



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. DE INGENIERÍA QUÍMICA



“ANÁLISIS DE RIESGO, SEGURIDAD Y LEGISLATIVO PARA LA INCORPORACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN LÍNEAS DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DEL BIOBÍO”

Por

Marcelo Alexis Salazar Arévalo

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

Profesores Guía

Dr. Fernando Márquez

Dr. Juan Carlos Carrasco

Profesor Comisión

Dr. Luis Pino

Profesional Supervisor

Juan Francisco Díaz Poblete (Innergy Transportes S.A.)

Enero 2025

Concepción (Chile)

© 2025 Marcelo Alexis Salazar Arévalo

© 2025 Marcelo Alexis Salazar Arévalo Ninguna parte de esta tesis puede reproducirse o transmitirse bajo ninguna forma o por ningún medio o procedimiento, sin permiso por escrito del autor

Resumen

A nivel global y en Chile, se ha implementado la inyección de Hidrógeno Verde (H₂V) en redes de Gas Natural (GN), como estrategia para contribuir a la carbono neutralidad. Los porcentajes de inyección se pretenden incrementar gradualmente hasta llegar a un 100% de H₂V, reutilizando la infraestructura del GN. Sin embargo, la manipulación de H₂V e inyección a las redes de GN plantea riesgos tanto para los clientes como para la integridad de las líneas. Es por esto, que en el presente informe se realiza un estudio sobre los riesgos que conlleva el almacenamiento e inyección de H₂V y el uso y transporte de mezclas de GN con H₂V al 5%, 10%, 15% y 20%. A su vez, se realiza un análisis legislativo aplicable al proyecto y se entregan recomendaciones al Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR) de Innergy. El objetivo de lo anterior es determinar si la inyección de H₂V es segura en las redes de Empresas Innergy (Región del Biobío) y conocer los estándares que deben cumplirse.

El estudio evidencia que la inyección de H₂V en el GN provoca variaciones en el Índice de Wobbe, permitiendo que la mezcla sea segura hasta un 19,4% de H₂V, mientras que, aguas arriba de PSR Pemuco el límite debe ser 16,2% debido a la calidad del gas argentino. La inyección, también varía el coeficiente de Joule-Thomson provocando una reducción en la bajada de temperatura que tiene el GN debido a la regulación de presión, siendo esto beneficioso para la integridad de las líneas, ya que podría evitar el congelamiento de estas. A su vez, para evitar la estratificación y fragilización de las líneas, se recomienda inyectar en líneas que operen a baja presión y altas velocidades, construidas con materiales de baja ductilidad. Lo anterior se cumple en los laterales de Innergy y no en los de Gasoducto del Pacífico.

Se realizó un análisis HAZOP a la planta de almacenamiento e inyección de H₂V, en donde se identificó que los principales riesgos operacionales son el retorno del gas y una mezcla no controlada. En el caso de roturas de los estanques, se obtuvo mediante el software ALOHA, que se podrían generar nubes inflamables de hasta 844 [m] de radio y una sobrepresión por deflagración de 526 [m].

Desde el punto de vista legislativo, el proyecto debe realizarse según la NFPA 2/2020, ASME B31.12 y D.S. 13 con el fin de cumplir estándares de seguridad tanto nacionales como internacionales. Además, para mantener la integridad de las tuberías se deben actualizar todos los procedimientos, manuales y planes del SGIR que tengan como parámetros valores obtenidos a partir del GN.

Abstract

At a global level and in Chile, the injection of Green Hydrogen (H2V) into Natural Gas (GN) grids has been implemented as a strategy to contribute to carbon neutrality. The injection percentages are intended to gradually increase until reaching 100% H2V, reusing the GN grid infrastructure. However, the handling of H2V and its injection into GN grids poses risks both for the customers and the integrity of the pipelines. Therefore, this report presents a study on the risks associated with the storage and injection of H2V and the use and transportation of GN and H2V mixtures at 5%, 10%, 15%, and 20%. Additionally, a legislative analysis applicable to the project is conducted, and recommendations are provided for the Managing System Integrity of Gas Pipeline (MISP) of Innergy. The goal is to determine whether the injection of H2V is safe in the Innergy grids (Biobío Region) and to understand the standards that must be met.

The study shows that the injection of H2V into the GN causes variations in the Wobbe Index, allowing the mixture to be safe up to 19.4% H2V, while upstream of PSR Pemuco the limit must be 16.2% due to the quality of Argentine gas. The injection also alters the Joule-Thomson coefficient, causing a reduction in the temperature drop in the GN due to pressure regulation, which is beneficial for the integrity of the pipelines, as it could prevent their freezing. Additionally, to avoid stratification and embrittlement of the pipelines, it is recommended to inject into lines that operate at low pressure and high speeds, made of materials with low elasticity. This applies to Innergy's lateral pipelines but not to those of Gasoducto del Pacífico.

A HAZOP analysis was carried out on the H2V storage and injection plant, where the main operational risks identified were gas return and an uncontrolled mixture. In the event of tank ruptures, the ALOHA software predicted that flammable clouds could form with a radius of up to 844 [m] and a deflagration overpressure of 526 [m].

From a legislative perspective, the project must be carried out in accordance with NFPA2/2020, ASME B31.12, and D.S. 13 to comply with both national and international safety standards. Additionally, to maintain the integrity of the pipelines, all procedures, manuals, and MISP plans that use values obtained from natural gas as parameters must be updated.

Tabla de Contenidos

1. Introducción	1
2. Antecedentes Teóricos	2
2.1. Riesgos de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural en el gasoducto	2
2.2. Software ALOHA.....	3
2.3. Análisis HAZOP	3
2.4. Marco normativo y legislativo	4
2.5. Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR)	4
3. Objetivos y Alcances.....	5
3.1. Objetivo General	5
3.2. Objetivos Específicos.....	5
3.3. Alcances	5
4. Metodología	6
4.1. Obtención de propiedades fisicoquímicas de mezclas de Gas Natural a diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde.....	6
4.2. Preparación del HAZOP.....	7
4.3. Modelación de Situaciones de Riesgo mediante el Software ALOHA	8
4.4. Metodología para el análisis del marco normativo nacional e internacional	11
4.5. Formulación de recomendaciones para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR).	11
5. Resultados y discusión	12
5.1. Propiedades fisicoquímicas de mezclas de Gas Natural con Hidrógeno Verde al 5%, 10%, 15% y 20%.....	12
5.1.1. Límite superior e inferior de inflamabilidad.	12
5.1.2. Índice de Wobbe.....	13
5.1.3. Coeficiente de Joule-Thompson.....	15
5.1.4. Estratificación y fragilización	17
5.2. Planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde	18
5.2.1. Análisis HAZOP	23
5.3. Resultado de las simulaciones del Software ALOHA.....	25
5.4. Análisis al marco normativo vigente.....	27
5.4.1. Análisis normativo sobre el transporte de mezclas de Gas Natural con distintos porcentajes de Hidrógeno Verde.	27
5.4.2. Análisis normativo sobre el almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso.....	29

5.5.	Recomendaciones para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR).....	30
6.	Conclusiones	32
7.	Recomendaciones	33
8.	Referencias.....	34
9.	Anexos	37
9.1.	Transición energética e infraestructura disponible para el transporte a través de líneas de Gas Natural	37
9.2.	Mezclas de Gas Natural e Hidrógeno Verde en líneas de gas	39
9.2.1.	Inyección de Hidrógeno Verde en líneas de Gas Natural en el mundo	39
9.2.2.	Inyección de Hidrógeno Verde en líneas de Gas Natural en Chile	41
9.2.3.	Proyectos sobre el transporte de Hidrógeno mezclado con Gas Natural en el extranjero	42
9.3.	El Gas Natural	43
9.3.1.	El Gas Natural en Chile.....	44
9.3.2.	Riesgos del Gas Natural	45
9.4.	El Hidrógeno Verde	45
9.4.1.	El Hidrógeno Verde en Chile.....	47
9.4.2.	Riesgos del Hidrógeno Verde	49
9.4.3.	Admisibilidad del Hidrógeno en los gasoductos según su material de construcción.	53
9.5.	Ejemplos de variaciones de parámetros por Hidrógeno Verde en el Gas Natural.....	54
9.6.	Descripción general de leyes y normas aplicables al Gas Natural e Hidrógeno	57
9.7.	Modelo conceptual del SGIR	60
9.8.	Software ALOHA.....	61
9.8.1.	Procedimiento para realizar las simulaciones.	61
9.8.2.	Descripción de las zonas de ALOHA según el escenario simulado.....	65
9.9.	Diagrama ternario Hidrógeno Verde-Gas Natural-Aire para determinar rangos de explosividad.....	68
9.10.	Propiedades fisicoquímicas del Hidrógeno y Gas Natural.....	70
9.11.	Muestra de cromatografía para el Gas Natural con mayor y menor fracción volumétrica de Metano	72
9.12.	Tablas con los valores de los coeficientes de Joule-Thomson para Gasoducto del Pacífico e Innergy	73
9.12.1.	Datos para el cálculo del coeficiente de Joule-Thomson	77
9.13.	Estaciones de Transferencias y Laterales presentes en Innergy	78

9.14.	Especificaciones técnicas del gasoducto.....	79
9.15.	Nodos de la planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde.....	80
9.15.1.	Visualización de los nodos en su respectivo diagrama para el análisis HAZOP	80
9.15.2.	Planillas del análisis HAZOP de los distintos nodos	82
9.16.	Plan de trabajo de regulaciones habilitantes para el desarrollo de la industria del Hidrógeno en Chile 2024-2030	86
9.17.	Requisitos de calidad del Gas Natural según NCh-2264-2014.....	88
9.18.	Determinación de los estanques y tamaños de plantas.....	89
9.18.1.	Casos de inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural.	89
9.18.2.	Determinación de Hidrógeno Verde a inyectar según sea el caso de estudio.....	90
9.18.3.	Determinación de los tipos de estanques de almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso a utilizar	121
9.18.4.	Determinación de la cantidad de estanques, tiempo de residencia y tamaño de planta para los casos de estudio.	123
9.19.	Resumen FI	156

Lista de Tablas

Tabla 5.1.	Límites Superior e Inferiores de Explosividad para mezclas de Gas Natural con 5%, 10%, 15% y 20% respectivamente	12
Tabla 5.2.	Densidad, poder calorífico superior, índice de Wobbe y error relativo porcentual para diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde en mezclas con Gas Natural	13
Tabla 5.3.	Densidad, poder calorífico superior, índice de Wobbe para mezclas de Gas Natural al 85,25% Metano y diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde y, error relativo porcentual.....	14
Tabla 5.4.	Densidad, poder calorífico superior, índice de Wobbe para mezclas de Gas Natural al 93,31% Metano y diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde y, error relativo	15
Tabla 5.5.	Disminución de temperatura, ΔT , en las distintas Estaciones de Transferencia utilizando el coeficiente de Joule-Thomson a la presión de operación	16
Tabla 5.6.	Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 100 [m ³] a 150 [bar].....	25
Tabla 5.7.	Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 150 [m ³] a 150 [bar].....	25
Tabla 5.8.	Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 200 [m ³] a 150 [bar].....	25
Tabla 5.9.	Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 250 [m ³] a 150 [bar].....	26

Tabla 9.1. Lista de proyectos importantes relacionados con el transporte de Hidrógeno mezclado .	42
Tabla 9.2. Rangos de composición en el Gas Natural	44
Tabla 9.3. Análisis de admisibilidad de gasoductos	53
Tabla 9.4. Leyes y/o normativas aplicables al Gas Natural.....	57
Tabla 9.5. Leyes y/o normativas aplicables al Hidrógeno.....	58
Tabla 9.6. Propiedades físicas y químicas del Gas Natural	70
Tabla 9.7. Propiedades físicas y químicas del Hidrógeno	71
Tabla 9.8. Temperatura y presión crítica para Hidrógeno y Gas Natural	71
Tabla 9.9. Capacidad calorífica de Hidrógeno y Gas Natural a distintas presiones a la temperatura del suelo 286 [K].....	71
Tabla 9.10. Coeficiente de Joule-Thomson para las distintas presiones de operación de los laterales de Gasoducto del Pacífico a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo	73
Tabla 9.11. Coeficiente de Joule-Thomson para las distintas presiones máximas admisibles de operación de los laterales de Gasoducto del Pacífico a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo.....	74
Tabla 9.12. Coeficiente de Joule-Thomson para las presiones de operación de los laterales de Innergy a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo	75
Tabla 9.13. Coeficiente de Joule-Thomson para las presiones máximas admisibles de operación de los laterales de Innergy a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo	76
Tabla 9.14. Análisis HAZOP para el nodo 1: Almacenamiento de Hidrógeno Verde	82
Tabla 9.15. Análisis HAZOP para el nodo 2: Inyección desde la línea de regulación de presión.....	83
Tabla 9.16. Análisis HAZOP para el nodo 3: Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural.....	84
Tabla 9.17. Análisis HAZOP para el nodo 4: Inyección desde línea de compresión	85
Tabla 9.18. Reglamentos a modificar según el Ministerio de Energía	86
Tabla 9.19. Reglamentos a elaborar según el Ministerio de Energía	87
Tabla 9.20. Requerimientos de calidad del Gas Natural según la NCh-2264-2014	88
Tabla 9.21. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 600.000 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%	90
Tabla 9.22. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 1.500.000 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%	90
Tabla 9.23. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 4.500.000 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%	91
Tabla 9.24. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 7.000.000 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%	91

Tabla 9.25. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 9.000.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%	92
Tabla 9.26. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 5.676 [Sm3/día] de Gas Natural puro	92
Tabla 9.27. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 202.296 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	93
Tabla 9.28. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 162.712 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	93
Tabla 9.29. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 43.440 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	94
Tabla 9.30. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 31.173 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	94
Tabla 9.31. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 67.291 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	95
Tabla 9.32. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 123.152 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	95
Tabla 9.33. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 96.105 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	96
Tabla 9.34. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 151.055 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	96
Tabla 9.35. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 225.810 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	97
Tabla 9.36. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 91.290 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	97
Tabla 9.37. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 14.190 [Sm3/día] de Gas Natural puro	98
Tabla 9.38. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 505.740 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	98

Tabla 9.39. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 259.163 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	99
Tabla 9.40. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 69.190 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%.....	99
Tabla 9.41. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 49.652 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%.....	100
Tabla 9.42. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 107.179 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	100
Tabla 9.43. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 196.153 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	101
Tabla 9.44. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 153.072 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	101
Tabla 9.45. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 240.595 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	102
Tabla 9.46. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 359.663 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	102
Tabla 9.47. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 145.404 [Sm ³ /día] de Gas Natural al 100%.....	103
Tabla 9.48. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 42.570 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro	103
Tabla 9.49. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 1.517.220 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	104
Tabla 9.50. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 580.665 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	104
Tabla 9.51. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 155.022 [Sm ³ /día] de Gas Natural puro.....	105

Tabla 9.52. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 111.247 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	105
Tabla 9.53. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 240.139 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%.....	106
Tabla 9.54. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 439.488 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	106
Tabla 9.55. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 342.965 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	107
Tabla 9.56. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 539.063 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	107
Tabla 9.57. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 805.839 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	108
Tabla 9.58. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 325.782 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	108
Tabla 9.59. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 66.220 [Sm3/día] de Gas Natural puro	109
Tabla 9.60. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 2.360.120 [Sm3/día] de Gas Natural al puro.....	109
Tabla 9.61. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 848.584 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	110
Tabla 9.62. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 226.549 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	110
Tabla 9.63. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 162.527 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	111
Tabla 9.64. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 350.938 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	111

Tabla 9.65. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 642.267 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	112
Tabla 9.66. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 501.208 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	112
Tabla 9.67. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 787.786 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	113
Tabla 9.68. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 1.177.652 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	113
Tabla 9.69. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 476.098 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	114
Tabla 9.70. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 85.140 [Sm3/día] de Gas Natural puro	114
Tabla 9.71. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 3.034.440 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	115
Tabla 9.72. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 1.062.918 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	115
Tabla 9.73. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 283.770 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	116
Tabla 9.74. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 203.640 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	116
Tabla 9.75. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde ET Las Palmas que se traduce en 439.578 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	117
Tabla 9.76. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 804.491 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	117
Tabla 9.77. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 627.803 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	118

Tabla 9.78. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 986.765 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	118
Tabla 9.79. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 1.475.103 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	119
Tabla 9.80. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 596.351 [Sm3/día] de Gas Natural puro.....	119
Tabla 9.81. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 638.919 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%	120
Tabla 9.82. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 53.362 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%	120
Tabla 9.83. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 386 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%	121
Tabla 9.84. Dimensiones de los diferentes estanques aplicables a los distintos tamaños de planta	122
Tabla 9.85. Masa almacenada, remanente e inyectada de cada estanque según las condiciones de inyección	122
Tabla 9.86. Parámetros de diseños de los estanques de almacenamiento.	123
Tabla 9.87. Detalle de una planta almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética que se traduce en 600.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100% desde PSR Pemuco.....	123
Tabla 9.88. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 600.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%.....	124
Tabla 9.89. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 1.500.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%.....	124
Tabla 9.90. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 4.500.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%.....	125
Tabla 9.91. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 7.000.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%.....	125
Tabla 9.92. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 9.000.000 [Sm3/día] de Gas Natural al 100%.....	126
Tabla 9.93. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto....	126

Tabla 9.94. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario	127
Tabla 9.95. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco	127
Tabla 9.96. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento	128
Tabla 9.97. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe	128
Tabla 9.98. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas	129
Tabla 9.99. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1	129
Tabla 9.100. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2	130
Tabla 9.101. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes	130
Tabla 9.102. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión.....	131
Tabla 9.103. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano	131
Tabla 9.104. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto....	132
Tabla 9.105. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario	132
Tabla 9.106. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco	133
Tabla 9.107. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento	133

Tabla 9.108. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe	134
Tabla 9.109. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas	134
Tabla 9.110. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1	135
Tabla 9.111. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2	135
Tabla 9.112. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes	136
Tabla 9.113. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión.....	136
Tabla 9.114. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano	137
Tabla 9.115. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto....	137
Tabla 9.116. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario	138
Tabla 9.117. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco	138
Tabla 9.118. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento	139
Tabla 9.119. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe	139
Tabla 9.120. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas	140
Tabla 9.121. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1	140

Tabla 9.122. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2	141
Tabla 9.123. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes	141
Tabla 9.124. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión.....	142
Tabla 9.125. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano	142
Tabla 9.126. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto....	143
Tabla 9.127. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario	143
Tabla 9.128. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco	144
Tabla 9.129. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento	144
Tabla 9.130. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe	145
Tabla 9.131. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas	145
Tabla 9.132. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1	146
Tabla 9.133. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2	146
Tabla 9.134. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes	147
Tabla 9.135. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión.....	147

Tabla 9.136. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano	148
Tabla 9.137. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto....	148
Tabla 9.138. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario	149
Tabla 9.139. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco	149
Tabla 9.140. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento	150
Tabla 9.141. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe	150
Tabla 9.142. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas	151
Tabla 9.143. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1	151
Tabla 9.144. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2	152
Tabla 9.145. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes	152
Tabla 9.146. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión.....	153
Tabla 9.147. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano	153
Tabla 9.148. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada al Cliente N°46 .	154
Tabla 9.149. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada al Cliente N°5 ...	154

Tabla 9.150. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada al Cliente N°34 . 155

Lista de Figuras

Figura 4.1. Distribución Gaussiana.....	9
Figura 4.2. Dispersión Gaussiana.....	9
Figura 5.1. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural.....	19
Figura 5.2. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde con una línea de compresión.....	21
Figura 5.3. Distancias entre el almacenamiento de Hidrógeno a granel y exposiciones	22
Figura 9.1. Red de transporte de Gas Natural de Gasoducto del Pacifico	39
Figura 9.2. Escenario 2030 (izq.) y 2040 (der.) Backbone Europa.....	40
Figura 9.3. Límite legislativo de inyección de H2 en red de Gas Natural por país	40
Figura 9.4. Efectos de la oxidación del hidrógeno sobre las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero y el calentamiento global.....	50
Figura 9.5. Campo de temperatura para el caso de una temperatura inicial de 30°C, con inyector ascendente, recto, descendente (6mm de diámetro) al final del proceso de llenado (859s).....	52
Figura 9.6. Procedimiento de retroceso de llama de un quemador de cocina.....	54
Figura 9.7. Congelamiento de tuberías debido al Efecto de Joule-Thomson en un patín de medición y regulación	55
Figura 9.8. Características de las llamas de los quemadores de la cocina con adición de Hidrógeno	56
Figura 9.9. Modelo Conceptual Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR)	60
Figura 9.10. Incorporación de datos geográficos en software ALOHA.....	61
Figura 9.11. Selección del Hidrógeno como compuesto a utilizar en el análisis.....	62
Figura 9.12. Incorporación de datos meteorológicos	63
Figura 9.13. Selección de la fuente de fuga	63
Figura 9.14. Elección del riesgo a analizar	64
Figura 9.15. Gráfico entregado por el software ALOHA.....	65
Figura 9.16. Diagrama de mezcla ternaria para Aire, Gas Natural e Hidrógeno Verde para determinar los rangos de explosividad de la mezcla	68
Figura 9.17. Datos para generar el diagrama ternario Hidrógeno Verde- Gas Natural-Aire.....	69

Figura 9.18. Gas Natural con la menor fracción volumétrica de Metano (marcado en cuadro rojo), el cual fue detectado por el cromatógrafo de la Estación Recinto	72
Figura 9.19. Gas Natural con la mayor fracción volumétrica de Metano (marcado en cuadro rojo), el cual fue detectado por el cromatógrafo de la Estación Las Mercedes	72
Figura 9.20. Datos de condiciones de operación de laterales Innergy	77
Figura 9.21. Datos de la Máxima Presión de Operación Admisible para los laterales de Innergy ...	77
Figura 9.22. Datos de condiciones de operación para Gasoducto del Pacifico.....	77
Figura 9.23. Datos de la Máxima Presión de Operación Admisible para los laterales de Gasoducto del Pacífico	78
Figura 9.24. Estaciones de transferencias y laterales presentes en Innergy	78
Figura 9.25. Especificaciones técnicas de los gasoductos de Empresas Innergy	79
Figura 9.26. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural con los nodos a analizar. En donde el color rojo representa el nodo 1: Almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso, verde el nodo 2: Inyección desde línea de regulación de presión y azul el nodo 3: Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural	80
Figura 9.27. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural con un sistema de compresión con el nodo a analizar. El color amarillo representa el nodo 4: Inyección desde línea de compresión	81

Glosario

• Abreviaciones

H_2O	Agua	W_S	Índice de Wobbe Superior
API	American Petroleum Institute – Institución Americana del Petróleo	W_S	Índice de Wobbe Superior
$ASTM$	American Society for Testing Material- Sociedad Americana para Pruebas y Materiales	ISO	Internacional Organization for Standardization- Organización Internacional de Normalización
$ASME$	American Society of Mechanical Engineers – Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos	LEL_{mezcla}	Límite Inferior de Explosividad de la mezcla
A_h	Área del orificio del estanque	LEL_i	Límite Inferior de Explosividad del respectivo componente
$BPVC$	Boiler and Pressure Vessel Code – Código de Calderas y Recipiente a Presión	UEL_{mezcla}	Límite Superior de Explosividad de la mezcla
C_p	Calor específico	UEL_i	Límite Superior de Explosividad del respectivo componente
C_{dis}	Coefficiente de descarga de un fluido desde un estanque	LEL	Low Explosive Limit – Límite Inferior de Explosividad
μ	Coefficiente Joule-Thompson	CO	Monóxido de Carbono
R	Constante universal de los gases	$NFPA$	National Fire Protection Association – Asociación Nacional de Protección contra el Fuego
$D.S.$	Decreto Supremo	n	Numero de moles
ρ_g	Densidad del gas del estanque	NO_x	Óxidos de Nitrógeno
G	Densidad relativa del gas	O_2	Oxígeno molecular
CO_2	Dióxido de Carbono	PCS	Poder Calorífico Superior
$ERNC$	Energías Renovables No Convencionales	PPA	Power Purchase Agreement – Acuerdo de Compra de Energía
$E.T.$	Estación de Transferencia	a	Parámetro de atracción
y_i	Fracción molar del i-ésimo componente	b	Parámetro de repulsión
v_i	Fracción volumétrica del i- ésimo componente	P	Presión
GN	Gas Natural	P_a	Presión atmosférica
GP	Gasoducto del Pacífico	P_c	Presión pseudocrítica
H_2	Hidrógeno	P_t	Presión del estanque
$H2V$	Hidrógeno Verde	P_r	Presión reducida

\hat{h}_{mix}	Propiedad aditiva de la mezcla basado en fracciones molares	R_c	Razón de presiones críticas para el cálculo de liberación del gas desde el estanque
h_{mix}	Propiedad aditiva de la mezcla basado en fracciones volumétricas	β_c	Razón entre el tamaño del orificio y tamaño del estanque
\hat{h}_i	Propiedad del i-ésimo componente basado en fracciones molares	R_p	Razón entre la presión atmosférica y la presión del estanque
h_i	Propiedad del i-ésimo componente basado en fracciones volumétricas	<i>SGIR</i>	Sistema de Gestión de Integridad de Redes
<i>PEM</i>	<i>Protom Exchange Membrane</i> – Membrana de Intercambio de Protones	<i>SEC</i>	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
<i>OH</i>	Radical Hidroxilo	T_c	Temperatura pseudocrítica
r_t	Radio del estanque	T_r	Temperatura reducida
r_h	Radio del orificio circular del estanque	<i>UEL</i>	<i>Upper Explosive Limit</i> – Límite Superior de Explosividad
γ	Razón de calores específicos	V	Volumen del estanque

• **Unidades de medida**

cm^2	Centímetro cuadrado	m^2	Metro cuadrado
<i>GW</i>	Giga Watt	m^3	Metro cubico
$^{\circ}C$	Grado Celsius	Sm^3	Metro cubico estándar
<i>K</i>	Kelvin	<i>mg</i>	Miligramo
<i>kcal</i>	Kilocalorías	<i>mJ</i>	Milijoule
<i>kg</i>	Kilogramo	<i>min</i>	Minuto
<i>Mcal</i>	Megacalorías	<i>psi</i>	<i>Pound per square inch</i> - Libras por pulgada cuadrada
<i>MPa</i>	Mega pascal	<i>s</i>	Segundo
<i>m</i>	Metro	<i>W</i>	Watt

1. Introducción

El asolamiento generado por el cambio climático es evidente cada día más. Debido a esto, uno de los objetivos planteados por la COP 21, fue la carbono neutralidad para el año 2050. Este objetivo va de la mano con la descarbonización de los sistemas energéticos, es decir, abandonar los combustibles fósiles y reemplazarlos por fuentes que reduzcan la emisión de carbono a la atmósfera.

En este contexto, el Hidrógeno Verde ha tomado gran relevancia tanto a nivel global como en Chile (ver anexo 9.1). Este gas es un vector energético versátil, que puede utilizarse en distintas aplicaciones: generando electricidad a través de celdas combustibles, combustionando y/o como reactivos en procesos químicos, no produciendo emisiones directas de contaminantes o gases de efecto invernadero.

Una estrategia mundial para la descarbonización es el uso de mezclas de Gas Natural con Hidrógeno Verde transportado a través de gasoductos, con el objetivo, de alcanzar un 100% de Hidrógeno Verde, reutilizando la infraestructura previamente destinada al Gas Natural (ver anexo 9.2). Para esto, Empresas Innergy cuenta con aproximadamente 500 [km] de gasoducto distribuidos entre la región del Biobío y Ñuble.

Sin embargo, la incorporación de Hidrógeno Verde al Gas Natural puede generar una mezcla peligrosa. Es por esto que la manipulación de la mezcla de Gas Natural con Hidrógeno Verde debe cumplir con ciertos estándares que garanticen la seguridad e integridad de los seres humanos como de la infraestructura.

Por lo anterior, en el presente informe se analizan las propiedades fisicoquímicas de la mezcla de Gas Natural con 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde, tales como, rango de explosividad, Índice de Wobbe, Efecto Joule-Thomson, Fragilización y Estratificación. También, se realiza un análisis de atmósferas peligrosas por rotura de estanques de almacenamiento utilizando el software ALOHA. Se genera un análisis HAZOP a la planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde para conocer los principales riesgos operativos. Se presenta también un análisis normativo nacional e internacional para entender como estas aplican al uso y transporte de mezclas de Hidrógeno Verde y Gas Natural, así como del almacenamiento de Hidrógeno gaseoso, para así cumplir con los estándares necesarios. Finalmente, con base en los resultados obtenidos, se generan recomendaciones al Sistema de Gestión de Integridad de Empresas Innergy, con el fin de seguir asegurando la integridad de las líneas debido a la incorporación de Hidrógeno Verde.

2. Antecedentes Teóricos

2.1. Riesgos de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural en el gasoducto

A continuación, se presentan los efectos que tiene la incorporación del Hidrógeno Verde en el Gas Natural. Para conocer los riesgos individuales del Gas Natural como del Hidrógeno Verde, revisar los anexos 9.3 y 9.4 respectivamente.

La mezcla de Gas Natural e Hidrógeno Verde puede sufrir el fenómeno de estratificación. Liu y otros (2023) señalan que la distribución de concentración no uniforme causada por la diferencia de densidad entre el Hidrógeno y el Gas Natural dará como resultado fluctuaciones de la presión parcial local del Hidrógeno, que puede exceder la establecida, lo que provocaría falla en la tubería, fugas, errores de medición y en aparatos terminales. El fenómeno de estratificación Hidrógeno-Metano se considera menos, y la investigación no es profunda y no se han obtenido resultados bajo diferentes leyes de influencia. El fenómeno de estratificación en el estado de flujo de la tubería apenas se considera. Por lo tanto, es de gran importancia estudiar en profundidad la estratificación del gas mezclado, que podría usarse para predecir y controlar la presión parcial local de Hidrógeno, la selección de materiales y la evaluación de riesgos de seguridad de la tubería mezclada.

Al igual que en su estado puro, el Hidrógeno en la mezcla con Gas Natural puede provocar fragilización de las tuberías. La fragilización por Hidrógeno es un proceso donde el Hidrógeno molecular se disipa en las fracturas o microgrietas de la tubería, reduciendo la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas. Los materiales con mayor dureza sufren consecuencias mayores en comparación con materiales menos duros. Además, este efecto es intensificado a mayor presión, por lo que un material puede perder mayor ductilidad y volverse más frágil al aumentar la presión de la red. Estudios demuestran que el crecimiento de las grietas se debe a la interacción de átomos de Hidrógeno y las fluctuaciones de presión, es decir por el contrario cuando la presión en la tubería es constante y existe una acumulación de átomos en ciertos sectores de las grietas, la presión constante evitaría que estos átomos presionen más al gasoducto aumentando las grietas, además sin fluctuaciones se evitaría la acumulación en ciertas zonas de la red (Vásquez Torres, y otros, 2021). En el anexo 9.4.3 se presentan distintos materiales de tuberías y su compatibilidad con el Hidrógeno.

La incorporación de Hidrógeno Verde en Gas Natural, además, generará variaciones en el Índice de Wobbe, el cual es el principal indicador de la intercambiabilidad de los gases combustibles, si la diferencia absoluta entre dos gases es sobre el 5% estos gases no son intercambiables. Cuando la

diferencia es 5% menor con respecto al gas que se está utilizando puede que ocurra el fenómeno de retorno de llama lo que podría causar una deflagración dentro del gasoducto y posteriormente una explosión por sobrepresión, mientras que si la diferencia es 5% mayor puede ocurrir el desprendimiento de la llama. Los fenómenos anteriores, a su vez, se relacionan con la velocidad de combustión, esto es, cuando la velocidad de combustión es mayor al flujo del gas existirá retorno de llama, por el contrario, cuando la velocidad de combustión es menor existirá el desprendimiento de esta (ver anexo 9.5).

Otro parámetro que se ve afectado por la incorporación de Hidrógeno Verde a una línea de Gas Natural es el coeficiente de Joule-Thomson. Este coeficiente es una medida de la dirección y magnitud del cambio de temperatura respecto a la presión en un proceso de estrangulamiento (Borgnakke & Sonntag, 2013). Para el caso del Gas Natural una disminución de presión significará una disminución de temperatura, lo cual podría provocar descensos bajo los cero grados Celsius y posterior congelamiento de tuberías debido al agua presente en el ambiente. Para el caso del Hidrógeno, el efecto de Joule-Thomson funciona de manera contraria al del Gas Natural, ya que una disminución de presión significará un aumento de temperatura. Lo anterior puede ayudar a contrarrestar el efecto en el Gas Natural, ayudando a evitar el congelamiento de las tuberías y posibles efectos negativos en la integridad de estas (ver anexo 9.5).

2.2. Software ALOHA

ALOHA (*Areal Locations Of Hazardous Atmospheres*, en español, Ubicaciones Zonales de Atmósferas Peligrosas) es un programa que modela la dispersión y el movimiento de los gases, prediciendo así las concentraciones del contaminante a favor del viento desde la fuente de derrame o fuga, lo cual es útil para dar respuesta a una emergencia o planificar dicha respuesta (Cáceres Haquin, 2013). ALOHA modela la dispersión de una nube de gas contaminante en la atmósfera y presenta un diagrama que muestra una visión superior de la zona que predice que las concentraciones de gas alcanzarán niveles peligrosos, este diagrama se denomina “huella de la nube” a partir de dos modelos de dispersión: El Gaussiano y el de gases pesados (Cáceres Haquin, 2013).

2.3. Análisis HAZOP

La metodología de Análisis Funcional de Operabilidad (o también HAZOP, de la expresión inglesa “*Hazard and Operability Study*”) es una técnica de análisis de riesgo de proceso basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación.

El análisis de riesgo HAZOP es adecuada tanto para una etapa de diseño, como en la etapa de operación, evaluando en ambos casos las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas “palabras guías” (DEKRA, s.f.).

Un análisis de riesgos con metodología HAZOP no sólo permite mejorar la seguridad de una instalación, sino que también sirve para poner de relieve los posibles problemas de diseño y/o de operatividad en una fase temprana del desarrollo del proyecto. También se emplea como herramienta eficaz para auditorías de seguridad o identificación de riesgos de una instalación existente, o para anticipar medidas de seguridad ante posibles cambios en un determinado proceso (DEKRA, s.f.).

2.4. Marco normativo y legislativo

En Chile, actualmente no existe legislación relacionada al manejo de mezclas de Gas Natural e Hidrógeno. Solamente existen legislaturas para 100% Hidrógeno o 100% Gas Natural. A pesar de lo anterior, existen varias normativas internacionales que hablan sobre diseño, materiales y componentes de cañerías, construcción y diseño de plantas de almacenamiento de gases, estaciones de mediciones y regulación que podrían ser aplicables a mezclas de Hidrógeno y Gas Natural.

En el anexo 9.6 se presentan leyes y normas aplicables al Gas Natural e Hidrógeno, junto con una descripción general de estos documentos.

2.5. Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR)

El Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR), es un sistema de gestión de una empresa operadora de transporte o distribución de gas de red, que aplica métodos y procedimientos, para mantener en buen estado de operación las redes de gas, administrando el riesgo y maximizando las condiciones de seguridad, a fin de prevenir la ocurrencia de accidentes o incidentes en dichas redes.

En Chile, las empresas operadoras y distribuidores de gas de red, están obligadas a tener un SGIR, lo cual está expresado en el D.S. 280 “Aprueba reglamento de seguridad para el transporte y distribución del gas de red”. Las consideraciones tomadas por este decreto para la formulación de un SGIR fueron tomadas de la normativa ASME B31.8S-2004 “Gestión de integridad de los sistemas de gasoductos”. En el anexo 9.7 se muestra un modelo conceptual del SGIR, el cual es parte de la “Guía metodológica SGIR” entregada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

3. Objetivos y Alcances

3.1. Objetivo General

Realizar un análisis de seguridad química a una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde a una línea de Gas Natural.

