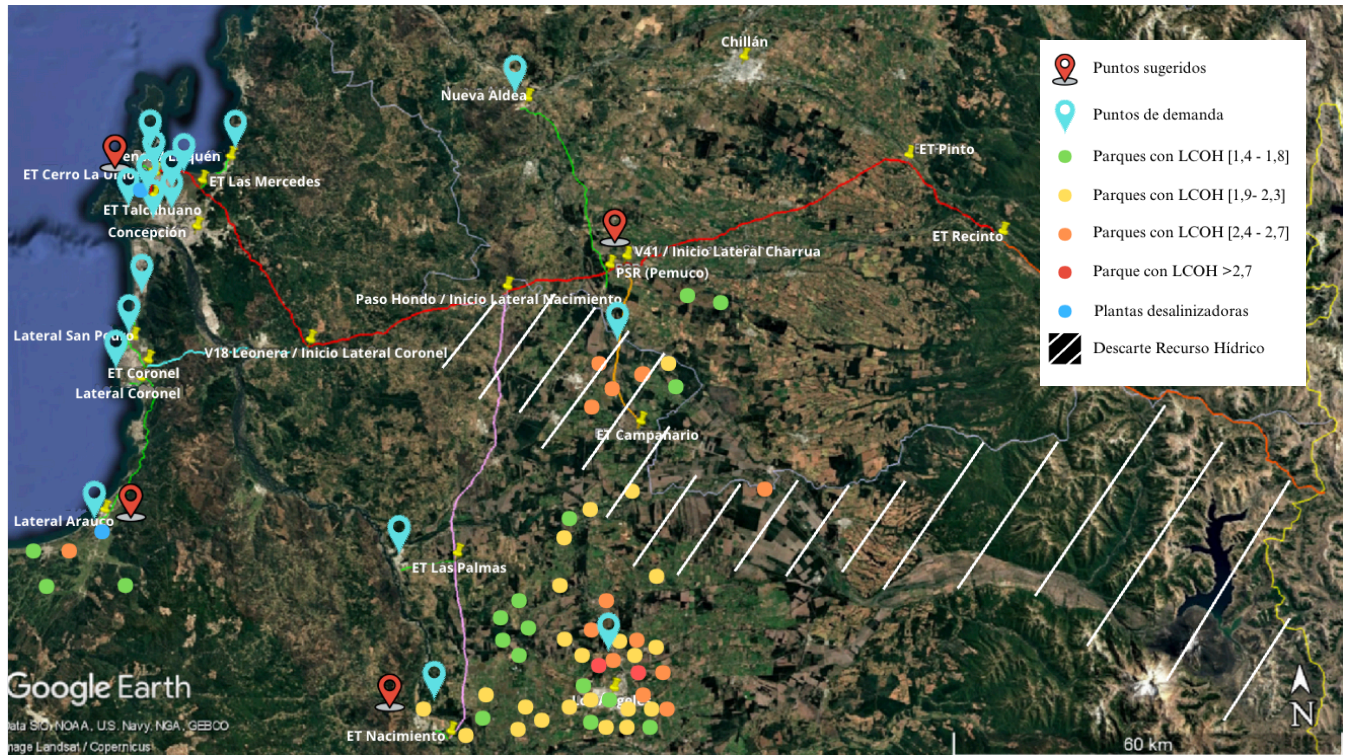


Figura 5.4: Mapa de infraestructura del gasoducto junto a fuentes de energía renovable, puntos de demanda y obtención de recurso hídrico

De acuerdo con los criterios de relevancia analizados, se identificaron las siguientes ubicaciones potenciales para el proyecto de hidrógeno verde: Pemuco, Nacimiento, Talcahuano y Arauco. Para cada una de ellas se explican las razones que las posicionan como opciones viables para la instalación de la planta de producción de hidrógeno verde:

Pemuco			
Energías Renovables	Recurso Hídrico	Acceso a Gasoducto	Cercanía a Puntos de demanda
Alto potencial de producción a partir de energía solar	Cercano a Río Itata y Río Diguillín	Acceso en estación de regasificación en Pemuco, punto de interés para ambos casos de inyección	No es cercano

Tabla 5.7: Análisis de criterios en la localidad de Pemuco

Nacimiento			
Energías Renovables	Recurso Hídrico	Acceso a Gasoducto	Cercanía a Puntos de demanda
Gran concentración de proyectos ya existentes. Alto potencial de producción de ambos tipos de energía	Existen puntos cercanos a Río Biobío.	Lateral Nacimiento. Estación de Transferencia Nacimiento	No es cercano

Tabla 5.8: Análisis de criterios en la localidad de Nacimiento

Talcahuano/ Hualpén			
Energías Renovables	Recurso Hídrico	Acceso a Gasoducto	Cercanía a Puntos de demanda
Baja presencia actual de parques de EERR.	Fácil acceso tanto a aguas de la cuenca del Biobío, como a agua de mar para desalación.	Sección final del gasoducto que distribuye el gas a zona industrial de Talcahuano/Hualpén	En este sector se concentra la mayor cantidad de los puntos de demanda de la región.

Tabla 5.9: Análisis de criterios en la localidad de Talcahuano

Arauco			
Energías Renovables	Recurso Hídrico	Acceso a Gasoducto	Cercanía a Puntos de demanda
Alto potencial de producción a partir de energía eólica	Fácil acceso a agua de mar para desalación.	Lateral Arauco	Se encuentra en una zona demanda, sin embargo no concentra la mayoría

Tabla 5.10: Análisis de criterios en la localidad de Arauco

5.3 Análisis Económico

Para la realización del análisis económico se tienen en consideración diversos factores que influyen en el cálculo del LCOH, el cual será estimado para cada ubicación sugerida, entre ellos, el costo de insumos, costo de los electrolizadores, costos de transporte a los puntos de inyección, costos de almacenamiento y costos de mantenimiento estimados.

5.3.1 Costos de Insumos

Se estiman dos posibles escenarios de obtención de agua: desalinización de agua de mar y obtención de agua de la cuenca del Biobío. Para zonas cercanas a la costa en el caso 1, se tiene:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	24.400	50.629	78.901	109.464
1.500.000	42.700	88.601	138.077	175.862
4.500.000	103.701	215.174	335.329	465.220
7.000.000	154.534	320.652	499.706	693.270
9.000.000	195.201	405.034	631.208	875.709

Tabla 5.11: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas cercanas a la costa, Caso 1

Los valores obtenidos para zonas alejadas de la costa y para el caso 2 se presentan en el Anexo 8.3.1

Para la obtención de agua de cuenca, se estima un costo fijo correspondiente a la infraestructura requerida para instalar el sistema de extracción de agua, el cual incluye una bomba, métodos de purificación de agua, electricidad para el funcionamiento de la bomba etc. Los costos para este método de obtención se encuentran en el Anexo 8.3.2.

Se observa que para la obtención de agua de cuenca, los costos son mas elevados, debido a que requiere que el proyecto tenga una mayor inversión inicial al tener en cuenta que se debe considerar la infraestructura requerida para el sistema, y costos operacionales adicionales dentro del mismo proyecto.

Luego, se obtuvieron los siguientes costos asociados a la electricidad para el caso 1:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.227.233	6.696.321	10.435.608	14.477.903
1.500.000	5.647.605	11.718.548	18.262.301	23.259.819
4.500.000	13.715.635	28.459.324	44.351.244	61.530.931
7.000.000	20.438.949	42.410.014	66.092.081	91.693.211
9.000.000	25.817.653	53.570.514	83.484.761	115.822.962

Tabla 5.12: Costo de energía eléctrica la producción de hidrógeno, Caso 1

Los costos asociados a la electricidad para el caso 2 se presentan en el Anexo 8.3.3

5.3.2 Costo de electrolizadores

A continuación se presentan los costos asociados al electrolizador para el caso 1. Los costos de los electrolizadores para el caso 2 se presentan en el Anexo 8.3.4

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	14.229.421	29.525.224	46.012.381	63.835.550
1.500.000	24.901.257	51.669.084	80.521.610	102.556.521
4.500.000	60.474.580	125.482.029	195.552.220	271.300.401
7.000.000	90.118.824	186.993.007	291.411.291	404.291.053
9.000.000	113.834.449	236.201.560	368.098.593	510.683.255

Tabla 5.13: Costo de los electrolizadores la producción de hidrógeno, Caso 1

5.3.3 Costo de almacenamiento

Se contempla el uso de estanques de almacenamiento diseñados para la mayor concentración de hidrógeno considerada en el estudio, en los puntos de inyección dependiendo del caso de estudio. Los valores se encuentran adjuntos en el anexo 8.3.5

5.3.4 Costos de transporte y compra de camiones

Los costos de transporte y compra de camiones para ambos casos de estudio en las 4 ubicaciones sugeridas para la planta de hidrógeno se encuentran adjuntos en el anexo 8.3.6. A continuación, se presentan los costos de transporte para el caso 1 de la planta en Pemuco:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000 (Pemuco)	4.736.872	9.828.872	15.317.405	21.250.693
600.000	5.198.482	10.786.549	16.809.858	23.321.256
1.500.000	9.097.260	18.876.440	29.417.230	37.467.318
4.500.000	22.093.381	45.842.771	71.441.750	99.115.087
7.000.000	32.923.413	68.314.783	106.462.266	147.701.009
9.000.000	41.587.522	86.292.309	134.478.696	186.569.629

Tabla 5.14 :Costo de transporte de hidrógeno en USD/año a los puntos de inyección desde la planta de Pemuco, Caso 1

5.3.5 Costos CAPEX

En la siguiente tabla se muestran los resultados de CAPEX anualizado para la planta en Pemuco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.146.944	4.737.079	6.423.222	8.217.028
1.500.000	6.803.032	9.521.943	12.459.924	14.950.641
4.500.000	17.185.950	23.854.672	31.033.526	38.772.092
7.000.000	24.769.877	34.670.556	45.383.474	56.931.486
9.000.000	31.660.281	44.177.132	57.717.322	72.323.077

Tabla 5.15:Costos CAPEX anualizado de la planta de Pemuco, Caso 1

El detalle de CAPEX y CAPEX anualizado para cada posible ubicación y caso se encuentra adjunto en el anexo 8.3.7

5.3.6 Costos OPEX

En la siguiente tabla se muestran los resultados para la planta en Pemuco, Caso 1. El detalle para cada posible ubicación y caso se encuentra adjunto en el anexo 8.3.8

Caudal Sm ³ /d	5% de H ₂ (USD)	10% de H ₂ (USD)	15% de H ₂ (USD)	20% de H ₂ (USD)
600.000	9.233.289	18.491.188	28.459.798	39.225.414
1.500.000	13.549.461	26.404.247	40.262.937	52.850.216
4.500.000	29.625.532	57.076.869	86.662.679	115.292.865
7.000.000	52.371.579	102.442.243	156.427.616	214.775.332
9.000.000	71.308.082	139.951.307	213.958.357	293.950.609

Tabla 5.16: Costos OPEX de la planta de Pemuco, Caso 1

5.3.7 Cálculo LCOH

Finalmente, se estima el costo nivelado de producción de hidrógeno para cada una de las ubicaciones sugeridas, contemplando ambos casos de estudio. El detalle de los valores obtenidos para cada caso de estudio y sus respectivos caudales y porcentajes se presenta adjunto en el anexo 8.3.9.

La figura 5.10 y 5.11 muestran los valores promedios obtenidos para cada concentración de hidrógeno considerada en el estudio las localizaciones de planta sugeridas, para el caso 1 y caso 2 respectivamente:

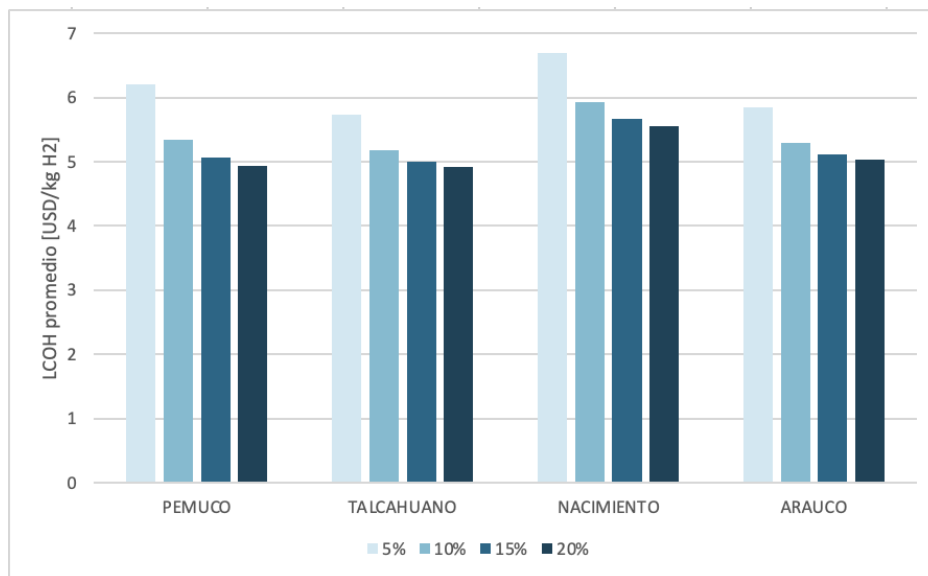


Figura 5.5: Valores promedio de LCOH por concentración de H₂ en distintas ubicaciones, Caso 1

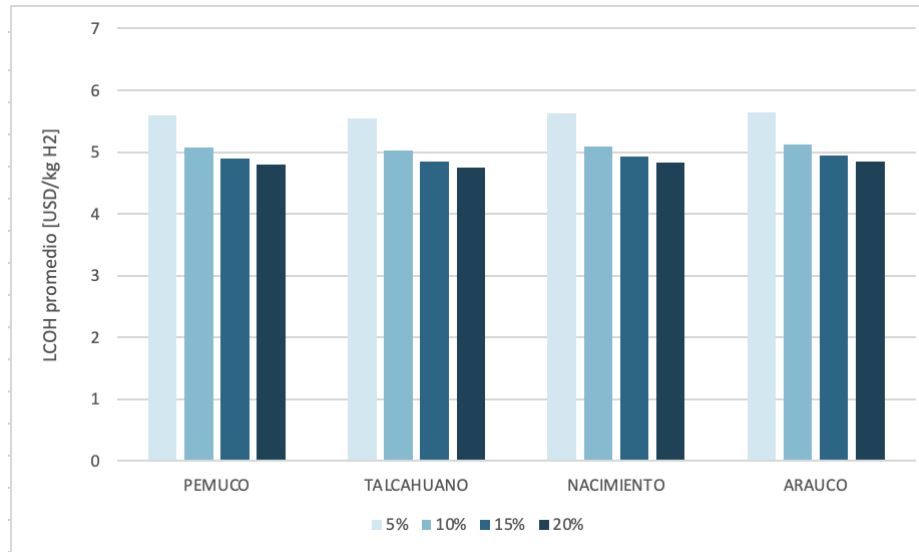


Figura 5.6: Valores promedio de LCOH por concentración de H2 en distintas ubicaciones, Caso 2

En todos los casos y ubicaciones analizadas, el valor del LCOH disminuye a medida que se aumenta la concentración de hidrógeno en la red de gas natural.

En la figura 5.12 y 5.13 se muestran los valores promedio de LCOH obtenidos para cada ubicación, considerando los diferentes caudales, para el caso 1 y caso 2 respectivamente.

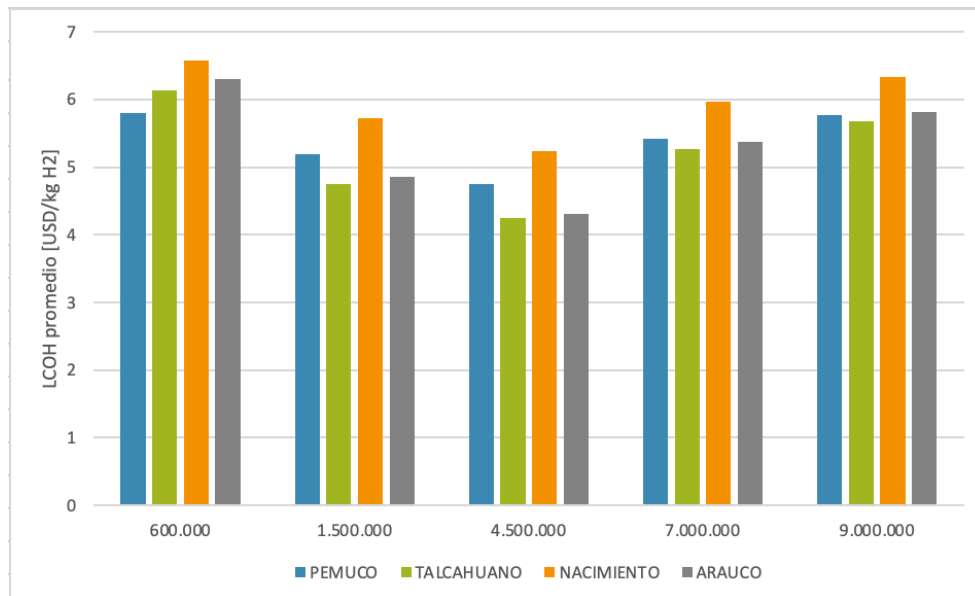


Figura 5.7: Valores promedio de LCOH para distintos caudales en distintas ubicaciones, Caso 1

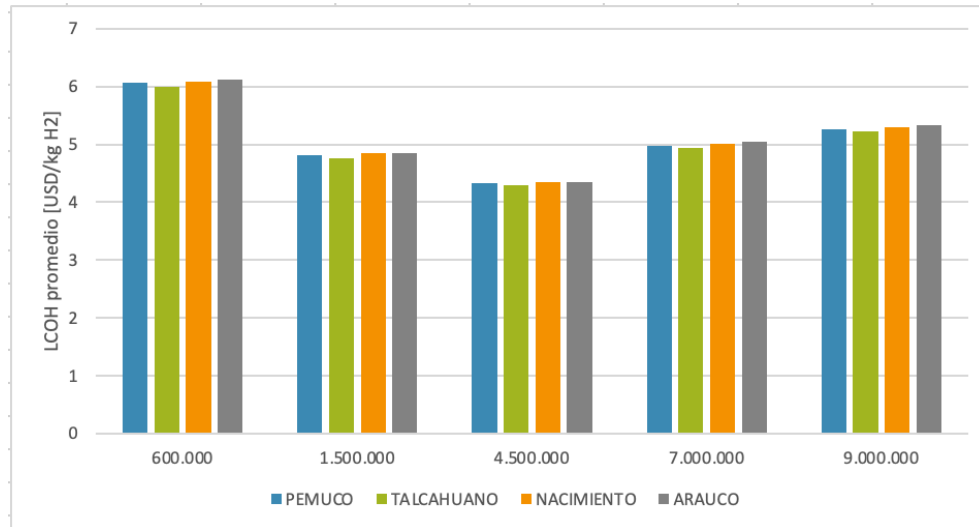


Figura 5.8: Valores promedio de LCOH para distintos caudales en distintas ubicaciones, Caso 2

Los mayores valores LCOH se obtienen para un caudal de 600.000 Sm³/d en ambos casos y en todas las ubicaciones propuestas, mientras que los menores corresponden al caudal de 4.500.000 Sm³/d.