3.2. Objetivos Específicos

- Determinar los riesgos asociados al manejo de mezclas de Gas Natural e Hidrógeno Verde en diferentes concentraciones (5%, 10%, 15% y 20%) en gasoductos mediante análisis de seguridad química.
- Identificar y evaluar los peligros operativos en la planta de almacenamiento e inyección, y en el gasoducto mediante análisis HAZOP.
- Determinar radios de impactos de diferentes atmósferas peligrosas debido a fugas de estanques de almacenamiento de Hidrógeno Verde mediante software ALOHA.
- Realizar un análisis al marco normativo vigente sobre uso, almacenamiento y transporte del Hidrógeno y mezclas con Gas Natural junto con normativas internacionales.
- Entregar recomendaciones para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes de Innergy Transportes S.A.

3.3. Alcances

- El alcance de este proyecto incluye todas las plantas de almacenamiento e inyección de Hidrógeno verde a la línea de gas como también a las condiciones de operación y características propias de los laterales o ramales de Innergy Transportes S.A.
- El estudio estará limitado a la base de datos de la Universidad de Concepción, datos de Innergy Transportes S.A. y documentos públicos en la red.
- El análisis de fugas a la planta de almacenamiento e inyección de H₂V estará limitado por las capacidades y limitaciones del simulador ALOHA.
- Las recomendaciones para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes se harán comparando con lo descrito en la versión 2024 de Innergy Transportes S.A.

4. Metodología

4.1. Obtención de propiedades fisicoquímicas de mezclas de Gas Natural a diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde

- Cálculo de propiedades aditivas de mezclas basadas en las fracciones volumétricas:

$$h_{mix} = \sum_i^n h_i \cdot v_i \quad \text{Ec.4.1}$$

Con esta ecuación se calcula el Poder Calorífico Superior (PCS), densidad y densidad relativa para mezclas de Gas Natural e Hidrógeno Verde.

- Cálculo de propiedades aditivas de mezclas basadas en las fracciones molares:

$$\tilde{h}_{mix} = \sum_i^n \tilde{h}_i \cdot y_i \quad \text{Ec.4.2}$$

Con esta ecuación se calcula el calor específico, temperatura pseudocrítica y presión pseudocrítica de la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno Verde.

- Cálculo del Límite Inferior de Explosividad (LEL) y Límite Superior de Explosividad (UEL) para mezclas:

Para calcular los nuevos límites de explosividad superior e inferior de la mezcla de Hidrógeno Verde con Gas Natural se utiliza la regla de Le Châtelier (Schroeder, 2016):

$$LEL_{mezcla} = \frac{100}{\sum_i^n \frac{y_i}{LEL_i}} \quad \text{Ec.4.3}$$

$$UEL_{mezcla} = \frac{100}{\sum_i^n \frac{y_i}{UEL_i}} \quad \text{Ec.4.4}$$

- Cálculo del Índice de Wobbe Superior:

$$W_s = \frac{PCS}{\sqrt{G}} \quad \text{Ec.4.5}$$

- Cálculo del coeficiente de Joule-Thomson a partir de una fórmula empírica:

La fórmula empírica del coeficiente Joule-Thomson (J-T) de la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno está estrechamente relacionada con los parámetros críticos, los parámetros reducidos y la capacidad calorífica específica molar a presión constante. A continuación, se presenta dicha fórmula empírica ampliamente utilizada para calcular el coeficiente J-T (Li, Su, Yu, Wang, & Sun, 2021):

$$\mu = \frac{4.1868 \cdot f(P_r, T_r) \cdot T_c}{P_c \cdot C_p} \quad \text{Ec.4.6}$$

En donde:

$$f(P_r, T_r) = 2.343 \cdot T_r^{-2.04} - 0.071P_r + 0.0568 \quad \text{Ec.4.7}$$

4.2. Preparación del HAZOP

Para el análisis HAZOP de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde, es necesario desarrollar un diagrama de flujo para entender cómo se realiza el proceso de inyección de Hidrógeno Verde en una red de Gas Natural. En este diagrama se han de considerar los principales equipos y elementos de control junto con los accesorios más relevantes para la seguridad.

Una vez realizado el diagrama de flujo, se procede a realizar el análisis HAZOP visualizando los principales nodos del proceso en conjunto con Juan Francisco Díaz, jefe de Operaciones, Ingeniería y Planificación de Innergy Transportes S.A.

4.3. Modelación de Situaciones de Riesgo mediante el Software ALOHA

Para llevar a cabo las simulaciones de atmósferas peligrosas mediante el software ALOHA, se necesitan conocer las dimensiones de los estanques de almacenamiento de Hidrógeno gaseoso.

Para determinar las dimensiones de los estanques a utilizar y la cantidad necesaria de estos, primeramente, se debe analizar todos los escenarios de inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural (ver anexo 9.18.1), con el fin, de comparar con referencias y/o cotizaciones de estanques de almacenamiento de este tipo, para así definir volúmenes y presiones de operación aptos para las distintas plantas de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde.

Una vez definidos los volúmenes y condiciones de operación de los estanques, se utiliza la ecuación de Van der Waals (Felder & Rousseau, 2004) para determinar la cantidad de Hidrógeno Verde posible de almacenar, además, de precisar cuál es el Hidrógeno remanente del estanque una vez alcanzado el equilibrio de presiones entre este y la línea a inyectar. Dicha ecuación es:

$$\left(P + \frac{a \cdot n^2}{V^2}\right) \cdot (V - n \cdot b) = n \cdot R \cdot T \quad \text{Ec.4.8}$$

En donde:

$$a = \frac{27 \cdot R^2 T_c^2}{64 \cdot P_c} \quad \text{Ec.4.9}$$

$$b = \frac{R \cdot T_c}{8 \cdot P_c} \quad \text{Ec.4.10}$$

El software ALOHA utiliza el modelo Gaussiano para predecir el comportamiento de los gases que son tan aproximadamente flotantes como el aire, por lo que se dispersan en la atmósfera, como es el caso del Hidrógeno. Este modelo establece que el viento y la turbulencia atmosférica son las fuerzas que mueven por el aire las moléculas de un gas descargado, de modo que a medida que una nube escapada se mueve empujada por el viento, la mezcla turbulenta la obliga a esparcirse en las direcciones del viento cruzado y hacia arriba. Según el modelo Gaussiano, un gráfico de concentración gaseosa, dentro de cualquier corte de viento cruzado de una nube contaminante en movimiento, tiene

aspecto de curva acampanada, vale decir, es alta en el centro donde la concentración es mayor y más baja en los lados donde la concentración es menor (Cáceres Haquin, 2013), lo anterior se ilustra en la figura 4.1:

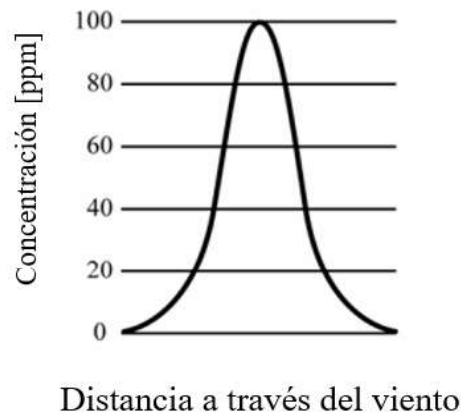


Figura 4.1. Distribución Gaussiana (EPA, 2007)

En el punto preciso de una descarga, la concentración de gas contaminante es muy alta, y el gas no se ha difundido muy lejos en la dirección del viento cruzado y hacia arriba, de modo que un gráfico de concentración en un corte de viento cruzado de la nube, cerca de la fuente, tiene forma de pincho. A medida que la nube contaminante va derivando con el viento, se va extendiendo y la forma “acampanada” se va volviendo más ancha y plana (Cáceres Haquin, 2013), tal como lo muestra la figura 4.2:

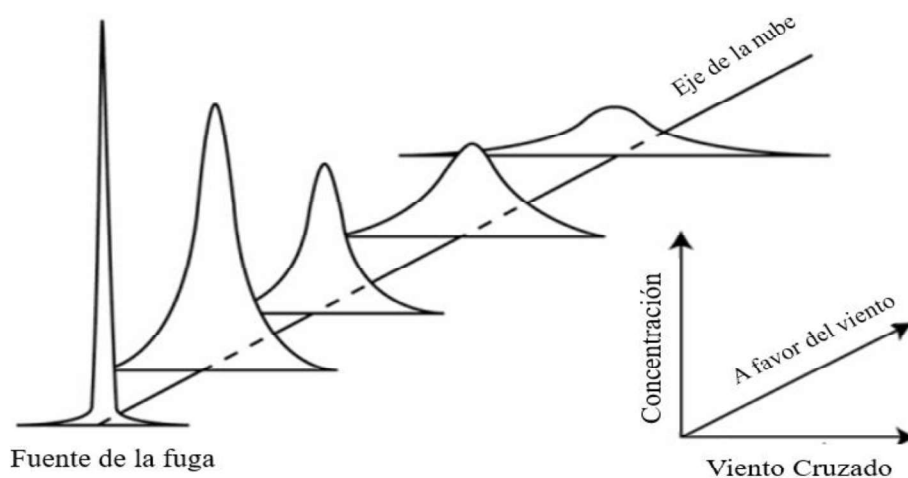


Figura 4.2. Dispersión Gaussiana (EPA, 2007).

En una fuga de gas desde un estanque el fluido puede ser subsónico o supersónico dependiendo de tres relaciones (Reynolds, 1992). La primera es la relación entre la presión atmosférica (P_a) y la presión del estanque (P_t):

$$R_p = \frac{P_a}{P_t} \quad \text{Ec.4.11}$$

El segundo parámetro importante es la relación de escala de longitud del agujero del estanque dada por la razón entre el radio del agujero (r_h) y el radio del estanque (r_t):

$$\beta_c = \frac{r_h}{r_t} \quad \text{Ec.4.12}$$

El tercer parámetro importante es la relación de presión crítica la cual depende de β_c y la razón de calores específicos (γ):

$$R_c = \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} ; \beta_c > 0,2 \text{ (Gran agujero)} \quad \text{Ec.4.13}$$

$$R_c^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} + \frac{\gamma - 1}{2} \cdot \beta_c^4 \cdot R_c^{\frac{2}{\gamma}} = \frac{\gamma + 1}{2} ; \beta_c \leq 0,2 \text{ (Agujero pequeño)} \quad \text{Ec.4.14}$$

Si $R_p \leq R_c$ el flujo es supersónico y la tasa de flujo másico se calcula con la siguiente formula:

$$Q(t) = C_{dis} \cdot A_h \cdot \sqrt{\rho_g(t) \cdot P_t(t) \cdot \gamma \cdot \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}} \quad \text{Ec.4.15}$$

Si $R_p > R_c$ el flujo es subsónico y la tasa de flujo másico se calcula con la siguiente formula:

$$Q(t) = C_{dis} \cdot A_h \cdot \sqrt{2 \cdot \rho_g \cdot P_t \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot \left(\left(\frac{P_a}{P_t} \right)^{\frac{2}{\gamma}} - \left(\frac{P_a}{P_t} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma}} \right)}$$

Los pasos a seguir para realizar la simulación en el programa ALOHA son:

1. Definir la ubicación geográfica.
2. Agregar datos químicos.
3. Incorporar información y condiciones atmosféricas.
4. Definir la fuente de emisión.
5. Establecer los peligros a analizar.
6. Graficar los resultados.

En el anexo 9.8 se encuentra en detalle la forma de realizar simulaciones mediante el software ALOHA, además, del significado de cada zona entregado por el programa según sea la situación a analizar.

4.4. Metodología para el análisis del marco normativo nacional e internacional

Para el análisis del marco normativo nacional e internacional, se revisan normas, códigos, decretos, leyes, guías, entre otros con respecto al almacenamiento, transportes, distribución y uso energético tanto del Hidrógeno como mezclas de este con Gas Natural. En donde, se toma la documentación con mayor recomendación tanto por organismos nacionales como internacionales, y se seleccionan los aspectos más relevantes para comprender como aplican al proyecto en cuestión.

4.5. Formulación de recomendaciones para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR).

A partir, de los resultados recopilados en el presente informe se generan recomendaciones al Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR) 2024 de Innergy. Las recomendaciones se hacen sobre los aspectos que podrían verse impactados en el SGIR por el uso, transporte y almacenamiento de mezclas de Gas Natural con diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde.

Los aspectos que debe cumplir el SGIR están regulados por el D.S. 280, el cual no incluye disposiciones específicas sobre el Hidrógeno. Es por esto, que las recomendaciones se realizan como proyección considerando los posibles cambios que pueda sufrir dicho decreto.

5. Resultados y discusión

5.1. Propiedades fisicoquímicas de mezclas de Gas Natural con Hidrógeno Verde al 5%, 10%, 15% y 20%.

5.1.1. Límite superior e inferior de inflamabilidad.

Para los porcentajes de estudio de Hidrógeno Verde en la mezcla se presenta su LEL y UEL en la tabla 5.1, mientras que para otros porcentajes véase el diagrama ternario del anexo 9.9.

Tabla 5.1. Límites Superiores e Inferiores de Explosividad para mezclas de Gas Natural con 5%, 10%, 15% y 20% respectivamente (Elaboración propia).

% de Hidrógeno Verde en la mezcla con Gas Natural	Límite Inferior de Explosividad (LEL)	Límite Superior de Explosividad (UEL)
5%	4,94%	15,63%
10%	4,88%	16,30%
15%	4,82%	17,05%
20%	4,76%	17,86%

De la tabla 5.1 se observa que el LEL de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural varía poco con respecto al Gas Natural puro. Como para el caso de una mezcla al 20% de Hidrógeno Verde, en donde, su LEL llega a variar solo un 0,24%. Lo anterior debido al que el LEL entre el Hidrógeno y el Gas Natural varía solo un 1%. Por otro lado, como el UEL para el Hidrógeno es 5 veces mayor que para el Gas Natural, su adición a este último aumenta gradualmente el UEL. Por ejemplo, para el caso de una mezcla al 20% de Hidrógeno Verde el UEL aumenta un 2,86%.

El saber que el LEL sufre variaciones al incorporar Hidrógeno Verde en el Gas Natural toma relevancia en los protocolos de detección de fugas de gas, puesto que, los equipos utilizados para esta tarea podrían entregar falsas lecturas sobre el porcentaje del LEL real presente en la atmósfera. Por ello, se recomienda la calibración de estos equipos, verificar si son aptos para trabajar con Hidrógeno o simplemente adquirir nuevos equipos diseñados para trabajar con mezclas de Hidrógeno y Gas Natural.

Por último, los valores calculados para el LEL y UEL para diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde en Gas Natural son válidos siempre y cuando la mezcla se mantenga homogénea. En el caso de espacios confinados, donde una fuga no es capaz de diluirse en la atmósfera, la mezcla podría estratificarse por diferencias de densidad y falta de circulación dentro del espacio confinado, generando zonas donde el rango de explosividad sea mayor, como, por ejemplo, zonas con altas concentraciones de Hidrógeno.

5.1.2. Índice de Wobbe

El Gas Natural declarado por Innergy posee un Poder Calorífico Superior (PCS) de 9.300 [kcal/Sm³], densidad relativa de 0,598 (15[°C], 1 [Bar]) y, por ende, un Índice de Wobbe Superior de 12.026 [kcal/Sm³]. Al agregar diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde estas propiedades del Gas Natural cambian como se muestra a continuación (las propiedades fisicoquímicas individuales se encuentran en el anexo 9.10):

Tabla 5.2. Densidad, densidad relativa, poder calorífico superior, índice de Wobbe y error relativo porcentual para diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde en mezclas con Gas Natural (Elaboración propia).

% de Hidrógeno en la mezcla con Gas Natural	Densidad [kg/m ³]	Densidad Relativa	Poder Calorífico Superior [kcal/m ³]	Índice de Wobbe Superior [kcal/m ³]	Error relativo porcentual*
5%	0,688	0,572	8.976	11.868	1,31%
10%	0,656	0,545	8.651	11.718	2,56%
15%	0,624	0,519	8.327	11.559	3,88%
20%	0,593	0,492	8.003	11.410	5,12%

*Nota: El error relativo porcentual se calcula a partir del Índice de Wobbe de la mezcla respecto al PCS declarado para el Gas Natural que es 9.300 [kcal/Sm³].

De la tabla 5.2 se aprecia que al inyectar un 20% de Hidrógeno Verde al Gas Natural, el Índice de Wobbe de esta mezcla es 5,12% mayor que el Índice de Wobbe entregado por el Gas Natural de 9.300 [kcal/Sm³]. Este valor es ligeramente mayor al 5% de diferencia admisible para que esta mezcla sea intercambiable con el Gas Natural puro. Como esta diferencia es 5% menor con respecto a la referencia establecida, al inyectar un 20% de Hidrógeno Verde existe la posibilidad de que se presente el fenómeno “retroceso de llama”, por lo cual, en términos de seguridad, no se recomienda llegar a estos porcentajes de Hidrógeno Verde en Gas Natural. El porcentaje de Hidrógeno Verde máximo dentro de la mezcla tiene que ser 19,4% para que pueda ser intercambiable con el gas de referencia.

Aunque Innergy tenga declarado ciertas propiedades del Gas Natural, en la realidad estas propiedades suelen ser variables (ver anexo 9.11), principalmente por la cantidad de metano presente en el Gas Natural. En general, el Gas Natural proveniente de Argentina posee una menor cantidad de metano en comparación con el Gas Natural que se inyecta desde PSR Pemuco. Por lo anterior, se hace un análisis de las propiedades fisicoquímicas de mezclas de Hidrógeno Verde tanto con las propiedades del Gas Natural con menor porcentaje de metano enviado desde Argentina como también con el Gas Natural con mayor porcentaje de metano una vez hecha la inyección de PSR Pemuco.

Para el Gas Natural con menor porcentaje de metano enviado desde Argentina, se tiene que este porcentaje es de 85,25%. A continuación, se presentan las propiedades fisicoquímicas de este gas al inyectarle diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde:

Tabla 5.3. Densidad, densidad relativa, poder calorífico superior, índice de Wobbe para mezclas de Gas Natural al 85,25% Metano y diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde y, error relativo porcentual (Elaboración propia).

% de Hidrógeno en la mezcla con Gas Natural	Densidad [kg/m ³]	Densidad Relativa	Poder Calorífico Superior [kcal/m ³]	Índice de Wobbe Superior [kcal/m ³]	Error relativo porcentual*
0%	0,767	0,637	9.521	11.951	0,62%
5%	0,733	0,609	9.186	11.772	2,12%
10%	0,699	0,581	8.851	11.612	3,45%
15%	0,665	0,552	8.515	11.461	4,70%
20%	0,631	0,524	8.180	11.301	6,03%

*Nota: El error relativo porcentual se calcula a partir del Índice de Wobbe de la mezcla respecto al PCS declarado para el Gas Natural que es 9.300 [kcal/Sm³].

De la tabla 5.3 se aprecia que, para el Gas Natural con 85,25% de metano, el Índice de Wobbe Superior difiere un 0,62% menos que el Gas Natural de 9.300 [kcal/Sm³] que se tiene de referencia, es decir, son intercambiables. Sin embargo, cuando se le inyecta un 20% de Hidrógeno Verde, sobrepasa el límite de 5% admisible de diferencia en el Índice de Wobbe Superior. Con esta calidad de Gas Natural, la probabilidad del retroceso de llama al inyectar 20% de Hidrógeno Verde es mayor con respecto al Gas Natural de referencia. El porcentaje de Hidrógeno Verde máximo dentro de la mezcla tiene que ser 16,2% para que pueda ser intercambiable con el gas de referencia.

Para el Gas Natural con mayor porcentaje de metano una vez hecha la inyección en PSR Pemuco, se tiene que este porcentaje es de 93,31%. A continuación, se presentan las propiedades fisicoquímicas de este gas al inyectarle diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde:

Tabla 5.4. Densidad, densidad relativa, poder calorífico superior, índice de Wobbe para mezclas de Gas Natural al 93,31% Metano y diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde y, error relativo (Elaboración propia).

% de Hidrógeno en la mezcla con Gas Natural	Densidad [kg/m ³]	Densidad Relativa	Poder Calorífico Superior [kcal/m ³]	Índice de Wobbe Superior [kcal/m ³]	Error relativo porcentual*
0%	0,714	0,593	9.360	12.155	1,07%
5%	0,683	0,567	9.033	11.997	0,25%
10%	0,651	0,541	8.706	11.837	1,58%
15%	0,620	0,515	8.378	11.675	2,92%
20%	0,588	0,489	8.054	11.514	4,26%

*Nota: El error relativo porcentual se calcula a partir del Índice de Wobbe de la mezcla respecto al PCS declarado para el Gas Natural que es 9.300 [kcal/Sm³].

De la tabla 5.4 se aprecia que, para el Gas Natural de 93,31%, el Índice de Wobbe Superior difiere en 1,07% más que el Gas Natural de 9.300 [kcal/Sm³] que se tiene de referencia, es decir son intercambiables. Además, cuando se le inyecta entre un 5% y 20% de Hidrógeno Verde a este gas, las diferencias entre los Índices de Wobbe Superior se mantienen dentro de los rangos permisibles para que exista intercambiabilidad, es decir, la probabilidad de un retroceso de llama es menor o nula.

Por lo analizado en las tablas 5.3 y 5.4 es de suma importancia que exista un correcto mezclado del Gas Natural proveniente de Argentina con el Gas Natural inyectado en PSR Pemuco. Ya que si la mezcla no es satisfactoria podría ocurrir una estratificación por diferencias de densidad dentro del gasoducto, provocando que existan secciones de Gas Natural con bajas concentraciones de metano y otras con altas. Al existir estas secciones, cuando se inyectan porcentajes de Hidrógeno Verde cercanos al 20% podría provocar oscilaciones en el Índice de Wobbe, encontrándose en momentos dentro del rango permisible y en otros momentos no.

5.1.3. Coeficiente de Joule-Thompson

Como se mencionó en los antecedentes teóricos la adición de Hidrógeno en el Gas Natural reduce el coeficiente de Joule-Thomson, esta reducción dependerá de la presión y la temperatura que posea la mezcla en determinado momento.

Si bien la incorporación de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural trae varias problemáticas, esta reducción en el coeficiente de Joule-Thomson es beneficioso para la integridad del gasoducto, puesto que la disminución de temperatura al regular la presión será menor y evitará que el gasoducto alcance temperaturas críticas que puedan provocar roturas por congelación. Además, esta disminución de

coeficiente de Joule-Thomson sirve como ahorro energético para la compañía, ya que como medida de seguridad el Gas Natural se calienta en calentadores instalados en las diferentes estaciones donde ocurre la regulación de presión, con el fin de, que cuando disminuya la temperatura debido a la regulación de presión no baje de los 0 [°C]. La incorporación de Hidrógeno Verde en el Gas Natural permitirá que se necesite transferir menos energía desde los calentadores, dado que, la disminución de temperatura será menor según lo indicado por el coeficiente de Joule-Thomson (ver anexo 9.12).

De la tabla 9.10 se tiene que a 38 [bar] el coeficiente de Joule-Thomson es 0,443 [K/Bar] y al agregar 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno este coeficiente se verá reducido en un 7,9%, 15,3%, 21,7% y 30,2% respectivamente. Cuando se trabaja a 65 [bar] el coeficiente es 0,400 [K/Bar] y este se reduce 8,3%, 16,8%, 23,3% y 31,0% respectivamente para los porcentajes de Hidrógeno ya mencionados.

De la tabla 9.12 se tiene que, a 10 [bar], el coeficiente de Joule-Thomson es de 0,511 [K/Bar] y al agregar 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno este coeficiente se verá reducido en un 8,8%, 16,0%, 22,3% y 28,8% respectivamente. Para 25 [bar] es de 0,473 [K/Bar] y se tiene una reducción de 8,0%, 15,2%, 21,6% y 29,2%. Para 35 [bar] es de 0,452 [K/Bar] y se tiene una reducción de 8,8%, 16,2%, 22,3% y 30,1%.

La siguiente tabla muestra la disminución de temperatura (ΔT), que presentan respectivamente las estaciones de transferencia al regular a la presión de operación de su respectivo lateral:

Tabla 5.5. Disminución de temperatura, ΔT , en las distintas Estaciones de Transferencia utilizando el coeficiente de Joule-Thomson a la presión de operación (Elaboración propia).

Estación de transferencia*	Presión [Bar]**		%H ₂				
	Entrada	Salida	0%	5%	10%	15%	20%
Las Palmas	65	10	22[°C]	20,19[°C]	18,32[°C]	16,89[°C]	15,18[°C]
Nacimiento	65	10	22[°C]	20,19[°C]	18,32[°C]	16,89[°C]	15,18[°C]
Las Mercedes	65	10	22[°C]	20,19[°C]	18,32[°C]	16,89[°C]	15,18[°C]
Cerro La Unión	65	10	22[°C]	20,19[°C]	18,32[°C]	16,89[°C]	15,18[°C]
Coronel	65	10	22[°C]	20,19[°C]	18,32[°C]	16,89[°C]	15,18[°C]
	65	35	12[°C]	11,01[°C]	9,99[°C]	9,21[°C]	8,28[°C]
	65	38	10,80[°C]	9,91[°C]	8,99[°C]	8,29[°C]	7,45[°C]
Pemuco	65	25	16[°C]	14,68[°C]	13,32[°C]	12,28[°C]	11,04[°C]
	65	35	12[°C]	11,01[°C]	9,99[°C]	9,21[°C]	8,28[°C]

*Nota: En el anexo 9.13 se encuentran los laterales correspondientes a cada estación de transferencia.

**Nota: La presión de entrada y salida se mantiene constante.

De la tabla 5.5, se tiene que en los laterales que operan a 10 [bar] a una mezcla del 20% de Hidrógeno Verde aun llegarán a temperaturas bajo 0 [°C] al regular la presión, considerando que la mezcla va a la temperatura del suelo 13 [°C] (286[K]). Esto es, -9 [°C] para Gas Natural puro y -2,18 [°C] para una mezcla al 20% de Hidrógeno Verde. Para el caso de los laterales que operan a 38 [bar] en ningún caso se llega debajo a los 0 [°C], mientras que el lateral que opera a 25 [bar] a partir del 15% de Hidrógeno Verde presente en la mezcla el gasoducto deja de estar debajo de los 0 [°C] después de la regulación de presión.

5.1.4. Estratificación y fragilización

A partir de la revisión de variada documentación con respecto a la estratificación disponible en la red, especialmente de los estudios de Liu y otros (2023), se observó lo siguiente al variar distintos parámetros dentro del gasoducto:

- Influencia de la temperatura: Se observó que, cuanto menor sea la temperatura, mayor será el gradiente de concentración de Hidrógeno en la dirección de la gravedad y más evidente será el fenómeno de estratificación. Esto se debe principalmente a que, a medida que aumenta la temperatura, aumenta la energía de las moléculas del gas, lo que intensifica el movimiento Browniano molecular y conduce a una estratificación débil.
- Influencia de la presión: Se observó que, cuanto mayor sea la presión de la tubería, mayor será el gradiente de concentración de Hidrógeno en la dirección vertical y más evidente será el fenómeno de estratificación. Por lo tanto, la mezcla de Hidrógeno y Gas Natural es adecuada para fluir a baja presión. La investigación muestra que cuando el gasoducto de Hidrógeno mezclado con Gas Natural opera bajo baja presión, el Hidrógeno y el Gas Natural tienen la misma tasa de fuga, y el Hidrógeno no se fugará preferentemente desde el gasoducto, lo que también verifica que el gas mezclado debe fluir con alta velocidad y baja presión en el ducto.
- Influencia de la fracción de volumen de Hidrógeno: Se observó que la fracción de volumen de Hidrógeno tiene un gran impacto en la estratificación. Una vez que se estabiliza la estratificación de Hidrógeno, cuanto mayor sea la fracción de volumen de mezcla de Hidrógeno, mayor será el gradiente de concentración de Hidrógeno en la dirección de la gravedad. A medida que aumenta la concentración de Hidrógeno, el número de Reynolds disminuye, lo que disminuirá la influencia en la estratificación del Hidrógeno.
- Influencia de la velocidad de flujo: Se observó que, cuando la velocidad de flujo del gas es mínima, el Hidrógeno se acumula gradualmente en la parte superior de la tubería y se produce

una estratificación evidente. Con el aumento de la velocidad de flujo del gas, el cambio de concentración de Hidrógeno se vuelve particularmente pequeño y el gas mezclado es básicamente uniforme. Por lo tanto, la mezcla de Hidrógeno y Gas Natural es adecuada para fluir a alta velocidad en la tubería.

De lo anterior cabe destacar que tanto para las líneas de Gasoducto del Pacífico como de Innergy la temperatura no varía notablemente en toda la extensión de estas, puesto que, ambas asumen la temperatura del suelo. Además, la fracción de volumen de Hidrógeno a inyectar no varía en toda la extensión de las líneas, a no ser que sea una decisión deliberada. Por otro lado, la presión si es un valor que varía y con este la velocidad, dado que, a mayor presión corresponde menor velocidad y viceversa. De lo señalado sobre las líneas, el fenómeno de estratificación se presentará mayoritariamente en la Línea Principal de Gasoducto del Pacífico, debido a que esta tiene una mayor presión de operación y, por ende, una velocidad de flujo menor.

En relación con a la fragilización, y al comparar lo recomendado en la tabla 9.3 y con los materiales de construcción de las líneas presentadas en la figura 9.25, La Línea Principal y el Lateral Charrúa, ambas de Gasoducto del Pacífico, serían las más propensas a experimentar fragilización por Hidrógeno debido al material con el cual fueron construidas. Cabe destacar, que la estratificación acentúa la fragilización por Hidrógeno, es por ello, que la Línea Principal de Gasoducto el Pacífico es la menos recomendada para operar con mezclas de Gas Natural e Hidrógeno Verde.

5.2. Planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde

A continuación, se presenta un diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en las redes de Gas Natural, presentando los principales equipos e instrumentación para llevar a cabo el cometido de inyección:

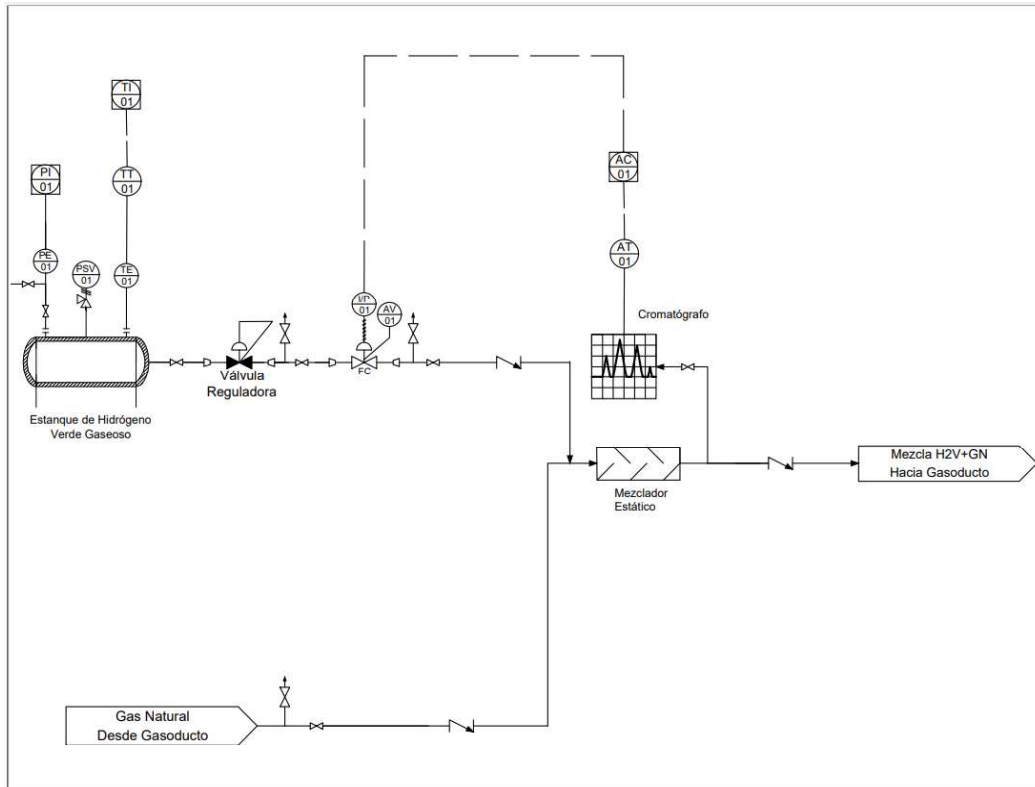


Figura 5.1. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural (Elaboración propia).

Del diagrama de flujo de la planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde, se tiene que este último se almacena en estanques cilíndricos, los cuales pueden estar dispuestos en orientación horizontal o vertical. Estos estanques deben contar con la instrumentación necesaria para conocer la temperatura, presión y cantidad de Hidrógeno que posee el estanque de almacenamiento. Además, debe contar con las válvulas de seguridad necesarias para evitar cualquier situación que afecte a la integridad de los equipos. Cabe destacar que, debido a la baja densidad del Hidrógeno gaseoso, este se almacena a elevadas presiones con el fin de reducir el volumen necesario de almacenamiento. Dichas presiones generalmente son mucho mayores a las presiones de operación del gasoducto.

Una vez que el Hidrógeno Verde gaseoso sale del estanque de almacenamiento, este pasa por una válvula reguladora de presión. Esta válvula se encarga de reducir y estabilizar la presión del fluido aguas arriba, con el fin de que tenga la presión necesaria para ser inyectado en el gasoducto de forma segura y no ingrese a este con una presión que podría provocar una sobrepresión y causar repercusiones en la integridad del gasoducto.

Luego, el Hidrógeno gaseoso pasa por una válvula de control de composición que se encarga de controlar los porcentajes de Hidrógeno Verde presentes en el Gas Natural. Este control es de gran importancia, ya que aumentos en la concentración de Hidrógeno Verde en el Gas Natural provocan una disminución en los Índices de Wobbe establecidos, lo cual es indicio de inestabilidad de las llamas de los quemadores de los clientes, lo que podría provocar un retroceso de llama. La válvula de control se establece como “*Fail Close*” ya que, en caso de falla en el sistema, es mejor que se cierre a que se abra debido a que, al abrirse completamente, se varía el Índice de Wobbe establecido, provocando las fallas mencionadas anteriormente, por otra parte, cuando se cierra, no existe mezclado con el Gas Natural, y los equipos finales funcionarían con el gas para el cual fueron diseñados, es decir, a una condición segura.

Una vez inyectado el Hidrógeno Verde en el gasoducto, se hace pasar la mezcla a través de un mezclador estático. Este equipo consiste en una carcasa tubular con elementos fijos en el interior, los llamados elementos de mezcla, los cuales se encargan de perturbar de tal forma el perfil de la corriente con tal de que ambos gases se mezclen hasta formar una sustancia homogénea. Dentro del mezclador estático no hay elementos móviles, lo cual ofrece diversas ventajas. Por ejemplo, el mezclador estático no necesita mantenimiento, el consumo de energía es muy limitado y no hay componentes electrónicos que puedan suponer peligros de explosión. Mantener la mezcla homogénea es de gran importancia, ya que, de este modo, se evita la estratificación de la mezcla y, por ende, también se evita posibles fallas en los quemadores de los clientes por inestabilidad de la llama o retroceso de esta.

Cuando el gas está mezclado se toma una muestra de este y se envía hacia un cromatógrafo, el cual es capaz de entregar la composición química del gas, poder calorífico superior e inferior y el Índice de Wobbe. Estos datos son compartidos hacia la sala de control de Innergy, pero a su vez son enviados a un controlador a través de un transmisor, en donde se compara con la composición de referencia y así el controlador actúa sobre la válvula de control mencionada anteriormente.

Además, se agregan válvulas antirretorno puesto que, cuando se alcance el equilibrio entre el estanque de almacenamiento y el gasoducto, o bien, cuando la presión del gasoducto esté operando a una presión mayor a la configurada en la válvula de regulación de presión, puede ocurrir que el Gas Natural invierta el flujo en las líneas de Hidrógeno gaseoso. Lo anterior puede provocar fallas en equipos, como también la contaminación del estanque de almacenamiento.

Un problema operacional que surge del diagrama presentado en la figura 5.1 es que, cuando se inyecta Hidrógeno Verde gaseoso en líneas con elevadas presiones, y se logra el equilibrio entre la presión del estanque de almacenamiento y el gasoducto, en el estanque de almacenamiento quedan cuotas de Hidrógeno Verde.

Para aprovechar de mejor manera el Hidrógeno Verde gaseoso almacenado se recomienda instalar una línea de compresión en paralelo a la línea de regulación de presión. Esta línea de compresión debe contener compresores encargados de extraer el Hidrógeno remanente del estanque y elevar su presión hasta que sea adecuada para lograr la inyección. Dicha compresión provoca un aumento de temperatura en el Hidrógeno, la cual puede ser peligrosa y perjudicial para la mezcla, es por esto, que la línea de compresión debe contener aeroenfriadores, con el fin de enfriar el Hidrógeno hasta la temperatura de operación del gasoducto. La recomendación de añadir una línea de compresión es solo con fines teóricos, ya que se debe analizar su factibilidad técnico-económica frente al Hidrógeno Verde remanente en los estanques del diagrama sin compresión, el cual representa un capital de trabajo. A continuación, se presenta un diagrama de flujo generalizado de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde que contiene una línea de compresión y otra de regulación de presión:

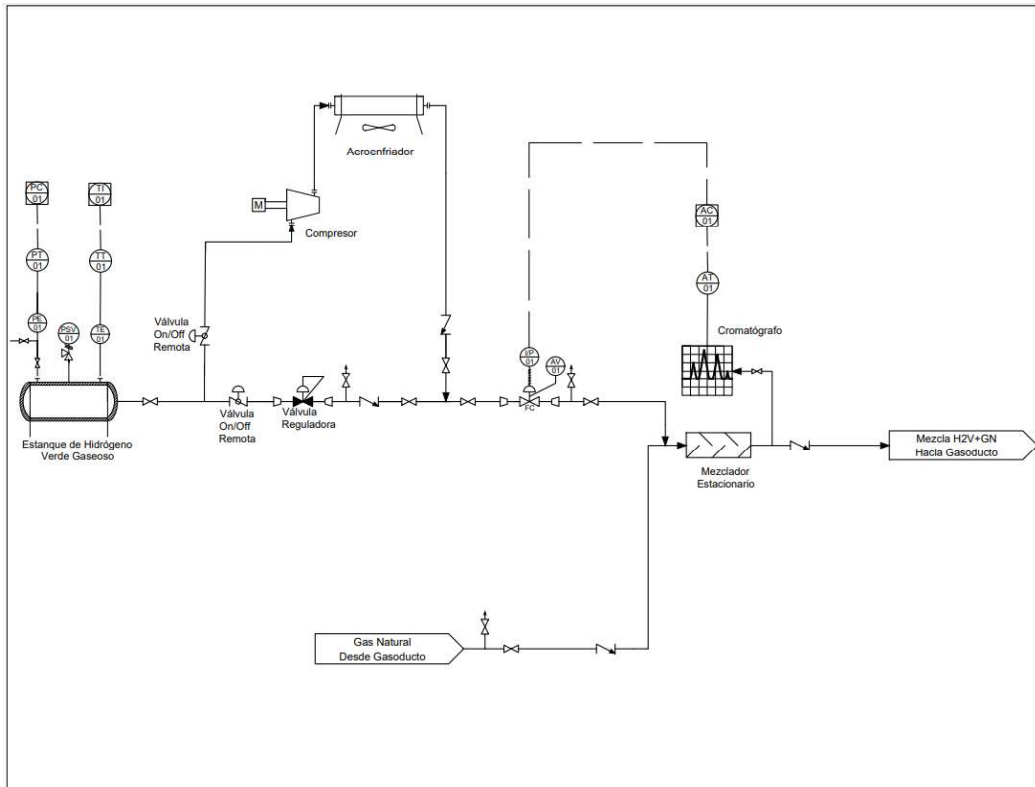


Figura 5.2. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde con una línea de compresión (Elaboración propia).

Para la generación de los *layouts* de las distintas plantas de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde, presentadas en el anexo 9.18.4, se recomienda utilizar las distancias presentadas en la figura 5.3. Estas distancias también permiten analizar la viabilidad de instalar una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde directamente en los clientes, con el objetivo de verificar si se cumplen las distancias de seguridad recomendadas por la NFPA 2/2020 “*Hydrogen Technologies Code* (Código de Tecnologías de Hidrógeno)”.

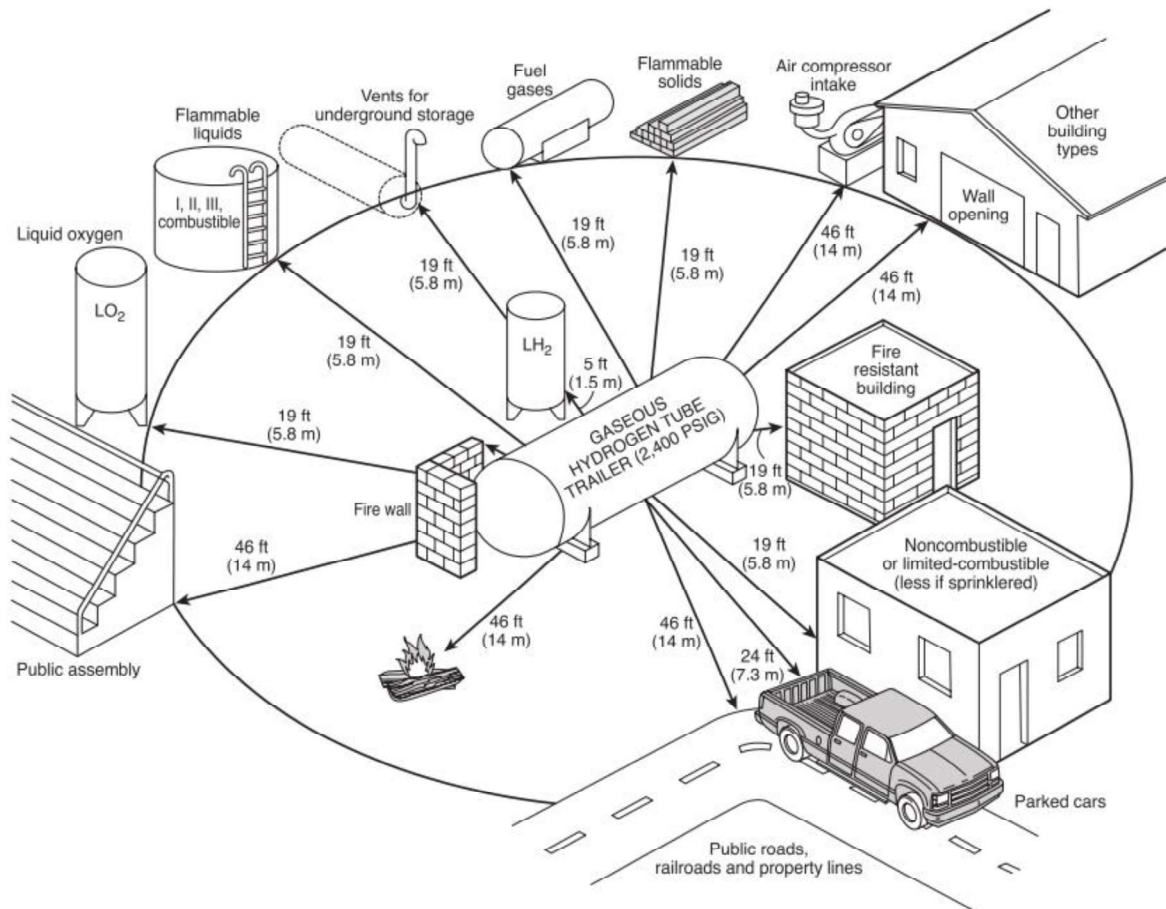


Figura 5.3. Distancias entre el almacenamiento de Hidrógeno a granel y exposiciones. (NFPA 2, 2020).

5.2.1. Análisis HAZOP

Para la figura 5.1 son tres nodos a analizar: Almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso, Inyección desde línea de regulación de presión y, Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural. Mientras que, para la figura 5.2 se analiza el nodo : Inyección desde la línea de compresión. La visualización de estos nodos y sus planillas HAZOP están presenten en el anexo 9.15. A continuación, se presentan los principales resultados del análisis HAZOP:

1. Nodo 1: Almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso.

Las principales desviaciones son aumento y disminución de presión, como también el aumento de temperatura. La causa de la disminución de presión se le atribuye a fugas del estanque, mientras que para el aumento de presión y temperatura, se les atribuye a causas externas y no a variables del proceso. Las consecuencias de la disminución de presión es la pérdida del Hidrógeno Verde almacenado debido a fugas, mientras que, para el aumento de presión y temperatura es una posible explosión por sobrepresión. Las protecciones para el aumento de presión y temperatura son válvulas de seguridad de presión. Las acciones a tomar para el caso de disminución de presión, es agregar un medidor de flujo de Hidrógeno con el fin de comparar con el medidor de nivel del estanque y verificar si existen fugas, con el objetivo de enviar personal a verificar dichas fugas y repararlas.

2. Nodo 2: Inyección desde línea de regulación de presión.

Las principales desviaciones son aumento y disminución de presión, aumento, disminución y retorno de flujo. La causa del aumento y disminución de presión es por fallas en la válvula reguladora, para el aumento y disminución de flujo es falla en la válvula reguladora de composición, mientras que el flujo inverso es debido a que el gasoducto este operando a una presión mayor que la línea de inyección. Las consecuencias de una mayor presión, es que puede existir una sobrepresión en el gasoducto, debido a la presión menos puede existir un flujo inverso debido a que la presión de inyección es menor que la del gasoducto, provocando que el estanque de almacenamiento se contamine con Gas Natural, y debido al flujo más puede existir variaciones no seguras en el Índice de Wobbe. Las protecciones que se tienen para evitar el retorno de gas son válvulas antirretorno. Las acciones a tomar son agregar válvulas reguladoras de respaldo y alarmas al cuadro de control.

3. Nodo 3: Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural.

Las principales desviaciones son aumento de presión, aumento y disminución de temperatura, y aumento y disminución de composición. La causa del aumento de presión en el gasoducto es un aumento en la presión de inyección, para las desviaciones de temperaturas, es un aumento o disminución en la temperatura de inyección, mientras que en las desviaciones de composición se le atribuye a fallos en el cuadro de control de composición. Las consecuencias por aumento de presión son roturas del gasoducto por sobrepresión como también el aumento del fenómeno de estratificación, para el caso de aumento de temperatura, esta puede provocar un aumento de presión en el gasoducto, para el caso de aumento de composición puede existir variaciones no seguras en el Índice de Wobbe provocando un posible retorno de llama en los clientes finales. Respecto a las desviaciones anteriores no se tienen protecciones. Las acciones a tomar es agregar alarmas al cuadro de control de composición.

4. Nodo 4: Inyección desde la línea de compresión

Las principales desviaciones son disminución de presión, aumento de temperatura, aumento, disminución y retorno de flujo. La causa del aumento de presión es fallas en el compresor, para el aumento de temperatura es falla en los aerofriadores, para el aumento y disminución de temperatura es falla en la válvula de composición, para el flujo inverso es que el gasoducto vaya a una mayor presión que la línea de inyección. Las principales consecuencias son daño en la línea de compresión y aumento de la presión en el gasoducto debido al aumento de temperatura, variaciones no seguras en el Índice de Wobbe debido al aumento de flujo y contaminación del estanque de almacenamiento de Hidrógeno Verde debido al retorno de flujo. Las protecciones para el retorno de gas son válvulas antirretorno. Las acciones a tomar son agregar alarmas de temperaturas y alarmas al cuadro de control de composición.

5.3. Resultado de las simulaciones del Software ALOHA

Se simularon los cuatro volúmenes de estanques definidos según sea el tamaño de planta (ver anexo 9.18). Los volúmenes corresponden a 100 [m³], 150 [m³], 200 [m³] y 250 [m³] todos a una presión de operación de 150 [bar]. Los escenarios simulados fueron: nube tóxica y nube inflamable por fuga de Hidrógeno, sobrepresión por explosión, y radiación térmica por dardo de fuego. Los radios de impacto se presentan a continuación:

Tabla 5.6. Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 100 [m³] a 150 [bar] (Elaboración propia).

Disposición	Z. Toxica			Z. Inflamable		Z. Sobrepresión			Z. Radiación térmica		
	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]
Horizontal	56	74	139	327	772	206	263	480	31	43	68
Vertical	56	74	139	327	772	206	263	480	31	43	68

Nota: Las letras A, N, R y Z se utilizan para abreviar Amarillo, Naranja, Rojo y Zona respectivamente.

Tabla 5.7. Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 150 [m³] a 150 [bar] (Elaboración propia).

Disposición	Z. Toxica			Z. Inflamable		Z. Sobrepresión			Z. Radiación térmica		
	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]
Horizontal	59	77	146	343	808	214	275	502	32	44	69
Vertical	59	77	146	343	808	214	275	502	32	44	69

Nota: Las letras A, N, R y Z se utilizan para abreviar Amarillo, Naranja, Rojo y Zona respectivamente.

Tabla 5.8. Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 200 [m³] a 150 [bar] (Elaboración propia).

Disposición	Z. Toxica			Z. Inflamable		Z. Sobrepresión			Z. Radiación térmica		
	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]
Horizontal	60	80	150	352	828	218	281	517	32	44	69
Vertical	60	80	150	352	828	218	281	517	32	44	69

Nota: Las letras A, N, R y Z se utilizan para abreviar Amarillo, Naranja, Rojo y zona respectivamente.

Tabla 5.9. Valores de los radios para cada situación de atmósfera peligrosa simulada para un estanque de 250 [m³] a 150 [bar] (Elaboración propia).

Disposición	Z. Tóxica			Z. Inflamable		Z. Sobrepresión			Z. Radiación térmica		
	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]	R[m]	N[m]	A[m]
Horizontal	61	81	152	357	844	221	285	526	32	45	70
Vertical	61	81	152	357	844	221	285	526	32	45	70

Nota: Las letras A, N, R y Z se utilizan para abreviar Amarillo, Naranja, Rojo y zona respectivamente.

De lo simulado por ALOHA, se tiene que el tiempo de liberación para los estanques de 100 [m³], 150 [m³], 200 [m³] y 250 [m³] fue de 9 [min], 14 [min], 18 [min] y 24 [min], respectivamente. Para el caso de la radiación térmica, los tiempos mencionados anteriormente corresponden a la duración del dardo de fuego. Además, cuando para un mismo volumen se cambia la orientación del estanque los radios de las zonas peligrosas no cambian, puesto que, cuando se trata de gases, estos se distribuyen uniformemente dentro del estanque, lo anterior permite que la liberación del gas hacia a la atmósfera se mantenga constante independientemente de la orientación del estanque.

La zona de inflamabilidad presenta los mayores radios de riesgo debido a lo impredecible que puede llegar a ser, puesto que la concentración de la nube de Hidrógeno no es uniforme y, por ende, se pueden llegar a producir zonas donde el Hidrógeno se encuentre dentro de sus rangos de explosividad. A estas zonas se les llama “Bolsas”, las cuales se producen principalmente en áreas donde la concentración promedio está sobre el 60% del Límite Inferior de Explosividad.

Para el caso de la explosión por sobrepresión, cuando se ingresaron los datos de simulación, se escogió un tiempo de ignición desconocido, por lo anterior, ALOHA realizó simulaciones englobando todos los tiempos posibles de ignición para este escenario. Por lo tanto, la zona de amenaza no representa el área de expansión de una sola explosión, sino más bien la combinación de todas las áreas potenciales de los diferentes tiempos de ignición que ALOHA ejecutó.

Para el caso de la radiación térmica debido al dardo de fuego, ALOHA simuló el efecto que tiene la fuga de Hidrógeno cuando este se quema inmediatamente al salir del estanque de almacenamiento. Cabe destacar que el programa simula el dardo de fuego de manera vertical, no tomando en cuenta otros ángulos posibles.

Para el caso de la zona de toxicidad, esta se encuentra dentro de los rangos de la zona de inflamabilidad, puesto que su zona amarilla abarca los lugares con una concentración sobre 65.000

[ppm], lo que equivale a una concentración de 6,5% de Hidrógeno en aire, lo cual está por encima del 4% del Límite Inferior de Explosividad del Hidrógeno. Se debe considerar que el Hidrógeno no es tóxico para la salud humana; sin embargo, este es un asfíxiante simple debido a que desplaza el aire. Cabe destacar que los valores de exposición a riesgos son sobre los 60 [min], por lo que la amenaza de inflamabilidad puede que sea un riesgo mucho mayor que el de toxicidad.

5.4. Análisis al marco normativo vigente

Como se mencionó en los antecedentes teóricos, en Chile actualmente no existe legislación para el transporte, distribución y consumo de mezclas de Gas Natural e Hidrógeno. Sin embargo, la Superintendencia de Combustibles y Electricidad (SEC) entrega una guía especial de proyectos de Hidrógeno para realizar la solicitud de autorización de dichos proyectos. Según lo estipulado por la SEC, el proyecto de inyección de Hidrógeno Verde en las líneas de Gas Natural de la región del Biobío debe ser presentado solo en las etapas de Transporte, Distribución y Almacenamiento. Para tramitar la solicitud de autorización, la SEC pide entregar una carpeta con los siguientes documentos y antecedentes: introducción del proyecto, descripción, diseño, seguridad, calidad y normativa aplicable. Además, recomienda una variedad de normativas extranjeras para que sean aplicables al proyecto en cuestión.

Por otro lado, en el anexo 9.16 se presentan posibles modificaciones a leyes con las que actualmente se rige empresas Innergy como también a normativas a crear por parte del gobierno de Chile. Lo anterior extraído de “Plan de trabajo de regulaciones habilitantes para el desarrollo de la industria del Hidrógeno en Chile 2024-2030”.

5.4.1. Análisis normativo sobre el transporte de mezclas de Gas Natural con distintitos porcentajes de Hidrógeno Verde.

Las redes que mantiene y opera Innergy fueron desarrolladas a partir de los estándares de la normativa ASME B31.8 “*Gas Transmission and Distribution Piping Systems* (Transmisión y Distribución de Gas en Sistemas de Tuberías)”. Esta normativa fue desarrollada principalmente para gasoductos de Gas Natural. Sin embargo, como los constituyentes del Gas Natural pueden variar, esta norma acepta dicha variación en el Gas Natural, siempre y cuando estas variaciones no afecten a la estabilidad de la llama de los consumidores finales. De lo anterior, esta norma sí es aplicable cuando se trabaja con mezclas con Hidrógeno, sin embargo, dicha norma entrega recomendaciones para evitar efectos negativos sobre la integridad de las líneas de gas debido a la presencia de Hidrógeno. De lo señalado,

se podría determinar qué porcentaje de Hidrógeno presente en el Gas Natural es admisible para que lo estipulado en la norma ASME B31.8 aún sea aplicable.

Con respecto al desarrollo de tuberías para transporte y distribución de Hidrógeno, la guía SEC y la norma ASME B31.8 recomiendan la utilización de la norma ASME B31.12 “*Hydrogen Piping and Pipelines* (Tuberías y Gasoductos de Hidrógeno)”. Esta normativa es aplicable tanto para Hidrógeno puro como para mezclas que contengan sobre el 10% en Hidrógeno. Esta normativa a su vez se divide en tres grandes partes: Requerimientos Generales, Tuberías Industriales y Gasoducto. En el capítulo PL3.21 “*Steel Pipeline Service Conversions* (Conversiones del Servicio de Tuberías de Acero)”, se detallan las distintas etapas que se deben seguir para poner un gasoducto existente al servicio del Hidrógeno. El capítulo anterior toma gran relevancia, ya que la inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural se pretende realizar reutilizando el gasoducto. Este capítulo además señala que, cuando se trata de gasoducto de doble servicio, es decir, un gasoducto diseñado para transportar alternativamente Gas Natural bajo el código ASME B31.8 y también Hidrógeno bajo el código ASME B31.12, solo es necesario realizar una prueba de calificación inicial para el servicio de Hidrógeno. Esto significa que la primera vez que el gasoducto se convierte para transportar Hidrógeno, debe pasar por un proceso de calificación. Sin embargo, después de esta conversión inicial y calificación para Hidrógeno, no es necesario repetir la prueba de calificación cada vez que se cambia de Gas Natural a Hidrógeno. Cabe destacar, que la reconversión del gasoducto se establece para un transporte completamente de Hidrógeno. A pesar de lo anterior, verificar cambios técnicos y operacionales en el gasoducto para 100% de Hidrógeno servirá de guía para conocer las limitaciones que se tendrán para obtener dicho porcentaje.

Con respecto a la legislación en otros países, especialmente los pertenecientes a la Unión Europea y según lo recopilado por “HyLaw”, muchos de estos países no poseen legislación alguna sobre el transporte de mezclas de Gas Natural e Hidrógeno. Los países que, si aceptan la incorporación de Hidrógeno en las redes de Gas Natural, lo hacen bajo leyes, reglamentos o normas que se aplican al transporte, uso y calidad del Gas Natural. En estos documentos se permiten ciertos porcentajes de Hidrógeno en una mezcla con Gas Natural siempre y cuando no se vean afectados los usuarios finales. De lo anterior cada país tiene definido estos porcentajes, en donde algunos aceptan solo 1% de Hidrógeno y otros hasta el 10%.

Si se aplica lo mismo en Chile que lo visto en los países de la Unión Europea, esto se debería hacer con respecto a la NCh.2264:2014 “Gas Natural – Especificaciones” (ver anexo 9.17). Esta norma

establece las características que debe cumplir el Gas Natural en el transporte, distribución y suministro. La adición de Hidrógeno Verde al Gas Natural provocaría cambios en Poder Calorífico Superior y en el Índice de Wobbe. De lo calculado en la tabla 5.2 se aprecia que solo la inyección de un 5% de Hidrógeno Verde cumple con lo normado tanto para el Poder Calorífico Superior e Índice de Wobbe. El máximo porcentaje de Hidrógeno admisible para cumplir con la norma sería del 7% con un PCS de 8.850 [kcal/m³] y un Índice de Wobbe de 11.816 [kcal/m³].

5.4.2. Análisis normativo sobre el almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso

Se excluye el uso del Decreto Supremo 43 “Aprueba el reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas”, dado que, si bien el Hidrógeno es clasificado como sustancia peligrosa de clase 2.1 (gas inflamable), el mismo decreto declara lo siguiente en el Título I Disposiciones Generales, Artículo 3:

“Quedan excluidos del ámbito de aplicación de este reglamento: (...) Los combustibles líquidos y gaseosos, utilizados como recursos energéticos, regulados por los decretos respectivos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (...)”.

Por lo anterior, no se recomienda la utilización del Decreto Supremo 43, debido a las características del proyecto.

A pesar de lo anterior, el Ministerio de Energía publica el 24 de junio de 2024 el Decreto Supremo 13 “Aprueba el reglamento de seguridad de instalaciones de Hidrógeno e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas”. En este reglamento se excluyen las tuberías de distribución y transporte según lo señalado en el artículo 2 del mismo reglamento:

“Se excluyen de la aplicación de este reglamento las siguientes instalaciones: (...) Las redes de transporte y distribución de Hidrógeno que se utilizan para trasladar el Hidrógeno fuera de la instalación de Hidrógeno (...)”.

Sin embargo, este reglamento si es aplicable para el almacenamiento gaseoso de Hidrógeno Verde. Aquí se indica que, todas las instalaciones que tengan una capacidad agregada de almacenamiento de Hidrógeno superior a 2,35 [kg], necesitará un Manual de Seguridad y un Plan de Emergencias y Accidentes. Lo anterior corresponde para todos los casos de inyección analizados. Por otro lado, las instalaciones con una capacidad agregada de almacenamiento superior a 5.000 [kg] necesitaran, además, un Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR).

Una normativa extranjera para el almacenamiento de Hidrógeno gaseoso es la NFPA2/2020, la cual es recomendada por la guía SEC y el D.S.13 del Ministerio de Energía, en donde, este último se creó a partir de lo estipulado en la norma NFPA2/2020. Los capítulos relevantes de esta norma asociados a las características de este proyecto son el capítulo 4: “*General Fire Safety Requeriments* (Requisitos Generales de Seguridad contra Incendios)”, ya que busca proporcionar un nivel razonable de seguridad, protección de propiedades y el bienestar público frente a los peligros creados por incendios, explosiones y otras condiciones peligrosas, así como, garantizar la seguridad de la vida reduciendo la probabilidad de sufrir lesiones o la muerte a causa de los peligros ya mencionados. Otro capítulo relevante es el 6: “*General Hydrogen Requeriments* (Requerimientos Generales de Hidrógeno)”, aquí se detallan requerimientos adicionales que se deben considerar en el diseño de las instalaciones de Hidrógeno aparte de las ya mencionadas en el capítulo 4. Por último, en el capítulo 7: “*Gaseous Hydrogen* (Hidrógeno Gaseoso)” se detallan todos los requisitos que se deben cumplir para el almacenamiento, uso y manipulación del Hidrógeno gaseoso junto con otros requerimientos aplicables presentes en el mismo código.

5.5. Recomendaciones para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR).

A partir de toda la información y resultados recopilados en el presente informe, se generan recomendaciones sobre que procedimientos modificar para cumplir con el objetivo del SGIR:

- Actualizar referencias normativas sobre el diseño y construcción y, de la operación y del mantenimiento del gasoducto.
- Actualizar los procedimientos de prevención en la etapa de diseño, incorporando las normas y definiciones pertinentes a la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno Verde.
- Generar y actualizar procedimientos tanto para el área de mantenimiento mecánico como eléctrico, para todos los equipos y accesorios a adquirir o reutilizar para el transporte de la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno Verde según sea el caso de fracción volumétrica de este último presente en la mezcla.
- Actualizar todos los procedimientos relacionados con el establecimiento y revisión de la clase de ubicación, verificación de distancias a edificios, identificación de viviendas y predios sensibles, y el establecimiento de áreas de alta consecuencia. Ya que la incorporación de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural generará variaciones en los parámetros de los

procedimientos mencionados anteriormente. Esto se debe hacer para cada porcentaje de Hidrógeno Verde a inyectar en la red.

- Con respecto a los procedimientos de mitigación, se debe actualizar el plan de emergencia, en donde se recomienda, generar un análisis de atmósferas peligrosas con la mezcla de Gas Natural a diferentes porcentajes de Hidrógeno, y así desarrollar de mejor manera este plan. Para lo anterior no se puede usar ALOHA, puesto que este, no trabaja con mezcla de gases. Además, se debe actualizar los procedimientos relacionados al control de odorización y control de fugas, puesto que, la adición de Hidrógeno al Gas Natural afecta a la correcta ejecución de estos controles. Esto se debe hacer para cada porcentaje de Hidrógeno Verde a inyectar a la red.
- Actualizar el Manual de Seguridad, sobre todo en los procedimientos relacionados a las instrucciones de prevención de riesgo para el gas transportado y distribuido, puesto que, la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno podría estar fuera de los parámetros y estándares establecidos para asegurar la integridad de los trabajadores. Esto se debe hacer para cada porcentaje de Hidrógeno Verde a inyectar a la red.
- En el Plan de Comunicaciones, se debe actualizar toda la información entregada en la educación pública. En donde, se incluyan los nuevos parámetros y estándares sobre peligros, riesgos, medidas de prevención y mitigación, planes de acción ante una amenaza, entre otros. La información debe contemplar los diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde presente en el Gas Natural.
- Se debe generar inducciones continuas para los empleados sobre mantenimiento, operación, peligros, riesgos, planes de acción y otros temas sobre la mezcla de Gas Natural a diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde.
- Actualizar la evaluación de riesgo puro, medidas de mitigación y riesgo residual para la amenaza de corrosión interna, puesto que la incorporación de Hidrógeno Verde en la línea de Gas Natural aumenta esta amenaza. Esto se debe hacer para cada porcentaje de Hidrógeno Verde a inyectar en la red.

Las recomendaciones anteriores se adelantan a lo que se podría modificar en el D.S. 280. Sin embargo, una vez promulgada dicha modificación, los cambios en el SGIR se deben hacer con lo estipulado en el D.S. 280 actualizado.

6. Conclusiones

Se demostró que la mezcla de Gas Natural con Hidrógeno Verde solo es segura hasta un 19,2% de este en la mezcla para los usuarios finales, con quemadores diseñados a partir de las propiedades fisicoquímicas del Gas Natural entregadas por Innergy. Sin embargo, aguas arriba, desde la inyección de la PSR Pemuco, se recomienda una mezcla de Gas Natural hasta un 16,2% de Hidrógeno Verde, ya que la calidad del Gas Natural enviada desde Argentina provoca variaciones en el Índice de Wobbe, volviendo peligroso el uso de mezclas de Gas Natural con Hidrógeno sobre el porcentaje ya mencionado.

Se debiese evitar la inyección de Hidrógeno Verde en las líneas de Gasoducto del Pacífico, puesto que, en estas, la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno Verde es más propensa a estratificarse, lo que provoca variaciones en el Índice de Wobbe debido al gradiente de concentración formado, también, la mezcla es más propensa a fragilizar el gasoducto, lo que se traduce, en daños a la integridad de este, además, el material de las tuberías no es compatible con el Hidrógeno Verde. Mientras que en los laterales de Innergy se evitan más estos fenómenos debido a la menor presión y mayor velocidad que lleva la mezcla en estas líneas, además, el material de construcción de estas líneas tiene mayor compatibilidad con el Hidrógeno Verde.

La incorporación de Hidrógeno Verde en las líneas de Gas Natural es beneficioso para ayudar a reducir la bajada de temperatura posterior a una regulación de presión, debido a que el coeficiente de Joule-Thomson del Hidrógeno es contrario al del Gas Natural. Esta incorporación ayudaría a reducir el impacto del congelamiento de las tuberías, así como el uso energético de los calentadores dispuestos en las estaciones de regulación.

De lo simulado en ALOHA se tiene que las áreas de impacto de los diferentes escenarios simulados no dependen de la orientación de los estanques, además, los mayores riesgos por una fuga de Hidrógeno desde los estanques de almacenamiento son la nube de inflamabilidad cuya zona amarilla alcanza un radio de 884 [m] para el estanque más grande, que corresponde al de 250 [m³], mientras que el área de sobrepresión tiene un radio de 221 [m] para su zona roja, la cual es una distancia considerable de recorrer para las personas que estén en las cercanías del estanque y evitar la muerte.

A partir del análisis HAZOP, se tiene que los principales riesgos de proceso de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde son los retornos de gas debido a que la presión de inyección es menor que la del gasoducto, así como también la generación de una mezcla de Gas

Natural con Hidrógeno no segura debido a la falla de algún elemento del cuadro de control de composición.

Desde el análisis al marco normativo nacional e internacional, se recomienda utilizar las normas NFPA2/2020 y ASME B31.12-2014 para lo relacionado a las aplicaciones de mezcla de Gas Natural con Hidrógeno Verde, puesto que entidades tanto nacionales como extranjeras recomiendan su uso, incluso el D.S. 13, que habla sobre el Hidrógeno y fue confeccionado a partir de NFPA2/2020. Por otro lado, si se quisiera inyectar Hidrógeno Verde considerando solamente la calidad del Gas Natural estipulada por la NCh2264-2014, lo permitido para el Gas Natural comercializado por Empresas Innergy sería un 7% de Hidrógeno Verde presente en la mezcla.

Por último, en las recomendaciones generadas para el Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR), se señala que manuales, planes y/o procedimientos se deben actualizar debido a la incorporación de Hidrógeno Verde al Gas Natural. Puesto que la inyección de Hidrógeno Verde generará variaciones en las áreas de riesgo, planes de mitigación, evaluaciones del riesgo, parámetros y estándares de seguridad para empleados e instalaciones, las cuales fueron realizadas considerando solamente Gas Natural.

7. Recomendaciones

- Realizar un levantamiento a todos los quemadores e inyectores de los clientes finales para saber qué porcentaje de Hidrógeno Verde presente en el Gas Natural son capaces realmente de alcanzar, con el fin de generar proyecciones de inyección sobre el 20% de Hidrógeno.
- Realizar estudios sobre el comportamiento de odorantes en la mezcla de Hidrógeno y Gas Natural, además de aditivos a añadir a la mezcla para que esta siga siendo visible.
- Realizar estudios para cuantificar los gradientes de concentración debido al fenómeno de estratificación en las diferentes líneas, además, de hallar una relación de cómo este gradiente se ve afectado por la presión y el porcentaje de Hidrógeno Verde presente en la mezcla.
- Determinar un nuevo MAOP para las diferentes líneas con el fin de evitar o reducir el fenómeno de fragilización.