Luego, en la figura 5.14 se comparan los valores promedios de ambos casos de estudio para todas las ubicaciones.

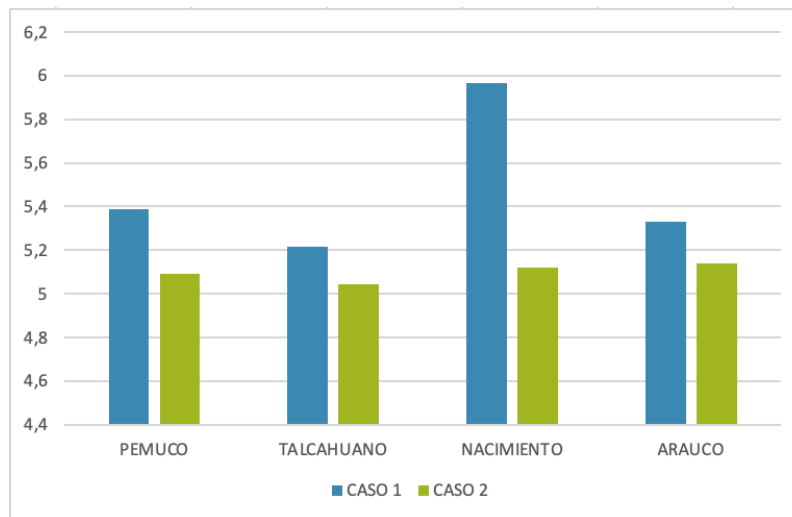


Figura 5.9: Valores promedio de LCOH por ubicación para cada caso de estudio

En el caso 1 y 2, los menores costos corresponden a los de la planta de Talcahuano, con valores promedio de 5,21 y 5,04 USD/kg respectivamente. Luego, para el caso 1 le sigue Arauco con un LCOH de 5,33 USD/kg y el valor más alto es de 5,97 USD/kg en Nacimiento. Para el Caso 2, el segundo valor más bajo es en Pemuco con 5,09 USD/kg y el valor mas alto corresponde al de Arauco con 5,14 USD/kg. Finalmente, para todas las ubicaciones se obtienen menores costos nivelados en el segundo caso de inyección.

5.4 Flujo de Caja

Se llevó a cabo el flujo de caja para evaluar la viabilidad económica del proyecto en las ubicaciones analizadas, comparando los distintos casos de estudio. El flujo de caja se desarrolló según Sapag, N; et. Al [31]. Como consideraciones en la elaboración del flujo de caja se tiene un periodo de evaluación del proyecto de 30 años, una tasa de descuento del 10% para evaluar el valor actual neto, y una tasa de impuesto del 27% sobre las utilidades netas. La depreciación de los equipos corresponde al coeficiente de la totalidad del costo de equipos dividido en el periodo de evaluación del proyecto.

Los ingresos del proyecto corresponden a la venta de hidrógeno en función de la energía transportada en cada uno de los casos.

Para ello, se determinan tres precios: el precio de costo en USD/MMBTU en función del LCOH promedio, el precio mínimo que se requiere para obtener un VAN positivo y el precio “rentable” con el cual se obtiene un VAN positivo y una TIR de un 15%. Se analizó, para las cuatro ubicaciones, los flujos de caja para un 5% y 20% de hidrógeno y para caudales de 600.000 Sm³/d y 4.500.000 Sm³/d, correspondientes a los valores de mayor y menor costo de producción obtenidos.

Los flujos de caja para la ubicación de Pemuco a modo de ejemplo, así como los precios de hidrógeno requeridos para cada caso se encuentran detallados en el anexo 8.3.10 y 8.3.11 respectivamente.

Se obtuvieron los siguientes datos sobre el precio de venta para un proyecto rentable en cada ubicación:

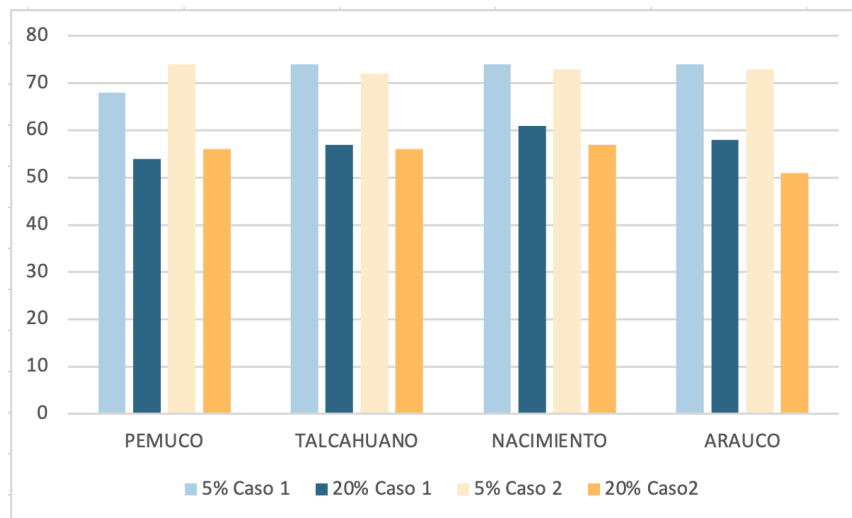


Figura 5.10: Precio de H₂ requerido para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 600.000Sm³/d

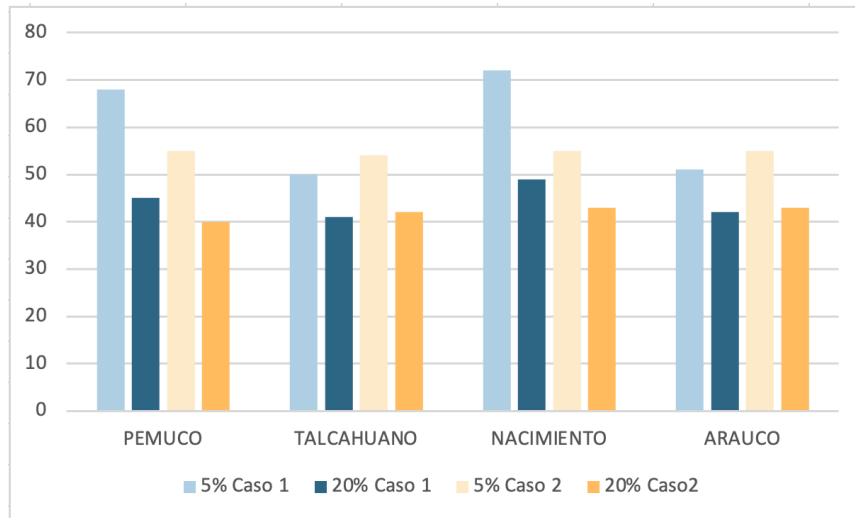


Figura 5.11: Precio de H2 requerido para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 4.500.000Sm3/d

Para todas las ubicaciones y ambos porcentajes analizados, es posible desarrollar el proyecto viable con menores precios de venta para el caudal de 4.500.000 Sm3/d. En general, El proyecto es rentable con un TIR del 15% para un caudal de 600.00 Sm3/d con un precio de 64,87 USD/MMBTU (8,13 USD/kg) y para 4.500.000 Sm3/d con un precio de 50,85 USD/MMBTU (6,37 USD/kg). Se requieren menores precios de venta para una concentración del 20%, con valores de 50,07 USD/MMBTU (6,28 USD/kg), mientras que para un 5% se requiere un precio de 65,12 USD/MMBTU (8,16 USD/kg).

La ubicación con mayores precios de venta en ambos casos corresponde a la de Nacimiento. Por otro lado, los menores precios de venta se obtienen entre Pemuco y Talcahuano.

Luego, se determinan los siguientes datos sobre el VAN para un proyecto rentable en cada ubicación:

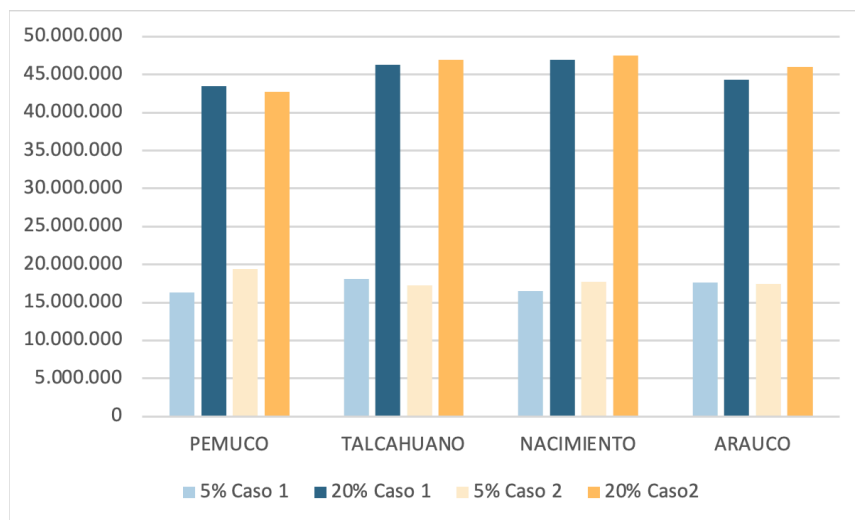


Figura 5.12: VAN para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 600.000Sm3/d

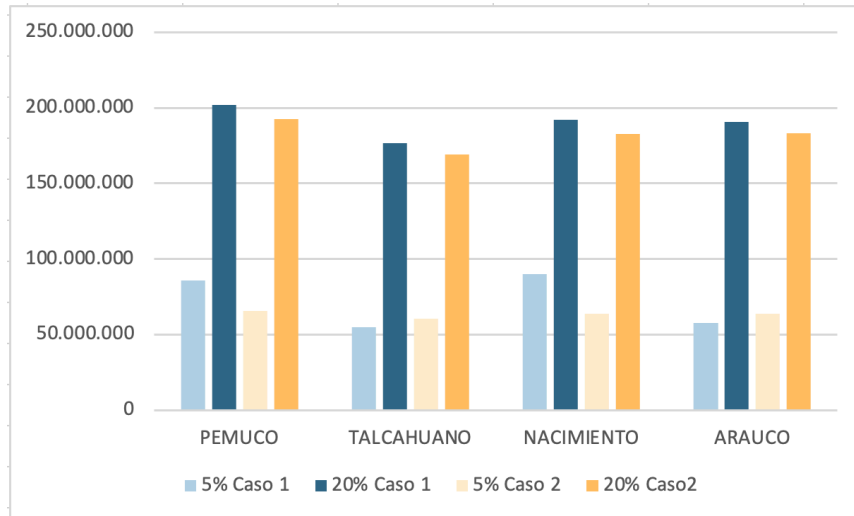


Figura 5.13: VAN para un proyecto rentable (TIR 15%) para cada ubicación con un caudal de 4.500.000Sm³/d

Se observa que para un caudal de 600.000 Sm³/d, se obtiene un VAN mayor para el caso 2 en la mayoría de los casos. Para una concentración de 5% se tienen valores alrededor de 17.000.000 USD, mientras que para un 20% es de aproximadamente 45.000.000 USD. Los valores mas altos se obtienen en las ubicaciones de Talcahuano y Nacimiento. En Nacimiento se debe principalmente a los mayores precios de venta requeridos.

En todos los casos de estudio se obtiene un VAN de mayor magnitud para un caudal de 4.500.000 Sm³/d. Para este caudal se obtienen, en general, mayores resultados para el caso 1 que para el caso 2. Para un 5% se tienen valores entre 65.000.000 – 85.000.000 USD dependiendo del caso, mientras que para el 20% son de alrededor de 180.000.000, aumentando significativamente. Para este caudal se tienen los mayores valores en la localidad de Pemuco, seguido de Nacimiento.

Finalmente, se estima el valor del precio de mezcla final, considerando los precios obtenidos para el proyecto rentable según la energía transportada por cada combustible, el cálculo se detalla en el Anexo 8.3.12

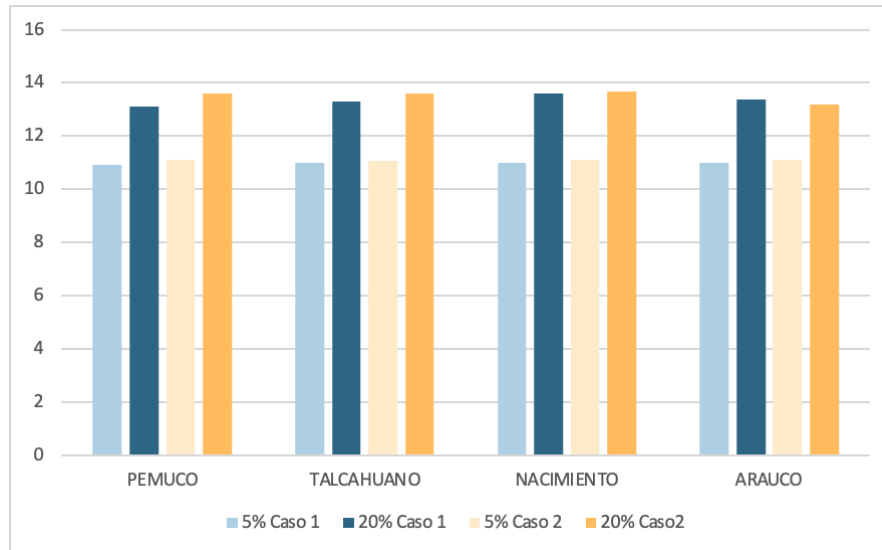


Figura 5.14: Precio de venta de mezcla de cada caso, para caudal de 600.000 Sm³/d

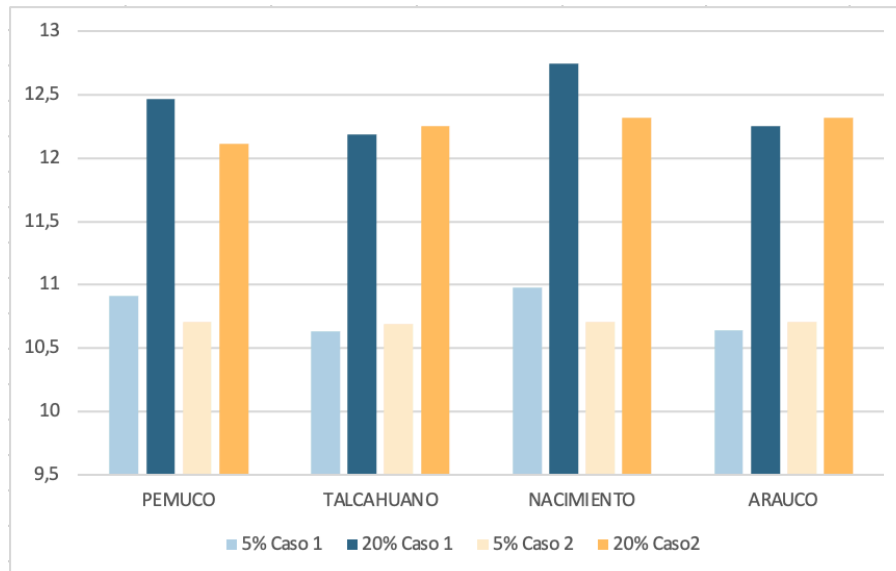


Figura 5.15: Precio de venta de mezcla de cada caso, para caudal de 4.500.000 Sm³/d

Se observa que en todos los casos existe un aumento del precio de venta del gas al agregar hidrógeno. En general, se tiene un mayor aumento al aumentar la concentración de hidrógeno dentro de la mezcla, con un promedio de 10,89 USD/MMBTU para un 5% y 12,88 USD/MMBTU para un 20%. Los precios son mas altos para el caudal de 600.000 Sm³/d, aumentando el precio de venta un 10,42% para 5% de H₂ y un 34,28% para el 20%. Para este caudal, se tienen menores precios para el caso 1 de inyección, y los menores valores se obtienen en Pemuco y Arauco. Para el caudal de 4.500.000 Sm³/d no predomina un caso sobre el otro. Se tiene un aumento del precio de venta del 7,45% para un 5% de H₂ y un 23,32% para el 20%. Los menores valores se obtienen en Talcahuano y Arauco.

6 Conclusiones y recomendaciones

Se logran estimar correctamente los parámetros de producción necesarios para llevar a cabo la inyección de hidrógeno verde en el gasoducto del pacífico evaluada en diferentes casos de estudio, considerando distintas concentraciones y caudales de operación. Los altos valores de producción y requerimientos de materias primas obtenidos muestran que se trata de un proyecto a gran escala, especialmente en los casos de mayor concentración y caudales altos de operación, superando a los proyectos de hidrógeno verde existentes en Chile.

Según la investigación realizada sobre la zona de estudio, que comprende la octava región y la localidad de Pemuco, se cuenta con recursos suficientes para llevar a cabo la producción de H₂V en varias zonas gracias a la estructura hídrica de la región y a la alta presencia de parques de energías renovables ya existentes, predominando el potencial de parte de la energía eólica, la cual asimismo, tiene menor variación en función de la estación del año en la región.

En cuanto al análisis económico, se obtuvieron costos de producción entre 4,8 a 6,7 USD/kg dependiendo del caso de estudio. Si bien no son valores altamente competitivos en relación con otros proyectos existentes, no imposibilitan la viabilidad del proyecto. Se obtienen menores costos de producción para mayores concentraciones de hidrógeno, y para un caudal de 4.500.000 Sm³/d. Se determina que el proyecto de producción e incorporación de hidrógeno verde en líneas de gas natural en la Octava Región es técnica y económicamente factible estableciendo precios de venta adecuados según el caso.

El proyecto puede ser viable con la venta de hidrógeno al precio de costo de producción para caudales de 4.500.000 Sm³/d y 1.500.000, y una concentración del 20% de hidrógeno en la red de gas natural. Para menores valores de concentración y otros caudales se deben establecer precios mayores al costo de producción para generar rentabilidad en el proyecto. Si se establecen los precios mínimos que sólo generan un VAN positivo, se tiene una tasa interna de retorno de un 10% que corresponde al valor de la tasa de descuento, por lo que no genera rentabilidad. Al establecer una TIR de un 15% se obtienen precios de venta del hidrógeno entre 50 a 70 USD/MMBTU, equivalentes a 6,27 a 8,78 USD/kg, los cuales generan un aumento de 7,45% a 34,28% en el precio final de gas de venta, dependiendo del caso.

Analizando en conjunto tanto los costos de producción como los precios de venta requeridos para llevar a cabo un proyecto viable y rentable, las mejores ubicaciones para el emplazamiento del proyecto corresponden a las de Talcahuano y Pemuco.

El método de inyección a utilizar depende principalmente de si se priorizan bajos costos de producción o un proyecto con mayor rentabilidad. Para menores costos de producción se debe llevar al cabo la inyección en estaciones de transferencia (Caso 2), mientras que la inyección en Recinto y PSR (Caso 1) genera mayor rentabilidad para el proyecto, obteniendo un valor actual neto más alto.

Pemuco tiene una ventaja geográfica para ambos casos de inyección al estar ahí la planta de regasificación donde se inyecta gas natural al gasoducto, mientras que para el Caso 2 Talcahuano tiene la ventaja de tener 3 estaciones de transferencia cercanas (ET Talcahuano, ET cerro la unión y ET las Mercedes), minimizando los costos de transporte de hidrógeno. En cuanto a la disponibilidad de recursos, Talcahuano presenta una ventaja sobre la obtención de recursos hídricos al encontrarse cerca de la costa, así como del río Biobío, uno de los ríos con mayor cauce dentro de la región, sin embargo, no existen actualmente plantas de producción de energías renovables en esta zona. Por otro lado, en Pemuco se encuentra la planta solar Las Mellizas, que cuenta con una potencia instalada suficiente para la producción de hidrógeno necesaria para un caudal de 4.500.000 Sm³/d a un 20%, sin embargo, presenta desventaja frente al recurso hídrico por su ubicación lejos de la costa y presencia de ríos de menor cauce.

Como recomendaciones para futuras investigaciones sobre el tema, se sugiere incluir detalles sobre infraestructura del proyecto o sobre el personal requerido para llevar a cabo el proyecto, de manera que al analizar tanto los costos de capital, como los operativos se puedan evaluar escenarios más llevados a la realidad. Asimismo, se deben considerar los costos económicos asociados al revestimiento de tuberías en los casos de mayores volúmenes de hidrógeno para los cuales podría ocurrir el fenómeno de fragilización de las cañerías. Por último, se recomienda incluir posibles subsidios gubernamentales o de inversionistas al momento de realizar el análisis económico, de manera que se evalúen escenarios con incentivos que podrían reducir los costos de producción o mejorar los indicadores de rentabilidad utilizados.

7 Bibliografía

1. De Simón Martín, M.C., Bryan Raymundo; Rodríguez, Raúl; Carro, Francisco, *El papel del hidrógeno verde en la transición energética de la industria*. dyna 2021. vol. 96: p. p.200-206.
2. Ministerio de Energía, *Hidrógeno Verde un proyecto país* 2022. p. https://energia.gob.cl/sites/default/files/guia_hidrogeno_abril.pdf.
3. Ministerio de Energía, *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde* 2020, Gobierno de Chile. p. <https://www.h2vbiobio.cl/wp-content/uploads/2025/03/estrategia-nacional-h2v.pdf>.
4. AH2vBiobio, *Manual del Hidrógeno Verde* s/f. p. https://www.ah2vbiobio.cl/wp-content/themes/lms_mooc/assets/Manual_Del_Hidr%C3%B3geno_Verde_Ah2VBiobio%C3%A9Do.pdf.
5. United Nations Climate Change, *Renewables Beating Coal Competitors on Cost*. 2020. p. <https://unfccc.int/news/renewables-beating-coal-competitors-on-cost>.
6. AH2vBiobio, *Hoja de Ruta 2024-2050 H2V Biobío*. 2024. p. <https://www.planhidrogenoverde.cl/wp-content/uploads/2024/06/Hoja-de-Ruta-H2V-Biobio-.pdf>.
7. Romero, A., *Site suitability assessment for green hydrogen production in the Valencian Community (Spain)*. in *Department of Energy Technology*. 2023, Universitat Politècnica de València.
8. Ministerio del Medio Ambiente. *Inventario Regional de Gases de Efecto Invernadero, Bio Bío*. 2024; Available from: <https://snichile.mma.gob.cl/biobio/>.
9. Ministerio de Energía, *ERNC y otro récord: generación eléctrica en base a este tipo de energía llegó al 41% en lo que va de 2024*. 2024. p. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ernc-y-otro-record-generacion-electrica-en-base-este-tipo-de-energia-llego-al-41-en-lo-que-va-de-2024>.
10. Ministerio de Energía, *Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030*. 2024, Gobierno de Chile p. <https://www.h2vbiobio.cl/wp-content/uploads/2025/03/plan-accion-h2v-2023-2030.pdf>.
11. Franceschetti, D.R., *Hydrogen (H)*. Salem Press Encyclopedia of Science, 2025.
12. LindeGas, *Hidrógeno comprimido. Hoja de Datos de Seguridad* 2022. p. https://static.prd.echannel.linde.com/wcsstore/MX_LINDE_CatalogueAS/Attachment/Hojas-de-seguridad/MXHY4.5K.pdf.
13. Rodrigo Vazquez, F.S., *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*, D.G.f.I. Zusammenarbeit, Editor. 2019. p. https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf.
14. 4eChile, *Inyección de hidrógeno en redes de gas natural* 2021. p. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/05/Estudio-Inyeccion-de-H2-a-red-de-gas-natural-GIZ-4e.pdf>.
15. Management Solutions, *Situación actual y evolución esperada del hidrógeno* 2023. p. <https://www.managementsolutions.com/sites/default/files/minisite/static/5e63d3cb-196a-44b3-803e-551bce564732/nl-h2/pdf/h2-vector-energetico-06.pdf>.
16. Asociación Chilena de Hidrógeno, *Economía del H2r*. 2020. p. <https://h2chile.cl/economia-del-h2r/>.
17. Dishant Bhor, M.K.L., *Chile's hydrogen vision: evaluating plans amid ambitious roadmap targets*. 2024: Rystad Energy. p. https://www.rystadenergy.com/insights/chile-s-hydrogen-vision-evaluating-plans-amid-ambitious-roadmap-targets?utm_source=chatgpt.com.
18. Connell, N., Lin, J., et al., *Green Hydrogen Guidebook*. 2022, Green Hydrogen Coalition.
19. Ana-Maria Chiroasca, E.R., Viorel Minzu, *Green Hydrogen - Production and Storage Methods: Current Status and Future Directions* 2024: MDPI.

20. Rossella Scorzelli, S.R., Annamaria Telesca, Grazia Fattoruso, & Beniamino Murgante, *Spatial Multi-criteria Analysis for Identifying Suitable Locations for Green Hydrogen Infrastructure*. 2023. p. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-37114-1_33.
21. Departamento de Recursos Hídricos, *Plan Estratégico de Gestión Hídrica en la Cuenca del Biobío*. 2021, Universidad de Concepción. p. <https://repositoriodirplan.mop.gob.cl/biblioteca/server/api/core/bitstreams/34e4acff-0b99-4e5a-bf1c-4f61cd260fb2/content>.
22. Carreño, V.V.R., *Disponibilidad del recurso hídrico en el desarrollo del hidrógeno verde y sus derivados en Chile*. 2023. p. <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/01/Disponibilidad-del-recurso.pdf>.
23. André Valente Bueno, E.V.-G., Antônio Eurico Belo Torres, Mona Lisa Moura de Oliveira, & Carla Freitas de Andrade *Analysis of the Feasibility of Hydrogen Injection in Pipeline Gas Distribution Networks*. 2024, Interinstitutional Scientific Committee.
24. Dries Haeseldonckx, W.D.h., *The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure*. International Journal of Hydrogen Energy 32, 2006: p. 1381 – 1386.
25. Nuno Rosa, N.A.F., Bruno J. Cardoso, Nuno Martinho, Ad'elio Gaspar & Manuel Gameiro da Silva, *Advances in hydrogen blending and injection in natural gas networks: A review*. International Journal of Hydrogen Energy 2025. **105**: p. 367-381.
26. Gas Networks Ireland, *Injecting green hydrogen blends into Ireland's gas network 2022*. p. <https://www.gasnetworks.ie/sites/default/files/docs/renewable/Hydrogen-Feasibility-Study.pdf>.
27. Seguel, D., *Evaluación Técnica-económica de la incorporación de H2 verde en las líneas de gas natural de la Octava Región*, in Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Química. 2024, Universidad de Concepción.
28. Global Solar Atlas, *Global Horizontal Irradiation*. p. https://globalsolaratlas.info/map?c=-37.449984,-72.47915,8&r=CHL:CHL.6_1.
29. Global Wind Atlas, *Densidad media de potencia*. p. <https://globalwindatlas.info/es/area/Chile/B%C3%ADo-B%C3%ADo>.
30. Spark, W., *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Concepción*. 2025. p. <https://es.weatherspark.com/y/24147/Clima-promedio-en-Concepci%C3%B3n-Chile-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-SolarEnergy>.
31. Nassir Sapag, R.S., José Manuel Sapag, *Preparación y Evaluación de Proyectos*, M. Hill, Editor. 2013. p. 225-243.
32. Circular, P., *Transportar agua salina a localidades alejadas: un desafío para el financiamiento de la seguridad hídrica de Chile*. 2024. p. <https://www.paiscircular.cl/agua/transportar-agua-salina-a-localidades-alejadas-un-desafio-para-el-financiamiento-de-la-seguridad-hidrica-de-chile/>.
33. Facultad de ciencias físicas y matemáticas, *Principales características del motor de cálculo de Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno (LCOH)*. 2024, Universidad de Chile. p. <https://hidrogenoverde.minenergia.cl/wp-content/uploads/2024/04/Motor-Calculo-LCOH-Principales-Caracteristicas-20240411.pdf>.
34. McKenzie Hubert, D.P., Eric Miller, James Vickers, Rachel Mow & Campbell Howe, *Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology*. 2024, DOE Hydrogen Program Record. p. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf>.
35. Baeza, E., *Evidencias sobre el impacto del tratamiento y reúso de aguas residuales para el consumo humano, en particular sobre las tarifas de agua potable*. 2023: Biblioteca del

Congreso Nacional. p.

https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/34149/1/Minuta_Tarifas_Agua_Final.pdf.

36. Centro de Energía, f., usach, & pontificiauniversidadcatólicadechile, *Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoníaco*. 2024. p. <https://hidrogenoverde.minenergia.cl/wp-content/uploads/2024/04/Conceptualizacion-Transporte-de-H2-y-Amoniac-20240411.pdf>.

8 Anexos

8.1 Anexos análisis operacional

8.1.1 Casos de Estudio

Caso 1: Inyección de hidrógeno en Recinto y PSR (Pemuco)



Figura 8.1: Puntos de inyección de hidrógeno en red de gas natural para el caso 1

Caso 2: Inyección en estaciones de transferencia intermedia de la red de gas natural: Pinto, Campanario, Pemuco, Nacimiento, Santa Fe, Las Palmas, Coronel, Las Mercedes, Cerro la Unión y Talcahuano.



Figura 8.2: Puntos de inyección de hidrógeno en red de gas natural para el caso 2

8.1.2 Consumo de hidrógeno requerido por sector, caso 1

Se obtuvo la cantidad de hidrógeno correspondiente a partir de los consumos totales de gas de mezcla por sector, obtenidos como resultado en la memoria de título de David Seguel “Evaluación técnica-económica de la inyección de hidrógeno verde en las líneas de gas natural de la 8° Región”[27], en la que se simularon distintos caudales.

Localidad	Caso 5% (Sm³/día)	Caso 10% (Sm³/día)	Caso 15% (Sm³/día)	Caso 20% (Sm³/día)
Arauco	4.979	10.331	16.100	22.336
Campanario	10.480	21.746	33.889	47.016
Coronel	1.401	2.908	4.531	6.286
Cosmito	4.361	9.048	14.101	19.563
ENAP	2.974	6.170	9.616	13.341
Escuadrón	3.672	7.619	11.873	16.472
Gassur	1.756	3.643	5.677	7.876
Isla Rocuant	5.849	12.137	18.914	26.241
Laja	3.486	7.234	11.273	15.639
Nacimiento	2.250	4.670	7.277	10.096
Nueva Aldea	6.286	13.044	20.328	28.202
Orafti	2.143	4.447	6.930	9.614
Penco	3.465	7.189	11.204	15.544
Pinto	294	610	951	1.319
Saesa	1.307	2.712	4.227	5.864
San Vicente	5.849	12.137	18.914	26.241
Santa Fe	1.615	3.351	5.222	7.245

Tabla 8.1: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 600.000 Sm³/d, Caso 1

Localidad	Caso 5% (Sm³/día)	Caso 10% (Sm³/día)	Caso 15% (Sm³/día)	Caso 20% (Sm³/día)
Arauco	7.930	16.455	25.643	35.576
Campanario	26.201	54.365	84.723	117.540
Coronel	2.232	4.631	7.217	10.012
Cosmito	6.946	14.412	22.460	31.160

ENAP	4.737	9.828	15.316	21.249
Escuadrón	5.848	12.135	18.911	26.236
Gassur	2.796	5.802	9.042	12.545
Isla Rocuant	9.316	19.331	30.126	41.795
Laja	5.553	11.521	17.955	24.910
Nacimiento	3.584	7.438	11.591	16.081
Nueva Aldea	10.013	20.776	32.378	44.919
Orafti	3.413	7.083	11.038	15.313
Penco	5.519	11.451	17.845	24.758
Pinto	735	1.525	2.377	3.298
Saesa	2.082	4.320	6.732	9.340
San Vicente	9.316	19.331	30.126	41.795
Santa Fe	2.572	5.337	8.318	11.540

Tabla 8.2: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 1.500.000 Sm³/d, Caso 1

Localidad	Caso 5% (Sm³/día)	Caso 10% (Sm³/día)	Caso 15% (Sm³/día)	Caso 20% (Sm³/día)
Arauco	17.768	36.867	57.454	79.709
Campanario	78.602	163.095	254.168	352.621
Coronel	5.001	10.376	16.170	22.433
Cosmito	15.562	32.291	50.322	69.814
ENAP	10.612	22.020	34.316	47.609
Escuadrón	13.103	27.188	42.370	58.783
Gassur	6.265	13.000	20.260	28.107
Isla Rocuant	20.874	43.312	67.498	93.644
Laja	12.441	25.814	40.229	55.811
Nacimiento	8.031	16.664	25.970	36.029
Nueva Aldea	22.434	46.550	72.544	100.644
Orafti	7.648	15.869	24.731	34.310
Penco	12.365	25.656	39.983	55.471
Pinto	2.205	4.576	7.131	9.894
Saesa	4.665	9.679	15.084	20.927
San Vicente	20.874	43.312	67.498	93.644
Santa Fe	5.763	11.959	18.636	25.855

Tabla 8.3: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 4.500.000 Sm³/d, Caso 1

Localidad	Caso 5% (Sm³/día)	Caso 10% (Sm³/día)	Caso 15% (Sm³/día)	Caso 20% (Sm³/día)
Arauco	25.966	53.878	83.964	116.487
Campanario	122.269	253.703	395.373	548.522
Coronel	7.308	15.163	23.631	32.784
Cosmito	22.742	47.189	73.540	102.027
ENAP	15.509	32.180	50.150	69.575
Escuadrón	19.149	39.733	61.920	85.905
Gassur	9.156	18.999	29.607	41.076
Isla Rocuant	30.505	63.296	98.642	136.851
Laja	18.181	37.724	58.790	81.563
Nacimiento	11.737	24.353	37.952	52.653
Nueva Aldea	32.785	68.028	106.015	147.081
Orafti	11.177	23.191	36.142	50.141
Penco	18.070	37.494	58.431	81.065
Pinto	3.431	7.118	11.093	15.390
Saesa	6.817	14.145	22.044	30.582
San Vicente	30.505	63.296	98.642	136.851
Santa Fe	8.423	17.476	27.235	37.785

Tabla 8.4: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 7.000.000 Sm³/d, Caso 1

Localidad	Caso 5% (Sm³/día)	Caso 10% (Sm³/día)	Caso 15% (Sm³/día)	Caso 20% (Sm³/día)
Arauco	32.524	67.486	105.171	145.910
Campanario	157.203	326.190	508.336	705.243
Coronel	9.154	18.993	29.599	41.065
Cosmito	28.487	59.109	92.115	127.796
ENAP	19.426	40.308	62.816	87.149
Escuadrón	23.985	49.769	77.560	107.603
Gassur	11.469	23.797	37.086	51.451
Isla Rocuant	38.210	79.284	123.556	171.416

Laja	22.773	47.253	73.639	102.164
Nacimiento	14.701	30.504	47.538	65.952
Nueva Aldea	41.066	85.210	132.792	184.230
Orafti	14.000	29.049	45.270	62.806
Penco	22.634	46.965	73.190	101.541
Pinto	4.411	9.152	14.263	19.788
Saesa	8.539	17.718	27.611	38.307
San Vicente	38.210	79.284	123.556	171.416
Santa Fe	10.550	21.891	34.114	47.329

Tabla 8.5: Consumo de hidrógeno por sector para un caudal de 9.000.000 Sm³/d, Caso 1

8.1.3 Consumo de hidrógeno requerido por sector, caso 2

Se obtuvieron los consumos de hidrógeno requeridos para la inyección de cada estación de transferencia, considerando los diferentes caudales simulados.