8. Referencias

- Asociación Chilena de Hidrógeno. (s.f.). *EN MARCHA: INICIATIVAS DE H2R*. Recuperado el 13 de Agosto de 2024, de H2 Chile: <https://h2chile.cl/>
- Asociación Gas Natural. (s.f.). *Qué es el gas natural*. Obtenido de Asociación Gas Natural: <https://www.agnchile.cl/gas-natural/>
- Borgnakke, C., & Sonntag, R. (2013). *Fundamentals of Thermodynamics*. Michigan: Wiley.
- Cáceres Haquin, G. I. (2013). *Análisis de seguridad y operación de planta satélite de regasificación de gas natural licuado, Pemuco-Fase II*. Concepción: Universidad de Concepción.
- Campari, A., Ustolin, F., Alvaro, A., & Paltrinieri, N. (2023). A review on hydrogen embrittlement and risk-based inspection of hydrogen technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35316-35346.
- Cristello, J., Yang, J., Hugo, R., Lee, Y., & Park, S. (2023). Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 17605-17629.
- DEKRA. (s.f.). *Análisis de riesgo de proceso (HAZOP)*. Recuperado el 28 de Diciembre de 2024, de DEKRA: <https://www.dekra.cl/es/analisis-de-riesgos-de-proceso/>
- EPA. (Febrero de 2007). *User's Manual*. Obtenido de The CAMEO Software System: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/P1003UZB.PDF?Dockey=P1003UZB.PDF>
- European Hydrogen Backbone. (2024). *Narrativa de Países*. Obtenido de European Hydrogen Backbone: <https://ehb.eu/page/country-specific-developments#spain-enagas>
- Felder, R., & Rousseau, R. (2004). *Principios elementales de los procesos químicos*. Ciudad de México: Limusa Wiley.
- GasValpo. (22 de Diciembre de 2022). *GASVALPO INICIA INYECCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A SU RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DE COQUIMBO*. Obtenido de GasValpo: https://www.gasvalpo.cl/noticiavisor.aspx?9,GASVALPO_INICIA_INYECCI%C3%93N_DE_HIDR%C3%93GENO_VERDE_A_SU_RED_DEDISTRIBUCI%C3%93N_DE_GAS_NATURAL_EN_LA_REGI%C3%93N_DE_COQUIMBO_from_H2GN
- Generadoras de Chile. (2021). *Hidrógeno Verde*. Obtenido de Generadoras de Chile: <https://generadoras.cl/tipos-energia/hidrogeno-verde>
- IEA. (14 de junio de 2019). *Limits on hydrogen blending in natural gas networks, 2018*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>
- Infobae. (18 de Junio de 2018). *Intoxicación por inhalación de gas: cuáles son los riesgos para la salud frente a un escape*. Obtenido de Infobae: <https://www.infobae.com/salud/2018/06/18/intoxicacion-por-inhalacion-de-gas-cuales-son-los-riesgos-para-la-salud-frente-a-un-escape/>

- INNERGY. (2024). *Manual SGIR Gasoducto del Pacífico 2024*. Concepción.
- Instituto Nacional de Normalización . (24 de Febrero de 2014). NCh.2264-2014. Santiago de Chile, Chile: Instituto Nacional de Normalización- INN.
- Li, Y., Su, Y., Yu, B., Wang, P., & Sun, D. (2021). Influences of Hydrogen Blending on the Joule–Thomson Coefficient of Natural Gas. *ACS Omega*, 16722-16735. Obtenido de <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsomega.1c00248>
- Liu, C., Pei, Y., Cui, Z., Xuejie, L., Yang, H., Xing, X., . . . Li, Y. (12 de Febrero de 2023). Study on the stratification of the blended gas in the pipeline with hydrogen into natural gas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 5186-5196. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.074>
- Marzec, A. (2006). TOWARD A HYDROGEN FUEL - WOULD ITS MASSIVE. *Polish Journal of applied chemistry*, 1-5.
- Melideo, D., Baraldi, D., De Miguel Echeverria, N., & Acosta Iborra, B. (2019). Effects of some key-parameters on the thermal stratification in hydrogen tanks during the filling process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 13569-13582.
- MET Group. (20 de Abril de 2020). *WHAT IS NATURAL GAS? MEANING, DEFINITION & DESCRIPTION*. Obtenido de MET Group: <https://group.met.com/en/media/energy-insight/what-is-natural-gas>
- Ministerio de Energía. (2023). *HIDROGENO VERDE UN PROYECTO PAÍS*. Santiago de Chile: Ministerio de Energía.
- Ministerio de Energía. (02 de agosto de 2024). *PLAN DE TRABAJO DE REGULACIONES HABILITANTES PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DE HIDRÓGENO EN CHILE 2024 – 2030*. Obtenido de [energia.gob.cl: https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-trabajo-de-regulaciones-habilitantes-para-el-desarrollo-de-la-industria-de-hidrogeno-en-chile-2024-2030-que-indica](https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-trabajo-de-regulaciones-habilitantes-para-el-desarrollo-de-la-industria-de-hidrogeno-en-chile-2024-2030-que-indica)
- Najjar, Y. (21 de Agosto de 2013). Hydrogen safety: The road toward green technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, 10716-10728.
- NFPA 2. (2020). *Hydrogen Technologies Code*. Quincy: National Fire Protection Association.
- NIST. (2023). *Propiedades termofísicas de sistemas fluidos*. Obtenido de Nist: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
- NOAA. (08 de febrero de 2016). *Levels of Concerns*. Obtenido de Office of Response and Restoration: <https://response.restoration.noaa.gov/oil-and-chemical-spills/chemical-spills/resources/levels-concern.html>
- Ocko, I., & Hamburg, S. (2022). Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 9349-9368.
- ONU. (18 de Octubre de 2022). *¿Por qué se habla tanto del metano?* Obtenido de ONU programa para el ambiente: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/video/por-que-se-habla->

9. Anexos

9.1. Transición energética e infraestructura disponible para el transporte a través de líneas de Gas Natural

Los estragos del cambio climático empiezan a ser más palpables que nunca. Sequías, inundaciones y temperaturas extremas tienen más presencia en la cotidianidad y esto ha incentivado a la reflexión sobre la conciencia ambiental y cómo se puede reducir este impacto con el uso de tecnologías más sostenibles.

Como un país con características únicas para el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC), Chile ha visto en el Hidrógeno Verde un camino real no solo para avanzar en la transición energética, que busca alcanzar y mantener la neutralidad en emisiones de gases de efecto invernadero en Chile al año 2050, sino también para implementar un nuevo modelo de negocio, descarbonizando la economía chilena y transformando al país en un potencial exportador de energías limpias. Esta idea se ha visto potenciada debido a que, según datos del grupo Ember, en 2022, por primera vez, Chile generó 27,5% de electricidad con energía solar y eólica, superando el 26,5% en base a carbón, en un periodo de 12 meses (Revista Beauchef, 2023).

Este hito refleja el positivo desarrollo de las ERNC en los últimos años, poniendo en valor aún más la puesta en marcha de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, lanzada en noviembre de 2020, la cual se engloba posteriormente en la Ley Marco de Cambio Climático que busca un compromiso de toda la sociedad para enfrentar los desafíos de esta problemática mundial. En ella se plantean tres grandes objetivos a corto y mediano plazo: contar con 5 [GW] de capacidad de electrolisis en desarrollo al 2025, producir el Hidrógeno Verde más barato del planeta para el 2030 y estar entre los tres principales exportadores para 2040. De esta manera, el Ministerio de Energía estima que el Hidrógeno Verde contribuirá con la reducción de emisiones contaminantes entre un 25% y un 27% al año 2050 (Revista Beauchef, 2023).

Para la producción de Hidrógeno Verde, Chile tiene una capacidad de generación de energía renovable de 1.800 [GW] aproximadamente a lo largo del país, considerando principalmente la energía solar, eólica y geotérmica. Sin embargo, sólo se encuentran 23,2 [GW] de potencia instalada en el 2023, lo cual apenas equivale a 1/77 veces la potencia permitida a instalar (Sandoval Paredes, 2024).

Estudios han demostrado que las localidades al norte y sur del país presentan una mayor factibilidad de producción de Hidrógeno Verde debido al bajo costo nivelado de la energía eléctrica producto de

fuentes renovables como la energía solar y la eólica. El desierto de Atacama es el lugar con mayor radiación solar en el mundo, con una radiación promedio de 308 [W/m²], y alcanzando un máximo histórico en enero de 2017 de 2 [kW/m²]. Mientras que los fuertes vientos en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, se posicionan como uno de los mejores recursos eólicos a nivel nacional con un potencial de hasta 126 [GW] de potencia a instalar, según estudio del Ministerio de Energía en 2021 (Sandoval Paredes, 2024).

Para contribuir a la carbono neutralidad, se ha estudiado la combustión del Hidrógeno Verde en mezcla con Gas Natural. Ya que estudios demuestran que al mezclar Hidrógeno Verde con Gas Natural disminuyen las emisiones de NO_x, CO y CO₂. Las mezclas de Gas Natural con diferentes porcentajes de Hidrógeno Verde se pueden transportar reutilizando las líneas por donde circula el Gas Natural puro. En la región del Biobío y Ñuble, Innergy cuenta con líneas de Gas Natural que se pueden reutilizar para el objetivo mencionado anteriormente.

Innergy nace con el propósito fundamental de abastecer con Gas Natural a grandes empresas ubicadas en las zonas industriales de la VIII y XVI regiones, entregando servicios de transporte y suministro de Gas Natural mediante una serie de gasoductos -que opera y mantiene- denominados laterales. Estos laterales se originan a partir de las Estaciones de Transferencia en la cual ocurre la medición y regulación de presión del Gas Natural proveniente del Gasoducto del Pacífico, este último, es la red de cañerías que transporta dicho Gas Natural desde la provincia de Neuquén en Argentina hasta las regiones XVI del Ñuble y VIII del Biobío y que posee una extensión de 374,578 [km], 22 válvulas de bloqueo y 8 estaciones de medición. A su vez, Innergy actualmente está compuesta por 113,7 [km] de gasoductos, 8 Estaciones de Regulación y 33 Estaciones de Medición y Regulación para distribuir el producto a sus clientes finales (INNERGY, 2024). A continuación, se presenta la red de transporte de Gas Natural del Gasoducto del Pacífico:

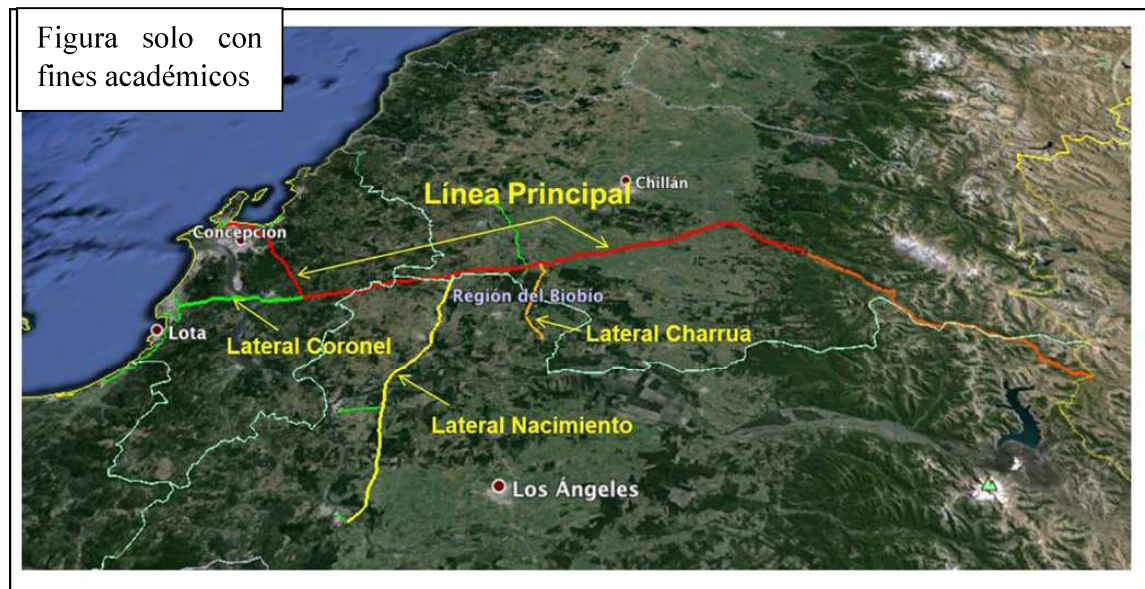


Figura 9.1. Red de transporte de Gas Natural de Gasoducto del Pacífico (INNERGY, 2024).

9.2. Mezclas de Gas Natural e Hidrógeno Verde en líneas de gas

9.2.1. Inyección de Hidrógeno Verde en líneas de Gas Natural en el mundo

Actualmente, diferentes países están analizando la posibilidad de inyectar Hidrógeno Verde a las redes gas existentes. Uno de los informes preparados por empresas de gas de Europa, el “*European Hydrogen Backbone*”, da a conocer ciertos posibles escenarios a un corto plazo con respecto a la posible inyección de Hidrógeno, sobre todo en el tópico de los gasoductos. En el caso de Europa se pretende tener una infraestructura de 6.800 [km] de tuberías de Hidrógeno para el año 2030, el cual consistiría en adecuar mayoritariamente los gasoductos para que puedan ser usados con Hidrógeno. Debido a la emergente demanda que podría surgir para el año 2040 se propone una red troncal entre Alemania, Francia, Italia, España, Holanda, Bélgica, Republica Checa, Dinamarca, Suecia y Suiza, la cual podría abarcar más de 29.000 [km]. Para este caso, se propone contar con un 25% de nuevas redes y cubrir el 75% restante readecuado a las redes (Vásquez Torres, y otros, 2021). A continuación, se presente una figura que presenta el escenario para el 2030 y para el 2040 con respecto a diferentes líneas de gas.

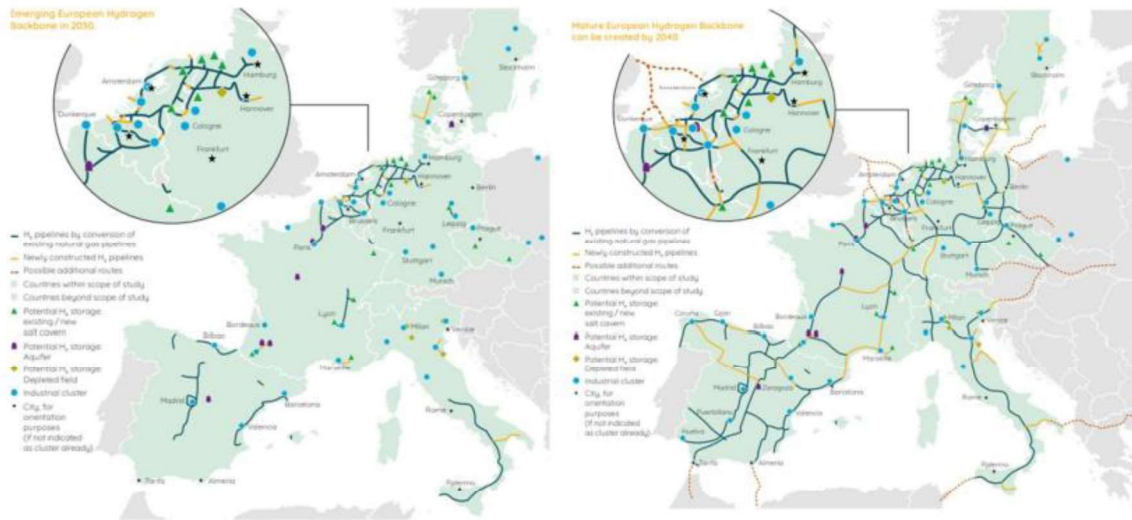


Figura 9.2. Escenario 2030 (izq.) y 2040 (der.) Backbone Europa (Vásquez Torres, y otros, 2021).

Por otra parte, las regulaciones y limitaciones de inyección de gas pueden variar dependiendo de cada país y sus propias características, lo cual se puede observar en la siguiente figura:

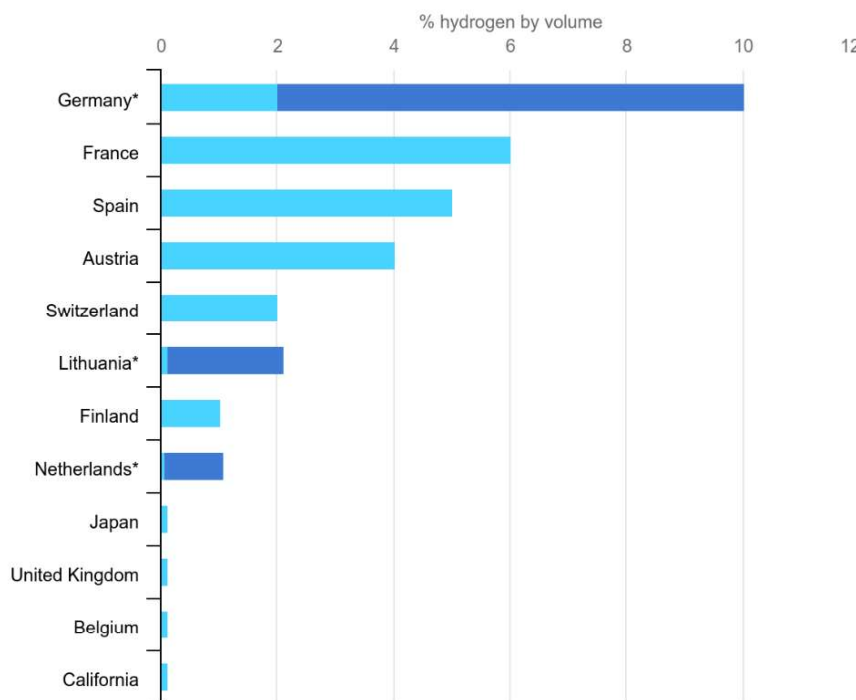


Figura 9.3. Límite legislativo de inyección de H2 en red de Gas Natural por país (IEA, 2019). Nota: El límite superior para Alemania se aplica si no hay estaciones de servicio de Gas Natural Comprimido conectadas a la red; el límite superior para los Países Bajos se aplica al gas de alto poder calorífico; el límite superior para Lituania se aplica cuando la presión del gasoducto es superior a 16 bares.

9.2.2. Inyección de Hidrógeno Verde en líneas de Gas Natural en Chile

En Chile, el proyecto de inyección de Hidrógeno Verde a líneas de Gas Natural que es liderado por GasValpo, a través de su marca Energas, se encuentra produciendo e inyectando Hidrógeno Verde (hasta un 20%) en sus redes de distribución de Gas Natural en Coquimbo y La Serena, para que más de 2.000 hogares y comercios puedan beneficiarse con una reducción en las emisiones de CO₂ y así contribuir a disminuir el calentamiento global. Todo el proyecto está siendo monitoreado por La Universidad de La Serena (GasValpo, 2022).

El proyecto presentado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles contempla, en síntesis, la instalación de equipos para producir, almacenar y mezclar Hidrógeno con Gas Natural para su posterior distribución, y que consiste en la implementación de una planta piloto de Hidrógeno, con el fin de inyectar Hidrógeno en la red de Gas Natural de la Comuna de Coquimbo y La Serena a una presión de 4 [bar]. El proceso consta de 3 fases:

1. Producción de Hidrógeno: se producirá Hidrógeno mediante procesos de electrolización utilizando agua de una fase local y de energía a través de un contrato tipo PPA con un proveedor de energías renovables. La producción de Hidrógeno contará con dos etapas de implementación:
 - Etapla 1. Basada en dos electrolizadores de 2,4 [kW] cada uno de tipo AEM (*Anion Exchange Membrane*) en rack de 19 pulgadas, con una capacidad de producción de 2 [kg/día], aproximadamente.
 - Etapla 2. Basada en un electrolizador tipo PEM de 150 [kW] alojado en un contenedor de 20 pies, con una capacidad de producción de 65 [kg/día], aproximadamente.
2. Almacenamiento de Hidrógeno: en una primera etapa, la instalación contará con un tanque de almacenamiento de 850 litros de capacidad que almacenará el Hidrógeno producido a una presión de 35 [bar]. Posteriormente, en la etapa 2, se implementará un tanque de 6.000 litros de capacidad que almacenará el Hidrógeno producido a una presión máxima de 40 [bar].
3. Mezclado e inyección a red de distribución de Gas Natural: el Hidrógeno almacenado se mezclará con Gas Natural en una estación de mezclado, la cual opera con un sistema de medición dinámica de flujo de la red de Gas Natural para regular mediante válvulas la presión y el flujo de Hidrógeno requerido para cumplir con el porcentaje de mezcla seleccionada. Para

ambas etapas, la mezcla del Hidrógeno con el Gas Natural se realizará el mismo método y equipamiento (SEC, 2022).

9.2.3. Proyectos sobre el transporte de Hidrógeno mezclado con Gas Natural en el extranjero

Tabla 9.1. Lista de proyectos importantes relacionados con el transporte de Hidrógeno mezclado (Cristello, Yang, Hugo, Lee, & Park, 2023).

Proyecto	País	Objetivo	% de H ₂ mezclado
HyDeploy	Reino Unido	Mezcla de Hidrógeno en líneas de Gas Natural	20%
Proyecto de mezcla de hidrógeno de Fort Saskatchewan	Canadá	Mezcla de Hidrógeno en líneas de Gas Natural que abastecen en edificios residenciales y comerciales en Fort Saskatchewan	5%
H21	Reino Unido	Investigación del uso del 100% de Hidrógeno en las redes de Gas Natural existentes	100%
HyBlend	Estados Unidos	Evaluación técnica para la mezcla de Hidrógeno en líneas de Gas Natural	No Informa
GRHYD	Francia	Mezclar Hidrógeno en líneas de distribución Gas Natural	20%
Snam	Italia	Mezclar Hidrógeno en líneas de transmisión de Gas Natural	10%
HyP SA	Australia	Mezcla de Hidrógeno Verde en líneas de distribución de Gas Natural	5%
Proyecto de mezcla de Hidrógeno de Enbridge y Cummins	Canadá	Mezcla de Hidrógeno en líneas de distribución de Gas Natural en Markham, Ontario y realización de estudio de ruta	<2%
Hy4Heat	Reino Unido	Evaluación integral del uso de Hidrógeno como	100%

		combustible en edificios residenciales y comerciales	
Inyección de Hidrógeno en la red de Gas	Dinamarca	Mezcla de Hidrógeno en la distribución de gas en Varde, Dinamarca, y evaluación de seguridad	15%
CleanGas Turquía	Turquía	Inyección de Hidrógeno renovable en Gas Natural y evaluación de mezclas de gases	20%
EN-H2 (Estrategia Nacional Portuguesa de Hidrógeno)	Portugal	Neutralización de carbono con la economía de Hidrógeno	15%
P2G Frankfurt	Alemania	Inyección de Hidrógeno en la red de distribución de Gas Natural	2%

9.3. El Gas Natural

El Gas Natural es un hidrocarburo no renovable, inodoro, incoloro, inflamable y no tóxico. Se utiliza principalmente como fuente de energía en: Calefacción, electricidad y combustibles para vehículos (MET Group, 2020).

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos de origen natural que se compone principalmente de Metano, pero que suele incluir cantidades variables de otros alcanos superiores y, a veces un pequeño porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno o helio. El metano constituye entre el 70% y 90% del Gas Natural (MET Group, 2020).

Como su nombre y definición sugieren, es un gas completamente natural, ya que proviene de animales muertos enterrados a gran profundidad bajo la superficie de la Tierra durante millones de años. Por eso se le llama no renovable. Si se acaba, no se puede producir más (MET Group, 2020).

A continuación, se presentan los rangos de composición del Gas Natural:

Tabla 9.2. Rangos de composición en el Gas Natural (Speight, 2007).

Gas	Formula química	Rango de composición
Metano	CH_4	70-90%
Etano	C_2H_6	0-20%
Propano	C_3H_8	
Butano	C_4H_{10}	
Pentano e hidrocarburos mayores	C_5H_{12}	0-10%
Dióxido de carbono	CO_2	0-8%
oxígeno	O_2	0-0.2%
Nitrógeno	N_2	0-5%
Sulfuro de Hidrógeno, sulfuro de carbonilo	H_2S, COS	0-5%
Gases raros: Argón, Helio, Neón, Xenón	Ar, He, Ne, Xe	trazas

9.3.1. El Gas Natural en Chile

El empleo de Gas Natural como alternativa energética en Chile se remonta a principios de los años 70, cuando la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) comenzó a distribuir el combustible en la austral región de Magallanes. Posteriormente, en 1981, Gasco Magallanes comenzó a distribuir este energético a las tres principales ciudades de la región: Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir (Asociación Gas Natural, s.f.).

Años más tarde, en 1997, se introdujo el Gas Natural a la zona central de Chile, luego que Argentina desregulara y privatizara el sector energético, lo que permitió que ambos países suscribieran -en 1995- el Protocolo de Integración Gasífera (Asociación Gas Natural, s.f.).

A partir de abril de 2004, el suministro de Gas Natural argentino hacia Chile comenzó a verse enfrentado a sucesivas restricciones que finalmente derivaron en la llamada “crisis del gas” que se prolongó por 5 años. Esto motivó al gobierno de la época y a los distintos actores que utilizan este recurso a impulsar la construcción de terminales de regasificación de Gas Natural licuado (GNL) en el centro y norte del país para importar el combustible desde distintos orígenes (Asociación Gas Natural, s.f.).

9.3.2. Riesgos del Gas Natural

La mala manipulación, operación, intervención y/o accidentes en entorno a una línea que transporta Gas Natural puede provocar daños a la salud humana, medioambiente y a la integridad del propio gasoducto. A continuación, se detallan algunos riesgos que podrían ocurrir:

- **Riesgos fisiológicos:** El principal riesgo que corre el ser humano con respecto al Gas Natural es la asfixia debido al desplazamiento de oxígeno. Si bien en pequeñas cantidades no se considera peligroso, sobre el 87% en volumen en aire provoca asfixia según indica Innergy. Además, la falta de oxígeno en el organismo impacta en todos los órganos del cuerpo. Los principales síntomas de una continua exposición al Gas Natural son náuseas, cefaleas, mareos, vómitos, dependiendo de la concentración de gas y el tiempo de exposición. Y cuando la concentración es mayor, pueden manifestarse pérdida de los reflejos y la conciencia o convulsiones (Infobae, 2018).
- **Medioambiente:** La combustión del Gas Natural genera CO₂, mientras que su combustión incompleta genera CO, ambos gases de efecto invernadero. Por otra parte, las fugas de Gas Natural son más dañinas, ya que su mayor componente es el metano, el cual es responsable de más del 25% del calentamiento global que azota el mundo. Debido a su estructura, el metano atrapa más calor en la atmósfera por molécula que el dióxido de carbono, haciéndolo 80 veces más dañino que el CO₂ durante 20 años después de su emisión a la atmósfera (ONU, 2022).
- **Integridad de las líneas de gas:** El principal riesgo es posibles fugas de Gas Natural debido a rotura total o parcial de la línea de gas debido a la corrosión, intervención de terceros o desastres naturales. Estas fugas pueden desencadenar en diferentes escenarios que pueden producir graves consecuencias como: Dardo de fuego (*Jet Fire*), Deflagración (*Flash Fire*), explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxico y nube de vapor inflamables (Cáceres Haquin, 2013).

9.4. El Hidrógeno Verde

Hidrógeno Verde es el nombre que se le da al Hidrógeno que ha sido generado a partir de fuentes de energías renovables. Este sirve como combustible, y al ser utilizado no genera dióxido de carbono, el gas de efecto invernadero que emiten al quemarse, la mayoría de los combustibles fósiles, ya que no tiene carbono en su interior. En su lugar, el consumo de la energía del Hidrógeno simplemente genera

otro compuesto conocido: agua. No es una fuente de energía en sí, sino un elemento que puede servir para almacenar, transportar y distribuir energía; un “vector energético” (Generadoras de Chile, 2021).

El Hidrógeno es el elemento más liviano y abundante del universo, pero no puede ser encontrado en el planeta en estado puro, sino que unido a otros compuestos, como el agua, hidrocarburos y compuestos orgánicos (Generadoras de Chile, 2021).

Dependiendo de la forma en que se obtenga, al Hidrógeno se le nombra con distintos colores. Gris, cuando se extrae de combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas. Azul, se le denomina cuando el Hidrógeno es producido con bajas emisiones de carbono, como cuando se realiza el mismo proceso que el del gris, pero se usa tecnología de captura o aprovechamiento de las emisiones. Y verde, cuando se obtiene utilizando energías renovables y produciendo cero emisiones, generalmente separando moléculas de agua. El Hidrógeno gris y azul hoy en día son más baratos de producir y está más extendido su uso que el verde, el que representa un 4% de la producción total de Hidrógeno actual, de casi 100 millones de toneladas. Sin embargo, con la disminución de costos de las energías renovables, se estima que esta brecha será cada vez más corta (Generadoras de Chile, 2021).

Una de las características más positivas del Hidrógeno para su uso como combustible es su alta densidad energética, lo que implica que, en una baja cantidad de masa, guarda una gran cantidad de energía, siendo incluso más denso en este aspecto que combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el Gas Natural (Generadoras de Chile, 2021).

Por otro lado, uno de sus inconvenientes es que, al ser un gas tan liviano, ocupa una gran cantidad de volumen, por lo que es necesario comprimirlo a presiones altas o licuarlo a temperaturas mínimas, para poder ocupar mejor su potencial. También existen métodos, que se encuentran actualmente en desarrollo, como guardar el Hidrógeno en metales capaces de absorberlo (Generadoras de Chile, 2021).

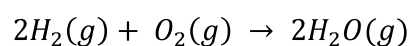
El Hidrógeno Verde se puede almacenar de manera líquida. Para esto se necesita llevar el Hidrógeno a una temperatura bajo los $-252[^\circ\text{C}]$ para poder licuarlo, y se debe aislar y refrigerar para mantenerlo así. También se utiliza más energía que en el proceso de presurización, logrando una eficiencia del orden del 70%. Sin embargo, almacenarlo de esta forma tiene grandes ventajas en cuanto a la energía almacenada, pudiendo guardar aproximadamente el doble que el del gas comprimido en el mismo volumen (Generadoras de Chile, 2021).

El Hidrógeno Verde también se puede almacenar de manera gaseosa. Es la opción más económica y sencilla de almacenamiento, y además se utiliza menos energía para comprimirlo, pudiéndose llevar a unos 700 [bar] de presión entre un 80 y 91% de eficiencia. Por contra, se puede almacenar una menor cantidad de Hidrógeno, y a mayor presión, mayor grosor deben tener los tanques que lo guardan, agregándole más peso al sistema que lo transporta (Generadoras de Chile, 2021).

El Hidrógeno Verde puede ser usado como combustible sustentable para transportes (autos, camiones, trenes, barcos, incluso aviones), máquinas pesadas, almacenamiento de energía para entregarle estabilidad a una red eléctrica, calefacción, en la producción del acero y como materia prima para generar otros compuestos útiles para distintas industrias, logrando incluso procesar metanol, amoníaco, propano, y otros, de forma neutral o cero en cuanto a emisiones de carbono (Generadoras de Chile, 2021).

El uso y la adopción del Hidrógeno Verde puede jugar un rol clave en la transición energética y la reducción de emisiones como estrategia contra el cambio climático, ya que es una forma de llevar energía renovable a procesos que normalmente no la pueden utilizar. Entre los usos más importantes al largo plazo, su demanda en transporte y como apoyo en la red eléctrica representarían el 40% de la demanda mundial del hidrógeno para 2050, mientras que, en el corto y mediano plazo, la producción de amoníaco verde se perfila como la más importante, un componente muy útil, versátil y utilizado hoy en día (Generadoras de Chile, 2021).

La reacción de combustión del Hidrógeno está dada por:



9.4.1. El Hidrógeno Verde en Chile

Chile ha sido identificado como uno de los países donde se puede producir el Hidrógeno Verde más económico del mundo, debido al costo nivelado de su producción basada en energía solo fotovoltaica y eólica en los sitios con mayor potencial de este tipo de energía como son Atacama y la Patagonia respectivamente (Osorio, Pérez, & Reyes, 2021).

En Chile, actualmente, el Hidrógeno, mayoritariamente azul, se produce en solo dos empresas y se utiliza principalmente para procesos de refinería de petróleo; y en menor volumen se emplea en la

industria alimentaria para fabricación de aceites y margarinas, para pulir artículos de vidrio y en otros procesos especiales como refrigerantes y en tratamientos térmicos (Osorio, Pérez, & Reyes, 2021).

A diciembre de 2023, en Chile existen 64 proyectos públicamente anunciados, de los cuales hay 6 operativos, y se espera que dentro del primer semestre de 2024 se presenten alrededor de 6 proyectos a Evaluación ambiental. La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde establece la meta de 5 [GW] de capacidad de electrólisis construida al 2025, y 25 [GW] al 2030. A continuación, se presentan los proyectos que están en marcha:

- Hidrógeno Verde bahía de Quintero (HVQB): El objetivo del proyecto es la construcción y operación de una planta de electrolisis de 10 [MW] para producir Hidrógeno renovable.
- Planta H2V ENGIE-Walmart: Es una iniciativa de trabajo conjunto, ENGIE Chile y Walmart Chile inauguraron la primera planta de producción de Hidrógeno renovable a nivel industrial en Latinoamérica, iniciativa que tiene como objetivos descarbonizar procesos logísticos de la compañía *retail*.
- Haru Oni: Este proyecto trata de la primera instalación de *efuels* en funcionamiento a nivel global. La planta utiliza energía eólica y electrolisis para producir Hidrógeno renovable.
- H2GN: La iniciativa liderada por GasValpo produce e inyecta Hidrógeno renovable (hasta un 20%) en sus redes de distribución de Gas Natural en Coquimbo y La Serena (Asociación Chilena de Hidrógeno, s.f.).

Para alcanzar las principales metas de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde se generaron los siguientes planes de acción:

- Etapa I 2020-2025: Activar la industria doméstica y desarrollar la exportación: Con acciones concretas, se desarrollará una industria local, incluyendo esfuerzos y regulaciones que incentiven la producción y fomenten la demanda por este elemento limpio y sus derivados. El foco estará en las aplicaciones que se encuentren más cerca de mercado y/o que presenten una demanda establecida, concentrada y de gran escala.
- Etapa II 2025-2030: Escalar para conquistar mercados globales: Se levantará una industria de producción y exportación de amoníaco verde mediante la atracción y promoción de consorcios de escala de GW. Además, se establecerán acuerdos para acelerar el desarrollo de la exportación de Hidrógeno.

- Etapa III 2030+: Avanzar como proveedor global de energéticos limpios: A medida que otros países refuercen sus iniciativas de descarbonización y se desarrollen nuevas tecnologías, el mercado de exportación escalará y se diversificará. Las nuevas aplicaciones incluirán el uso de amoniaco verde en el transporte marítimo y los combustibles sintéticos en la aviación (Ministerio de Energía, 2023).

9.4.2. Riesgos del Hidrógeno Verde

Al igual que para el Gas Natural la mala manipulación, operación, intervención y/o accidentes asociados al Hidrógeno Verde puede provocar daños a la salud humana, medioambiente y a la integridad del propio gasoducto. A continuación, se detallan algunos riesgos que podrían ocurrir:

- Riesgos fisiológicos: Al igual que con el Gas Natural, el Hidrógeno Verde puede provocar asfixia por desplazamiento del oxígeno ambiental. El Hidrógeno Verde también puede generar quemaduras térmicas debido al calor radiante emitido por el fuego del mismo, que es directamente proporcional al tiempo de exposición, la velocidad de combustión, el calor de combustión, el tamaño de la superficie en llamas y el viento y la humedad atmosféricas. Una radiación de $0.95 \text{ [W/cm}^2\text{]}$ puede causar quemaduras en la piel en 30 [s] (Najjar, 2013).
- Medioambiente: Emisiones a la atmósfera de Hidrógeno Verde debido a fugas, venteos y/o purgas puede tener efectos indirectos sobre el calentamiento global. Cuando se escapa a la atmósfera el Hidrógeno tiene dos destinos principales: se estima que alrededor del 70%-80% es eliminado por los suelos a través de la difusión y la absorción bacteriana, y el 20%-30% restante se oxida al reaccionar con el Radical Hidroxilo (OH^\cdot) natural. La oxidación del Hidrógeno en la atmósfera conduce a concentraciones crecientes de gases de efectos invernadero tanto en la troposfera como en la estratosfera, como se describe en la siguiente figura:

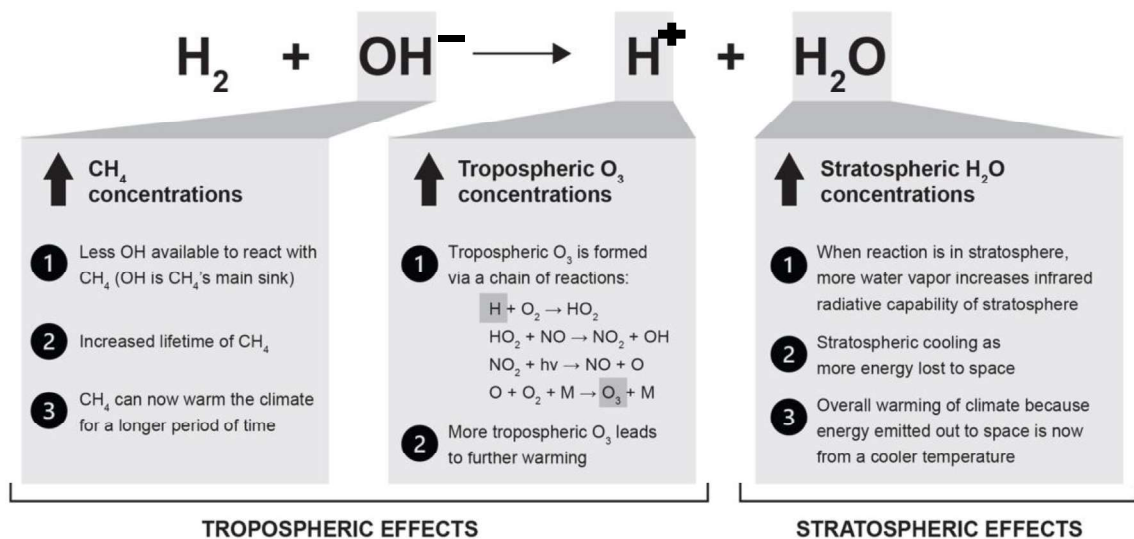


Figura 9.4. Efectos de la oxidación del hidrógeno sobre las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero y el calentamiento global (Ocko & Hamburg, 2022).