Estación de transferencia	5% de H₂	10% de H₂	15% de H₂	20% de H₂
ET Pinto	294	610	951	1.319
ET Campanario	10.480	21.746	33.889	47.016
ET Pemuco	8.430	17.491	27.258	37.816
ET Nacimiento	6.720	13.944	21.730	30.147
ET Santa Fe	1.615	3.351	5.222	7.245
ET Las Palmas	368	763	1.189	1.649
ET Coronel (Arauco-Coronel)	6.380	13.238	20.631	28.622
ET Coronel (San Pedro)	4.979	10.331	16.100	22.336
ET Las Mercedes	7.826	16.238	25.305	35.107
ET Cerro la U	11.698	24.274	37.828	52.481
ET Talcahuano	4.729	9.813	15.293	21.217

Tabla 8.6: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 600.000 Sm³/d, Caso 2

Estación de transferencia	5% de H₂	10% de H₂	15% de H₂	20% de H₂
ET Pinto	735	1.525	2.377	3.298
ET Campanario	26.200	54.365	84.723	117.540

ET Pemuco	13.426	27.859	43.416	60.233
ET Nacimiento	10.703	22.209	34.611	48.018
ET Santa Fe	2.572	5.337	8.318	11.540
ET Las Palmas	586	1.215	1.894	2.627
ET Coronel (Arauco-Coronel)	10.162	21.086	32.860	45.588
ET Coronel (San Pedro)	7.930	16.455	25.643	35.576
ET Las Mercedes	12.464	25.863	40.305	55.917
ET Cerro la U	18.633	38.662	60.252	83.590
ET Talcahuano	7.533	15.630	24.358	33.794

Tabla 8.7: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 1.500.000 Sm³/d, Caso 2

Estación de transferencia	5% de H₂	10% de H₂	15% de H₂	20% de H₂
ET Pinto	2.205	4.576	7.131	9.894
ET Campanario	78.601	163.095	254.168	352.621
ET Pemuco	30.082	62.419	97.274	134.954
ET Nacimiento	23.981	49.761	77.547	107.586
ET Santa Fe	5.763	11.959	18.636	25.855
ET Las Palmas	1.312	2.722	4.243	5.886
ET Coronel (Arauco-Coronel)	22.768	47.243	73.624	102.143
ET Coronel (San Pedro)	17.768	36.867	57.454	79.709
ET Las Mercedes	27.927	57.947	90.305	125.285
ET Cerro la U	41.747	86.624	134.996	187.287
ET Talcahuano	16.878	35.020	54.576	75.716

Tabla 8.8: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 4.500.000 Sm³/d, Caso 2

Estación de transferencia	5% de H₂	10% de H₂	15% de H₂	20% de H₂
ET Pinto	3.431	7.118	11.093	15.390
ET Campanario	122.269	253.703	395.373	548.522
ET Pemuco	43.962	91.219	142.157	197.222
ET Nacimiento	35.047	72.720	113.328	157.226
ET Santa Fe	8.422	17.476	27.235	37.785

ET Las Palmas	1.917	3.979	6.200	8.602
ET Coronel (Arauco-Coronel)	33.273	69.041	107.594	149.271
ET Coronel (San Pedro)	25.966	53.878	83.964	116.487
ET Las Mercedes	40.812	84.684	131.972	183.092
ET Cerro la U	61.010	126.593	197.283	273.702
ET Talcahuano	24.665	51.179	79.757	110.651

Tabla 8.9: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 7.000.000 Sm³/d, Caso 2

Estación de transferencia	5% de H₂	10% de H₂	15% de H₂	20% de H₂
ET Pinto	4.411	9.152	14.263	19.788
ET Campanario	157.203	326.190	508.336	705.243
ET Pemuco	55.066	114.259	178.063	247.036
ET Nacimiento	43.899	91.088	141.952	196.937
ET Santa Fe	10.550	21.890	34.114	47.329
ET Las Palmas	2.402	4.984	7.766	10.775
ET Coronel (Arauco-Coronel)	41.678	86.479	134.770	186.974
ET Coronel (San Pedro)	32.524	67.486	105.171	145.910
ET Las Mercedes	51.121	106.073	165.305	229.337
ET Cerro la U	76.420	158.567	247.113	342.833
ET Talcahuano	30.895	64.105	99.902	138.600

Tabla 8.10: Consumo de hidrógeno por estación de transferencia para un caudal de 9.000.000 Sm³/d, Caso 2

8.1.4 Producción de hidrógeno total, caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (kg/año)	10% de H₂ (kg/año)	15% de H₂ (kg/año)	20% de H₂ (kg/año)
600.000	1.978.617	4.105.539	6.398.085	8.876.348
1.500.000	3.455.906	7.170.917	11.175.281	15.504.009
4.500.000	8.380.347	17.388.958	27.099.067	37.596.056
7.000.000	12.484.110	25.904.029	40.369.029	56.006.143
9.000.000	15.767.164	32.716.004	50.984.918	70.734.236

Tabla 8.11: Producción de hidrógeno requerida para mezcla con gas natural, manteniendo la energía transportada, Caso 2

8.1.5 Requerimiento de agua, caso 2

El requerimiento de agua se determina mediante la reacción de electrólisis del agua, de la cual se determina que para la generación de 1 kg de H₂ se requieren 9 litros de agua:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (m³/año)	10% de H₂ (m³/año)	15% de H₂ (m³/año)	20% de H₂ (m³/año)
600.000	17.808	36.950	57.583	79.887
1.500.000	31.103	64.538	100.578	139.536
4.500.000	75.423	156.501	243.892	338.365
7.000.000	112.357	233.136	363.321	504.055
9.000.000	141.904	294.444	458.864	636.608

Tabla 8.12: Caudales de agua requeridos en m³/año para la producción de hidrógeno, Caso 1

8.1.6 Requerimiento energético y potencia instalada, caso 2

Se tiene en consideración un electrolizador tipo PEM con una eficiencia de 55 kWh/kg H₂, valor típico para este tipo de electrolizador.

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (kWh/año)	10% de H₂ (kWh /año)	15% de H₂ (kWh /año)	20% de H₂ (kWh /año)
600.000	107.574.419	223.210.691	347.853.603	482.596.758
1.500.000	188.253.503	390.618.276	608.743.372	775.327.296
4.500.000	457.187.821	948.644.137	1.478.374.784	2.051.031.029
7.000.000	681.298.311	1.413.667.130	2.203.069.357	3.056.440.364
9.000.000	860.588.433	1.785.683.794	2.782.825.362	3.860.765.410

Tabla 8.13: Requerimiento energético en kWh/año para la producción de hidrógeno, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (kWh/año)	10% de H₂ (kWh /año)	15% de H₂ (kWh /año)	20% de H₂ (kWh /año)
600.000	109.912.166	228.062.683	355.413.644	493.081.145
1.500.000	191.975.556	398.344.434	620.786.835	861.247.708
4.500.000	465.528.265	965.956.614	1.505.353.177	2.088.460.933
7.000.000	693.492.316	1.438.968.783	2.242.499.583	3.111.141.216

9.000.000	875.865.980	1.817.374.019	2.832.212.209	3.929.286.826
------------------	-------------	---------------	---------------	---------------

Tabla 8.14: Requerimiento energético en kWh/año para la producción de hidrógeno, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (MW)	10% de H₂ (MW)	15% de H₂ (MW)	20% de H₂ (MW)
600.000	15	30	47	65
1.500.000	25	53	82	114
4.500.000	62	128	199	276
7.000.000	92	190	297	412
9.000.000	116	240	375	520

Tabla 8.15: Potencia instalada en MW requerida para la producción de hidrógeno, Caso 2

8.2 Anexos localización de planta

8.2.1 Listado de parques de EERR en la Octava Región

Se identificaron los proyectos de Energías Renovables, tanto solares como eólicos, presentes en la Octava Región, considerando también la comuna de Pemuco. Se determinó la posible producción de Hidrógeno verde a partir de la potencia instalada de cada parque de la siguiente manera, teniendo en consideración un porcentaje de conversión del 90% de corriente alterna (CA) a corriente continua (DC), una eficiencia de un electrolizador tipo PEM de 55 kWh/kg de H₂, y una operación de 350 días al año:

$$Producción\ H_2\ \left(\frac{kg}{año}\right) = \frac{Energía\ eléctrica\ DC\ \left(\frac{kWh}{año}\right)}{55\ \left(\frac{kWh}{kg}\right)}$$

$$Energía\ eléctrica\ DC\ \left(\frac{kWh}{año}\right) = Energía\ eléctrica\ CA\ \left(\frac{kWh}{año}\right) * 0,9$$

$$Energía\ eléctrica\ CA\ \left(\frac{kWh}{año}\right) = Potencia\ instalada\ (MW) * 24\ \frac{h}{día} * 350\ \frac{días}{año} * 1000\ \frac{kW}{MW}$$

El valor de LCOH se aproxima en función de la potencial producción de cada parque y su costo aproximado, utilizando los parámetros base del proyecto de hidrógeno verde “HyEx- Producción de

Hidrógeno Verde”, el cual tiene un costo de inversión de 47.000.000 USD y una producción de 2.998.000 kg/año:

$$\text{Costo 2} = \text{Costo 1} \left(\frac{\text{Producción 2}}{\text{Producción 1}} \right)^{0,6}$$

Ese costo se considerará como el costo CAPEX, y el costo de electricidad se determina en función de la corriente de energía eléctrica proveniente del parque de energía renovable.

$$\text{LCOH} = \frac{\text{CAPEX anualizado} + \text{Costo electricidad anual}}{\text{Producción H}_2}$$

Comuna	Proyecto	Potencial producción de H₂ (kg/año)	LCOH
Cabrero	Parque fotovoltaico solar Laja	4.109.271	2,23
	Parque fotovoltaico la colonia	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico la quinta	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico cabrero solar	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico el cortijo	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico moya	3.402.340	2,32
Laja	Parque fotovoltaico Laja	4.079.028	2,23
Los Ángeles	Avel solar	3.402.340	2,32
	Duqueco solar	3.402.340	2,32
	El olivar solar	3.402.340	2,32
	Parque solar don Martín II	3.402.340	2,32
	Paillihue solar	3.402.340	2,32
	San Antonio solar	3.024.302	2,37
	El avellano solar	3.360.336	2,32
	San Eugenio solar	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico el rosal	4.082.808	2,23
	Parque fotovoltaico Miño	2.805.041	2,41
	Parque fotovoltaico santa pamela	2.559.316	2,46
Parque fotovoltaico María Dolores	945.095	3,12	

	Parque fotovoltaico la perla	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico ce canteras c9	3.606.481	2,29
	Parque fotovoltaico ce el avellano A.9	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico Maquehue	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico Corcolenes	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico Santa Julia	4.045.005	2,24
	Parque fotovoltaico Chacaico	3.402.340	2,32
	Parque fotovoltaico Alcazar solar	1.474.347	2,79
Mulchén	Parque solar Altair	4.109.271	2,23
	Parque solar Mulchén Santa Bárbara 1	2.268.227	2,53
	Parque fotovoltaico brillo solar	1.720.072	2,69
	Parque fotovoltaico Doña Ximena	3.402.340	2,32
Nacimiento	Parque solar gamma	3.402.340	2,32
Quilleco	PSF Leona del agua II	6.918.092	2,02
Tucapel	Parque fotovoltaico trupan	2.947.015	2,39
Pemuco	Planta fotovoltaica las mellizas	113.411.341	1,41

Tabla 8.16: Proyectos de producción de energía fotovoltaica por comuna en la Octava región y Pemuco

Comuna	Proyecto	Potencial producción de H₂ (kg/año)	LCOH
Arauco	Parque eólico viento sur	81.278.128	1,45
	Parque eólico Arauco	47.254.725	1,53
	Parque eólico las peñas	3.402.340	2,32
Cabrero	Parque eólico Cabrero	35.989.199	1,58
Curanilahue	Parque eólico vientos del pacífico	37.803.780	1,57
Laja	Parque eólico el maitén	9.129.613	1,92
	Parque eólico buenaventura	10.585.059	1,88
	Parque eólico campo lindo	54.815.482	1,51
Lebu	Parque eólico Lebu norte	5.443.744	2,11
	Parque eólico el arbol	3.742.574	2,27
	Parque eólico Lebu-cristoro	10.963.096	1,87

	Parque eólico Lebu sur	40.828.083	1,56
	Parque eólico Raki	3.402.340	2,32
Los Ángeles	Parque eólico entre ríos	117.380.738	1,41
	Parque eólico lomas de Duqueco	22.228.623	1,68
	Instalación de 2 aerogeneradores LA Sur 2	4.234.023	2,22
	Instalación de 3 aerogeneradores LA Sur 1	6.351.035	2,05
	Parque eólico Alena	13.561.656	1,81
	Parque eólico San Manuel	7.253.825	2,00
	Parque eólico campo lindo	54.815.482	1,51
	Parque eólico los buenos aires	14.970.297	1,78
	Parque eólico mesamávida	39.164.716	1,57
	Parque eólico Don Álvaro	43.096.310	1,55
	Parque eólico Rarinco	74.851.485	1,46
	Parque eólico San Matías	40.639.064	1,56
Mulchén	Parque eólico el nogal	5.216.922	2,13
	Parque eólico piedra amarilla	26.198.020	1,65
	Parque eólico entre ríos	117.380.738	1,41
	Parque eólico los olmos	48.653.465	1,53
	Parque eólico Mulchén	33.683.168	1,60
Negrete	Parque eólico la esperanza II	6.615.662	2,04
	Parque eólico Coihue	7.938.794	1,97
	Parque eólico entre ríos	117.380.738	1,41
	Parque eólico Rihue	52.396.040	1,52
	Parque eólico la esperanza	4.725.473	2,17
	Instalación de tres aerogeneradores en fundo las Marías	6.124.212	2,06
	Parque eólico Negrete	3.825.383	2,26
Pemuco	Parque eólico Pemuco	73.490.549	1,47

Tabla 8.17: Proyectos de producción de energía eólica por comuna en la Octava región y Pemuco

8.2.2 Mapa plantas desalinizadoras

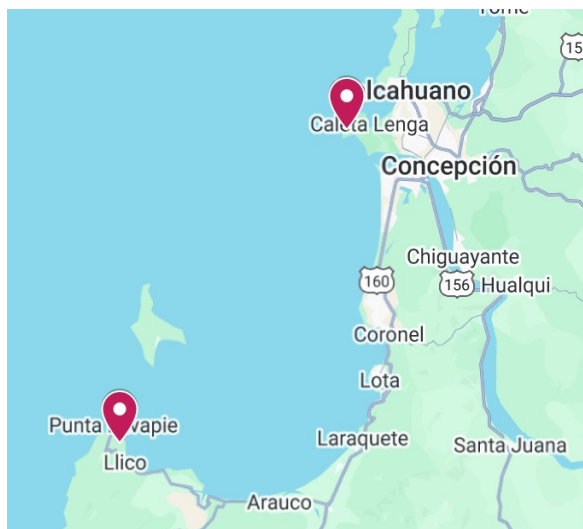


Figura 8.3: Plantas desalinizadoras de agua de mar existentes

8.2.3 Mapa puntos de demanda

Para la realización del mapa se tomaron en consideración las industrias presentes en la región que utilizan hidrógeno como parte de su proceso de producción, tanto como materia prima como combustible, las cuales se encuentran enlistadas en la tabla 8.17

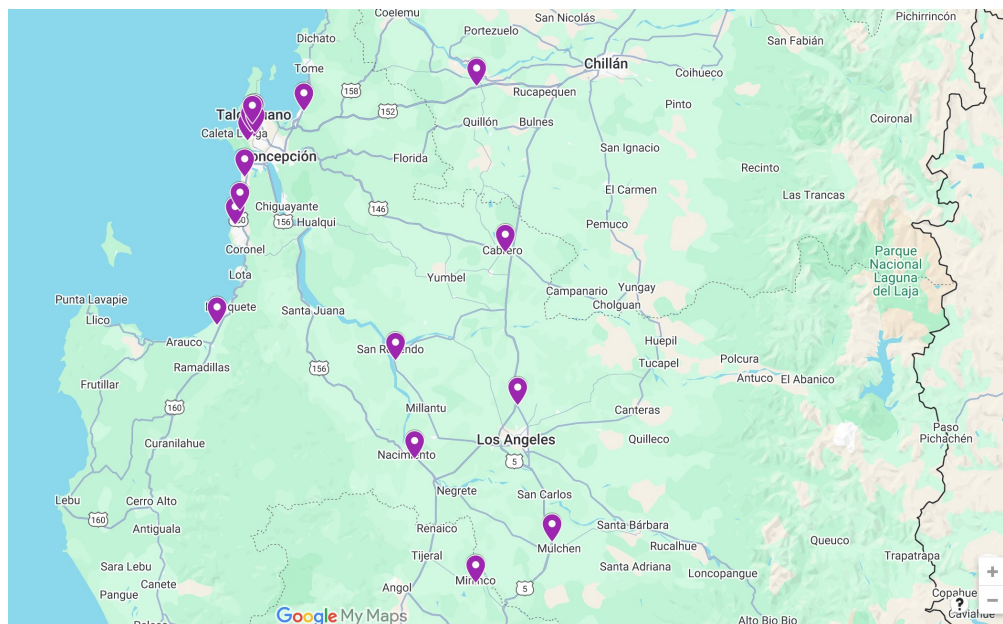


Figura 8.4: Ubicación geográfica de los posibles puntos de demanda en la Región del Biobío.