En la troposfera, hay menos OH⁻ disponible para reaccionar con el metano; dado que la reacción del metano con el OH⁻ es su sumidero principal, esto conduce a una vida atmosférica más larga para el metano, lo que representa aproximadamente la mitad del efecto indirecto total del calentamiento del Hidrógeno. Además, la producción de Hidrógeno atómico a partir de la oxidación del Hidrógeno en la troposfera conduce a una serie de reacciones que finalmente forman ozono troposférico, un gas de efecto invernadero que representa aproximadamente el 20% de los impactos radiativos del Hidrógeno. En la estratosfera, la oxidación de Hidrógeno aumenta el vapor de agua, lo que, a su vez, aumenta la capacidad radiativa infrarroja de la estratosfera, lo que conduce al enfriamiento estratosférico y a un efecto de calentamiento general sobre el clima porque la energía emitida al espacio ahora proviene de una temperatura más fría; este efecto estratosférico representa aproximadamente el 30% de los impactos climáticos del Hidrógeno. El enfriamiento estratosférico también puede provocar un aumento de las nubes polares estratosféricas que permiten que se produzcan más reacciones destructoras del ozono (Ocko & Hamburg, 2022). En resumen, aunque la estratosfera se enfría, la energía emitida al espacio proviene de una región más fría, lo que implica que se está perdiendo menos energía total al espacio, lo cual, conduce a un calentamiento neto en las capas inferiores de la atmósfera y, por lo tanto, contribuye al calentamiento global. Sin embargo, hasta la fecha, estos efectos se han considerado menores.

Además, del vapor de agua formado en la estratosfera por oxidación de Hidrógeno atómico debido a fugas, venteos y/o purgas, también se forma vapor de agua a partir de la combustión de Hidrógeno Verde por parte de los clientes. Este vapor de agua entraría en la atmósfera. Cuando el vapor de agua penetra en una atmósfera, que ya estaba saturada de humedad se forman nubes, las cuales afectan al clima. Se sabe, que las moléculas de agua son fuertes gases de efecto invernadero en comparación con el dióxido de carbono. La conclusión de lo anterior es que, el efecto invernadero podría potenciarse en vez de debilitarse por las emisiones de vapor de agua (Marzec, 2006).

Actualmente se están llevando a cabo dos proyectos financiados por la Unión Europea, HyWay (desde 2024 al 2028) e Hydra (desde 2023 al 2027), los cuales buscan estudiar los impactos climáticos del uso del Hidrógeno a gran escala como también generar herramientas y políticas para mitigar dichos impactos.

- Integridad en equipos y líneas de gas: A pesar de la ventaja de ser potencialmente limpio y renovable, existen serias preocupaciones de seguridad asociadas con las propiedades del Hidrógeno. Junto con la inflamabilidad y explosividad del Hidrógeno, la capacidad de permear y quebrar materiales metálicos son cuestiones de seguridad crítica asociados con la manipulación y almacenamiento de Hidrógeno. El Hidrógeno puede ser absorbido por la mayoría de los metales y aleaciones, y su acumulación en la proximidad de defectos internos representa una preocupación grave para el hierro, los aceros, las aleaciones a base de Níquel y Titanio, y muchos otros materiales normalmente empleados para aplicaciones industriales. De lo anterior se puede decir que, la fragilización por Hidrógeno es un proceso de degradación que resulta en la reducción de las propiedades mecánicas de los materiales debido a la interacción con átomos de Hidrógeno del entorno de trabajo del componente (Campari, Ustolin, Alvaro, & Paltrinieri, 2023).

A causa de las filtraciones o fugas de Hidrógeno debido a la fragilización u otras acciones sobre el gasoducto o equipos, se puede desencadenar en los siguientes fenómenos: Dardo de fuego (*Jet Fire*), Deflagración (*Flash Fire*), explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxico, nube de vapor inflamable y explosión. Similar a lo que ocurre con las fugas de Gas Natural.

Otro fenómeno que puede ocurrir es la estratificación térmica de Hidrógeno en el trasvasije de estanques de almacenamientos que no están del todo vacíos. La estratificación térmica puede ocurrir debido al fenómeno de flotabilidad que es causado por la diferencia de temperatura en el gas: el gas más frío (y por lo tanto el más denso) se mueve hacia abajo mientras que el gas

más cálido (y por lo tanto el más ligero) se mueve hacia arriba y eso tiende a crear un gradiente de temperatura vertical en el recipiente. Cuando la velocidad del flujo a la salida del inyector es mayor que un valor crítico, la mezcla convectiva forzada es el fenómeno dominante, los efectos de flotabilidad son despreciables y el campo de temperatura es uniforme. Cuando la velocidad de flujo es menor que un valor crítico, los efectos de flotabilidad se vuelven más relevantes y se produce la estratificación térmica (Melideo, Baraldi, De Miguel Echeverria, & Acosta Iborra, 2019). A continuación, se presenta el trasvasije de Hidrógeno para un inyector ascendente, recto y descendente respectivamente:

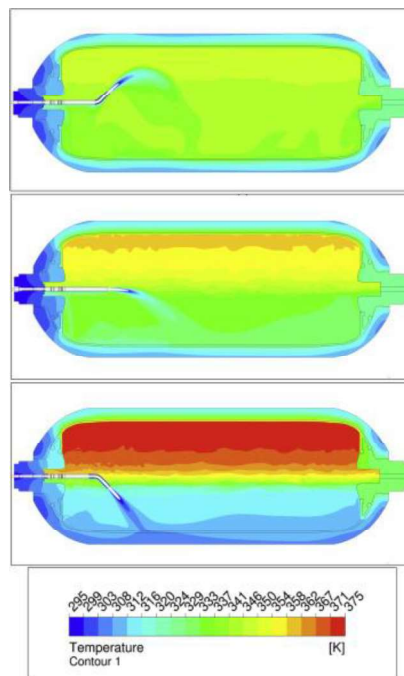


Figura 9.5. Campo de temperatura para el caso de una temperatura inicial de 30°C, con inyector ascendente, recto, descendente (6mm de diámetro) al final del proceso de llenado (859s) (Melideo, Baraldi, De Miguel Echeverria, & Acosta Iborra, 2019).

De la figura 9.5 se aprecia que un llenado de inyector ascendente evita que ocurra el fenómeno de estratificación térmica, mientras que el descendente lo amplifica. Los riesgos de la estratificación térmica recaen en dificultades de operación como en el correcto monitoreo de la temperatura del Hidrógeno dentro del estanque.

9.4.3. Admisibilidad del Hidrógeno en los gasoductos según su material de construcción.

Tabla 9.3. Análisis de admisibilidad de gasoductos (Vásquez Torres, y otros, 2021).

Material Gasoducto	Fragilización por hidrógeno/ Integridad soldaduras
API 5L GR.B (Acero al carbono)	No hay impacto significativo debido a la inyección de Hidrógeno
API 5L X-42 (Acero al carbono)	No hay impacto significativo debido a la inyección de Hidrógeno
API 5L X-46 (Acero al carbono)	No hay impacto significativo debido a la inyección de Hidrógeno
API 5L X-52 (Acero al carbono)	No hay impacto significativo debido a la inyección de Hidrógeno
API 5L X-56 (Acero al carbono)	Se requerirá rediseño y cambios en el gasoducto debido a la inyección de Hidrógeno
API 5L X-60 (Acero al carbono)	Se requerirá rediseño y cambios en el gasoducto debido a la inyección de Hidrógeno
API 5L X-65 (Acero al carbono)	Se requerirá rediseño y cambios en el gasoducto debido a la inyección de Hidrógeno

9.5. Ejemplos de variaciones de parámetros por Hidrógeno Verde en el Gas Natural

- Índice de Wobbe

Zhao, Mcdoneel y Samuelsen (2019) realizaron un estudio sobre el comportamiento de una llama de una mezcla de Gas Natural con Hidrógeno a diferentes concentraciones. Observaron que con una adición de Hidrógeno del 5% al 15% no se observa ningún efecto significativo en la ignición. Sin embargo, con una adición del 20% o más comienza a producirse un retroceso de llama intermitente como lo muestra la siguiente imagen:

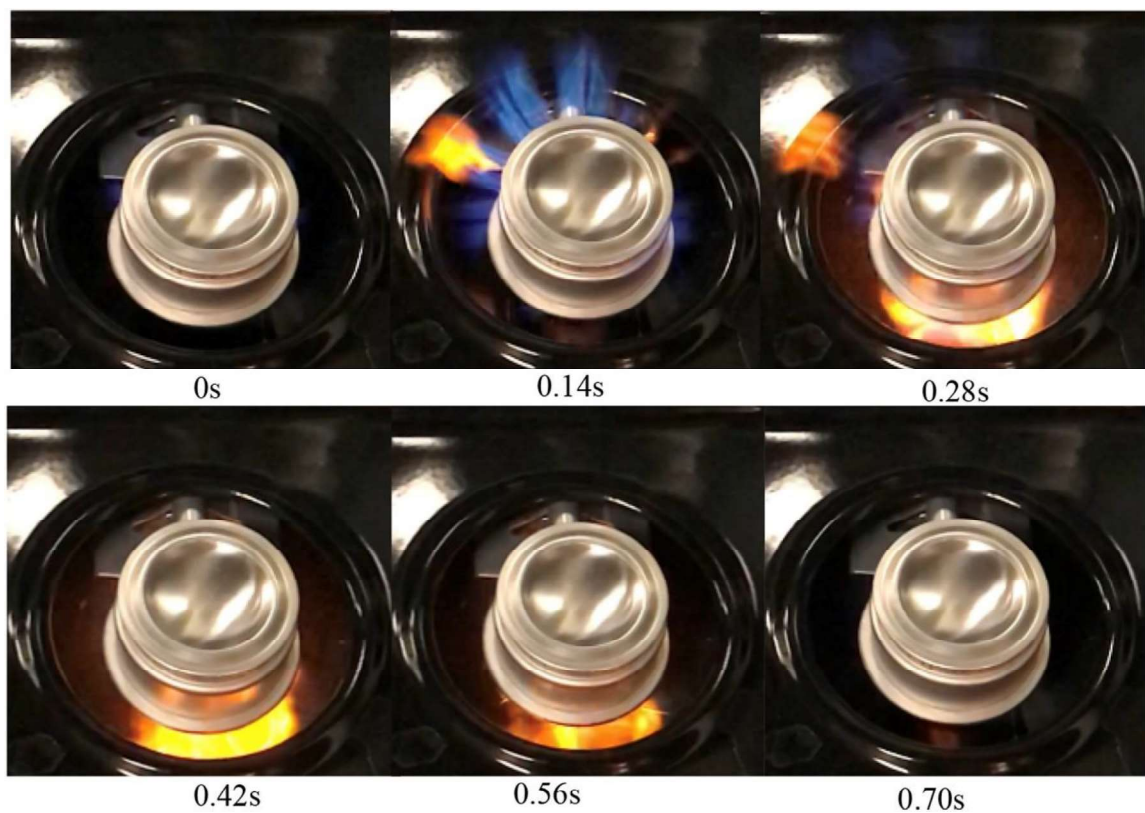


Figura 9.6. Procedimiento de retroceso de llama de un quemador de cocina (Zhao, Mcdonell, & Samuelsen, 2019).

- Coeficiente de Joule-Thomson

Cuando el Gas Natural pasa por la válvula reguladora de presión, disminuye su temperatura bajo los 0°C , provocando que se congelen las tuberías debido a la presencia del agua ambiental, tal como lo presenta la siguiente imagen:

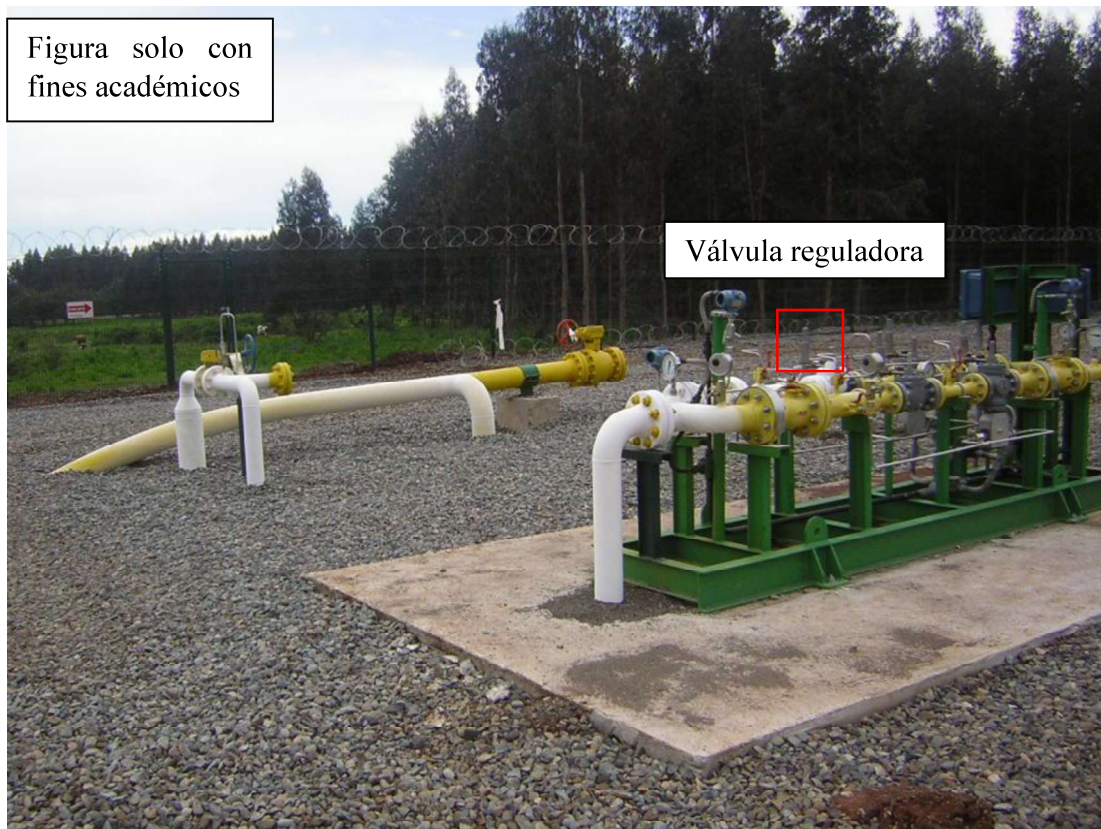


Figura 9.7. Congelamiento de tuberías debido al Efecto de Joule-Thomson en un patín de medición y regulación (Innergy Transportes S.A).

- Luminiscencia de la llama

La llama de una mezcla de Hidrógeno y Gas Natural también sufre cambios de apariencia, mientras mayor sea el porcentaje de Hidrógeno menor será la visibilidad de la llama. Al no poder verse la llama puede generar situaciones de riesgo, ya que usuarios podrían cometer errores al no saber si la llama está realmente encendida o no. Como se presenta en la figura 9.8, la llama del quemador de cocina presenta un color azul claro. Los porcentajes bajos de adición de Hidrógeno no tienen mucha influencia en la apariencia de la llama. El color azulado se atribuye a la quimioluminiscencia del CH^* , que es un radical intermedio en las llamas de hidrocarburos. También se observa una cola de llama rojiza cuando el porcentaje de Hidrógeno es superior al 60%. Los estudios fundamentales muestran que el color de la llama del Hidrógeno debería ser invisible o azul claro en condiciones de baja luminiscencia. Por lo tanto, el color rojizo de la llama se atribuye a contaminantes en el Hidrógeno asociados con los cilindros de acero utilizados (Zhao, Mcdonell, & Samuelsen, 2019):

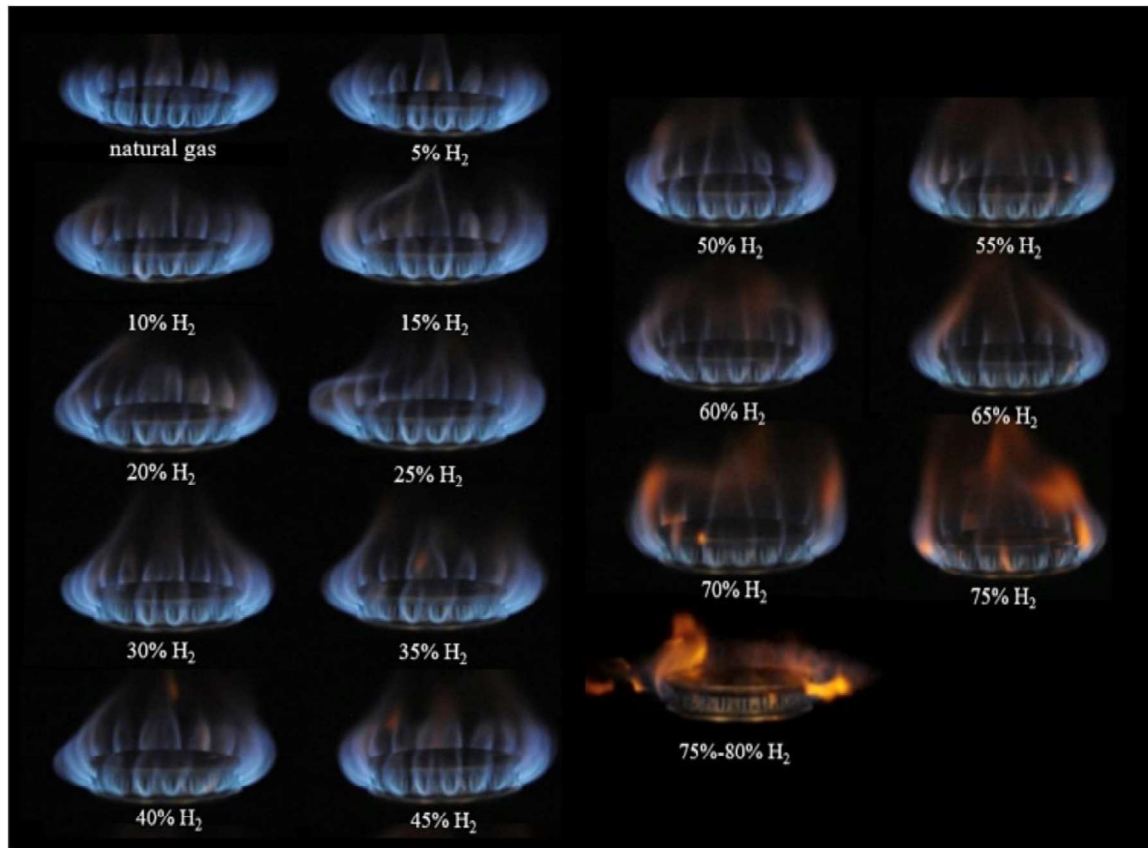


Figura 9.8. Características de las llamas de los quemadores de la cocina con adición de Hidrógeno (Zhao, Mcdonell, & Samuelsen, 2019).

- Odorización

La odorización de la mezcla Hidrógeno y Gas Natural, es esencial para su detección ya sea domiciliar o sin la necesidad de equipos, con el fin de prevenir posibles accidentes. Esta odorización es necesaria, ya que tanto el Hidrógeno como el Gas Natural son inodoros. Para el caso de la mezcla de Gas Natural e Hidrógeno su odorización debe ser evaluada debido a que dependerá del lugar donde se inyecte odorante al Gas Natural. En los casos en que el Gas Natural tenga odorante, se deberá evaluar en que grado afectará el poder del odorante a una mezcla de Hidrógeno; en el caso que no se haya inyectado, debe ser inyectado directamente a la mezcla. Estudios determinaron que el odorante NB el cual es una mezcla de Terc-Butil mercaptano y sulfuro de dimetilo, es aplicable al gas de Hidrógeno. Este es el mismo que se aplica al Gas Natural, por lo que solo se debería evaluar la concentración para los casos descritos (Vásquez Torres, y otros, 2021).

9.6. Descripción general de leyes y normas aplicables al Gas Natural e Hidrógeno

Tabla 9.4. Leyes y/o normativas aplicables al Gas Natural.

Ley, y/o norma	Nombre	Descripción General
Decreto 66 del Ministerio de Economía	Aprueba reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas	Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones interiores de gas, sean individuales o colectivas, abastecidas a través de una red -gas de red- o de envases a presión -cilindros- como asimismo sus medidores de gas, que sean parte integrante de edificios colectivos o casas, de uso residencial, comercial, industrial y público.
Decreto 67 del Ministerio de Energía	Aprueba reglamento de seguridad de plantas de Gas Natural Licuado	Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las Plantas de Gas Natural Licuado, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las cuales se realizarán las actividades de licuefacción de Gas Natural o de recepción, almacenamiento, transferencia o regasificación de Gas Natural Licuado, en adelante GNL, así como las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura.
Decreto 280 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo	Aprueba reglamento de seguridad para el transporte y distribución del Gas de Red	Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las redes de transporte y distribución de gas de red, nuevas y en uso, en adelante e indistintamente "las redes de gas", respecto de su diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección y término de operación. Además, se establecen las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en esas instalaciones, al objeto de desarrollar dichas actividades en forma segura, minimizando los riesgos de manera tal que no constituyan peligro para las personas y cosas.
ASME B31.3-2014	Tubería de Proceso	Este código regula todos los aspectos relacionados con tuberías a presión: desde su correcta instalación y diseño hasta los métodos de inspección y mantenimiento adecuados. El código prescribe los requisitos

		mínimos para garantizar la seguridad en diseño, materiales, fabricación, verificación, inspección, operación y mantenimiento de tuberías a presión.
ASME B31.8-2003	Sistema de tuberías de distribución y transmisión de Gas	Este código cubre transmisiones de gas y componentes de distribución, incluidos gasoductos, estaciones de compresión, dispositivos de medición, componentes <i>offshore</i> para la distribución de gas en ubicaciones terrestres y más.
ASME B31.8S-2010	Gestión de integridad de sistemas de gasoductos	Este Código se aplica a los sistemas de tuberías en tierra construidos con materiales ferrosos y que transportan gas. Los principios y procesos plasmados en la gestión de integridad son aplicables a todos los sistemas de tubería. Este Código se diseñó específicamente para proporcionar al operador la información necesaria para desarrollar e implementar un programa eficaz de gestión de integridad, utilizando prácticas y procedimientos reconocidos de la industria. Los procesos y consideraciones dentro de este Código son aplicables a todo el sistema de tuberías.
NFPA 54-1999	Código Nacional (EE. UU.) de Gas Combustible	Este código proporciona requisitos para la instalación y operación de tuberías de gas y equipamientos de gas para el consumidor.
NFPA 59A-2009	Norma para la producción, almacenamiento y manipulación de Gas Natural Licuado	Esta norma aplica a instalaciones que licuan Gas Natural, instalaciones que almacenan, vaporizan, transfieren y manejan Gas Natural licuado, a la formación del personal involucrado con el GNL y al diseño, ubicación, construcción, mantenimiento y operación de todas las instalaciones de GNL.

Tabla 9.5. Leyes y/o normativas aplicables al Hidrógeno.

Ley, decreto, reglamento y/o norma	Nombre	Descripción general
Decreto Supremo 13 del Ministerio de Energía	Aprueba reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno e	Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones de hidrógeno en estado de ser utilizado como recurso energético, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación,

	introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas	inspección y término definitivo de operaciones, y en las cuales se realizarán las actividades de producción, acondicionamiento, almacenamiento, transferencia y consumo de Hidrógeno.
Guía SEC	Guía de apoyo para solicitud de autorización especiales de hidrógeno	Mientras no se dicte la regulación del Hidrógeno como energético, esta guía tiene como objetivo el orientar la aprobación de operación de proyectos de Hidrógeno que consideren instalaciones relacionadas con la producción, acondicionamiento, transporte, distribución, almacenamiento o consumo de Hidrógeno como combustible.
ASME B31.12-2019	Tuberías y conductos de Hidrógeno	Esta norma está diseñada para abordar la brecha entre los códigos de gasoductos existentes y estándares de infraestructura de aplicaciones de Hidrógeno. Este Código se aplica hasta la unión que conecta las tuberías a los recipientes y equipos a presión asociados, pero no a los recipientes y equipos en sí. Se aplica a la ubicación y el tipo de elementos de soporte, pero no a la estructura a la que se fijan los elementos de soporte.
NFPA 2-2023	Código de Tecnologías de Hidrógeno	Este código cubre la seguridad general de Hidrógeno, requisitos de almacenamiento, generación, tuberías y ventilación, así como los requisitos generales de seguridad para sistemas de Hidrógeno.

9.7. Modelo conceptual del SGIR

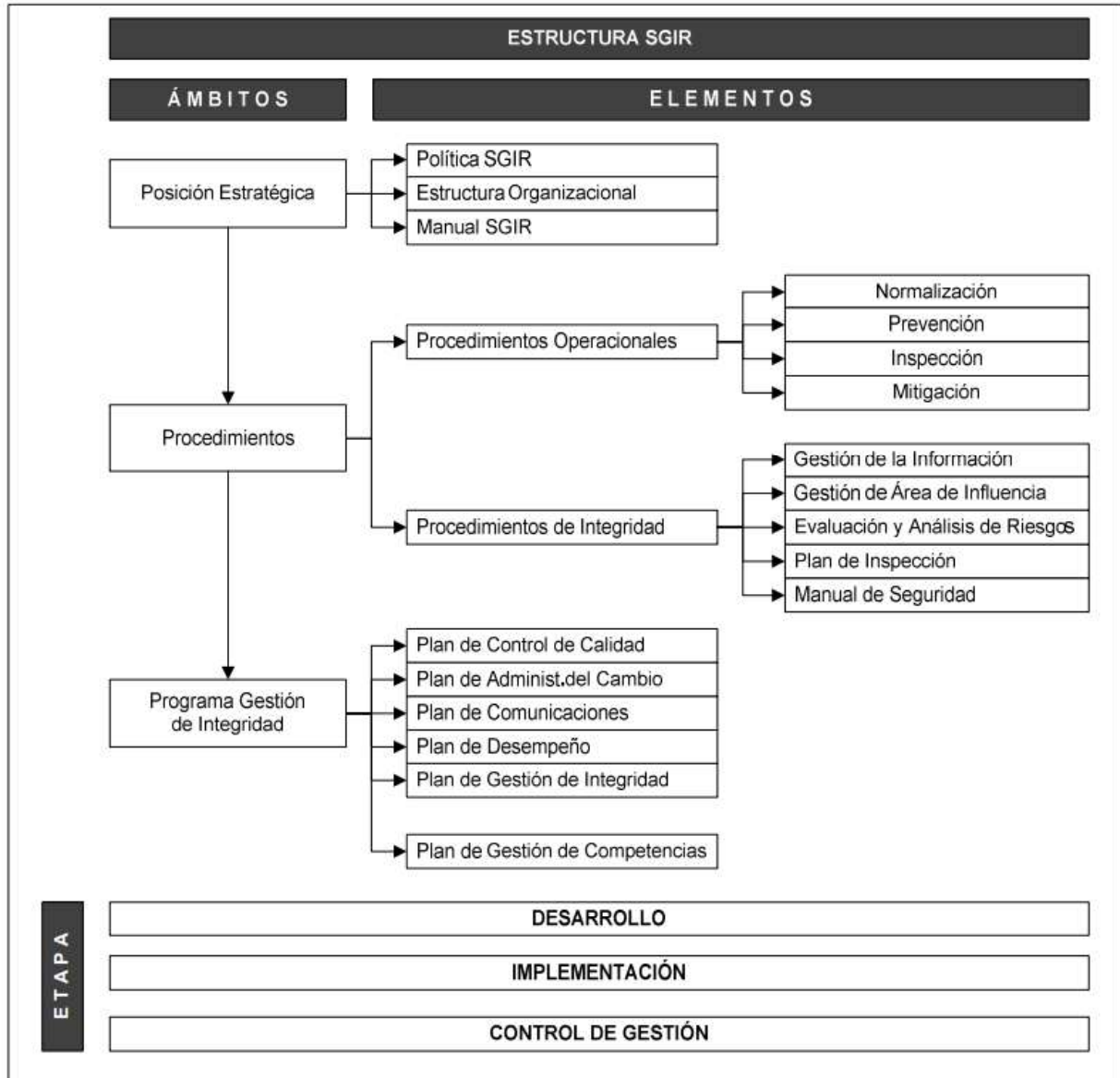


Figura 9.6. Modelo Conceptual Sistema de Gestión de Integridad de Redes (SGIR) (SEC, 2015).

9.8. Software ALOHA

9.8.1. Procedimiento para realizar las simulaciones.

1. Determinar ubicación geográfica

Dado que el software ALOHA trae por defecto solo zonas geográficas perteneciente a Estados Unidos, es que se debe definir la ubicación específica en la cual se está realizando la simulación, para esto se debe ingresar en el menú principal: Site Data>Location>Modify donde se observa la siguiente imagen:

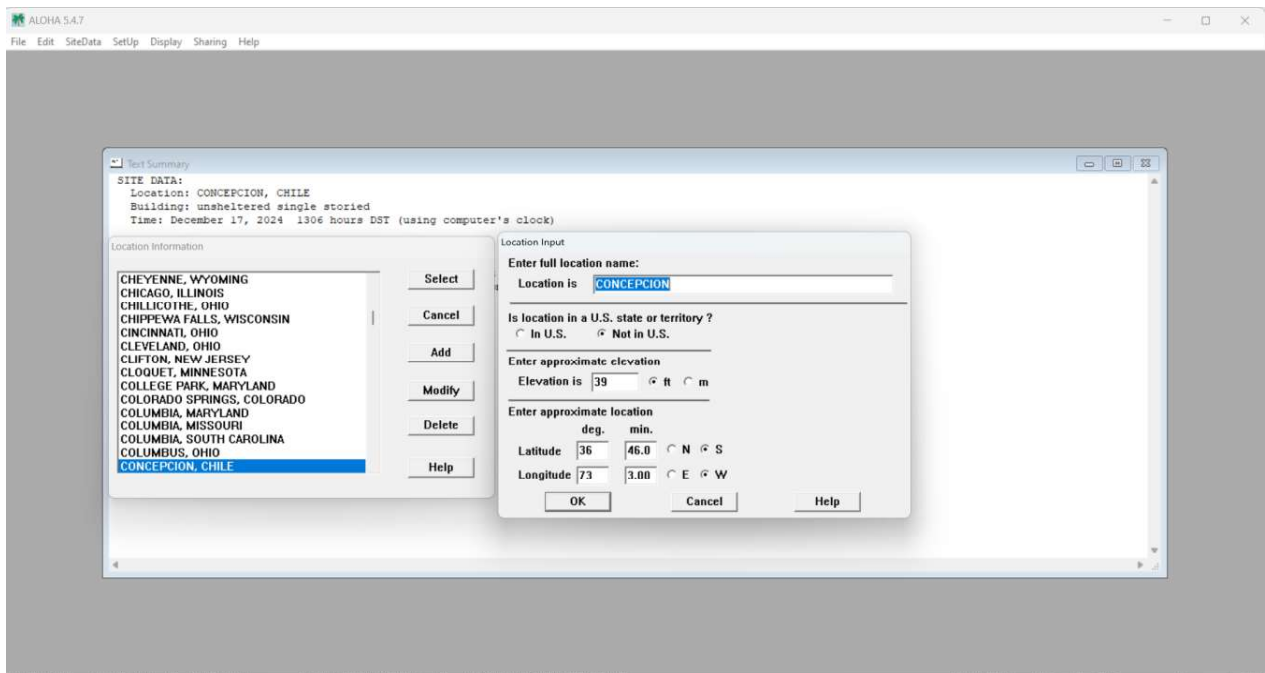


Figura 9.10. Incorporación de datos geográficos en software ALOHA (Elaboración propia).

2. Agregar composición química de la corriente

El programa contiene una base de datos con numerosos compuestos químicos, los cuales se encuentran en estado puro o solución. Si el compuesto no se encuentra en esta base de datos, puede ser añadido de manera manual.

Las simulaciones se realizan utilizando al Hidrógeno, por lo cual se debe ingresar en el menú principal: SetUp>Chemical...>Hydrogen. Se debe obtener la siguiente imagen:

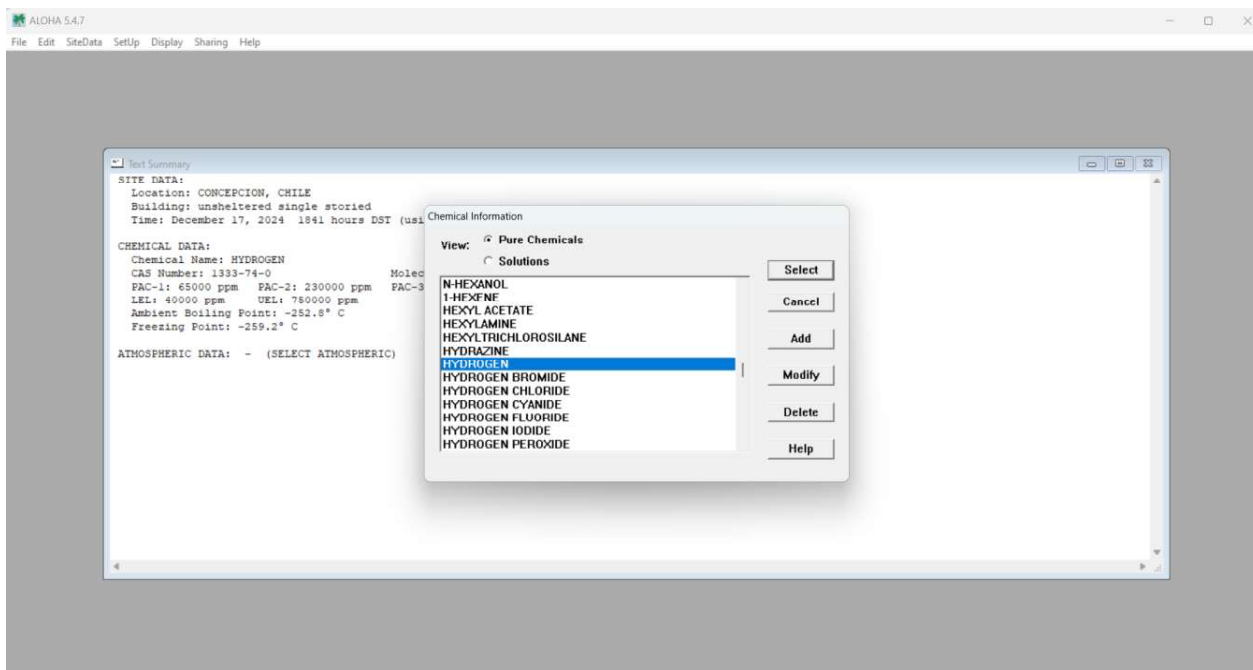


Figura 9.11. Selección del Hidrógeno como compuesto a utilizar en el análisis (Elaboración propia).