Sector	Empresa	Demanda Potencial de H₂ al 2035	Uso
Refinería	ENAP	9.000 ton/año	Consumo directo
	Petroquim S.A.		
Celulosa	CMPC	40.700 ton/año 3.800 ton/año	Movilidad Hornos
	Celulosa Arauco		
	Masisa		
Acero	CAP Acero	1.550 ton/año 28.000 ton/año	Consumo directo Hornos
	Molycop Chile S.A.		
	Inchalam S.A.		
Química	Fosfoquím S.A.	6.500 ton/año	Consumo directo
	Solvay		
	Bakelite		
	Oxiquim S.A.		
	Oxy		
	Eka Chile S.A.		
Vidrio	Vidrios Lirquén	1.050 ton/año	Consumo directo
Cemento	Cementos Biobío	80 ton/año	Hornos
	Polpaico		
	Melón		

Tabla 8.18: Potencial consumo de hidrógeno de empresas por sector industrial en la región del Biobío, [6]

8.2.4 Mapa de gasoducto del pacífico

La línea principal del gasoducto ingresa desde Argentina y atraviesa zonas de la región del Biobío y Ñuble, hasta llegar a la costa. El gas se distribuye a diferentes sectores como Nacimiento, Nueva Aldea, Talcahuano y Coronel abasteciendo tanto a industrias como clientes residenciales. En la localidad de Pemuco se encuentra la planta de regasificación, a la cual llega gas natural licuado y se regasifica para ser inyectado a la red de gas.



Figura 8.5: Mapa de la red de gas natural de la Octava Región

8.3 Anexos análisis económico

8.3.1 Costos asociados a obtención de agua desalada

Para el agua desalada, se considera un costo de 1,4 USD/m³ para zonas cercanas a la costa, y 5,6 USD/m³ para zonas más lejanas, [32]

Caudal Sm ³ /d	5% de H ₂ (USD/año)	10% de H ₂ (USD/año)	15% de H ₂ (USD/año)	20% de H ₂ (USD/año)
600.000	97.601	202.517	315.604	437.856
1.500.000	170.801	354.404	552.307	703.447
4.500.000	414.802	860.696	1.341.316	1.860.881
7.000.000	618.136	1.282.607	1.998.824	2.773.080

9.000.000	780.804	1.620.134	2.524.832	3.502.837
------------------	---------	-----------	-----------	-----------

Tabla 8.19: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas alejadas a la costa, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	24.931	51.730	80.616	111.842
1.500.000	43.544	90.354	140.809	195.351
4.500.000	105.592	219.101	341.448	473.710
7.000.000	157.300	326.391	508.650	705.677
9.000.000	198.666	412.222	642.410	891.251

Tabla 8.20: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas cercanas a la costa, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	99.722	206.919	322.464	447.368
1.500.000	174.178	361.414	563.234	781.402
4.500.000	422.369	876.403	1.365.793	1.894.841
7.000.000	629.199	1.305.563	2.034.599	2.822.710
9.000.000	794.665	1.648.887	2.569.640	3.565.006

Tabla 8.21: Costo de obtención de agua para la producción de hidrógeno en zonas alejadas a la costa, Caso 2

8.3.2 Costos de extracción de agua de cuenca

Para estimar el costo asociado al sistema de extracción de agua se considera el costo de la bomba, el costo de electricidad requerida para su funcionamiento y costos asociados a la purificación del agua para poder ser utilizada adecuadamente en el proceso de electrólisis.

Para la bomba, se considera una bomba centrífuga y se estima su costo mediante las correlaciones de Towler utilizando los parámetros establecidos para bombas centrífugas:

$$C_c = a + bS^n$$

Donde:

$$a = 8000$$

$$b = 240$$

$$n = 0,9$$

$$S = \text{caudal} \left(\frac{L}{s} \right)$$

Luego, el costo de instalación:

$$C_I = C_c * I_f$$

Donde I_f corresponde al factor de instalación, que para bombas centrífugas corresponde a $I_f = 4$, valor diseñado para el 2010, el cual se corrige mediante la siguiente ecuación:

$$I_f \text{ 2025} = I_f \text{ 2010} \left(\frac{\text{índice M\&S 2025}}{\text{índice M\&S 2010}} \right)$$

Luego, se obtiene la potencia de la bomba en kW mediante la siguiente ecuación:

$$P(kW) = \frac{\gamma \left(\frac{kg}{m^3} \right) Q \left(\frac{m^3}{s} \right) H(m)}{102 \eta}$$

Donde

$$\gamma: \text{ peso específico del líquido} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$Q: \text{ caudal} \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

$$H: \text{ "Head" o altura de la bomba} = 30 \text{ m}$$

$$\eta: \text{ eficiencia de la bomba} = 75\%$$

El costo asociado a la electricidad se calcula con un valor de 0,03 USD/kWh para energías renovables, según fuentes bibliográficas [33], [34]. Para el costo de purificación del agua, se estima un valor de 0,5 USD/m³ de agua para procesos industriales, según el artículo en Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, [35]. Finalmente, se determina un costo anual, que incluye todos los costos estimados. Para los costos de inversión, se anualiza según el periodo de evaluación considerado (30 años).

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
--	--	---	---	---

600.000	217.681	447.522	695.262	963.074
1.500.000	378.041	780.260	1.213.799	1.544.893
4.500.000	912.572	1.889.367	2.942.221	4.080.381
7.000.000	1.358.006	2.813.613	4.382.558	6.078.627
9.000.000	1.714.353	3.553.002	5.534.820	7.677.208

Tabla 8.22: Costos de extracción de agua de cuenca, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	222.327	457.166	710.288	983.913
1.500.000	385.439	795.617	1.237.736	1.715.664
4.500.000	929.149	1.923.777	2.995.841	4.154.773
7.000.000	1.382.242	2.863.901	4.460.925	6.187.344
9.000.000	1.744.718	3.615.986	5.632.976	7.813.393

Tabla 8.23: Costos de extracción de agua de cuenca, Caso 2

8.3.3 Costo de electricidad, caso 2

Se estima el costo asociado a la electricidad considerando un costo de compra aproximado de 0,03 USD/kWh para energías renovables, según fuentes bibliográficas [33], [34].

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.297.365	6.841.880	10.662.409	14.792.434
1.500.000	5.759.267	11.950.333	18.623.605	25.837.431
4.500.000	13.965.848	28.978.698	45.160.595	62.653.828
7.000.000	20.804.769	43.169.063	67.274.987	93.334.236
9.000.000	26.275.979	54.521.221	84.966.366	117.878.605

Tabla 8.24: Costo de energía eléctrica la producción de hidrógeno, Caso 2

8.3.4 Costo de electrolizadores, caso 2

El costo de electrolizadores se determina mediante la siguiente estimación según el documento de “Principales características del motor de cálculo de Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno (LCOH)” [33]. Se estima para cada caso de estudio, y es independiente de la ubicación.

$$\text{Costo electrolizador} = 1.000 \left(\frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right) * \text{Potencia instalada (MW)}$$

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	14.538.646	30.167.022	47.012.387	65.222.374
1.500.000	25.393.592	52.691.063	82.114.661	113.921.655
4.500.000	61.577.813	127.772.039	199.120.791	276.251.446
7.000.000	91.731.788	190.339.786	296.626.929	411.526.616
9.000.000	115.855.288	240.393.389	374.631.245	519.746.935

Tabla 8.25: Costo de los electrolizadores la producción de hidrógeno, Caso 2

8.3.5 Costos de almacenamiento

Para el almacenamiento de hidrógeno en los puntos de inyección se deben considerar estanques. En la memoria de título de David Seguel “Evaluación técnica-económica de la inyección de hidrógeno verde en las líneas de gas natural de la 8° Región” [27] se determinaron los costos de compra e instalación para los estanques en los puntos de inyección para ambos casos de estudio mediante aproximaciones de Guthrie con parámetros de Guthrie actualizado según las condiciones de operación de cada punto. A continuación se presenta el total de los costos para ambos casos para la máxima concentración de hidrógeno considerada (20%):

Caudal Sm³/d	Costo de compra (USD)	Costo de instalación (USD)
600.000 (Pemuco)	8.461.913	14.892.130
600.000	7.615.722	13.402.917
1.500.000	19.039.305	33.507.292
4.500.000	49.389.121	86.919.963

7.000.000	69.761.688	122.773.664
9.000.000	89.853.055	158.132.480

Tabla 8.26: Costo de compra e instalación de estanques para la planta en Pemuco, Caso 1

Caudal Sm³/d	Costo de compra (USD)	Costo de instalación (USD)
600.000	7.357.406	15.894.559
1.500.000	10.093.576	23.927.792
4.500.000	22.648.486	50.498.683
7.000.000	31.523.422	70.822.390
9.000.000	37.341.136	83.862.535

Tabla 8.27: Costo de compra e instalación de estanques para la planta en Pemuco, Caso 2

8.3.6 Costos de transporte y compra de camiones

Para la estimación del costo de transporte se utiliza la ecuación descrita en el documento “Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoníaco” [36].

$$\text{Costo de transporte} \left(\frac{\text{USD}}{\text{KG}} \right) = Ax + B$$

Con $A = 0,0025906$ y $B = 2,4460918$ correspondiente al transporte con camiones de hidrógeno en estado gaseoso. Para el costo de compra de camiones, se sugiere el uso de camiones “tube tráiler” de la marca Hexagon Lincoln, modelo Titan™ Module (350 bar), cuyo costo es de \$633.750 USD y capacidad de 809 kg de hidrógeno, señalados en mismo documento.

Pemuco:

Caso 1		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H2)
Pemuco	0	2,44
Recinto	92	2,68
Caso 2		

Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
ET Pinto	75	2,64
ET Campanario	30	2,52
ET Pemuco	0	2,44
ET Nacimiento	95	2,69
ET Santa Fe	85	2,66
ET Las Palmas	68	2,62
ET Coronel (arauco-Coronel)	122	2,76
ET Coronel (San Pedro)	122	2,76
ET Las Mercedes	103	2,71
ET Cerro la U	120	2,75
ET Talcahuano	102	2,71

Tabla 8.28: Distancias y costo de transporte para la planta en Pemuco

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000 (Pemuco)	4.736.938	9.828.872	15.317.405	21.250.693
600.000	5.198.482	10.786.549	16.809.858	23.321.256
1.500.000	9.097.260	18.876.440	29.417.230	37.467.318
4.500.000	22.093.381	45.842.771	71.441.750	99.115.087
7.000.000	32.923.413	68.314.783	106.462.266	147.701.009
9.000.000	41.587.522	86.292.309	134.478.696	186.569.629

Tabla 8.29: Costo de transporte para la planta en Pemuco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	3.802.500	8.238.750	12.675.000	17.111.250
1.500.000	6.971.250	13.942.500	21.547.500	30.420.000
4.500.000	16.477.500	34.222.500	53.235.000	73.515.000
7.000.000	24.716.250	50.700.000	79.218.750	109.638.750
9.000.000	31.053.750	64.008.750	100.132.500	138.791.250

Tabla 8.30: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Pemuco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	5.260.726	10.915.771	17.011.174	23.600.360
1.500.000	9.148.404	18.982.702	29.582.967	41.041.888
4.500.000	22.107.694	45.872.771	71.488.435	99.179.916
7.000.000	32.907.268	68.281.267	106.410.024	147.628.395
9.000.000	41.547.046	86.207.836	134.347.082	186.387.245

Tabla 8.31: Costo de transporte para la planta en Pemuco, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	8.238.750	12.675.000	17.745.000
1.500.000	6.971.250	14.576.250	22.181.250	31.053.750
4.500.000	17.111.250	34.856.250	54.502.500	74.782.500
7.000.000	25.350.000	51.967.500	80.486.250	112.173.750
9.000.000	31.687.500	65.276.250	102.033.750	141.326.250

Tabla 8.32: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Pemuco, Caso 2

Talcahuano:

Caso 1		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
Pemuco	105	2,72
Recinto	152	2,84
Caso 2		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
ET Pinto	131	2,78
ET Campanario	104	2,71
ET Pemuco	105	2,72
ET Nacimiento	119	2,75

ET Santa Fe	155	2,84
ET Las Palmas	118	2,75
ET Coronel (arauco-Coronel)	42	2,55
ET Coronel (San Pedro)	42	2,55
ET Las Mercedes	23	2,50
ET Cerro la U	5	2,46
ET Talcahuano	6	2,46

Tabla 8.33: Distancias y costo de transporte para la planta en Talcahuano

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000 (Pemuco)	5.263.700	10.921.873	17.020.748	23.613.836
600.000	5.499.489	11.411.121	17.783.197	24.671.623
1.500.000	9.624.017	19.969.440	31.120.572	39.636.783
4.500.000	23.372.651	48.497.199	75.578.431	104.854.134
7.000.000	34.829.773	72.270.405	112.626.735	156.253.320
9.000.000	43.995.558	91.288.881	142.265.397	197.372.544

Tabla 8.34: Costo de transporte para la planta en Talcahuano, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	9.506.250	14.576.250	19.646.250
1.500.000	7.605.000	15.843.750	24.716.250	31.687.500
4.500.000	19.012.500	38.658.750	59.572.500	83.021.250
7.000.000	27.885.000	57.037.500	89.358.750	123.581.250
9.000.000	34.856.250	72.247.500	112.173.750	155.902.500

Tabla 8.35: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Talcahuano, Caso 1.

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	5.150.640	10.687.331	16.655.172	23.106.454

1.500.000	9.031.027	18.739.160	29.203.442	40.515.351
4.500.000	21.966.062	45.578.915	71.030.467	98.544.563
7.000.000	32.745.430	67.945.450	105.886.703	146.902.364
9.000.000	41.369.035	85.838.489	133.771.475	185.588.672

Tabla 8.36: Costo de transporte para la planta en Talcahuano, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	8.872.500	13.308.750	19.012.500
1.500.000	7.605.000	15.210.000	23.448.750	32.955.000
4.500.000	17.745.000	36.757.500	57.037.500	79.218.750
7.000.000	26.617.500	54.502.500	84.922.500	117.877.500
9.000.000	33.588.750	69.078.750	107.737.500	148.931.250

Tabla 8.37: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Talcahuano, Caso 2

Nacimiento:

Caso 1		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
Pemuco	130	2,78
Recinto	169	2,88
Caso 2		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
ET Pinto	150	2,83
ET Campanario	63	2,61
ET Pemuco	130	2,78
ET Nacimiento	27	2,51
ET Santa Fe	15	2,48
ET Las Palmas	46	2,56
ET Coronel (arauco-Coronel)	120	2,75
ET Coronel (San Pedro)	120	2,75
ET Las Mercedes	153	2,84

ET Cerro la U	147	2,82
ET Talcahuano	146	2,82

Tabla 8.38: Distancias y costo de transporte para la planta en Nacimiento

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000 (Pemuco)	5.389.120	11.182.111	17.426.306	24.176.489
600.000	5.584.774	11.588.083	18.058.976	25.054.227
1.500.000	9.773.265	20.279.123	31.603.186	40.251.465
4.500.000	23.735.111	49.249.286	76.750.491	106.480.197
7.000.000	35.369.908	73.391.164	114.373.335	158.676.474
9.000.000	44.677.835	92.704.576	144.471.629	200.433.370

Tabla 8.39: Costo de transporte para la planta en Nacimiento, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	9.506.250	14.576.250	19.646.250
1.500.000	7.605.000	15.843.750	24.716.250	31.687.500
4.500.000	19.012.500	38.658.750	59.572.500	83.021.250
7.000.000	27.885.000	57.037.500	89.358.750	123.581.250
9.000.000	34.856.250	72.247.500	112.173.750	155.902.500

Tabla 8.40: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Nacimiento, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	5.404.221	11.213.510	17.475.175	24.244.088
1.500.000	9.403.885	19.512.820	30.409.107	42.188.033
4.500.000	22.736.484	47.177.476	73.521.702	102.000.781
7.000.000	33.847.148	70.231.472	109.449.239	151.844.860
9.000.000	42.735.796	88.674.431	138.191.056	191.720.197

Tabla 8.41: Costo de transporte para la planta en Nacimiento, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	9.506.250	14.576.250	20.280.000
1.500.000	8.238.750	16.477.500	25.350.000	34.856.250
4.500.000	19.012.500	39.292.500	60.840.000	84.288.750
7.000.000	28.518.750	58.305.000	90.626.250	125.482.500
9.000.000	35.490.000	73.515.000	114.708.750	158.437.500

Tabla 8.42: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Nacimiento, Caso 2

Arauco:

Caso 1		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
Pemuco	166	2,87
Recinto	218	3,01
Caso 2		
Localización	Distancia (km)	Costo (USD/kg H₂)
ET Pinto	199	2,96
ET Campanario	160	2,86
ET Pemuco	166	2,87
ET Nacimiento	127	2,77
ET Santa Fe	149	2,83
ET Las Palmas	114	2,74
ET Coronel (arauco-Coronel)	43	2,55
ET Coronel (San Pedro)	43	2,55
ET Las Mercedes	87	2,67
ET Cerro la U	78	2,65
ET Talcahuano	77	2,64

Tabla 8.43: Distancias y costo de transporte para la planta en Arauco

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
------------------------------------	--	---	---	---

600.000 (Pemuco)	5.569.724	11.556.855	18.010.309	24.986.709
600.000	5.830.597	12.098.150	18.853.869	26.157.027
1.500.000	10.203.450	21.171.740	32.994.248	42.023.194
4.500.000	24.779.848	51.417.069	80.128.781	111.167.085
7.000.000	36.926.768	76.621.588	119.407.652	165.660.861
9.000.000	46.644.398	96.785.110	150.830.768	209.255.751

Tabla 8.44: Costo de transporte para la planta en Arauco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	9.506.250	14.576.250	19.646.250
1.500.000	7.605.000	15.843.750	24.716.250	31.687.500
4.500.000	19.012.500	38.658.750	59.572.500	83.021.250
7.000.000	27.885.000	57.037.500	89.358.750	123.581.250
9.000.000	34.856.250	72.247.500	112.173.750	155.902.500

Tabla 8.45: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Arauco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	5.381.888	11.167.167	17.402.947	24.143.881
1.500.000	9.443.781	19.595.612	30.538.153	42.367.061
4.500.000	22.983.843	47.690.776	74.321.607	103.110.544
7.000.000	34.267.409	71.103.489	110.808.213	153.730.242
9.000.000	43.294.371	89.833.459	139.997.276	194.226.069

Tabla 8.46: Costo de transporte para la planta en Arauco, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	4.436.250	9.506.250	14.576.250	20.280.000
1.500.000	8.238.750	16.477.500	25.350.000	34.856.250
4.500.000	19.012.500	39.292.500	60.840.000	84.288.750
7.000.000	28.518.750	58.305.000	90.626.250	125.482.500

9.000.000	35.490.000	73.515.000	114.708.750	158.437.500
------------------	------------	------------	-------------	-------------

Tabla 8.47: Costo de compra de camiones en USD para el transporte de hidrógeno a los puntos de inyección desde la planta de Arauco, Caso 2

8.3.7 Costos CAPEX

Los costos CAPEX corresponden a la suma de los costo de electrolizadores, estanques de almacenamiento y compra de camiones. El Costo CAPEX anualizado se determina considerando un periodo de vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 7%, obteniendo un CRF (Capital Recovery Factor) = 0,0805. Así:

$$CAPEX(USD) = C_{electrolizador}(USD) + C_{total_{estanques}}(USD) + C_{camiones}(USD)$$

$$CAPEX \text{ anualizado} = CAPEX * 0,085$$

Planta Pemuco:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	39.050.560	58.782.613	79.706.020	101.965.439
1.500.000	84.419.104	118.158.181	154.615.707	185.523.118
4.500.000	213.261.164	296.013.613	385.096.304	481.124.485
7.000.000	307.370.426	430.228.359	563.165.393	706.465.155
9.000.000	392.873.734	548.195.845	716.216.628	897.460.040

Tabla 8.48: Costos CAPEX de la planta de Pemuco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	42.226.861	61.657.737	82.939.352	106.219.339
1.500.000	66.386.210	101.288.681	138.317.279	178.996.773
4.500.000	151.836.232	235.775.458	326.770.460	424.181.115
7.000.000	219.427.600	344.653.098	479.458.991	626.046.178
9.000.000	268.746.459	426.873.310	597.868.666	782.276.856

Tabla 8.49: Costos CAPEX de la planta de Pemuco, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.402.911	4.968.775	6.683.784	8.559.834
1.500.000	5.349.826	8.162.490	11.146.492	14.424.706
4.500.000	12.235.936	19.000.296	26.333.256	34.183.231
7.000.000	17.682.881	27.774.354	38.637.876	50.450.810
9.000.000	21.657.311	34.400.185	48.180.086	63.040.878

Tabla 8.50: Costos CAPEX anualizado de la planta de Pemuco, Caso 2

Planta Talcahuano:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	42.019.714	62.385.517	83.942.674	106.835.843
1.500.000	53.524.896	88.531.473	126.256.499	155.262.660
4.500.000	132.033.677	216.687.376	307.671.317	406.868.248
7.000.000	254.312.908	380.339.591	517.079.125	664.181.387
9.000.000	341.226.051	500.984.412	672.807.695	859.121.107

Tabla 8.51: Costos CAPEX de la planta de Talcahuano, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.386.218	5.027.424	6.764.638	8.609.516
1.500.000	4.313.379	7.134.433	10.174.557	12.512.059
4.500.000	10.640.119	17.462.056	24.794.125	32.788.049
7.000.000	20.494.163	30.650.200	41.669.547	53.523.989
9.000.000	27.498.180	40.372.532	54.219.152	69.233.480

Tabla 8.52: Costos CAPEX anualizado de la planta de Talcahuano, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	42.226.861	62.291.487	83.573.102	107.486.839

1.500.000	67.019.960	101.922.431	139.584.779	180.898.023
4.500.000	152.469.982	237.676.708	329.305.460	428.617.365
7.000.000	220.695.100	347.188.098	483.895.241	631.749.928
9.000.000	270.647.709	430.675.810	603.572.416	789.881.856

Tabla 8.53: Costos CAPEX de la planta de Talcahuano, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.402.911	5.019.847	6.734.856	8.661.978
1.500.000	5.400.898	8.213.562	11.248.635	14.577.921
4.500.000	12.287.007	19.153.511	26.537.543	34.540.732
7.000.000	17.785.024	27.978.640	38.995.377	50.910.455
9.000.000	21.810.526	34.706.615	48.639.730	63.653.738

Tabla 8.54: Costos CAPEX anualizado de la planta de Talcahuano, Caso 2

Planta Nacimiento:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	39.684.310	60.050.113	81.607.270	104.500.439
1.500.000	85.052.854	120.059.431	157.784.457	186.790.618
4.500.000	215.796.164	300.449.863	391.433.804	490.630.735
7.000.000	310.539.176	436.565.859	573.305.393	720.407.655
9.000.000	396.676.234	556.434.595	728.257.878	914.571.290

Tabla 8.55: Costos CAPEX de la planta de Nacimiento, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.198.016	4.839.223	6.576.436	8.421.315
1.500.000	6.854.104	9.675.158	12.715.282	15.052.784
4.500.000	17.390.237	24.212.174	31.544.242	39.538.166
7.000.000	25.025.235	35.181.272	46.200.620	58.055.062

9.000.000	31.966.711	44.841.063	58.687.683	73.702.011
------------------	------------	------------	------------	------------

Tabla 8.56: Costos CAPEX anualizado de la planta de Nacimiento, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	42.226.861	62.925.237	84.840.602	108.754.339
1.500.000	67.653.710	103.189.931	141.486.029	182.799.273
4.500.000	153.737.482	240.211.708	333.107.960	433.687.365
7.000.000	222.596.350	350.990.598	489.598.991	639.354.928
9.000.000	272.548.959	435.112.060	610.543.666	799.388.106

Tabla 8.57: Costos CAPEX de la planta de Nacimiento, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.402.911	5.070.919	6.836.999	8.764.121
1.500.000	5.451.969	8.315.705	11.401.850	14.731.136
4.500.000	12.389.151	19.357.798	26.843.972	34.949.305
7.000.000	17.938.239	28.285.070	39.455.022	51.523.314
9.000.000	21.963.740	35.064.116	49.201.518	64.419.812

Tabla 8.58: Costos CAPEX anualizado de la planta de Nacimiento, Caso 2

Planta Arauco:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	42.019.714	62.385.517	83.942.674	106.835.843
1.500.000	53.524.896	88.531.473	126.256.499	155.262.660
4.500.000	132.033.677	216.687.376	307.671.317	406.868.248
7.000.000	254.312.908	380.339.591	517.079.125	664.181.387
9.000.000	341.226.051	500.984.412	672.807.695	859.121.107

Tabla 8.59: Costos CAPEX de la planta de Arauco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.386.218	5.027.424	6.764.638	8.609.516
1.500.000	4.313.379	7.134.433	10.174.557	12.512.059
4.500.000	10.640.119	17.462.056	24.794.125	32.788.049
7.000.000	20.494.163	30.650.200	41.669.547	53.523.989
9.000.000	27.498.180	40.372.532	54.219.152	69.233.480

Tabla 8.60: Costos CAPEX anualizado de la planta de Arauco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD)	10% de H₂ (USD)	15% de H₂ (USD)	20% de H₂ (USD)
600.000	42.226.861	62.925.237	84.840.602	108.754.339
1.500.000	67.653.710	103.189.931	141.486.029	182.799.273
4.500.000	153.737.482	240.211.708	333.107.960	433.687.365
7.000.000	222.596.350	350.990.598	489.598.991	639.354.928
9.000.000	272.548.959	435.112.060	610.543.666	799.388.106

Tabla 8.61: Costos CAPEX de la planta de Arauco, Caso 2

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	3.402.911	5.070.919	6.836.999	8.764.121
1.500.000	5.451.969	8.315.705	11.401.850	14.731.136
4.500.000	12.389.151	19.357.798	26.843.972	34.949.305
7.000.000	17.938.239	28.285.070	39.455.022	51.523.314
9.000.000	21.963.740	35.064.116	49.201.518	64.419.812

Tabla 8.62: Costos CAPEX anualizado de la planta de Arauco, Caso 2

8.3.8 Costos OPEX

Los costos de operación incluye el costo de los insumos para la producción (electricidad y agua), costos de transporte y los costos de mantenimiento de equipos que se estima como un 3% del total de CAPEX, según el documento “Principales características del motor de cálculo de Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno (LCOH)” [33].

Planta Pemuco:

Caudal Sm ³ /d	5% de H ₂ (USD/año)	10% de H ₂ (USD/año)	15% de H ₂ (USD/año)	20% de H ₂ (USD/año)
600.000	9.233.289	18.491.188	28.459.798	39.225.414
1.500.000	13.549.461	26.404.247	40.262.937	52.850.216
4.500.000	29.625.532	57.076.869	86.662.679	115.292.865
7.000.000	52.371.579	102.442.243	156.427.616	214.775.332
9.000.000	71.308.082	139.951.307	213.958.357	293.950.609

Tabla 8.63: Costos OPEX de la planta de Pemuco, Caso 1

Caudal Sm ³ /d	5% de H ₂ (USD/año)	10% de H ₂ (USD/año)	15% de H ₂ (USD/año)	20% de H ₂ (USD/año)
600.000	9.922.498	19.809.900	30.477.369	42.017.231
1.500.000	13.182.379	26.259.169	40.336.605	55.511.142
4.500.000	28.084.141	55.895.360	85.887.991	118.282.031
7.000.000	50.113.428	100.664.035	155.146.017	214.068.618
9.000.000	68.026.445	137.228.821	211.837.282	292.478.142

Tabla 8.64: Costos OPEX de la planta de Pemuco, Caso 2

Planta Talcahuano:

Caudal Sm ³ /d	5% de H ₂ (USD/año)	10% de H ₂ (USD/año)	15% de H ₂ (USD/año)	20% de H ₂ (USD/año)
600.000	9.775.924	19.540.389	30.053.537	41.406.277
1.500.000	12.795.541	25.874.215	39.971.270	52.765.184
4.500.000	27.404.363	55.144.559	85.037.284	113.838.982
7.000.000	51.595.522	102.638.052	157.682.592	217.166.056
9.000.000	71.079.408	141.275.484	216.926.935	298.725.624

Tabla 8.65: Costos OPEX de la planta de Talcahuano, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	9.739.211	19.448.586	29.903.675	41.232.957
1.500.000	12.963.205	25.783.938	39.604.397	54.546.688
4.500.000	27.674.675	55.063.334	84.578.530	116.492.920
7.000.000	49.546.218	99.484.274	153.322.018	211.524.568
9.000.000	67.336.041	135.791.978	209.591.449	289.353.134

Tabla 8.66: Costos OPEX de la planta de Talcahuano, Caso 2

Planta Nacimiento:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	10.583.384	21.514.058	33.288.200	46.008.223
1.500.000	14.986.772	29.968.407	46.116.707	60.506.579
4.500.000	32.791.504	65.094.582	99.908.169	133.966.202
7.000.000	57.815.963	115.809.896	178.338.197	245.919.045
9.000.000	78.507.774	157.567.342	242.776.339	334.901.353

Tabla 8.67: Costos OPEX de la planta de Nacimiento, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	9.922.498	19.847.925	30.534.406	42.093.281
1.500.000	13.220.404	26.316.206	40.431.667	55.625.217
4.500.000	28.141.179	56.028.448	86.078.116	118.567.219
7.000.000	50.208.490	100.854.160	155.450.217	214.467.881
9.000.000	68.140.520	137.475.984	212.217.532	292.991.479

Tabla 8.68: Costos OPEX de la planta de Nacimiento, Caso 2

Planta Arauco:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	10.081.948	20.175.370	31.043.098	42.779.151

1.500.000	13.126.649	26.561.244	41.041.942	54.250.588
4.500.000	27.983.796	56.346.859	86.910.960	116.225.393
7.000.000	53.002.719	105.557.922	162.232.941	223.479.008
9.000.000	73.176.404	145.626.668	223.707.852	308.133.166

Tabla 8.69: Costos OPEX de la planta de Arauco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/año)	10% de H₂ (USD/año)	15% de H₂ (USD/año)	20% de H₂ (USD/año)
600.000	9.970.459	19.947.434	30.689.476	42.308.409
1.500.000	13.213.466	26.301.799	40.409.210	55.641.152
4.500.000	28.125.454	55.995.836	86.027.316	118.496.731
7.000.000	50.621.037	101.710.209	156.784.270	216.318.698
9.000.000	68.915.059	139.083.105	214.722.097	296.466.199

Tabla 8.70: Costos OPEX de la planta de Arauco, Caso 2

8.3.9 LCOH de cada ubicación

$$LCOH \left(\frac{USD}{kg} \right) = \frac{CAPEX \text{ anualizado} \left(\frac{USD}{año} \right) + OPEX \left(\frac{USD}{año} \right)}{Producción H_2 \left(\frac{kg}{año} \right)}$$

Planta Pemuco:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,39	5,78	5,57	5,46
1.500.000	6,01	5,11	4,81	4,85
4.500.000	5,68	4,74	4,42	4,17
7.000.000	6,28	5,38	5,08	4,94
9.000.000	6,64	5,72	5,42	5,27

Tabla 8.71: LCOH de la planta de Pemuco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,73	6,03	5,81	5,69
1.500.000	5,36	4,80	4,60	4,51
4.500.000	4,81	4,30	4,14	4,05
7.000.000	5,43	4,96	4,80	4,72
9.000.000	5,68	5,24	5,09	5,02

Tabla 8.72: LCOH de la planta de Pemuco, Caso 2

Planta Talcahuano:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,79	6,11	5,88	5,75
1.500.000	5,04	4,69	4,57	4,67
4.500.000	4,62	4,25	4,12	3,97
7.000.000	5,87	5,23	5,02	4,92
9.000.000	6,36	5,65	5,41	5,29

Tabla 8.73: LCOH de la planta de Talcahuano, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,64	5,96	5,72	5,62
1.500.000	5,31	4,74	4,55	4,45
4.500.000	4,76	4,26	4,10	4,02
7.000.000	5,39	4,92	4,76	4,68
9.000.000	5,65	5,21	5,064	4,99

Tabla 8.74: LCOH de la planta de Talcahuano, Caso 2

Planta Nacimiento:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	7,11	6,55	6,36	6,26
1.500.000	6,44	5,63	5,3	5,41

4.500.000	6,09	5,23	4,9	4,69
7.000.000	6,75	5,93	5,66	5,52
9.000.000	7,13	6,29	6,02	5,88