3. Definir las condiciones atmosféricas

El programa permite ingresar la información atmosférica desde una estación meteorológica o bien de forma manual ingresando los parámetros que se piden, para esto se debe ingresar en el menú principal: SetUp>Atmospheric>User Input. Se debe seleccionar campo abierto y una velocidad del viento de 3 [m/s], la siguiente figura ilustra la ventana que se debiese tener:

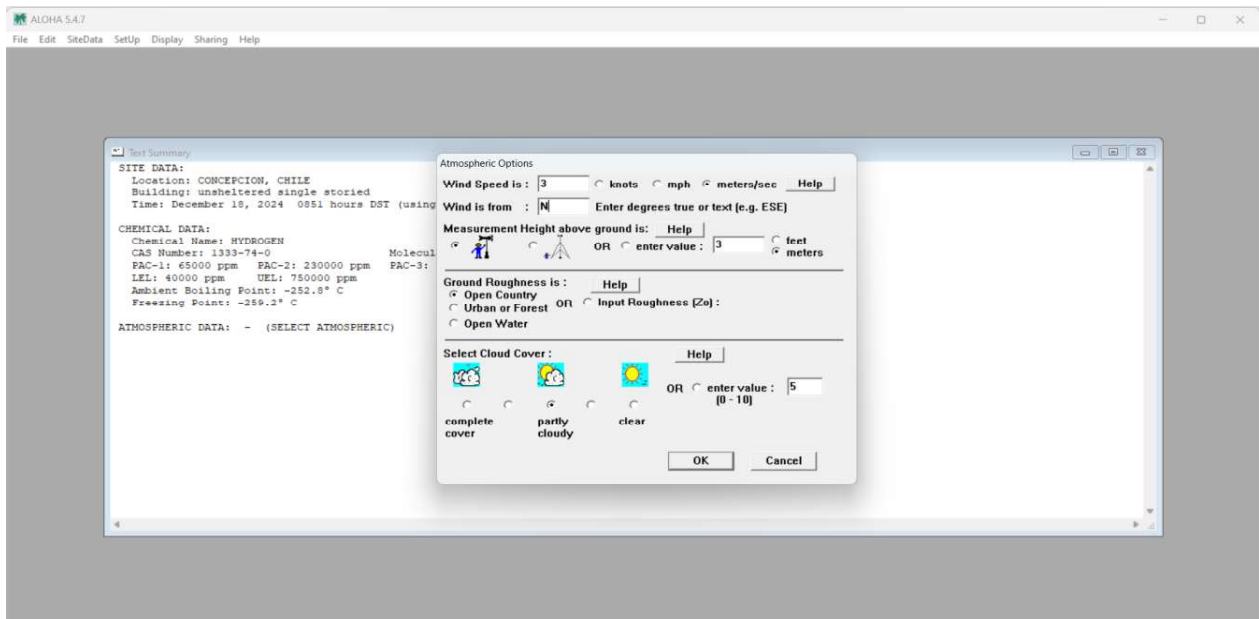


Figura 9.12. Incorporación de datos meteorológicos (Elaboración propia).

4. Definir la fuente de emisión

En este punto se debe definir que la fuente de emisión son los Estanques de almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso. En donde, se deben detallar las dimensiones y condiciones de operación de estos equipos, junto con, las características de las emisiones. Para esto se debe ingresar a: `SetUp>Source>Tank`, lo anterior está representado en la siguiente figura:

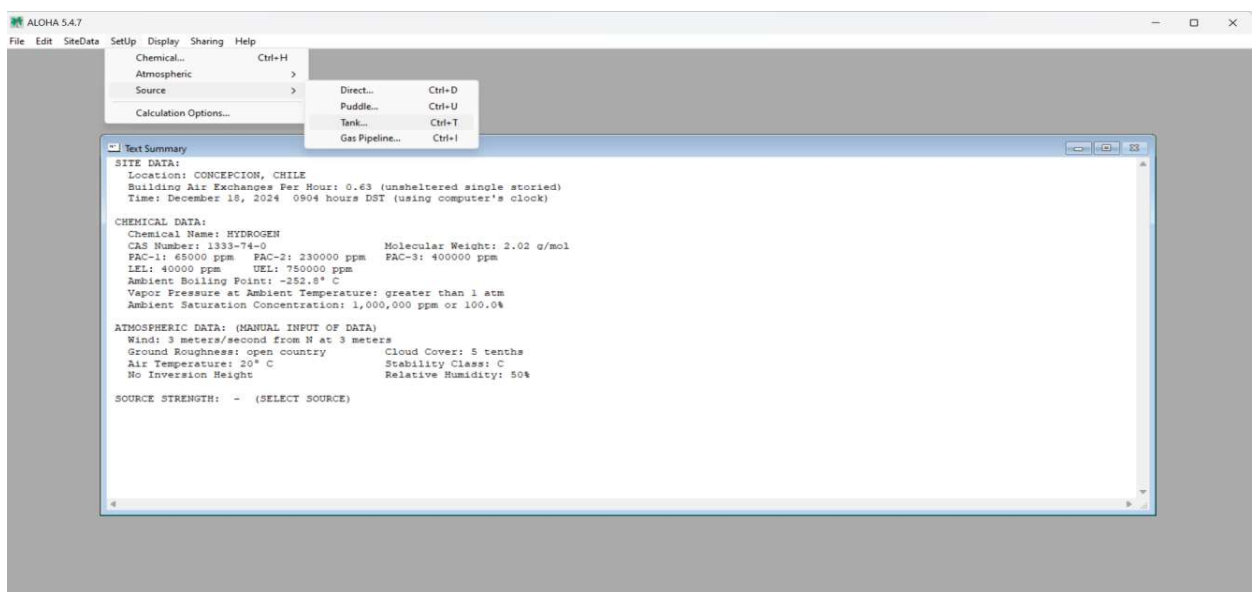


Figura 9.13. Selección de la fuente de fuga (Elaboración propia).

5. Establecer el peligro a analizar

Para poder realizar la simulación, es necesario definir el tipo de peligro que se quiere modelar,

- I. Una nube de vapor toxica
- II. Una nube de vapor inflamable
- III. Explosión de una nube de vapor
- IV. Radiación térmica desde un dardo de fuego

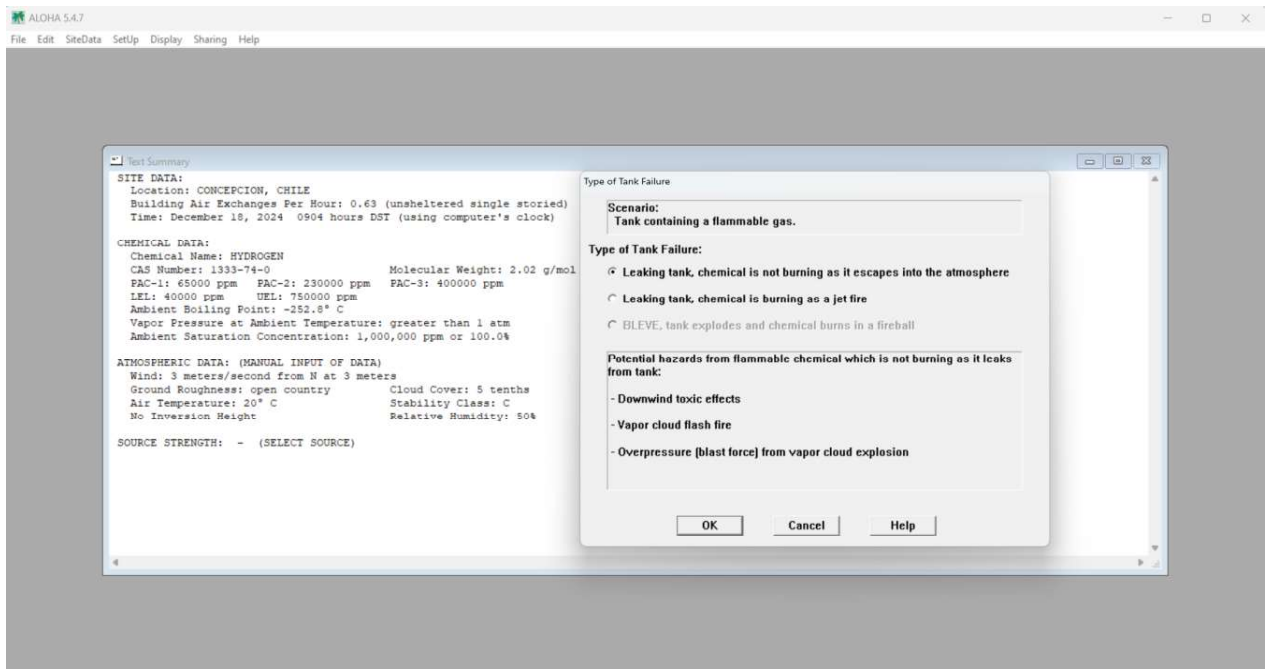


Figura 9.14. Elección del riesgo a analizar (Elaboración propia).

6. Tratamiento de los resultados

Una vez realizada la simulación, se deben graficar los resultados distinguiendo las zonas de riesgo que representan el área cuyo interior de la concentración a nivel del suelo de un gas contaminante excederá el nivel de preocupación

En la figura 9.15, se observa el gráfico entregado por ALOHA en donde se muestran 3 círculos concéntricos de alto, medio y menor riesgo, los cuales son diferenciables por los colores rojo, naranja y amarillo respectivamente.

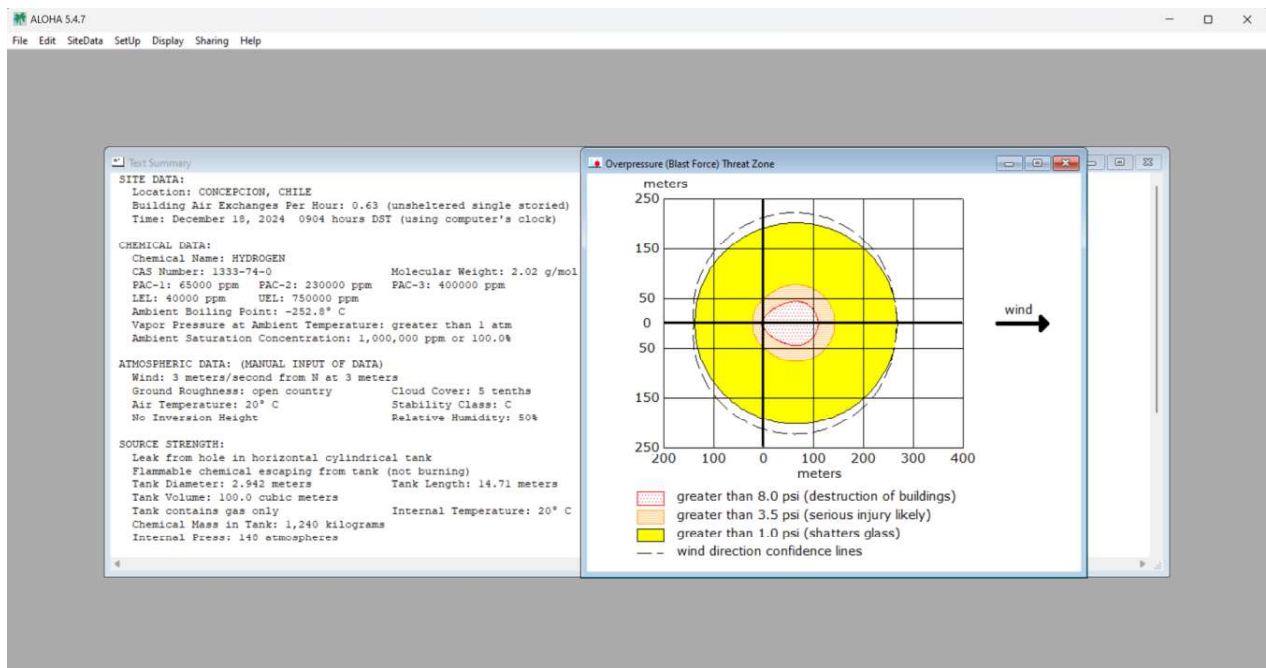


Figura 9.15. Gráfico entregado por el software ALOHA (Elaboración propia).

9.8.2. Descripción de las zonas de ALOHA según el escenario simulado.

Área de toxicidad

Los niveles de preocupación referentes a la toxicidad indican que nivel de exposición a un químico podría dañar a la gente si es inhalado por un periodo de tiempo definido. Generalmente, cuanto menor sea el nivel de preocupación tóxico para una sustancia, más tóxico será por inhalación (NOAA, 2016)

- **Zona amarilla:** Es la concentración de una sustancia química en el aire por sobre el cual se predice que la población en general podría experimentar malestar, irritación o ciertos efectos sintomáticos. Sin embargo, los efectos no son incapacitantes y son transitorios y reversibles al cesar la exposición. Para el Hidrógeno corresponde a una concentración de 65.000 [ppm] (PAC-1).
- **Zona naranja:** Es la concentración de una sustancia química en el aire por sobre el cual se predice que la población en general pueda experimentar efectos adversos irreversibles u otros efectos graves y duraderos para la salud o su capacidad de escape se vea impedida. Para el Hidrógeno corresponde a una concentración de 230.000 [ppm] (PAC-2).

- **Zona roja:** Es la concentración de una sustancia química en el aire por sobre el cual se predice que la población en general pueda sufrir efectos mortales o la muerte. Para el Hidrógeno corresponde a una concentración de 400.000 [ppm] (PAC-3).

Área de inflamabilidad

El área inflamable es la parte de la nube de vapor donde la concentración está dentro de los rangos de inflamabilidad. Estos límites son porcentajes que representan la concentración del combustible en el aire. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que cuando una nube de vapor inflamable se dispersa, la concentración de combustible en el aire no es uniforme, existiendo zonas donde el químico este dentro del rango inflamable. Debido a esta distribución en la concentración, habrá zonas donde el químico este dentro del rango inflamable a pesar de que la concentración promedio este por debajo del límite explosivo inferior (NOAA, 2016).

- **Zona amarilla:** La sustancia química posee una concentración igual o superior al 10% del límite explosivo inferior.
- **Zona naranja:** ALOHA no posee un nivel de preocupación definido para la zona naranja.
- **Zona roja:** La sustancia química posee una concentración igual o superior al 60% del límite explosivo inferior.

Área de radiación térmica

Los niveles de preocupación asociados a la radiación térmica miden las amenazas asociadas a las liberaciones que se incendian. A diferencia de las zonas toxicas, no existen estándares definidos para evaluar el peligro de la radiación térmica, por lo que se usan valores por defecto basados en la revisión de fuentes ampliamente aceptadas (NOAA, 2016).

- **Zona amarilla:** Superior a 2,0 [kW/m²] (Dolor dentro de 60 segundos).
- **Zona naranja:** Superior a 5,0 [kW/m²] (Quemaduras de segundo grado dentro de 60 segundos).
- **Zona roja:** Superior a 10,0 [kW/m²] (Potencialmente letal dentro de 60 segundos).

En el caso de gasoductos, se mide el efecto de los chorros de fuego, los cuales se producen cuando una sustancia química inflamable se libera rápidamente de una apertura e inmediatamente se incendia.

El software ALOHA asume que la liberación del chorro de fuego se realiza de forma vertical, aunque el viento puede afectar su trayectoria (EPA, 2007).

La radiación térmica es la amenaza principal asociada con el chorro de fuego. Otras amenazas potenciales asociadas al chorro de fuego incluyen humo, subproductos tóxicos del fuego, e incendios secundarios y explosiones de las áreas circundantes, aunque ALOHA no modela estos peligros.

Área de sobrepresión

La sobrepresión, o también llamada onda de explosión, hace referencia al inicio repentino de una onda de presión después de una explosión. Esta onda de presión es causada por la energía liberada en la explosión inicial. No existen estándares para evaluar los peligros de sobrepresión, por lo que se hace uso de valores aceptados por otras fuentes bibliográficas (NOAA, 2016).

- **Zona amarilla:** Superior a los 1,0 [psi] (Vidrios rotos).
- **Zona naranja:** Superior a los 3,5 [psi] (Lesiones graves).
- **Zona roja:** Superior a los 8,0 [psi] (Destrucción de edificios).

Cuando un químico inflamable es liberado a la atmósfera, forma una nube de vapor que se dispersa en dirección del viento. Si esta nube encuentra una fuente de ignición, las partes de la nube que estén dentro del rango de explosividad se quemarán, la velocidad a la que se mueve el frente de la llama determinará si es una deflagración o detonación. Las explosiones causadas por una detonación son mucho más destructivas que las explosiones causadas por deflagración. La severidad de la explosión de la nube de vapor dependerá en el tipo de sustancia, el tamaño de la nube al momento de la explosión, el tipo de ignición, y el nivel de congestión dentro de la nube.

9.9. Diagrama ternario Hidrógeno Verde-Gas Natural-Aire para determinar rangos de explosividad.

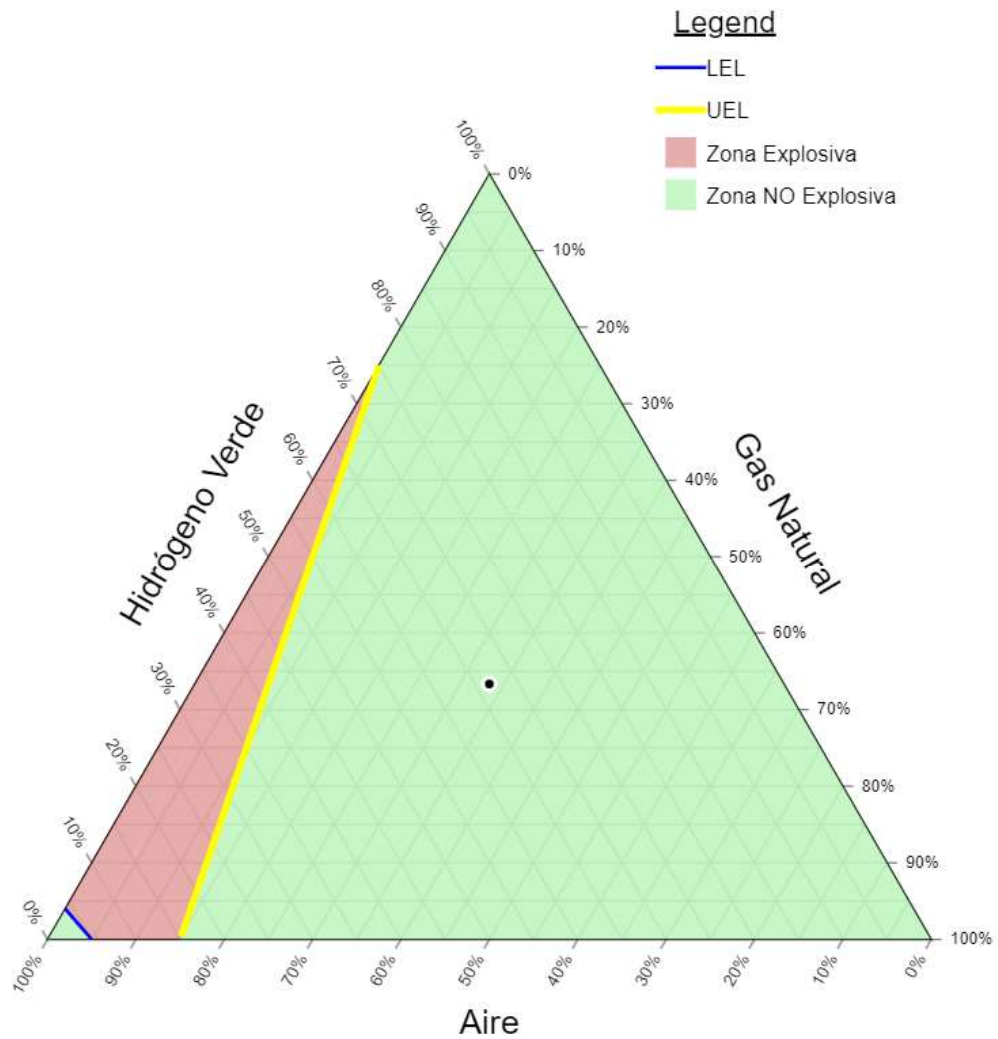


Figura 9.16. Diagrama de mezcla ternaria para Aire, Gas Natural e Hidrógeno Verde para determinar los rangos de explosividad de la mezcla (Elaboración propia).

Mezcla H2V y GN				Composiciones volumetricas para el LEL			Composiciones volumetricas para el UEL		
% Hidrógeno	%Gas Natural	LEL MEZCLA	UEL MEZCLA	%Gas Natural	%Hidrógeno	%Aire	%Gas Natural	%Hidrógeno	%Aire
0	100	5	15	5	0	95	15	0	85
2,5	97,5	4,969	15,306	4,845	0,124	95,031	14,923	0,383	84,694
5	95	4,938	15,625	4,691	0,247	95,062	14,844	0,781	84,375
7,5	92,5	4,908	15,957	4,540	0,368	95,092	14,761	1,197	84,043
10	90	4,878	16,304	4,390	0,488	95,122	14,674	1,630	83,696
12,5	87,5	4,848	16,667	4,242	0,606	95,152	14,583	2,083	83,333
15	85	4,819	17,045	4,096	0,723	95,181	14,489	2,557	82,955
17,5	82,5	4,790	17,442	3,952	0,838	95,210	14,390	3,052	82,558
20	80	4,762	17,857	3,810	0,952	95,238	14,286	3,571	82,143
22,5	77,5	4,734	18,293	3,669	1,065	95,266	14,177	4,116	81,707
25	75	4,706	18,750	3,529	1,176	95,294	14,063	4,688	81,250
27,5	72,5	4,678	19,231	3,392	1,287	95,322	13,942	5,288	80,769
30	70	4,651	19,737	3,256	1,395	95,349	13,816	5,921	80,263
32,5	67,5	4,624	20,270	3,121	1,503	95,376	13,682	6,588	79,730
35	65	4,598	20,833	2,989	1,609	95,402	13,542	7,292	79,167
37,5	62,5	4,571	21,429	2,857	1,714	95,429	13,393	8,036	78,571
40	60	4,545	22,059	2,727	1,818	95,455	13,235	8,824	77,941
42,5	57,5	4,520	22,727	2,599	1,921	95,480	13,068	9,659	77,273
45	55	4,494	23,438	2,472	2,022	95,506	12,891	10,547	76,563
47,5	52,5	4,469	24,194	2,346	2,123	95,531	12,702	11,492	75,806
50	50	4,444	25,000	2,222	2,222	95,556	12,500	12,500	75,000
52,5	47,5	4,420	25,862	2,099	2,320	95,580	12,284	13,578	74,138
55	45	4,396	26,786	1,978	2,418	95,604	12,054	14,732	73,214
57,5	42,5	4,372	27,778	1,858	2,514	95,628	11,806	15,972	72,222
60	40	4,348	28,846	1,739	2,609	95,652	11,538	17,308	71,154
62,5	37,5	4,324	30,000	1,622	2,703	95,676	11,250	18,750	70,000
65	35	4,301	31,250	1,505	2,796	95,699	10,938	20,313	68,750
67,5	32,5	4,278	32,609	1,390	2,888	95,722	10,598	22,011	67,391
70	30	4,255	34,091	1,277	2,979	95,745	10,227	23,864	65,909
72,5	27,5	4,233	35,714	1,164	3,069	95,767	9,821	25,893	64,286
75	25	4,211	37,500	1,053	3,158	95,789	9,375	28,125	62,500
77,5	22,5	4,188	39,474	0,942	3,246	95,812	8,882	30,592	60,526
80	20	4,167	41,667	0,833	3,333	95,833	8,333	33,333	58,333
82,5	17,5	4,145	44,118	0,725	3,420	95,855	7,721	36,397	55,882
85	15	4,124	46,875	0,619	3,505	95,876	7,031	39,844	53,125
87,5	12,5	4,103	50,000	0,513	3,590	95,897	6,250	43,750	50,000
90	10	4,082	53,571	0,408	3,673	95,918	5,357	48,214	46,429
92,5	7,5	4,061	57,692	0,305	3,756	95,939	4,327	53,365	42,308
95	5	4,040	62,500	0,202	3,838	95,960	3,125	59,375	37,500
97,5	2,5	4,020	68,182	0,101	3,920	95,980	1,705	66,477	31,818
100	0	4	75	0	4	96	0	75	25

Figura 9.17. Datos para generar el diagrama ternario Hidrógeno Verde- Gas Natural-Aire (Elaboración propia).

9.10. Propiedades fisicoquímicas del Hidrógeno y Gas Natural.

Tabla 9.6. Propiedades físicas y químicas del Gas Natural (INNERGY, 2024).

Estado físico	Gas
Apariencia y olor	Incoloro, olor a cebolla descompuesta a un 20% de su LEL (debido al mercaptano)
Poder calorífico	9.300 [kcal/Sm ³]
Temperatura de ebullición	-161[°C]
Rango de explosión/inflamación	Límite Inferior de Explosividad (LEL)= 5% en volumen Límite Superior de Explosividad (UEL)= 15% en volumen
Temperatura de autoignición	540[°C]
Densidad a 15[°C]	0,72 [kg/m ³]
Densidad relativa	0,598
Solubilidad en agua y otros solventes	Insoluble, excepto el odorizante, que es parcialmente soluble
Índice de Wobbe	12.026 [kcal/Sm ³]
Energía mínima de ignición*	0,21 [mJ]
Velocidad de combustión*	0,4 [m/s]

*Nota: Obtenido de Vázquez Torres, y otros (2021).

Tabla 9.7. Propiedades físicas y químicas del Hidrógeno (Vásquez Torres, y otros, 2021).

Estado físico	Gas
Apariencia y olor	Incoloro, inoloro
Poder calorífico	2.813 [kcal/Sm ³]
Temperatura de ebullición	-258[°C]
Rango de explosión/inflamación	Límite Inferior de Explosividad (LEL)= 4% en volumen Límite Superior de Explosividad (UEL)= 75% en volumen
Temperatura de autoignición	560[°C]
Densidad a 15[°C]	0,083 [kg/m ³]
Densidad relativa	0,069
Solubilidad en agua y otros solventes	Insoluble
Índice de Wobbe	10.709 [kcal/Sm ³]
Energía mínima de ignición	0,016 [mJ]
Velocidad de combustión	3,1 [m/s]

Tabla 9.8. Temperatura y presión crítica para Hidrógeno y Gas Natural (NIST, 2023).

Componente	Temperatura Crítica [K]	Presión Crítica [Bar]
Hidrógeno	33,145	12,964
Gas Natural	190,564	45,992

Tabla 9.9. Capacidad calorífica de Hidrógeno y Gas Natural a distintas presiones a la temperatura del suelo 286 [K] (NIST, 2023).

Presión [Bar]	Cp [J/mol*K]	
	Hidrógeno	Gas Natural
10	28,799	36,353
25	28,888	38,159
35	28,945	39,504
38	28,961	39,930
45	29,000	40,966
48.8	29,020	41,552
49	29,021	41,583
55	29,053	42,544
97.56	29,259	50,136

9.11. Muestra de cromatografía para el Gas Natural con mayor y menor fracción volumétrica de Metano

	Gravedad Especifica	PCS (MJ/m3S)	PCS (Kcal/m3S)	Indice Wobbe	%N2	%CO2	%C1 Metano	%C2 Etano	%C3 Propano	%nC4 n-Butano	%iC4 Iso-butano	%nC5 n-pentano	%iC5 Isopentano	%C6+ Hexano	Total
Enero	0,627	39,90	9,530	12,036	1,33	1,57	86,85	9,96	0,28	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Febrero	0,622	40,13	9,584	12,148	1,04	1,24	87,36	10,18	0,17	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Marzo	0,620	40,48	9,668	12,277	0,23	1,26	87,99	10,34	0,15	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Abril	0,620	40,23	9,609	12,203	0,68	1,25	87,88	10,06	0,11	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	100
Mayo	0,638	40,48	9,669	12,104	1,48	1,54	85,87	9,84	0,96	0,08	0,18	0,03	0,02	0,01	100
Junio	0,628	39,72	9,487	11,975	1,48	1,71	86,67	9,98	0,14	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Julio	0,637	39,86	9,521	11,951	1,43	2,15	85,25	11,02	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100
Agosto	0,626	39,70	9,482	11,986	1,49	1,60	86,87	9,97	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100
Septiembre	0,627	39,82	9,511	12,010	1,49	1,57	86,70	10,01	0,22	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Octubre	0,628	39,65	9,469	11,953	1,48	1,78	86,69	9,96	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100
Noviembre	0,631	39,76	9,462	11,941	1,48	1,90	86,35	9,98	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100
Diciembre	0,629	39,73	9,490	11,967	1,47	1,77	86,56	9,96	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100

Figura 9.18. Gas Natural con la menor fracción volumétrica de Metano (marcado en cuadro rojo), el cual fue detectado por el cromatógrafo de la Estación Recinto (Innergy Transportes S.A., 2024)

	Gravedad Especifica	PCS (MJ/m3S)	PCS (Kcal/m3S)	Indice Wobbe	%N2	%CO2	%C1 Metano	%C2 Etano	%C3 Propano	%nC4 n-Butano	%iC4 Iso-butano	%nC5 n-pentano	%iC5 Isopentano	%C6+ Hexano	Total
Enero	0,602	39,41	9,413	12,130	0,74	0,74	91,19	7,02	0,28	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Febrero	0,601	39,26	9,377	12,094	0,88	0,74	91,32	6,84	0,20	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Marzo	0,595	39,07	9,333	12,103	0,69	0,66	92,70	5,66	0,24	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	100
Abril	0,599	39,19	9,360	12,093	0,82	0,72	91,74	6,49	0,19	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Mayo	0,605	39,46	9,425	12,113	0,82	0,82	91,43	6,08	0,64	0,07	0,12	0,02	0,01	0,01	100
Junio	0,598	39,07	9,332	12,070	0,74	0,81	92,25	5,90	0,22	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00	100
Julio	0,593	39,19	9,360	12,158	0,55	0,50	93,31	5,11	0,40	0,07	0,06	0,01	0,00	0,00	100
Agosto	0,597	39,05	9,328	12,077	0,73	0,76	92,35	5,93	0,18	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	100
Septiembre	0,601	39,29	9,384	12,110	0,73	0,76	91,56	6,70	0,23	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Octubre	0,600	39,27	9,381	12,109	0,69	0,78	91,56	6,79	0,15	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Noviembre	0,617	39,26	9,377	11,938	1,16	1,54	88,74	8,35	0,18	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	100
Diciembre	0,595	39,00	9,315	12,078	0,65	0,77	92,82	5,41	0,30	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	100

Figura 9.19. Gas Natural con la mayor fracción volumétrica de Metano (marcado en cuadro rojo), el cual fue detectado por el cromatógrafo de la Estación Las Mercedes (Innergy Transportes S.A., 2024).

9.12. Tablas con los valores de los coeficientes de Joule-Thomson para Gasoducto del Pacífico e Innergy

Tabla 9.10. Coeficiente de Joule-Thomson para las distintas presiones de operación de los laterales de Gasoducto del Pacífico a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo (Elaboración propia).

Lateral	Presión de operación [Bar]	Temperatura [K]	%H ₂	Coeficiente de Joule-Thomson [K/Bar]
Línea Principal (Talcahuano), Enap, GasSur,	38	286	0%	0,443
			5%	0,408
			10%	0,375
			15%	0,347
			20%	0,309
Línea Principal (Excepto Talcahuano), Charrúa, Nacimiento, Coronel	65	286	0%	0,400
			5%	0,367
			10%	0,333
			15%	0,307
			20%	0,276

Tabla 9.11. Coeficiente de Joule-Thomson para las distintas presiones máximas admisibles de operación de los laterales de Gasoducto del Pacífico a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo (Elaboración propia).

Lateral	MAOP [Bar]	Temperatura [K]	%H ₂	Coeficiente de Joule-Thomson [K/Bar]
Línea Principal (Talcahuano), Enap, GasSur,	48,88	286	0%	0,422
			5%	0,384
			10%	0,353
			15%	0,327
			20%	0,294
Línea Principal (Excepto Talcahuano), Charrúa, Nacimiento, Coronel	97,56	286	0%	0,322
			5%	0,292
			10%	0,268
			15%	0,243
			20%	0,217

Tabla 9.12. Coeficiente de Joule-Thomson para las presiones de operación de los laterales de Innergy a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo (Elaboración propia).

Lateral	Presión de Operación [Bar]	Temperatura [K]	%H ₂	Coeficiente Joule-Thomson [K/Bar]
Laja, Nacimiento, Penco-Lirquén, Talcahuano, Escuadrón, Coronel	10	286	0%	0,511
			5%	0,466
			10%	0,429
			15%	0,397
			20%	0,364
Relbún	25	286	0%	0,473
			5%	0,435
			10%	0,401
			15%	0,371
			20%	0,335
Arauco, Itata	35	286	0%	0,452
			5%	0,412
			10%	0,379
			15%	0,351
			20%	0,316
San Pedro, Saesa	38	286	0%	0,443
			5%	0,408
			10%	0,375
			15%	0,347
			20%	0,309

Tabla 9.13. Coeficiente de Joule-Thomson para las presiones máximas admisibles de operación de los laterales de Innergy a distintas concentraciones de Hidrógeno Verde y a temperatura del suelo (Elaboración propia).

Lateral	MAOP [Bar]	Temperatura [K]	%H ₂	Coeficiente Joule-Thomson [K/Bar]
Penco-Lirquén, Talcahuano, Escuadrón, Coronel (3er Tramo)	10	286	0%	0,511
			5%	0,466
			10%	0,429
			15%	0,397
			20%	0,364
San Pedro	45	286	0%	0,428
			5%	0,393
			10%	0,362
			15%	0,331
			20%	0,298
Laja, Nacimiento, Saesa, Arauco, Coronel (1er y 2do Tramo), Itata, Relbún	49	286	0%	0,421
			5%	0,384
			10%	0,353
			15%	0,326

			20%	0,294
--	--	--	-----	-------

9.12.1. Datos para el cálculo del coeficiente de Joule-Thomson

Pop [Mpa]	Top [K]	%H2	Cp H2 [J/mol*K]	Cp GN [J/mol*K]	Cp,mix [J/mol*K]	Pc,mix [Mpa]	Pr	Tc,mix [K]	Tr	f(Tr,Pr)	J-T [K/ Mpa]	J-T [K/Bar]
1	286	0	28,799	36,353	36,353	4,6	0,22	190,56	1,5	1,07	5,11	0,511
1	286	5	28,799	36,353	35,975	4,43	0,23	182,69	1,57	0,97	4,66	0,466
1	286	10	28,799	36,353	35,598	4,27	0,23	174,82	1,64	0,89	4,29	0,429
1	286	15	28,799	36,353	35,22	4,1	0,24	166,95	1,71	0,82	3,97	0,397
1	286	20	28,799	36,353	34,842	3,94	0,25	159,08	1,8	0,75	3,64	0,364
2,5	286	0	28,888	38,159	38,159	4,6	0,54	190,56	1,5	1,04	4,73	0,473
2,5	286	5	28,888	38,159	37,695	4,43	0,56	182,69	1,57	0,95	4,35	0,435
2,5	286	10	28,888	38,159	37,232	4,27	0,59	174,82	1,64	0,87	4,01	0,401
2,5	286	15	28,888	38,159	36,768	4,1	0,61	166,95	1,71	0,8	3,71	0,371
2,5	286	20	28,888	38,159	36,305	3,94	0,63	159,08	1,8	0,72	3,35	0,335
3,5	286	0	28,945	39,504	39,504	4,6	0,76	190,56	1,5	1,03	4,52	0,452
3,5	286	5	28,945	39,504	38,976	4,43	0,79	182,69	1,57	0,93	4,12	0,412
3,5	286	10	28,945	39,504	38,448	4,27	0,82	174,82	1,64	0,85	3,79	0,379
3,5	286	15	28,945	39,504	37,92	4,1	0,85	166,95	1,71	0,78	3,51	0,351
3,5	286	20	28,945	39,504	37,392	3,94	0,89	159,08	1,8	0,7	3,16	0,316
3,8	286	0	28,961	39,93	39,93	4,6	0,83	190,56	1,5	1,02	4,43	0,443
3,8	286	5	28,961	39,93	39,382	4,43	0,86	182,69	1,57	0,93	4,08	0,408
3,8	286	10	28,961	39,93	38,833	4,27	0,89	174,82	1,64	0,85	3,75	0,375
3,8	286	15	28,961	39,93	38,285	4,1	0,93	166,95	1,71	0,78	3,47	0,347
3,8	286	20	28,961	39,93	37,736	3,94	0,96	159,08	1,8	0,69	3,09	0,309

Figura 9.20. Datos de condiciones de operación de laterales Innergy (Elaboración propia).