Tabla 8.75: LCOH de la planta de Nacimiento, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,73	6,07	5,84	5,73
1.500.000	5,40	4,83	4,63	4,53
4.500.000	4,83	4,33	4,16	4,08
7.000.000	5,45	4,98	4,82	4,75
9.000.000	5,71	5,27	5,12	5,05

Tabla 8.76: LCOH de la planta de Nacimiento, Caso 2

Planta Arauco:

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,95	6,27	6,03	5,91
1.500.000	5,14	4,79	4,67	4,78
4.500.000	4,69	4,32	4,19	4,03
7.000.000	5,99	5,35	5,14	5,03
9.000.000	6,49	5,78	5,54	5,43

Tabla 8.77: LCOH de la planta de Arauco, Caso 1

Caudal Sm³/d	5% de H₂ (USD/kg)	10% de H₂ (USD/kg)	15% de H₂ (USD/kg)	20% de H₂ (USD/kg)
600.000	6,75	6,09	5,86	5,75
1.500.000	5,40	4,82	4,63	4,53
4.500.000	4,83	4,33	4,165	4,08
7.000.000	5,49	5,01	4,86	4,78
9.000.000	5,76	5,32	5,17	5,10

Tabla 8.78: LCOH de la planta de Arauco, Caso 2

8.3.10 Flujos de caja

PEMUCO, CASO 1 - 600.000 (5%)											
Tiempo proyecto	30 años				costo						
CAPEX	39.050.560 USD				electrolizador	14.229.420					
OPEX	9.233.288 USD/AÑO				estanques	44.372.682					
					camiones	3.802.500			DEPRECIACIÓN		
					TOTAL	62.404.602			2.080.153		
Impuestos	27%				prod. H2	242.900					
Precio H2	68 USD/MMBTU										
FLUJO DE CAJA PURO											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio (USD)		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
Producción (MMBTU/AÑO)		242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200
Costos OPEX (-)		9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288
EBTDA		7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912
Depreciación (-)		2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153
Resultados antes		5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759
Impuestos		-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015
Resultados despues		3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744
Depreciación (+)		2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153
Res Op Neto	utilidades	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897
Inversión (CAPEX) (-)		-39.050.560									
FLUJO DE CAJA		-39.050.560	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897
Flujo de caja descontados		-39.050.560	\$5.344.451,98	\$10.203.044,69	\$14.619.947,15	\$18.635.313,03	\$22.285.645,64	\$25.604.129,84	\$28.620.933,65	\$31.363.482,57	\$33.856.708,86
Flujo Acumulado		-39.050.560	-\$33.706.108,02	-\$23.503.063,33	-\$8.883.116,18	\$9.752.196,85	\$32.037.842,49	\$57.641.972,32	\$86.262.905,97	\$117.626.388,54	\$151.483.097,40
Tasa descuento	10%										
VAN	\$16.369.300,86										
TIR	15%										

Figura 8.6: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm3/d, 5%, año 0-10

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900
	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200
	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288
	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912
	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153
	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759
	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015
	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744
	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153
	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897
	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897
	\$38.183.795,81	\$40.056.993,63	\$41.759.900,73	\$43.307.998,10	\$44.715.359,35	\$45.994.778,66	\$47.157.887,12	\$48.215.258,46	\$49.176.505,12	\$50.050.365,73
	\$225.790.171,44	\$265.847.165,07	\$307.607.065,80	\$350.915.063,90	\$395.630.423,25	\$441.625.201,90	\$488.783.089,03	\$536.998.347,48	\$586.174.852,61	\$636.225.218,33

Figura 8.7: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm3/d, 5%, año 11-20

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900	242.900
	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200	16.517.200
	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288	9.233.288
	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912	7.283.912
	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153
	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759	5.203.759
	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015	-1.405.015
	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744	3.798.744
	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153	2.080.153
	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897
	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897	5.878.897
	\$50.844.784,46	\$51.566.983,31	\$52.223.527,71	\$52.820.386,26	\$53.362.984,95	\$53.856.256,48	\$54.304.685,14	\$54.712.347,56	\$55.082.949,76	\$55.419.860,86
	\$687.070.002,79	\$738.636.986,10	\$790.860.513,81	\$843.680.900,07	\$897.043.885,02	\$950.900.141,50	\$1.005.204.826,64	\$1.059.917.174,21	\$1.115.000.123,97	\$1.170.419.984,83

Figura 8.8: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm3/d, 5%, año 21-30

PEMUCO, CASO 1 - 600.000 (20%)												
Tiempo proyecto	30 años			electrolizador	costo							
CAPEX	101.965.439	USD			estanques	44.372.682						
OPEX	39.225.414	USD/AÑO			camiones	17.111.250						
					TOTAL	125.319.482						
						DEPRECIACIÓN						
						4.177.316						
Impuestos	27%											
Precio Mezcla	USD/MMBTU		prod. H2	1.089.200		MMBTU/año						
Precio H2	54		USD/MMBTU									
FLUJO DE CAJA PURO												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Precio (USD)		54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	
Producción (MMBTU/AÑO)		1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	
Costos OPEX (-)		39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	
EBTDA		19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	
Depreciación (-)		4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	
Resultados antes		15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	
Impuestos		-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	
Resultados después		11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	
Depreciación (+)		4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	
Res Op Neto	utilidades	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	
Inversión (CAPEX) (-)		-101.965.439										
FLUJO DE CAJA		-101.965.439	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	
Flujo de caja descontados		-101.965.439	\$14.026.897,36	\$26.778.622,24	\$38.371.099,40	\$48.909.715,00	\$58.490.274,63	\$67.199.874,30	\$75.117.692,18	\$82.315.708,44	\$88.859.359,58	\$94.808.133,34
Flujo Acumulado		-101.965.439	-\$87.938.541,60	-\$61.159.919,36	-\$22.788.819,97	\$26.120.895,03	\$84.611.169,66	\$151.811.043,96	\$226.928.736,15	\$309.244.444,58	\$398.103.804,16	\$492.911.937,50
Tasa descuento	10%											
VAN	\$43.487.958,88											
TIR	15%											

Figura 8.9: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm3/d, 20%, año 0-10

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200
58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800
39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414
19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386
4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316
15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070
-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799
11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271
4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316
15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587
15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587
\$100.216.109,49	\$105.132.451,45	\$109.601.853,22	\$113.664.945,75	\$117.358.666,22	\$120.716.593,93	\$123.769.255,48	\$126.544.402,35	\$129.067.263,13	\$131.360.772,94
\$593.128.046,99	\$698.260.498,44	\$807.862.351,66	\$921.527.297,41	\$1.038.885.963,64	\$1.159.602.557,57	\$1.283.371.813,05	\$1.409.916.215,39	\$1.538.983.478,52	\$1.670.344.251,46

Figura 8.10: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm3/d, 20%, año 11-20

21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200	1.089.200
58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800	58.816.800
39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414	39.225.414
19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386	19.591.386
4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316
15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070	15.414.070
-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799	-4.161.799
11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271	11.252.271
4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316	4.177.316
15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587
15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587	15.429.587
\$133.445.781,85	\$135.341.244,50	\$137.064.392,36	\$138.630.890,42	\$140.054.979,56	\$141.349.606,06	\$142.526.539,23	\$143.596.478,48	\$144.569.150,53	\$145.453.397,84
\$1.803.790.033,31	\$1.939.131.277,81	\$2.076.195.670,17	\$2.214.826.560,59	\$2.354.881.540,15	\$2.496.231.146,21	\$2.638.757.685,44	\$2.782.354.163,92	\$2.926.923.314,45	\$3.072.376.712,29

Figura 8.11: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 600.000 Sm3/d, 20%, año 21-30

PEMUCO, CASO 1 - 4.500.000 (5%)																						
Costo																						
Tiempo proyecto	30 años			electrolizador	60.474.580																	
CAPEX	213.261.164 USD			estanques	159.663.127																	
OPEX	29.625.532 USD/AÑO			camiones	16.477.500																	
				TOTAL	236.615.207																	
					DEPRECIACIÓN 7.887.174																	
Impuestos	27%																					
Precio Mezcla	USD/MMBTU		prod. H2	1.032.150		MMBTU/año																
Precio H2	68 USD/MMBTU																					
FLUJO DE CAJA PURO																						
Año	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Precio (USD)			68		68		68		68		68		68		68		68		68		68	
Producción (MMBTU/AÑO)			1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150	
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200	
Costos OPEX (-)			29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532	
EBTDA			40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668	
Depreciación (-)			7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174	
Resultados antes			32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495	
Impuestos			-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844	
Resultados después			23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651	
Depreciación (+)			7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174	
Res Op Neto	utilidades		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825	
Inversión (CAPEX) (-)			-213.261.164																			
FLUJO DE CAJA			-213.261.164		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825	
Flujo de caja descontados			-213.261.164		\$28.853.477,01		\$55.083.910,66		\$78.929.759,43		\$100.607.803,77		\$120.315.116,80		\$138.230.855,93		\$154.517.891,49		\$169.324.287,46		\$182.784.647,43	
Flujo Acumulado			-213.261.164		-\$184.407.686,50		-\$129.323.775,83		-\$50.394.016,40		\$50.213.787,37		\$170.528.904,17		\$308.759.760,10		\$463.277.651,59		\$632.601.939,05		\$815.386.586,48	
Tasa descuento	10%																					
VAN	\$85.938.022,36																					
TIR	15%																					

Figura 8.12: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm3/d, 5%, año 0-10

	11		12		13		14		15		16		17		18		19		20	
	68		68		68		68		68		68		68		68		68		68	
	1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150	
	70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200	
	29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532	
	40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668	
	7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174	
	32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495	
	-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844	
	23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651	
	7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174	
	31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825	
	31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825	
	\$206.145.602,75		\$216.258.570,42		\$225.452.177,40		\$233.810.001,92		\$241.408.024,21		\$248.315.317,21		\$254.594.674,47		\$260.303.181,08		\$265.492.732,54		\$270.210.506,60	
	\$1.216.553.527,54		\$1.432.812.097,97		\$1.658.264.275,37		\$1.892.074.277,29		\$2.133.482.301,50		\$2.381.797.618,71		\$2.636.392.293,18		\$2.896.695.474,27		\$3.162.188.206,81		\$3.432.398.713,40	

Figura 8.13: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm3/d, 5%, año 11-20

	21		22		23		24		25		26		27		28		29		30	
	68		68		68		68		68		68		68		68		68		68	
	1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150		1.032.150	
	70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200		70.186.200	
	29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532		29.625.532	
	40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668		40.560.668	
	7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174	
	32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495		32.673.495	
	-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844		-8.821.844	
	23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651		23.851.651	
	7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174		7.887.174	
	31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825	
	31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825		31.738.825	
	\$274.499.392,10		\$278.398.378,92		\$281.942.912,40		\$285.165.215,56		\$288.094.582,06		\$290.757.642,53		\$293.178.606,58		\$295.379.483,00		\$297.380.279,74		\$299.199.185,86	
	\$3.706.898.105,50		\$3.985.296.484,42		\$4.267.239.396,82		\$4.552.404.612,38		\$4.840.499.194,44		\$5.131.256.836,97		\$5.424.435.443,55		\$5.719.814.926,54		\$6.017.195.206,28		\$6.316.394.392,15	

Figura 8.14: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm3/d, 5%, año 21-30

PEMUCO, CASO 1 - 4.500.000 (20%)										
Equipos										
electrolizador										
costo										
271.300.401										
estanques										
159.663.127										
camiones										
73.515.000										
TOTAL										
504.478.528										
DEPRECIACIÓN										
16.815.951										
Impuestos										
27%										
Precio Mezcla		USD/MMBTU	prod. H2							
4.629.800										
MMBTU/año										
Precio H2		USD/MMBTU								
45										
FLUJO DE CAJA PURO										
Año										
0		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Precio (USD)		45	45	45	45	45	45	45	45	45
Producción (MMBTU/AÑO)		4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000
Costos OPEX (-)		115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865
EBTDA		93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135
Depreciación (-)		16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951
Resultados antes		76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184
Impuestos		-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690
Resultados despues		55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494
Depreciación (+)		16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951
Res Op Neto	utilidades	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445
Inversión (CAPEX) (-)		-481.124.485								
FLUJO DE CAJA		-481.124.485	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445
Flujo de caja descontados		-481.124.485	\$65.877.677,51	\$125.766.475,24	\$180.210.836,82	\$229.705.710,98	\$274.701.051,12	\$315.605.905,80	\$352.792.137,32	\$386.597.802,35
Flujo Acumulado		-481.124.485	-\$415.246.807,18	-\$289.480.331,94	-\$109.269.495,12	\$120.436.215,86	\$395.137.266,98	\$710.743.172,78	\$1.063.535.310,10	\$1.450.133.112,45
Tasa descuento		10%								
VAN		\$202.001.069,57								
TIR		15%								

Figura 8.15: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm3/d, 20%, año 0-10

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800
208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000
115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865
93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135
16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951
76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184
-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690
55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494
16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951
72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445
72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445
\$470.667.487,72	\$493.757.211,79	\$514.747.870,05	\$533.830.286,64	\$551.177.938,09	\$566.948.530,32	\$581.285.432,34	\$594.318.979,63	\$606.167.658,99	\$616.939.185,68
\$2.783.399.616,49	\$3.277.156.828,29	\$3.791.904.698,33	\$4.325.734.984,97	\$4.876.912.923,06	\$5.443.861.453,38	\$6.025.146.885,72	\$6.619.465.865,35	\$7.225.633.524,34	\$7.842.572.710,02

Figura 8.16: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm3/d, 20%, año 11-20

21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800	4.629.800
208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000	208.341.000
115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865	115.292.865
93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135	93.048.135
16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951
76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184	76.232.184
-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690	-20.582.690
55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494	55.649.494
16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951	16.815.951
72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445
72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445	72.465.445
\$626.731.482,67	\$635.633.570,84	\$643.726.378,27	\$651.083.475,94	\$657.771.746,54	\$663.851.992,55	\$669.379.488,91	\$674.404.485,61	\$678.972.664,42	\$683.125.554,26
\$8.469.304.192,69	\$9.104.937.763,54	\$9.748.664.141,81	\$10.399.747.617,75	\$11.057.519.364,29	\$11.721.371.356,84	\$12.390.750.845,75	\$13.065.155.331,36	\$13.744.127.995,78	\$14.427.253.550,04

Figura 8.17: Flujo de caja Pemuco, Caso 1 4.500.000 Sm3/d, 20%, año 21-30

PEMUCO, CASO 2 - 600.000 (5%)											
Tiempo proyecto	30 años			electrolizador	costo						
CAPEX	42.226.861 USD			estanques	14.538.646						
OPEX	9.922.498 USD/AÑO			camiones	23.251.965						
				TOTAL	42.226.861						
					DEPRECIACIÓN						
					1.407.562						
Impuestos	27%										
Precio Mezcla	USD/MMBTU prod. H2			248.150		MMBTU/año					
Precio H2	74 USD/MMBTU										
FLUJO DE CAJA PURO											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio (USD)		74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Producción (MMBTU/AÑO)		248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100
Costos OPEX (-)		9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498
EBTDA		8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602
Depreciación (-)		1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562
Resultados antes		7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040
Impuestos		-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921
Resultados despues		5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119
Depreciación (+)		1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562
Res Op Neto	utilidades	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681
Inversión (CAPEX) (-)		-42.226.861									
FLUJO DE CAJA		-42.226.861	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681
Flujo de caja descontados		-42.226.861	\$5.946.982,97	\$11.353.331,12	\$16.268.193,07	\$20.736.249,39	\$24.798.118,78	\$28.490.727,31	\$31.847.644,16	\$34.899.386,75	\$37.673.698,19
Flujo Acumulado		-42.226.861	-\$36.279.878,33	-\$24.926.547,22	-\$8.658.354,14	\$12.077.895,25	\$36.876.014,03	\$65.366.741,34	\$97.214.385,50	\$132.113.772,24	\$169.787.470,43
Tasa descuento	10%										
VAN	\$19.441.008,43										
TIR	15%										

Figura 8.18: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm3/d, 5%, año 0-10

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150
	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100
	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498
	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602
	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562
	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040
	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921
	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119
	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562
	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681
	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681
	\$42.488.618,88	\$44.573.000,13	\$46.467.892,17	\$48.190.521,30	\$49.756.547,79	\$51.180.208,23	\$52.474.444,99	\$53.651.023,87	\$54.720.641,03	\$55.693.020,26
	\$252.471.888,81	\$297.044.888,94	\$343.512.781,11	\$391.703.302,41	\$441.459.850,20	\$492.640.058,43	\$545.114.503,42	\$598.765.527,28	\$653.486.168,31	\$709.179.188,57

Figura 8.19: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm3/d, 5%, año 11-20

	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150	248.150
	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100	18.363.100
	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498	9.922.498
	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602	8.440.602
	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562
	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040	7.033.040
	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921	-1.898.921
	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119	5.134.119
	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562	1.407.562
	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681
	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681	6.541.681
	\$55.693.020,26	\$56.577.001,39	\$57.380.620,59	\$58.111.183,50	\$58.775.331,60	\$59.379.102,61	\$59.927.985,33	\$60.426.969,63	\$60.880.591,72	\$61.292.975,44	\$61.667.869,73
	\$709.179.188,57	\$765.756.189,96	\$823.136.810,55	\$881.247.994,05	\$940.023.325,65	\$999.402.428,26	\$1.059.330.413,59	\$1.119.757.383,23	\$1.180.637.974,95	\$1.241.930.950,39	\$1.303.598.820,13

Figura 8.20: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm3/d, 5%, año 21-30