Pop [Mpa]	Top [K]	%H2	Cp H2 [J/mol*K]	Cp GN [J/mol*K]	Cp,mix [J/mol*K]	Pc,mix [Mpa]	Pr	Tc,mix [K]	Tr	f(Tr,Pr)	J-T [K/ Mpa]	J-T [K/Bar]
4,5	286	0	29	40,966	40,966	4,6	0,98	190,56	1,5	1,01	4,28	0,428
4,5	286	5	29	40,966	40,368	4,43	1,02	182,69	1,57	0,92	3,93	0,393
4,5	286	10	29	40,966	39,769	4,27	1,05	174,82	1,64	0,84	3,62	0,362
4,5	286	15	29	40,966	39,171	4,1	1,1	166,95	1,71	0,76	3,31	0,331
4,5	286	20	29	40,966	38,573	3,94	1,14	159,08	1,8	0,68	2,98	0,298
4,9	286	0	29,021	41,583	41,583	4,6	1,07	190,56	1,5	1,01	4,21	0,421
4,9	286	5	29,021	41,583	40,955	4,43	1,11	182,69	1,57	0,91	3,84	0,384
4,9	286	10	29,021	41,583	40,327	4,27	1,15	174,82	1,64	0,83	3,53	0,353
4,9	286	15	29,021	41,583	39,699	4,1	1,2	166,95	1,71	0,76	3,26	0,326
4,9	286	20	29,021	41,583	39,071	3,94	1,24	159,08	1,8	0,68	2,94	0,294

Figura 9.21. Datos de la Máxima Presión de Operación Admisible para los laterales de Innergy (Elaboración propia).

Pop [Mpa]	Top [K]	%H2	Cp H2 [J/mol*K]	Cp GN [J/mol*K]	Cp,mix [J/mol*K]	Pc,mix [Mpa]	Pr	Tc,mix [K]	Tr	f(Tr,Pr)	J-T [K/ Mpa]	J-T [K/Bar]
6,5	286	0	29,053	42,542	42,542	4,6	1,41	190,56	1,5	0,98	4	0,4
6,5	286	5	29,053	42,542	41,868	4,43	1,47	182,69	1,57	0,89	3,67	0,367
6,5	286	10	29,053	42,542	41,193	4,27	1,52	174,82	1,64	0,8	3,33	0,333
6,5	286	15	29,053	42,542	40,519	4,1	1,59	166,95	1,71	0,73	3,07	0,307
6,5	286	20	29,053	42,542	39,844	3,94	1,65	159,08	1,8	0,65	2,76	0,276

Figura 9.22. Datos de condiciones de operación para Gasoducto del Pacífico (Elaboración propia).

Pop [Mpa]	Top [K]	%H2	Cp H2 [J/mol*K]	Cp GN [J/mol*K]	Cp,mix [J/mol*K]	Pc,mix [Mpa]	Pr	Tc,mix [K]	Tr	f(Tr,Pr)	J-T [K/ Mpa]	J-T [K/Bar]
4,88	286	0	29,02	41,552	41,552	4,6	1,06	190,56	1,5	1,01	4,22	0,422
4,88	286	5	29,02	41,552	40,925	4,43	1,1	182,69	1,57	0,91	3,84	0,384
4,88	286	10	29,02	41,552	40,299	4,27	1,14	174,82	1,64	0,83	3,53	0,353
4,88	286	15	29,02	41,552	39,672	4,1	1,19	166,95	1,71	0,76	3,27	0,327
4,88	286	20	29,02	41,552	39,046	3,94	1,24	159,08	1,8	0,68	2,94	0,294
9,756	286	0	29,259	50,136	50,136	4,6	2,12	190,56	1,5	0,93	3,22	0,322
9,756	286	5	29,259	50,136	49,092	4,43	2,2	182,69	1,57	0,83	2,92	0,292
9,756	286	10	29,259	50,136	48,048	4,27	2,28	174,82	1,64	0,75	2,68	0,268
9,756	286	15	29,259	50,136	47,004	4,1	2,38	166,95	1,71	0,67	2,43	0,243
9,756	286	20	29,259	50,136	45,961	3,94	2,48	159,08	1,8	0,59	2,17	0,217

Figura 9.23. Datos de la Máxima Presión de Operación Admisible para los laterales de Gasoducto del Pacífico (Elaboración propia).

9.13. Estaciones de Transferencias y Laterales presentes en Innergy

Figura solo con fines académicos

Estación de Transferencia	Lateral	Diámetro Nominal	Revestimiento	Espesor de tubería (1)	Presión de Diseño	Máxima Presión de Operación Admisible	Esfuerzo del Lateral c/r a MAOP (2)	Presión de Operación	Esfuerzo del Lateral c/r a Pop (3)
		DN (in)	tipo	e (mm)	Pd (MPa)	MAOP (MPa)	% TFME _{MAOP}	Pop (MPa)	% TFME _{Pop}
1) LAS PALMAS	1. Lateral Laja (8,4 km)	6"	FBE	7,1	4,9	4,9	24%	1	5%
2) NACIMIENTO	2. Lateral Nacimiento (2,9 km)	6"	FBE	9,5	4,9	4,9	18%	1	4%
3) LAS MERCEDES	3. Lateral Penco-Lirquén (8,3 km)	6", 4"	FBE	4,8	1,1	1	7%	1	7%
4) CERRO LA U	4. Lateral Talcahuano (12,0 km)	16", 12", 10", 8", 6", 4"	FBE	5,6	1,1	1	15%	1	15%
CÁMARA REG. ESCUADRÓN (4)	5. Lateral San Pedro-Escuadrón-Saesa (12,6 km)								
	Lateral San Pedro (4,8 km)	10"	FBE	4,8	4,5	4,5	53%	3,8	45%
	Lateral Escuadrón (7,1 km)	10", 6", 4"	FBE	4,8	1,8	1	12%	1	12%
	Lateral Saesa (0,7 km)	6"	Tricapa	11,1	4,9	4,9	15%	3,8	12%
5) CORONEL	6. Lateral Arauco (31,2 km)								
	Tramo Coronel-Lota (12,4 km)	8"	FBE	6,4	4,9	4,9	35%	3,5	25%
	Tramo Lota-Arauco (17,6 km)	6"	FBE	4,8	4,9	4,9	36%	3,5	25%
	Ramal Arauco Generación (1,2 km)	4"	Tricapa	9,5	4,9	4,9	12%	3,5	9%
	7. Lateral Coronel (5,2 km)								
6) PEMUCO	Primer tramo (0,4 km)	8"	FBE	4,8	4,9	4,9	46%	1	9%
	Segundo tramo (2,8 km)	8"	FBE	4,8	4,9	4,9	46%	1	9%
	Tercer tramo (2,0 km)	10"	FBE	4,8	1,8	1	12%	1	12%
7) SANTA FE	8. Lateral Itata (30,5 km)	8"	Tricapa	6,4	4,9	4,9	35%	3,5	25%
	9. Lateral Relbún (2,6 km)	8"	Tricapa	6,4	4,9	4,9	35%	2,5	18%
8) LAS MERCEDES	Entrega a gasoducto de Gas Sur								

Figura 9.24. Estaciones de transferencias y laterales presentes en Innergy (INNERGY, 2024).

9.14. Especificaciones técnicas del gasoducto.

ARCAN ARCAN INGENIERIA Y ODMETRUCCIONES S.A.		TECHNICAL SPECIFICATION																			
		PIPING CLASS																			
		CHILE - GASODUCTO LOMA DE LA LATA / TALCAHUANO																			
SERVICE : GASEOUS HYDROCARBONS																		CLASS: A1B			
RATING : ANSI 300#																					
MATERIAL : CARBON STEEL																					
P	Diameter	1/2	3/4	1	1 1/4	2	2 1/2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	24			
I	Thickness	3.73	3.91	4.55	5.08	5.54	5.16	5.49	6.02	7.11	0.3	12.7	4.2	For Calculation							
P	End	Plane										B.W.									
E	Material	ASTM A106 GrB		ASTM A - 333 Gr. 6 S/C								API 5L X52/60/70									
Accessories																					
	Serial/Sch	3000			80			40			60			For Calculation							
	End	SW										B.W.									
	Material	ASTM A 350 LF2				ASTM A 420 WPL 6				API 5L X52/60/70											
Acc. of Deriv.																					
	Serial/Sch	3000			80			40			60			For Calculation							
	End	Socketlets										Weidolets									
	Material	ASTM A 350 LF2										ASTM A 350 LF2									
	Pad	Thickness according to pipe/dimension according to ANSI B31.8																			
Flanges																					
	Serial	300 #																			
	End	SW - RF								WN - RF											
	Material	ASTM A 350 LF2								ASTM A 350 LF2											
GATE D'ont use																					
V	BALL	ASTM A-350 LF2				ASTM A-352 LF2				SPP-GP178-I003											
A	GLOBE	D'ont use																			
V	PLUG	D'ont use																			
E	BUTTERFLY	D'ont use																			
S	CHECK	ASTM A-350 LF2				ASTM A-352 LF2 with clapper				SPP-GP178-I003											
						Flanged Ends - RF															
Filters																					
		ASTM A-182 F11				ASTM A-182 F11 Type "Y" - Stainless Steel Mesh															
		SW - Serial 300#				Flanged Ends - Serial 300# - RF															
Gaskets																					
		Plane - without Asbestos - Filler Material : Graphite.(type 9900) - Thickness 1.6 mm																			
Stud Bolts & Nuts																					
		Dimension according to ANSI B 16.21 - Serial 300# RF																			
		Full Threaded Stud Bolts																			
		ASTM A-193 Gr. B7																			
		Exag .heavy nuts ASTM A-194 Gr. 2H																			
Miscellaneous																					
		Orifice Flange - WNRf Serial 300# - ASTM A-350 LF2 - Set completed																			
		Insulator Gasket - Fenolformaldeide Full Ring. Th. min 3 mm.																			
NOTES:																					
SEE TABLE OF DERIVATIONS																					
SEE REFERENCES																					

Figura solo con fines académicos

Figura 9.25. Especificaciones técnicas de los gasoductos de Empresas Innergy (Innergy Transportes S.A., 2024)

9.15. Nodos de la planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde

9.15.1. Visualización de los nodos en su respectivo diagrama para el análisis HAZOP

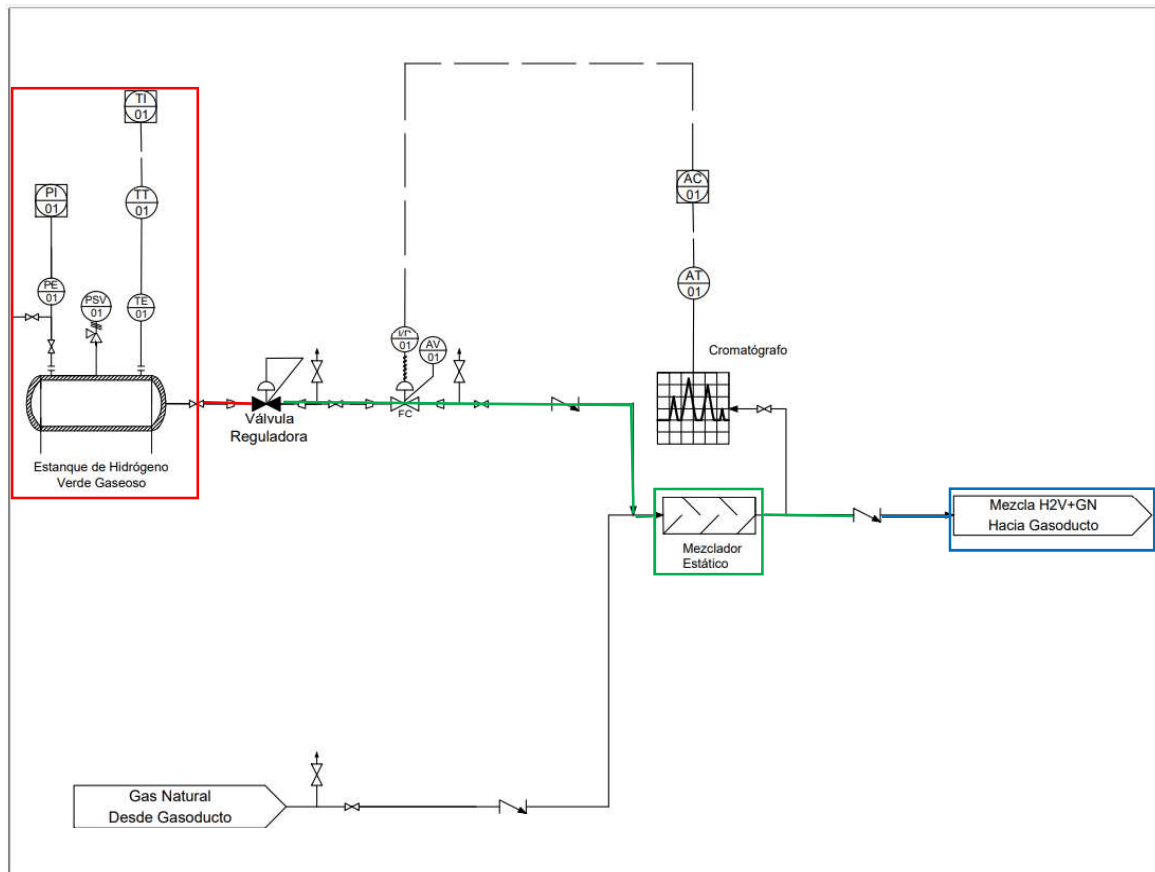


Figura 9.26. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural con los nodos a analizar. En donde el color rojo representa el nodo 1: Almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso, verde el nodo 2: Inyección desde línea de regulación de presión y azul el nodo 3: Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural (Elaboración propia).

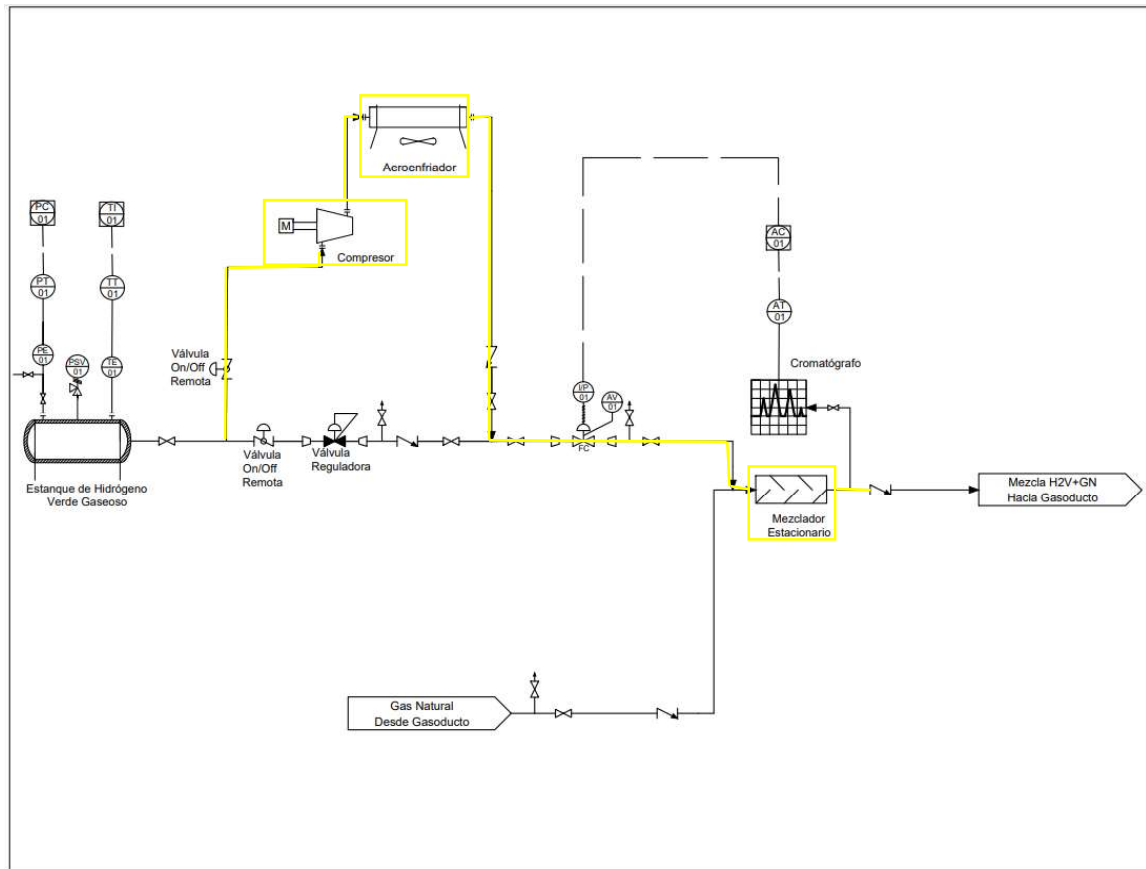


Figura 9.27. Diagrama de flujo general de una planta de almacenamiento e inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural con un sistema de compresión con el nodo a analizar. El color amarillo representa el nodo 4: Inyección desde línea de compresión (Elaboración propia).

9.15.2. Planillas del análisis HAZOP de los distintos nodos

Tabla 9.14. Análisis HAZOP para el nodo 1: Almacenamiento de Hidrógeno Verde (Elaboración propia).

Planilla de análisis HAZOP				
Desviación	Causa	Consecuencia	Protecciones	Acción
Nodo 1: Almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso				
Presión más	-	Posible rotura por sobrepresión, por ende, pérdida de Hidrógeno Verde	Activación de la válvula de seguridad de presión	-
Presión menos	Fugas por roturas o fragilización	Pérdida de Hidrógeno Verde	-	Agregar un medidor de flujo de Hidrógeno para comparar con el medidor de volumen del estanque. Si existen diferencias, solicitar inspección y reparación si corresponde
Temperatura más	-	Aumento de la presión y posible rotura por sobrepresión	Activación de la válvula de seguridad de presión	-
Temperatura menos	-	-	-	-
Flujo más	-	-	-	-
Flujo menos	-	-	-	-
Flujo inverso	-	-	-	-

Tabla 9.15. Análisis HAZOP para el nodo 2: Inyección desde la línea de regulación de presión (Elaboración propia).

Planilla de análisis HAZOP				
Desviación	Causa	Consecuencia	Protecciones	Acción
Nodo 2: Inyección desde línea de regulación de presión				
Presión más	Falla en la válvula reguladora	Posibles daños a la línea de Gas Natural por sobrepresión	-	Agregar válvulas reguladoras de presión de respaldo
Presión menos	Falla en la válvula reguladora	La no inyección del Hidrógeno en el gasoducto y posible inversión de flujo	Válvula antirretorno	Agregar válvulas reguladoras de presión de respaldo
Temperatura más	-	Posible estratificación al inyectar a la línea de Gas Natural	Mezclador estático	-
Temperatura menos	-	Posible estratificación al inyectar a la línea de Gas Natural	Mezclador estático	-
Flujo más	Falla en la válvula de control de composición	Variaciones no contempladas en el Índice de Wobbe	-	Agregar alarmas al cuadro de control
Flujo menos	Falla en la válvula de control de composición	-	-	Agregar alarmas al cuadro de control
Flujo inverso	Presión de la línea de Gas Natural operando a mayor presión que la línea de inyección	Contaminación del estanque de almacenamiento	Válvula antirretorno	-

Tabla 9.16. Análisis HAZOP para el nodo 3: Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural (Elaboración propia).

Planilla de análisis HAZOP				
Desviación	Causa	Consecuencia	Protecciones	Acción
Nodo 3: Transporte de la mezcla de Hidrógeno Verde y Gas Natural				
Presión más	Aumento de la presión de inyección	Rotura del gasoducto por sobre presión Aumento de la estratificación dentro de la línea	-	-
Presión menos	-	-	-	-
Temperatura más	Aumento de la temperatura de inyección	Aumento de la presión dentro del gasoducto	-	-
Temperatura menos	Disminución de la temperatura de inyección	Aumento de la estratificación dentro del gasoducto	-	-
Flujo más	-	-	-	-
Flujo menos	-	-	-	-
Flujo inverso	-	-	-	-
Composición más	Falla en la válvula de control de composición Falla en lecturas del cromatógrafo	Disminución del índice de Wobbe y posible retorno de llama	-	Agregar alarmas en el cuadro de control de composición
Composición menos	Falla en la válvula de control de composición Fallas en lecturas del cromatógrafo	-	-	Agregar alarmas en el cuadro de control de composición

Tabla 9.17. Análisis HAZOP para el nodo 4: Inyección desde línea de compresión (Elaboración propia).

Planilla de análisis HAZOP				
Desviación	Causa	Consecuencia	Protecciones	Acción
Nodo 4: Inyección desde línea de compresión				
Presión más	-	Posible rotura por sobrepresión en la línea de Gas Natural	-	-
Presión menos	Fallas en el compresor	Inversión de flujo con posibles daños a los equipos y contaminación del estanque de almacenamiento	Válvula antirretorno	-
Temperatura más	Falla en los aerofriadores	Daños en la línea de compresión Aumento de presión en la línea de Gas Natural una vez inyectado el Hidrógeno Verde	-	Agregar alarmas de Temperatura. Chequear la factibilidad de agregar aerofriador de respaldo
Temperatura menos	-	Posible estratificación al inyectar a la línea de Gas Natural	-	Agregar alarmas de temperatura
Flujo más	Fallas en la válvula de control de composición	Variaciones en el índice de Wobbe no contempladas	-	Agregar alarmas en el cuadro de control
Flujo menos	Fallas en la válvula de control de composición	-	-	Agregar alarmas en el cuadro de control
Flujo inverso	Presión de la línea de Gas	Daño en los equipos y	Válvula antirretorno	-

	Natural operando a mayor presión que la línea de inyección	contaminación del estanque de almacenamiento		
--	--	--	--	--

9.16. Plan de trabajo de regulaciones habilitantes para el desarrollo de la industria del Hidrógeno en Chile 2024-2030

Debido al Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2024-2030, se crea el documento Plan de Trabajo de Regulaciones Habilitantes para el Desarrollo de la Industria del Hidrógeno 2024-2030. En este último documento se detalla que: “Un marco regulatorio claro y oportuno es necesario para que el desarrollo de la industria de Hidrógeno siga, en primer lugar, los más altos estándares para garantizar la seguridad de las personas y, en segundo lugar, para entregar certeza a los proyectos sobre cuáles serán las exigencias y requisitos que deberán cumplir en estas materias”. Por lo anterior, en este documento se detallan los compromisos de diferentes ministerios sobre las regulaciones a modificar o elaborar según sea su competencia. A continuación, se presentan dos tablas, una con modificaciones respecto a la reglamentación pertinente a este proyecto y otra respecto a la elaboración de reglamentos que de igual manera es pertinente:

Tabla 9.18. Reglamentos a modificar según el Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2024).

Reglamento	Institución con competencia	Lineamiento para el nuevo contenido	Priorización temporal
D.S. 280: Reglamento de seguridad de transporte y distribución de gas de red	Ministerio de Energía	Requisitos mínimos de seguridad para redes de transporte y distribución de gas de red, nuevas y en uso sobre su diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación	Inicio: T3-2025
		Cubrir el transporte de Hidrógeno gaseoso por cañerías, ya sea un gasoducto, red distrital de distribución de gas, red	Inicio: T4-2028

		industrial, institucional o domestica	
D.S. 66:	Ministerio de Energía	Incorporar aspectos asociados a la mezcla de Gas Natural con Hidrógeno en redes interiores de gas	Inicio: T3-2025
Reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas		Incorporar aspectos asociados al Hidrógeno en redes interiores de gas	Inicio: T1-2029

Tabla 9.19. Reglamentos a elaborar según el Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2024).

Reglamento	Institución con competencia	Lineamiento para el nuevo contenido	Priorización temporal
Normas técnicas de calidad para el Hidrógeno y de procedimiento de control aplicables para los parámetros correspondientes	Ministerio de Energía	Establecer los parámetros de calidad para el Hidrógeno, la que estará condicionada dependiendo de uso final o aplicación	Inicio: T2-2024
Reglamento de calidad de mezcla de Gas Natural con Hidrógeno	Ministerio de Energía	Establecer especificaciones o parámetros de calidad a controlar para la mezcla de Gas Natural con Hidrógeno	Inicio: T3-2025

9.17. Requisitos de calidad del Gas Natural según NCh-2264-2014.

Tabla 9.20. Requerimientos de calidad del Gas Natural según la NCh-2264-2014 (Instituto Nacional de Normalización, 2014).

Característica		Unidad de Medida	Límite	Método de ensayo
1	Poder calorífico superior	kJ/m^3 (kcal/m^3) kJ/m^3 (kcal/m^3)	42635 máx. (10200 máx.) 36995 mín. (8850 mín.)	NCh.2380
2	Índice de Wobbe	kJ/m^3 (kcal/m^3) kJ/m^3 (kcal/m^3)	52125 máx. (12470 máx.) 47235 mín. (11300 mín.)	NCh.2380
3	Densidad relativa	-	informar	NCh.2380
4	Gases inertes, total	%(v/v)	4 máx.	ASTM D 1945
5	Punto de rocío de hidrocarburos	$^{\circ}\text{C}$	-4 máx. a 5500 [kPa abs]	ASTM D 1942
6	Dióxido de Carbono (CO_2)	%(v/v)	2.0 máx.	ASTM D 1945
7	Oxígeno (O_2)	%(v/v)	0.2 máx.	ASTM D 1945
8	Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)	mg/m^3	5.7 máx.	ISO 19739
9	Azufre total	mg/m^3	35 máx. (antes de la adición de odorante)	ASTM D 5504
		mg/m^3	65 máx. (después de la adición de odorante)	ASTM D 5504
10	Agua	mg/m^3	65 máx.	ASTM D 1142

9.18. Determinación de los estanques y tamaños de plantas.

9.18.1. Casos de inyección de Hidrógeno Verde en la red de Gas Natural.

Para determinar el tamaño de planta de almacenamiento e inyección, se debe determinar la cantidad de Hidrógeno necesario a inyectar según sea el porcentaje a alcanzar en la mezcla, con el fin de suplir la demanda energética total de los clientes. Para esto, se consideran demandas energéticas que se traducen en 600.000 [Sm³/día], 1.500.000 [Sm³/día], 4.500.000 [Sm³/día], 7.000.000 [Sm³/día] y 9.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% enviado desde Argentina a una presión de 63 [bar] y 83 [bar], para cada demanda energética mencionada. Además, para el tamaño de planta se considera el caso que tenga o no sistema de compresión para aprovechar de mejor manera el Hidrógeno que es capaz de almacenar un estanque. Los casos de inyección se presentan a continuación, los cuales se analizan para todas las consideraciones mencionadas anteriormente:

- Caso 1: Inyección del Hidrógeno Verde en un solo punto. Esto se realiza en las cercanías de la Estación de Transferencia Recinto. También se considera inyección de Gas Natural desde PSR Pemuco.
- Caso 2. La inyección de Hidrógeno Verde se genera en los distintos laterales de Innergy una vez regulada la presión. Este caso no considera inyección de Gas Natural desde PSR Pemuco
- Caso 3. La inyección de Hidrógeno Verde se realizar directamente en los clientes. Los clientes a analizar son el que tenga mayor consumo, menor consumo distinto de cero y el que este cercano al consumo promedio total. Este caso no considera inyección de Gas Natural desde PSR Pemuco.

9.18.2. Determinación de Hidrógeno Verde a inyectar según sea el caso de estudio.

- Caso 1:

Tabla 9.21. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 600.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025) .

Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	600.000	621.675	644.975	670.089	697.239	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	600.000	590.591	580.477	569.576	557.791	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	31.084	64.497	100.513	139.448	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.580	5.354	8.343	11.575	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.580.000	5.492499	5.398.439	5.297.055	5.187.455	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	87.501	181.560	282.945	392.545	[Mcal/día]
Energía Total	5.580.000	5.580.000	5.580.000	5.580.000	5.580.000	[Mcal/día]

Tabla 9.22. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 1.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025) .

Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	1.500.000	1.554.188	1.612.437	1.675.223	1.743.096	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	1.500.000	1.476.478	1.451.193	1.423.939	1.394.477	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	77.709	161.244	251.283	348.619	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	6.450	13.383	20.857	28.936	[kg/día]
Energía Gas Natural	13.950.000	13.731.248	13.496.099	13.242.637	12.968.637	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	218.752	453.901	707.363	981.363	[Mcal/día]
Energía Total	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	[Mcal/día]

Tabla 9.23. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 4.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	4.500.000	4.662.563	4.837.311	5.025.669	5.229.289	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	4.500.000	4.429.435	4.353.580	4.271.818	4.183.431	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	233.128	483.731	753.850	1.045.858	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	19.350	40.150	62.560	86.806	[kg/día]
Energía Gas Natural	41.850.000	41.193.744	40.488.297	39.727.911	38.905.910	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	656.256	1.361.703	2.122.089	2.944.090	[Mcal/día]
Energía Total	41.850.000	41.850.000	41.850.000	41.850.000	41.850.000	[Mcal/día]

Tabla 9.24. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 7.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	7.000.000	7.252.876	7.524.707	7.817.707	8.134.450	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	7.000.000	6.890.232	6.772.236	6.645.051	6.507.560	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	362.644	752.471	1.172.656	1.626.890	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	30.067	62.456	97.331	135.031	[kg/día]
Energía Gas Natural	65.100.000	64.079.158	62.981.795	61.798.974	60.520.305	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	1.020.842	2.118.205	3.301.027	4.579.695	[Mcal/día]
Energía Total	65.100.000	65.100.000	65.100.000	65.100.000	65.100.000	[Mcal/día]

Tabla 9.25. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 9.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	9.000.000	9.325.126	9.674.623	10.051.337	10.458.578	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	9.000.000	8.858.870	8.707.161	8.543.637	8.366.862	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	466.256	967.462	1.507.701	2.091.716	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	38.700	80.300	125.140	173.612	[kg/día]
Energía Gas Natural	83.700.000	82.387.489	80.976.593	79.455.822	77.811.821	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	1.312.511	2.723.406	4.244.177	5.888.179	[Mcal/día]
Energía Total	83.700.000	83.700.000	83.700.000	83.700.000	83.700.000	[Mcal/día]

- Caso 2:
 - Demanda energética que se traduce en 600.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%

Tabla 9.26. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 5.676 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pinto						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	5.676	5.881	6.101	6.339	6.596	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	5.676	5.587	5.491	5.388	5.277	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	294	610	951	1.319	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	25	51	79	110	[kg/día]
Energía Gas Natural	52.787	51.959	51.069	50.110	49.073	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	828	1.718	2.677	3.713	[Mcal/día]
Energía Total	52.787	52.787	52.787	52.787	52.787	[Mcal/día]

Tabla 9.27. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 202.296 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Campanario						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	202.296	209.604	217.460	225.927	235.081	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	202.296	199.124	195.714	192.038	188.065	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	10.480	21.746	33.889	47.016	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	870	1.805	2.813	3.903	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.881.353	1.851.851	1.820.138	1.785.955	1.749.002	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	29.502	61.215	95.398	132.351	[Mcal/día]
Energía Total	1.881.353	1.881.353	1.881.353	1.881.353	1.881.353	[Mcal/día]

Tabla 9.28. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 162.712 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pemuco						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	162.712	168.590	174.909	181.720	189.082	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	162.712	160.161	157.418	154.462	151.266	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	8.430	17.491	27.258	37.816	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	700	1.452	2.263	3.139	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.513.226	1.489.497	1.463.989	1.436.494	1.406.772	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	23.729	49.237	76.731	106.453	[Mcal/día]
Energía Total	1.513.226	1.513.226	1.513.226	1.513.226	1.513.226	[Mcal/día]

Tabla 9.29. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 43.440 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Nacimiento						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	43.440	45.509	46.696	48.514	50.480	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	43.440	42.759	42.026	41.237	40.384	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	2.250	4.670	7.277	10.096	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	187	388	604	838	[kg/día]
Energía Gas Natural	403.990	397.655	390.845	383.505	375.570	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	6.335	13.145	20.485	28.420	[Mcal/día]
Energía Total	403.990	403.990	403.990	403.990	403.990	[Mcal/día]

Tabla 9.30. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 31.173 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Santa Fe						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	31.173	32.300	33.510	34.815	36.225	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	31.173	30.685	30.159	29.593	28.980	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	1.615	3.351	5.222	7.245	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	135	279	434	602	[kg/día]
Energía Gas Natural	289.913	285.366	280.480	275.212	269.518	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	4.546	9.433	14.701	20.395	[Mcal/día]
Energía Total	289.913	289.913	289.913	289.913	289.913	[Mcal/día]

Tabla 9.31. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 67.291 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Palmas						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	67.291	69.722	72.335	75.152	78.196	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	67.291	66.236	65.101	63.879	62.557	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	3.486	7.233	11.273	15.639	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	290	600	936	1.299	[kg/día]
Energía Gas Natural	625.806	615.993	605.444	594.073	581.781	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	9.813	20.362	31.733	44.025	[Mcal/día]
Energía Total	625.806	625.806	625.806	625.806	625.806	[Mcal/día]

Tabla 9.32. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 123.152 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 1*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	123.152	127.601	132.383	137.538	143.111	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	123.152	121.221	119.145	116.907	114.489	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	6.380	13.238	20.631	28.622	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	530	1.099	1.713	2.376	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.145.313	1.127.355	1.108.049	1.087.239	1.064.743	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	17.960	37.266	58.075	80.571	[Mcal/día]
Energía Total	1.145.313	1.145.313	1.145.313	1.145.313	1.145.313	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.33. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 96.105 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 2*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	96.105	99.576	103.308	107.331	111.680	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	96.105	94.598	92.978	91.231	89.344	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	4.979	10.331	16.100	22.336	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	414	858	1.337	1.854	[kg/día]
Energía Gas Natural	893.773	879.758	864.692	848.452	830.897	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	14.015	29.081	45.321	62.876	[Mcal/día]
Energía Total	893.773	893.773	893.773	893.773	893.773	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro.

Tabla 9.34. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 151.055 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Mercedes						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	151.055	156.512	162.378	168.700	175.535	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	151.055	148.686	146.140	143.395	140.428	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	7.826	16.238	25.305	35.107	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	650	1.348	2.101	2.914	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.404.809	1.382.780	1.359.100	1.333.576	1.305.983	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	22.029	45.709	71.234	98.826	[Mcal/día]
Energía Total	1.404.809	1.404.809	1.404.809	1.404.809	1.404.809	[Mcal/día]

Tabla 9.35. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 225.810 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Cerro la U						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	225.810	233.967	242.736	252.188	262.406	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	225.810	222.269	218.463	214.360	209.925	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	11.698	24.274	37.828	52.481	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	971	2.015	3.140	4.356	[kg/día]
Energía Gas Natural	2.100.033	2.067.102	2.031.703	1.993.546	1.952.298	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	32.931	68.330	106.486	147.734	[Mcal/día]
Energía Total	2.100.033	2.100.033	2.100.033	2.100.033	2.100.033	[Mcal/día]

Tabla 9.36. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 91.290 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Talcahuano						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	91.290	94.588	98.133	101.954	106.085	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	91.290	89.858	88.320	86.661	84.868	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	4.729	9.813	15.293	21.217	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	393	815	1.270	1.762	[kg/día]
Energía Gas Natural	848.996	835.683	821.372	805.946	789.270	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	13.313	27.624	43.050	59.726	[Mcal/día]
Energía Total	848.996	848.996	848.996	848.996	848.996	[Mcal/día]

- Demanda energética que se traduce en 1.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%.