PEMUCO, CASO 2 - 600.000 (20%)												
Tiempo proyecto	30 años			electrolizador	65.222.374							
CAPEX	106.219.339 USD			estanques	23.251.965							
OPEX	42.017.231 USD/AÑO			camiones	17.745.000	DEPRECIACIÓN						
				TOTAL	106.219.339	3.540.645						
Impuestos	27%											
Precio Mezcla	USD/MMBTU		prod. H2	1.113.350	MMBTU/año							
Precio H2	56 USD/MMBTU											
FLUJO DE CAJA PURO												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Precio (USD)		56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	
Producción (MMBTU/AÑO)		1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	
Costos OPEX (-)		42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	
EBTDA		20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	
Depreciación (-)		3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	
Resultados antes		16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	
Impuestos		-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	
Resultados despues		12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	
Depreciación (+)		3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	
Res Op Neto	utilidades	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	
Inversión (CAPEX) (-)		-106.219.339										
FLUJO DE CAJA		-106.219.339	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	
Flujo de caja descontados		-106.219.339	\$14.361.039,80	\$27.416.530,53	\$39.285.158,46	\$50.074.820,22	\$59.883.603,64	\$68.800.679,47	\$76.907.112,05	\$84.276.596,21	\$90.976.127,26	\$97.066.610,04
Flujo Acumulado		-106.219.339	-\$91.858.298,91	-\$64.441.768,39	-\$25.156.609,92	\$24.918.210,30	\$84.801.813,93	\$153.602.493,40	\$230.509.605,45	\$314.786.201,66	\$405.762.328,92	\$502.828.938,95
Tasa descuento	10%											
VAN	\$42.698.984,53											
TIR	15%											

Figura 8.21: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm3/d, 20%, año 0-10

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350
	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600
	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231
	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369
	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645
	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725
	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226
	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499
	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645
	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144
	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144
	\$102.603.412,56	\$107.636.869,40	\$112.212.739,26	\$116.372.620,94	\$120.154.331,57	\$123.592.250,32	\$126.717.631,00	\$129.558.886,16	\$132.141.845,40	\$134.489.990,16
	\$605.432.351,52	\$713.069.220,92	\$825.281.960,17	\$941.654.581,12	\$1.061.808.912,68	\$1.185.401.163,00	\$1.312.118.793,99	\$1.441.677.680,16	\$1.573.819.525,56	\$1.708.309.515,72

Figura 8.22: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm3/d, 20%, año 11-20

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350	1.113.350
	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600	62.347.600
	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231	42.017.231
	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369	20.330.369
	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645
	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725	16.789.725
	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226	-4.533.226
	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499	12.256.499
	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645	3.540.645
	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144
	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144	15.797.144
	\$136.624.667,22	\$138.565.282,73	\$140.329.478,65	\$141.933.293,12	\$143.391.306,27	\$144.716.772,77	\$145.921.742,32	\$147.017.169,18	\$148.013.011,78	\$148.918.323,24
	\$1.844.934.182,94	\$1.983.499.465,67	\$2.123.828.944,32	\$2.265.762.237,44	\$2.409.153.543,70	\$2.553.870.316,48	\$2.699.792.058,80	\$2.846.809.227,98	\$2.994.822.239,76	\$3.143.740.563,00

Figura 8.23: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 600.000 Sm3/d, 20%, año 21-30

PEMUCO, CASO 2 - 4.500.000 (5%)												
Tiempo proyecto	30 años											
CAPEX	151.836.232 USD			electrolizador	61.577.813							
OPEX	28.084.141 USD/AÑO			estanques	73.147.169							
				camiones	17.111.250			DEPRECIACIÓN	5.061.208			
				TOTAL	151.836.232							
Impuestos	27%											
Precio Mezcla	USD/MMBTU	prod. H2	1.051.400	MMBTU/año								
Precio H2	55 USD/MMBTU											
FLUJO DE CAJA PURO												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Precio (USD)		55	55	55	55	55	55	55	55	55		
Producción (MMBTU/AÑO)		1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400		
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000		
Costos OPEX (-)		28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141		
EBTDA		29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859		
Depreciación (-)		5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208		
Resultados antes		24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651		
Impuestos		-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046		
Resultados después		18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605		
Depreciación (+)		5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208		
Res Op Neto	utilidades	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813		
Inversión (CAPEX) (-)		-151.836.232										
FLUJO DE CAJA		23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813		
Flujo de caja descontados		-151.836.232	\$20.980.739,15	\$40.054.138,38	\$57.393.592,22	\$73.156.732,08	\$87.486.859,23	\$100.514.247,54	\$112.357.327,82	\$123.123.764,45	\$132.911.434,10	\$141.809.315,61
Flujo Acumulado		-151.836.232	-\$130.855.492,64	-\$90.801.354,26	-\$33.407.762,04	\$39.748.970,04	\$127.235.829,27	\$227.750.076,81	\$340.107.404,64	\$463.231.169,08	\$596.142.603,19	\$737.951.918,79
Tasa descuento	10%											
VAN	\$65.725.764,98											
TIR	15%											

Figura 8.24: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm3/d, 5%, año 0-10

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400
	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000
	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141
	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859
	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208
	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651
	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046
	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605
	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208
	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813
	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813
	\$149.898.298,80	\$157.251.919,88	\$163.937.029,95	\$170.014.402,74	\$175.539.287,10	\$180.561.909,24	\$185.127.929,37	\$189.278.856,76	\$193.052.427,12	\$196.482.945,62
	\$887.850.217,59	\$1.045.102.137,47	\$1.209.039.167,41	\$1.379.053.570,15	\$1.554.592.857,25	\$1.735.154.766,49	\$1.920.282.695,86	\$2.109.561.552,62	\$2.302.613.979,74	\$2.499.096.925,36

Figura 8.25: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm3/d, 5%, año 11-20

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400	1.051.400
	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000	57.827.000
	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141	28.084.141
	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859	29.742.859
	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208
	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651	24.681.651
	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046	-6.664.046
	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605	18.017.605
	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208	5.061.208
	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813
	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813	23.078.813
	\$199.601.598,81	\$202.436.738,07	\$205.014.137,39	\$207.357.227,69	\$209.487.309,78	\$211.423.748,04	\$213.184.146,46	\$214.784.508,66	\$216.239.383,39	\$217.561.996,78
	\$2.698.698.524,17	\$2.901.135.262,23	\$3.106.149.399,63	\$3.313.506.627,32	\$3.522.993.937,10	\$3.734.417.685,14	\$3.947.601.831,61	\$4.162.386.340,27	\$4.378.625.723,66	\$4.596.187.720,44

Figura 8.26: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm3/d, 5%, año 21-30

PEMUCO, CASO 2 - 4.500.000 (20%)												
Tempo proyecto	30 años			equipos electrolizador	276.251.446							
CAPEX	424.181.115	USD			estanques	73.147.169						
OPEX	118.282.031	USD/AÑO			camiones	74.782.500	DEPRECIACIÓN					
					TOTAL	424.181.115	14.139.371					
Impuestos	27%											
Precio Mezcla	USD/MMBTU	prod. H2	4.716.250		MMBTU/año							
Precio H2	42,97			USD/MMBTU								
FLUJO DE CAJA PURO												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Precio (USD)		42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	
Producción (MMBTU/AÑO)		4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	
Ingresos (+)	VENTA MEZCLA	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	
Costos OPEX (-)		118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	
EBTDA		84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	
Depreciación (-)		14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	
Resultados antes		70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	
Impuestos		-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	
Resultados despues		51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	
Depreciación (+)		14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	
Res Op Neto	utilidades	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	
Inversión (CAPEX) (-)		-424.181.115										
FLUJO DE CAJA		-424.181.115	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	
Flujo de caja descontados		-424.181.115	\$59.465.044,41	\$113.524.175,70	\$162.668.840,51	\$207.345.808,51	\$247.961.233,97	\$284.884.348,02	\$318.450.815,34	\$348.965.785,64	\$376.706.667,72	\$401.925.651,43
Flujo Acumulado		-424.181.115	-\$364.716.070,75	-\$251.191.895,05	-\$88.523.054,55	\$118.822.753,96	\$366.783.987,93	\$651.668.335,95	\$970.119.151,30	\$1.319.084.936,93	\$1.695.791.604,65	\$2.097.717.256,09
Tasa descuento	10%											
VAN	\$192.447.961,05											
TIR	15%											

Figura 8.27: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm3/d, 20%, año 0-10

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97
4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250
202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263
118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031
84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231
14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371
70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861
-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682
51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178
14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371
65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549
65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549
\$424.852.000,26	\$445.694.135,56	\$464.641.531,29	\$481.866.436,49	\$497.525.441,23	\$511.760.900,08	\$524.702.226,30	\$536.467.068,32	\$547.162.379,25	\$556.885.389,19
\$2.522.569.256,35	\$2.968.263.391,91	\$3.432.904.923,20	\$3.914.771.359,69	\$4.412.296.800,92	\$4.924.057.700,99	\$5.448.759.927,30	\$5.985.226.995,62	\$6.532.389.374,87	\$7.089.274.764,07

Figura 8.28: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm3/d, 20%, año 11-20

21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97	42,97
4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250	4.716.250
202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263	202.657.263
118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031	118.282.031
84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231	84.375.231
14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371
70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861	70.235.861
-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682	-18.963.682
51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178	51.272.178
14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371	14.139.371
65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549
65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549	65.411.549
\$565.724.489,13	\$573.760.034,54	\$581.065.075,81	\$587.706.022,42	\$593.743.246,62	\$599.231.632,25	\$604.221.073,73	\$608.756.929,62	\$612.880.434,98	\$616.629.076,22
\$7.654.999.253,20	\$8.228.759.287,74	\$8.809.824.363,55	\$9.397.530.385,97	\$9.991.273.632,59	\$10.590.505.264,84	\$11.194.726.338,57	\$11.803.483.268,19	\$12.416.363.703,17	\$13.032.992.779,39

Figura 8.29: Flujo de caja Pemuco, Caso 2 4.500.000 Sm3/d, 20%, año 21-30

8.3.11 Precios de venta de hidrógeno para viabilidad de proyecto

Pemuco								
		USD/MMbtu	600.000 Sm3/d	VAN	TIR	4.500.000 Sm3/d	VAN	TIR
Caso 1	5%	P costo	42,97	- 276.993,76	0%	42,97	-91.847.377	4%
		P mínimo	58,21	4.804	10%	55,91	64.051	10%
		P rentable	68	16.369.300	15%	68	85.938.022	15%
	20%	P costo	42,97	- 39.187.301	5%	42,97	137.323.946	13%
		P mínimo	48,2	14.113	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	54	43.487.958	15%	45	202.001.069	15%
Caso 2	5%	P costo	40,58	- 40.837.060	-11%	40,58	-38.608.187	7%
		P mínimo	62,62	7.600	10%	45,92	28.657	10%
		P rentable	74	19.441.008	15%	55	65.725.764	15%
	20%	P costo	40,58	-76.406.603	-1%	40,58	192.447.961	15%
		P mínimo	50,43	23.414	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	56	42.698.984	15%	Es rentable a P costo		
Talcahuano								
		USD/Mmbtu	600.000 Sm3/d	VAN	TIR	4.500.000 Sm3/d	VAN	TIR
Caso 1	5%	P costo	41,53	-39.081.226	-8%	41,53	-5.347.678	10%
		P mínimo	62,19	7.964	10%	42,29	50.519	10%
		P rentable	74	18.077.444	15%	50	54.813.820	15%
	20%	P costo	41,53	-70.747.742	0%	41,53	176.512.488	15%
		P mínimo	50,83	63.991	10%	Es viable a P costo		

		P rentable	57	46.311.168	15%	Es rentable a P costo		
Caso 2	5%	P costo	40,18	-40.044.942	-9%	40,18	-39.264.509	7%
		P mínimo	61,88	5.234	10%	45,61	23.518	10%
		P rentable	72	17.286.965	15%	54	60.728.224	15%
	20%	P costo	40,18	-74.479.010	0%	40,18	110.149.085	13%
		P mínimo	49,88	46.617	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	56	46.936.113	15%	42	169.218.223	15%

Nacimiento

		USD/Mmbtu	600.000 Sm3/d	VAN	TIR	4.500.000 Sm3/d	VAN	TIR
Caso 1	5%	P costo	47,53	-30.641.786	-2%	47,53	-83.636.244	5%
		P mínimo	64,12	12.812	10%	59,3	35.829	10%
		P rentable	74	16.527.748	15%	72	90.242.565	15%
	20%	P costo	47,53	-54.079.647	3%	47,53	145.086.869	13%
		P mínimo	54,74	37.794	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	61	46.959.564	15%	49	192.240.634	15%
Caso 2	5%	P costo	40,82	-40.275.630	-10%	40,82	-39.004.155	7%
		P mínimo	62,62	7.600	10%	46,22	66.811	10%
		P rentable	73	17.733.327	15%	55	63.593.309	15%
	20%	P costo	40,82	-77.139.611	0%	40,82	112.006.206	13%
		P mínimo	50,8	14.962	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	57	47.517.392	15%	43	182.759.349	15%

Arauco

		USD/Mmbtu	600.000 Sm3/d	VAN	TIR	4.500.000 Sm3/d	VAN	TIR
Caso 1	5%	P costo	42,49	-39.767.880	-9%	42,49	-2.516.356	10%
		P mínimo	63,45	8.172	10%	42,85	40.684	10%

		P rentable	74	17.643.048	15	51	57.929.258	15%
	20%	P costo	42,49	-73.832.620	0%	42,49	190.676.272	15%
		P mínimo	52,09	60.677	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	58	44.359.026	15%	Es rentable a P costo		
Caso 2	5%	P costo	40,98	-40.353.473	-10%	40,98	-37.738.285	7%
		P mínimo	62,81	2.005	10%	46,2	30.315	10%
		P rentable	73	17.403.273	15%	55	63.701.521	15%
	20%	P costo	40,98	-77.488.339	-1%	40,98	117.684.172	13%
		P mínimo	51	66.857	10%	Es viable a P costo		
		P rentable	57	46.036.951	15%	43	183.244.424	15%

Tabla 8.79: Precios requeridos, VAN y TIR para cada caso de estudio en las distintas ubicaciones sugeridas

8.3.12 Precio de venta de mezcla

El precio de venta de la mezcla se determina en función de la energía transportada por cada combustible de la siguiente manera:

$$P_{MEZCLA} = \frac{(P_{H2} * E_{H2}) + (P_{GN} * E_{GN})}{E_{TOTAL}}$$

P_{GN} : Precio de gas natural, el cual es de 10 USD/MMBTU, [27]

P_{H2} : Precio del hidrógeno, obtenido en el flujo de caja

E_{H2} y E_{GN} : Energía transportada por el hidrógeno y gas natural respectivamente, en MMBTU

E_{TOTAL} : Energía total de la mezcla en MMBTU

Se obtuvieron los siguientes resultados:

	Pemuco	Talcahuano	Nacimiento	Arauco
Caso 1, 5%	10,91	11,00	11,00	11,00
Caso 1, 20%	13,10	13,31	13,59	13,38

Caso 2, 5%	11,12	11,08	11,10	11,10
Caso 2, 20%	13,58	13,58	13,66	13,19

Tabla 8.80: Precios de venta de mezcla para distintas ubicaciones, Caudal de 600.000 Sm³/d

	Pemuco	Talcahuano	Nacimiento	Arauco
Caso 1, 5%	10,91	10,62	10,97	10,64
Caso 1, 20%	12,46	12,18	12,74	12,25
Caso 2, 5%	10,70	10,69	10,70	10,70
Caso 2, 20%	12,11	12,25	12,32	12,32

Tabla 8.81: Precios de venta de mezcla para distintas ubicaciones, Caudal de 4.500.000 Sm³/d

9 Resumen FI

UNIVERSIDAD DE CONCEPCION – FACULTAD DE INGENIERÍA RESUMEN MEMORIA DE TITULO

Departamento

: Departamento de Ingeniería Civil Química

Carrera : Ingeniería Civil Química
Nombre del memorista : Bárbara Ignacia Birke Cendra
Título de la memoria : Evaluación técnico-económica de la producción e
incorporación de hidrógeno verde proveniente de centrales eólicas
y fotovoltaicas en líneas de gas natural en la Octava Región
Fecha de la presentación oral :
Profesores Guía : Fernando Márquez, Juan Carlos Carrasco
Profesores revisores : Luis Arteaga
Concepto :
Calificación :

Resumen:

El presente estudio analiza la viabilidad de un proyecto de producción de hidrógeno verde para su respectiva inyección en la red de gas natural. Se obtuvieron los parámetros de operación a partir de un estudio realizado sobre la integración de H₂V al gasoducto. Se realizó el análisis de dos casos de inyección, (1) en puntos iniciales de la línea principal y (2) en estaciones de transferencia intermedias, para concentraciones desde el 5% al 20% de hidrógeno en la red.

Mediante el análisis de criterios de relevancia que tienen impacto en la viabilidad del proyecto, se determinan cuatro potenciales ubicaciones para el emplazamiento de la planta productiva: Pemuco, Talcahuano, Nacimiento y Arauco.

Mediante el análisis económico se determinaron los costos CAPEX y OPEX del proyecto, así como el costo nivelado de producción para cada caso, y eventualmente los precios de venta de hidrógeno que se requieren para la viabilidad del proyecto. Según los datos obtenidos se llega a la conclusión de que las mejores ubicaciones son las de Talcahuano y Pemuco, y la forma de realizar la inyección de hidrógeno dependerá si se busca minimizar costos (Caso 2) o mayor rentabilidad del proyecto (Caso 1).