Tabla 9.37. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 14.190 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pinto						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	14.190	14.703	15.254	15.848	16.490	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	14.190	13.967	13.728	13.470	13.192	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	735	1.525	2.377	3.298	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	61	127	197	274	[kg/día]
Energía Gas Natural	131.967	129.898	127.673	125.275	122.683	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	2.069	4.294	6.692	9.284	[Mcal/día]
Energía Total	131.967	131.967	131.967	131.967	131.967	[Mcal/día]

Tabla 9.38. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 505.740 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Campanario						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	505.740	524.010	543.649	564.818	587.702	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	505.740	497.809	489.284	480.095	470.162	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	26.200	54.365	84.723	117.540	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.175	4.513	7.033	9.756	[kg/día]
Energía Gas Natural	4.703.382	4.629.628	4.550.345	4.464.888	4.372.506	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	73.754	153.037	238.494	330.876	[Mcal/día]
Energía Total	4.703.382	4.703.382	4.703.382	4.703.382	4.703.382	[Mcal/día]

Tabla 9.39. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 259.163 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pemuco						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	259.163	268.525	278.589	289.437	301.164	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	259.163	255.099	250.731	246.022	240.931	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	13.426	27.859	43.416	60.233	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.115	2.313	3.604	5.000	[kg/día]
Energía Gas Natural	2.410.217	2.372.422	2.331.794	2.288.002	2.240.661	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	37.795	78.423	122.215	169.555	[Mcal/día]
Energía Total	2.410.217	2.410.217	2.410.217	2.410.217	2.410.217	[Mcal/día]

Tabla 9.40. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 69.190 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

ET Nacimiento						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	69.190	71.689	74.376	77.272	80.403	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	69.190	68.105	66.938	65.681	64.332	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	3.584	7.438	11.591	16.081	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	298	618	962	1.335	[kg/día]
Energía Gas Natural	643.463	633.372	622.526	610.835	598.196	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	10.090	20.937	32.628	45.267	[Mcal/día]
Energía Total	643.463	643.463	643.463	643.463	643.463	[Mcal/día]

Tabla 9.41. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 49.652 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

ET Santa Fe						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	49.652	51.446	53.374	55.452	57.699	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	49.652	48.873	48.036	47.134	46.159	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	2.572	5.337	8.318	11.540	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	214	443	691	958	[kg/día]
Energía Gas Natural	461.763	454.522	446.739	438.349	429.279	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	7.241	15.025	23.415	32.484	[Mcal/día]
Energía Total	461.763	461.763	461.763	461.763	461.763	[Mcal/día]

Tabla 9.42. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 107.179 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Palmas						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	107.179	111.051	115.213	119.699	124.549	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	107.179	105.498	103.692	101.744	99.639	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	5.553	11.521	17.955	24.910	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	461	956	1.490	2.067	[kg/día]
Energía Gas Natural	996.763	981.133	964.331	946.221	926.643	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	15.630	32.432	50.543	70.121	[Mcal/día]
Energía Total	996.763	996.763	996.763	996.763	996.763	[Mcal/día]

Tabla 9.43. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 196.153 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 1*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	196.153	203.239	210.856	219.066	227.942	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	196.153	193.077	189.770	186.206	182.354	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	10.162	21.086	32.860	45.588	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	844	1.750	2.728	3.784	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.824.220	1.795.614	1.764.864	1.731.719	1.695.889	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	28.606	59.356	92.501	128.331	[Mcal/día]
Energía Total	1.824.220	1.824.220	1.824.220	1.824.220	1.824.220	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.44. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 153.072 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 2*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	153.072	158.602	164.546	170.953	177.880	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	153.072	150.672	148.092	145.310	142.304	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	7.930	16.455	25.643	35.576	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	659	1.366	2.129	2.953	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.423.572	1.401.249	1.377.253	1.351.387	1.323.426	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	22.323	46.320	72.185	100.146	[Mcal/día]
Energía Total	1.423.572	1.423.572	1.423.572	1.423.572	1.423.572	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro

Tabla 9.45. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 240.595 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Mercedes						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	240.595	249.287	258.630	268.700	279.587	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	240.595	236.822	232.767	228.395	223.670	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	12.464	25.863	40.305	55.917	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.035	2.147	3.346	4.642	[kg/día]
Energía Gas Natural	2.237.535	2.202.448	2.164.731	2.124.076	2.080.127	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	35.087	72.804	113.459	157.407	[Mcal/día]
Energía Total	2.237.535	2.237.535	2.237.535	2.237.535	2.237.535	[Mcal/día]

Tabla 9.46. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 359.663 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Cerro la U						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	359.663	372.656	386.622	401.677	417.951	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	359.663	354.023	347.960	341.425	334.361	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	18.633	38.662	60.252	83.590	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.547	3.209	5.001	6.938	[kg/día]
Energía Gas Natural	3.344.864	3.292.413	3.236.030	3.175.256	3.109.558	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	52.451	108.834	169.608	235.307	[Mcal/día]
Energía Total	3.344.864	3.344.864	3.344.864	3.344.864	3.344.864	[Mcal/día]

Tabla 9.47. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 145.404 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

ET Talcahuano						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	145.404	150.656	156.303	162.389	168.968	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	145.404	143.123	140.672	138.031	135.175	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	7.533	15.630	24.358	33.794	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	626	1.298	2.022	2.805	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.352.253	1.331.048	1.308.254	1.283.684	1.257.124	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	21.205	43.999	68.569	95.129	[Mcal/día]
Energía Total	1.352.253	1.352.253	1.352.253	1.352.253	1.352.253	[Mcal/día]

- Demanda energética que se traduce en 4.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%.

Tabla 9.48. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 42.570 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pinto						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	42.570	44.108	45.761	47.543	49.469	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	42.570	41.902	41.185	40.411	39.575	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	2.205	4.576	7.131	9.894	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	184	380	592	822	[kg/día]
Energía Gas Natural	395.901	389.693	383.019	375.826	368.050	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	6.208	12.882	20.075	27.851	[Mcal/día]
Energía Total	395.901	395.901	395.901	395.901	395.901	[Mcal/día]

Tabla 9.49. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 1.517.220 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Campanario						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	1.517.220	1.572.030	1.630.948	1.694.454	1.763.107	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	1.517.220	1.493.428	1.467.853	1.440.256	1.410.486	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	78.601	163.095	254.168	352.621	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	6.524	13.537	21.096	29.268	[kg/día]
Energía Gas Natural	14.110.146	13.888.883	13.651.034	13.394.663	13.117.517	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	221.263	459.112	715.483	992.629	[Mcal/día]
Energía Total	14.110.146	14.110.146	14.110.146	14.110.146	14.110.146	[Mcal/día]

Tabla 9.50. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 580.665 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pemuco						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	580.665	601.642	624.191	648.496	674.770	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	580.665	571.560	561.772	551.221	539.816	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	30.082	62.419	97.274	134.954	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.497	5.181	8.074	11.202	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.400.187	5.315.506	5.224.477	5.126.359	5.020.291	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	84.681	175.710	273.827	379.896	[Mcal/día]
Energía Total	5.400.187	5.400.187	5.400.187	5.400.187	5.400.187	[Mcal/día]

Tabla 9.51. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 155.022 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Nacimiento						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	155.022	160.622	166.642	173.131	180.145	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	155.022	152.591	149.978	147.161	144.116	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	8.031	16.664	25.970	36.029	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	667	1.383	2.156	2.990	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.441.704	1.419.096	1.394.794	1.368.599	1.340.282	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	22.608	46.910	73.104	101.422	[Mcal/día]
Energía Total	1.441.704	1.441.704	1.441.704	1.441.704	1.441.704	[Mcal/día]

Tabla 9.52. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 111.247 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Santa Fe						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	111.247	115.266	119.586	124.243	129.276	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	111.247	109.503	107.628	105.606	103.421	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	5.763	11.959	18.636	25.855	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	479	993	1.547	2.146	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.034.600	1.018.376	1.000.936	982.138	961.817	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	16.224	33.663	52.461	72.783	[Mcal/día]
Energía Total	1.034.600	1.034.600	1.034.600	1.034.600	1.034.600	[Mcal/día]

Tabla 9.53. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 240.139 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Palmas						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	240.139	248.814	258.139	268.190	279.056	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	240.139	236.373	232.325	227.962	223.245	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	12.441	25.814	40.229	55.811	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.033	2.143	3.339	4.632	[kg/día]
Energía Gas Natural	2.233.288	2.198.268	2.160.622	2.120.045	2.076.180	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	35.021	72.666	113.243	157.109	[Mcal/día]
Energía Total	2.233.288	2.233.288	2.233.288	2.233.288	2.233.288	[Mcal/día]

Tabla 9.54. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 439.488 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 1*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	439.488	455.365	472.431	490.827	510.723	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	439.488	432.596	425.188	417.203	408.571	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	22.768	47.243	73.624	102.143	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.890	3.922	6.111	8.478	[kg/día]
Energía Gas Natural	4.087.238	4.023.146	3.954.249	3.879.986	3.799.707	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	64.093	132.989	207.252	287.532	[Mcal/día]
Energía Total	4.087.238	4.087.238	4.087.238	4.087.238	4.087.238	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.55. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 342.965 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 2*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	342.965	355.354	368.373	383.028	398.547	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	342.965	337.587	331.805	325.574	318.838	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	17.768	36.867	57.454	79.709	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.475	3.060	4.769	6.616	[kg/día]
Energía Gas Natural	3.189.571	3.139.555	3.085.790	3.027.837	2.965.189	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	50.016	103.781	161.734	224.382	[Mcal/día]
Energía Total	3.189.571	3.189.571	3.189.571	3.189.571	3.189.571	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro

Tabla 9.56. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 539.063 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Mercedes						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	539.063	558.537	579.470	602.034	626.426	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	539.063	530.610	521.523	511.729	501.141	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	27.927	57.947	90.305	125.285	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.318	4.810	7.496	10.399	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.013.286	4.934.672	4.850.165	4.759.078	4.660.609	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	78.614	163.121	254.209	352.678	[Mcal/día]
Energía Total	5.013.286	5.013.286	5.013.286	5.013.286	5.013.286	[Mcal/día]

Tabla 9.57. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 805.839 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Cerro la U						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	805.839	834.950	866.243	899.973	936.437	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	805.839	793.202	779.619	764.977	749.149	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	41.747	86.624	134.996	187.287	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	3.465	7.190	11.205	15.545	[kg/día]
Energía Gas Natural	7.494.302	7.376.783	7.250.455	7.114.288	6.967.088	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	117.519	243.847	380.014	527.214	[Mcal/día]
Energía Total	7.494.302	7.494.302	7.494.302	7.494.302	7.494.302	[Mcal/día]

Tabla 9.58. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 325.782 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Talcahuano						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	325.782	337.551	350.203	363.839	378.580	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	325.782	320.674	315.182	309.263	302.864	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	16.878	35.020	54.576	75.716	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.401	2.907	4.530	6.284	[kg/día]
Energía Gas Natural	3.029.777	2.982.267	2.931.195	2.876.146	2.816.636	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	47.510	98.582	153.631	213.141	[Mcal/día]
Energía Total	3.029.777	3.029.777	3.029.777	3.029.777	3.029.777	[Mcal/día]

- Demanda energética que se traduce en 7.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%.

Tabla 9.59. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 66.220 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pinto						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	66.220	68.612	71.184	73.956	76.952	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	66.220	65.182	64.065	62.862	61.562	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	3.431	7.118	11.093	15.390	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	285	591	921	1.278	[kg/día]
Energía Gas Natural	615.846	606.189	595.808	584.618	572.522	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	9.657	20.038	31.228	43.324	[Mcal/día]
Energía Total	615.846	615.846	615.846	615.846	615.846	[Mcal/día]

Tabla 9.60. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 2.360.120 [Sm³/día] de Gas Natural al puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Campanario						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	2.360.120	2.445.380	2.537.030	2.635.818	2.742.611	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	2.360.120	2.323.111	2.283.327	2.240.445	2.194.089	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	122.269	253.703	395.373	548.522	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	10.149	21.058	32.816	45.528	[kg/día]
Energía Gas Natural	21.949.116	21.604.929	21.234.942	20.836.142	20.405.026	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	344.187	714.174	1.112.974	1.544.090	[Mcal/día]
Energía Total	21.949.116	21.949.116	21.949.116	21.949.116	21.949.116	[Mcal/día]

Tabla 9.61. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 848.584 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pemuco						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	848.584	879.239	912.192	947.711	986.109	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	848.584	835.277	820.973	805.555	788.887	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	43.962	91.219	142.157	197.222	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	3.649	7.572	11.800	16.370	[kg/día]
Energía Gas Natural	7.891.828	7.768.076	7.635.046	7.491.657	7.336.649	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	123.753	256.782	400.171	555.179	[Mcal/día]
Energía Total	7.891.828	7.891.828	7.891.828	7.891.828	7.891.828	[Mcal/día]

Tabla 9.62. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 226.549 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Nacimiento						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	226.549	234.733	243.531	253.013	263.264	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	226.549	222.996	219.178	215.061	210.611	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	11.737	24.353	37.952	52.653	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	974	2.021	3.150	4.370	[kg/día]
Energía Gas Natural	2.106.905	2.073.866	2.038.351	2.000.070	1.958.687	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	33.039	68.554	106.835	148.218	[Mcal/día]
Energía Total	2.106.905	2.106.905	2.106.905	2.106.905	2.106.905	[Mcal/día]

Tabla 9.63. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 162.527 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Santa Fe						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	162.527	168.450	174.763	181.568	188.925	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	162.527	160.027	157.287	154.333	151.140	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	8.422	17.476	27.235	37.285	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	700	1.451	2.261	3.095	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.511.963	1.488.254	1.462.767	1.435.396	1.405.298	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	23.709	49.196	76.667	106.365	[Mcal/día]
Energía Total	1.511.963	1.511.963	1.511.963	1.511.963	1.511.963	[Mcal/día]

Tabla 9.64. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Palmas que se traduce en 350.938 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Palmas						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	350.938	363.616	377.244	391.933	407.813	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	350.938	345.435	339.520	333.143	326.250	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	18.181	37.724	58.790	81.563	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.509	3.131	4.880	6.770	[kg/día]
Energía Gas Natural	3.263.726	3.212.547	3.157.532	3.098.232	3.034.127	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	51.179	106.194	165.494	229.599	[Mcal/día]
Energía Total	3.263.726	3.263.726	3.263.726	3.263.726	3.263.726	[Mcal/día]

Tabla 9.65. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 642.267 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 1*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	642.267	665.459	690.411	717.924	746.356	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	642.267	632.196	621.369	609.700	597.085	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	33.273	69.041	107.594	149.271	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.762	5.731	8.931	12.390	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.973.086	5.879.422	5.778.736	5.670.209	5.552.888	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	93.665	194.351	302.877	420.198	[Mcal/día]
Energía Total	5.973.086	5.973.086	5.973.086	5.973.086	5.973.086	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.66. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 501.208 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 2*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	501.208	519.314	538.778	559.757	582.436	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	501.208	493.349	484.900	475.793	465.949	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	25.966	53.878	83.964	116.487	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.156	4.472	6.970	9.669	[kg/día]
Energía Gas Natural	4.661.236	4.588.143	4.509.570	4.424.879	4.333.325	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	73.094	151.666	236.357	327.912	[Mcal/día]
Energía Total	4.661.236	4.661.236	4.661.236	4.661.236	4.661.236	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro

Tabla 9.67. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 787.786 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Mercedes						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	787.786	816.245	846.837	879.812	915.458	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	787.786	775.433	762.154	747.840	732.367	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	40.812	84.684	131.972	183.092	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	3.388	7.029	10.954	15.197	[kg/día]
Energía Gas Natural	7.326.413	7.211.526	7.088.028	6.954.912	6.811.010	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	114.887	238.385	371.501	515.403	[Mcal/día]
Energía Total	7.326.413	7.326.413	7.326.413	7.326.413	7.326.413	[Mcal/día]

Tabla 9.68. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 1.177.652 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Cerro la U						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	1.177.652	1.220.195	1.265.927	1.315.220	1.368.508	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	1.177.652	1.159.185	1.139.334	1.117.937	1.094.806	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	61.010	126.593	197.283	273.702	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	5.064	10.508	16.375	22.718	[kg/día]
Energía Gas Natural	10.952.167	10.780.424	10.595.808	10.396.815	10.181.697	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	171.742	356.358	555.352	770.470	[Mcal/día]
Energía Total	10.952.167	10.952.167	10.952.167	10.952.167	10.952.167	[Mcal/día]

Tabla 9.69. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 476.098 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Talcahuano						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	476.098	493.297	511.786	531.714	553.257	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	476.098	468.632	460.607	451.957	442.605	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	24.665	51.179	79.757	110.651	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.048	4.248	6.537	9.184	[kg/día]
Energía Gas Natural	4.427.714	4.358.282	4.283.646	4.203.198	4.116.230	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	69.432	144.068	224.516	311.484	[Mcal/día]
Energía Total	4.427.714	4.427.714	4.427.714	4.427.714	4.427.714	[Mcal/día]

- Demanda energética que se traduce en 9.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%.

Tabla 9.70. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pinto que se traduce en 85.140 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pinto						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	85.140	88.216	91.522	95.086	98.938	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	85.140	83.805	82.370	80.823	79.151	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	4.411	9.152	14.263	19.788	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	367	760	1.184	1.643	[kg/día]
Energía Gas Natural	791.802	779.386	766.039	751.652	736.100	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	12.416	25.763	40.150	55.702	[Mcal/día]
Energía Total	791.802	791.802	791.802	791.802	791.802	[Mcal/día]

Tabla 9.71. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Campanario que se traduce en 3.034.440 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Campanario						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	3.034.440	3.114.060	3.261.896	3.388.909	3.526.214	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	3.034.440	2.986.857	2.935.706	2.880.573	2.820.971	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	157.203	326.190	508.336	705.243	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	13.048	27.074	42.192	58.536	[kg/día]
Energía Gas Natural	28.220.292	27.777.766	27.302.069	26.789.326	26.235.034	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	442.526	918.224	1.430.967	1.985.259	[Mcal/día]
Energía Total	28.220.292	28.220.292	28.220.292	28.220.292	28.220.292	[Mcal/día]

Tabla 9.72. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Pemuco que se traduce en 1.062.918 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Pemuco						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	1.062.918	1.101.317	1.142.593	1.187.084	1.235.180	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	1.062.918	1.046.251	1.028.334	1.009.021	988.144	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	55.066	114.259	178.063	247.036	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	4.571	9.484	14.780	20.504	[kg/día]
Energía Gas Natural	9.885.142	9.730.132	9.563.502	9.383.896	9.189.736	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	155.010	321.640	501.246	695.406	[Mcal/día]
Energía Total	9.885.142	9.885.142	9.885.142	9.885.142	9.885.142	[Mcal/día]

Tabla 9.73. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Nacimiento que se traduce en 283.770 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Nacimiento						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	283.770	294.022	305.041	316.919	329.760	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	283.770	279.321	274.537	269.381	263.808	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	14.701	30.504	47.538	65.952	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.220	2.532	3.946	5.474	[kg/día]
Energía Gas Natural	2.639.065	2.597.682	2.553.196	2.505.246	2.453.411	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	41.384	85.869	133.819	185.655	[Mcal/día]
Energía Total	2.639.065	2.639.065	2.639.065	2.639.065	2.639.065	[Mcal/día]

Tabla 9.74. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Santa Fe que se traduce en 203.640 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Santa Fe						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	203.640	210.997	218.905	227.428	236.643	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	203.640	200.447	197.014	193.314	189.314	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	10.550	21.890	34.114	47.329	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	876	1.817	2.832	3.921	[kg/día]
Energía Gas Natural	1.893.854	1.864.156	1.832.232	1.797.822	1.760.624	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	29.698	61.622	96.032	133.230	[Mcal/día]
Energía Total	1.893.854	1.893.854	1.893.854	1.893.854	1.893.854	[Mcal/día]

Tabla 9.75. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde ET Las Palmas que se traduce en 439.578 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Palmas						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	439.578	455.458	472.528	490.927	510.818	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	439.578	432.685	425.275	417.288	408.654	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	22.773	47.253	73.639	102.164	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	1.890	3.922	6.112	8.480	[kg/día]
Energía Gas Natural	4.088.076	4.023.970	3.955.059	3.880.782	3.800.485	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	64.106	133.017	207.294	287.590	[Mcal/día]
Energía Total	4.088.076	4.088.076	4.088.076	4.088.076	4.088.076	[Mcal/día]

Tabla 9.76. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 1 que se traduce en 804.491 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 1*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	804.491	833.553	864.794	898.468	934.870	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	804.491	791.876	778.315	763.698	747.896	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	41.678	86.479	134.770	186.974	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	3.460	7.178	11.186	15.519	[kg/día]
Energía Gas Natural	7.481.765	7.364.442	7.238.326	7.102.387	6.955.433	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	117.323	243.440	379.378	526.332	[Mcal/día]
Energía Total	7.481.765	7.481.765	7.481.765	7.481.765	7.481.765	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.77. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Coronel 2 que se traduce en 627.803 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Coronel 2*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	627.803	650.483	674.862	701.140	729.548	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	627.803	617.958	607.376	595.969	583.638	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	32.524	67.486	105.171	145.910	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.700	5.602	8.730	12.111	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.838.569	5.747.013	5.648.595	5.542.512	5.427.833	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	91.555	189.974	296.056	410.735	[Mcal/día]
Energía Total	5.838.569	5.838.569	5.838.569	5.838.569	5.838.569	[Mcal/día]

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro.

Tabla 9.78. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Las Mercedes que se traduce en 986.765 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Las Mercedes						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	986.765	1.022.412	1.060.731	1.102.034	1.146.684	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	986.765	971.291	954.658	936.729	917.347	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	51.121	106.073	165.305	229.337	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	4.243	8.805	13.720	19.035	[kg/día]
Energía Gas Natural	9.176.913	9.033.009	8.878.318	8.711.580	8.531.330	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	143.904	298.596	465.334	645.583	[Mcal/día]
Energía Total	9.176.913	9.176.913	9.176.913	9.176.913	9.176.913	[Mcal/día]

Tabla 9.79. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Cerro La Unión que se traduce en 1.475.103 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Cerro la U						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	1.475.103	1.528.391	1.585.674	1.647.418	1.714.165	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	1.475.103	1.451.972	1.427.107	1.400.305	1.371.332	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	76.420	158.567	247.113	342.833	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	6.343	13.162	20.510	28.455	[kg/día]
Energía Gas Natural	13.718.459	13.503.337	13.272.091	13.022.836	12.753.384	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	0	215.121	446.367	695.622	965.075	[Mcal/día]
Energía Total	13.718.459	13.718.459	13.718.459	13.718.459	13.718.459	[Mcal/día]

Tabla 9.80. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética desde la ET Talcahuano que se traduce en 596.351 [Sm³/día] de Gas Natural puro (Seguel Loyola, 2025).

ET Talcahuano						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	596.351	617.894	641.052	666.014	692.998	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	596.351	586.999	576.947	566.112	554.398	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	30.895	64.105	99.902	138.600	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.565	5.321	8.292	11.504	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.546.063	5.459.095	5.365.607	5.264.839	5.155.905	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	86.969	180.456	281.224	390.158	[Mcal/día]
Energía Total	5.546.063	5.546.063	5.546.063	5.546.063	5.546.063	[Mcal/día]

- Caso 3:

Tabla 9.81. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 638.919 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

Cliente N°46*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	638.919	662.000	686.811	713.554	742.465	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	638.919	628.900	618.130	606.521	593.972	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	33.100	68.681	107.033	148.493	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	2.748	5.701	8.884	12.325	[kg/día]
Energía Gas Natural	5.941.947	5.848.770	5.748.609	5.640.648	5.523.939	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	93.177	193.337	301.298	418.008	[Mcal/día]
Energía Total	5.941.947	5.941.947	5.941.947	5.941.947	5.941.947	[Mcal/día]

*Nota: Este cliente corresponde al que tiene un mayor consumo energético.

Tabla 9.82. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 53.362 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

Cliente N°5*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	53.362	55.290	57.362	59.595	62.010	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	53.362	52.525	51.626	50.656	49.608	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	2.764	5.736	8.939	12.402	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	230	477	742	1.030	[kg/día]
Energía Gas Natural	496.267	488.485	480.119	471.102	461.355	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	7.782	16.147	25.164	34.912	[Mcal/día]
Energía Total	496.267	496.267	496.267	496.267	496.267	[Mcal/día]

*Nota: Este cliente corresponde al que tiene un consumo energético es similar al promedio del consumo total de todos los clientes.

Tabla 9.83. Conversión de consumo necesario para distintos porcentajes de Hidrogeno Verde para una demanda energética que se traduce en 386 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Seguel Loyola, 2025).

Cliente N°34*						
Datos	Caso 0%	Caso 5%	Caso 10%	Caso 15%	Caso 20%	Unidades
Consumo	3.296	3.415	3.543	3.681	3.830	[Sm ³ /día]
Volumen Gas Natural	3.296	3.244	3.189	3.129	3.064	[Sm ³ /día]
Volumen Hidrógeno	-	171	354	552	766	[Sm ³ /día]
Masa Hidrógeno	-	15	30	46	64	[kg/día]
Energía Gas Natural	30.653	30.172	29.665	29.098	28.496	[Mcal/día]
Energía Hidrógeno	-	481	997	1.554	2.156	[Mcal/día]
Energía Total	30.653	30.653	30.653	30.653	30.653	[Mcal/día]

*Nota: Este cliente corresponde al que tiene menor consumo energético distinto de cero.

9.18.3. Determinación de los tipos de estanques de almacenamiento de Hidrógeno Verde gaseoso a utilizar

Conociendo la masa diaria necesaria a inyectar para cada caso, se establecen cuatro tamaños de plantas: Pequeña (0-10.000 [kg]), Mediana (10.000-50.000 [kg]), Grande (50.000-100.000 [kg]) y Extragrande (Sobre 100.000 [kg]). Para determinar que tamaño de planta le corresponde a cada punto de inyección analizado se observa el valor de inyección cuando se requiera alcanzar el 20% según sea el caso. Este valor se utiliza para determinar a qué tamaño de planta corresponde el punto de inyección observado. Se determinan la cantidad necesaria de estanques de almacenamiento según sea la presión de equilibrio (con o sin sistema de compresión) con el fin de inyectar el Hidrógeno Verde solicitado. Lo anterior se hace considerando un tiempo de residencia de un día. Luego con la planta determinada para un 20% de inyección de Hidrógeno, se hace el análisis de los tiempos de residencia del Hidrógeno cuando se quiera inyectar un 5%, 10% y 15%.

Para cada tipo de tamaño de planta se establece un tipo de estanque. Los cuales fueron definidos a partir de cotizaciones, consultas, y búsqueda en documentos públicos en la red. Los tipos de estanques escogidos fueron cilíndricos con cabezales toriesféricos, cuyas dimensiones se presentan a continuación:

Tabla 9.84. Dimensiones de los diferentes estanques aplicables a los distintos tamaños de planta (Elaboración propia).

Tamaño de Planta	Volumen [m ³]*	Diámetro [m]**	Longitud [m]**	Espesor carcaza [cm]***	Espesor Cabezales [cm]***
Pequeño	100	2,6	13	19	26
Mediano	150	3	15	22	30
Grande	200	3,3	16,5	25	33
Extragrande	250	3,6	18	27	36

*Nota: Determinado a partir de cotizaciones y de la factibilidad de traslado por vía terrestre.

**Nota: Se utiliza una relación $L/D=5$.

***Nota: Calculado según ASME BPVC sección VIII división 2-2023.

El almacenamiento de cada estanque junto con la masa remanente e inyectada según sea la presión de equilibrio entre el estanque y la línea de inyección se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 9.85. Masa almacenada, remanente e inyectada de cada estanque según las condiciones de inyección (Elaboración propia).

Volumen [m ³]	Masa Almacenada [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Masa remanente [kg]*	Masa inyectada [kg]*
100	1.104	1**	8	1.096
		4	33	1.071
		10	82	1.022
		45	358	746
		49	389	715
150	1.656	1**	12	1.644
		4	49	1.607
		10	122	1.534
		45	537	1.119
		49	583	1.073
		87	1.007	649
200	2.207	93	1.072	584
		1**	16	2.191
		4	66	2.141
250	2.759	87	1.343	864
		1**	21	2.738
		87	1.678	1.081

*Nota: Calculado a partir de la ecuación de Van der Waals.

** Nota: Esta es la presión de equilibrio cuando se tiene un sistema de compresión.

A continuación, se presenta una tabla con los parámetros de diseño de los estanques:

Tabla 9.86. Parámetros de diseños de los estanques de almacenamiento.

Parámetro	Valor
Material de fabricación	SA-515 Gr.70
Presión de diseño	2.393,12 [psi] (165 [Bar])
Temperatura de diseño	363,15 [K] (90 [°C])
SMYS	17.500 [psi]
Eficiencia de la soldadura	1 [ad]

Una vez determinada la cantidad y el tipo de estanque necesario para cada planta, se determinan las áreas necesarias para el almacenamiento de estos equipos. Lo anterior se hace con lo dispuesto en la normativa NFPA2/2020 “*HYDROGEN TECHNOLOGIES*” (ver figura 5.3). Las áreas se determinan para los estanques dispuestos tanto en orientación horizontal como vertical.

9.18.4. Determinación de la cantidad de estanques, tiempo de residencia y tamaño de planta para los casos de estudio.

- Caso 1:

Tabla 9.87. Detalle de una planta almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética que se traduce en 600.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% desde PSR Pemuco (Elaboración propia).

PSR	Tamaño de planta: Mediana				
	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.580	1	8	5	44*29	29*20
	93	18	5	56*44	33*29
5.354	1	8	2	44*29	29*20
	93	18	2	56*44	33*29
8.343	1	8	2	44*29	29*20
	93	18	1	56*44	33*29
11.575	1	8	1	44*29	29*20
	93	18	1	56*44	33*29

Tabla 9.88. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 600.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Elaboración propia).

ET Recinto	Tamaño de planta: Mediana				
	Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]
2.580	1	8	5	44*29	29*20
	87	18	5	51*44	38*24
5.354	1	8	2	44*29	29*20
	87	18	2	51*44	38*24
8.343	1	8	2	44*29	29*20
	87	18	1	51*44	38*24
11.575	1	8	1	44*29	29*20
	87	18	1	51*44	38*24

Tabla 9.89. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 1.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Elaboración propia).

ET Recinto	Tamaño de planta: Mediana				
	Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]
6.450	1	18	5	51*44	38*24
	87	45	5	93*51	51*33
13.383	1	18	2	51*44	38*24
	87	45	2	93*51	51*33
20.857	1	18	1	51*44	38*24
	87	45	1	93*51	51*33
28.936	1	18	1	51*44	38*24
	87	45	1	93*51	51*33

Tabla 9.90. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 4.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Elaboración propia).

ET Recinto	Tamaño de planta: Grande				
	Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]
19.350	1	40	5	83*59	49*35
	87	101	5	136*83	64*59
40.150	1	40	2	83*59	49*35
	87	101	2	136*83	64*59
62.560	1	40	1	83*59	49*35
	87	101	1	136*83	64*59
86.806	1	40	1	83*59	49*35
	87	101	1	136*83	64*59

Tabla 9.91. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 7.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Elaboración propia).

ET Recinto	Tamaño de planta: Extragrande				
	Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]
30.067	1	50	5	108*62	62*36
	87	125	4	138*108	138*36
62.456	1	50	2	108*62	62*36
	87	125	2	138*108	138*36
97.331	1	50	1	108*62	62*36
	87	125	1	138*108	138*36
135.031	1	50	1	108*62	62*36
	87	125	1	138*108	138*36

Tabla 9.92. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para una demanda energética total que se traduce en 9.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100% (Elaboración propia).

ET Recinto	Tamaño de planta: Extragrande				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
38.700	1	64	5	92*89	51*51
	87	161	4	147*128	128*47
80.300	1	64	2	92*89	51*51
	87	161	2	147*128	128*47
125.140	1	64	1	92*89	51*51
	87	161	1	147*128	128*47
173.612	1	64	1	92*89	51*51
	87	161	1	147*128	128*47

- Caso 2:

- Para una demanda energética que se traduce en 600.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%

Tabla 9.93. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto (Elaboración propia).

ET Pinto	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
25	1	1	44	25*15	15*15
	49	1	29	25*15	15*15
51	1	1	21	25*15	15*15
	49	1	14	25*15	15*15
79	1	1	14	25*15	15*15
	49	1	9	25*15	15*15
110	1	1	10	25*15	15*15
	49	1	7	25*15	15*15

Tabla 9.94. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario (Elaboración propia).

ET Campanario	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
870	1	4	5	27*25	19*19
	4	4	5	27*25	19*19
1.805	1	4	2	27*25	19*19
	4	4	2	27*25	19*19
2.813	1	4	2	27*25	19*19
	4	4	2	27*25	19*19
3.903	1	4	1	27*25	19*19
	4	4	1	27*25	19*19

Tabla 9.95. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco (Elaboración propia).

ET Pemuco	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
700	1	3	5	25*23	23*15
	49	5	5	25*23	23*15
1.452	1	3	2	25*23	23*15
	49	5	2	25*23	23*15
2.263	1	3	1	25*23	23*15
	49	5	2	25*23	23*15
3.139	1	3	1	25*23	23*15
	49	5	1	25*23	23*15

Tabla 9.96. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento (Elaboración propia).

ET Nacimiento	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
187	1	1	6	25*15	15*15
	49	2	8	25*19	19*15
388	1	1	3	25*15	15*15
	49	2	4	25*19	19*15
604	1	1	2	25*15	15*15
	49	2	2	25*19	19*15
838	1	1	1	25*15	15*15
	49	2	2	25*19	19*15

Tabla 9.97. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe (Elaboración propia).

ET Santa Fe	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
135	1	1	8	25*15	15*15
	49	1	5	25*15	15*15
279	1	1	4	25*15	15*15
	49	1	3	25*15	15*15
434	1	1	3	25*15	15*15
	49	1	2	25*15	15*15
602	1	1	2	25*15	15*15
	49	1	1	25*15	15*15

Tabla 9.98. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas (Elaboración propia).

ET Las Palmas	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
290	1	2	8	25*19	19*15
	49	2	5	25*19	19*15
600	1	2	4	25*19	19*15
	49	2	2	25*19	19*15
936	1	2	2	25*19	19*15
	49	2	2	25*19	19*15
1.299	1	2	2	25*19	19*15
	49	2	1	25*19	19*15

Tabla 9.99. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1 (Elaboración propia).

ET Coronel 1*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
530	1	3	6	25*23	23*15
	49	4	5	27*25	19*19
1.099	1	3	3	25*23	23*15
	49	4	3	27*25	19*19
1.713	1	3	2	25*23	23*15
	49	4	2	27*25	19*19
2.376	1	3	1	25*23	23*15
	49	4	1	27*25	19*19

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.100. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2 (Elaboración propia).

ET Coronel 2*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
414	1	2	5	25*19	19*15
	45	3	5	25*23	23*15
858	1	2	3	25*19	19*15
	45	3	3	25*23	23*15
1.337	1	2	2	25*19	19*15
	45	3	2	25*23	23*15
1.854	1	2	1	25*19	19*15
	45	3	1	25*23	23*15

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro.

Tabla 9.101. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes (Elaboración propia).

ET Las Mercedes	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
650	1	3	5	25*23	23*15
	10	3	5	25*23	23*15
1.348	1	3	2	25*23	23*15
	10	3	2	25*23	23*15
2.101	1	3	2	25*23	23*15
	10	3	1	25*23	23*15
2.914	1	3	1	25*23	23*15
	10	3	1	25*23	23*15

Tabla 9.102. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión (Elaboración propia).

ET Cerro La Unión	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
971	1	4	5	27*25	19*19
	10	5	5	25*23	23*15
2.015	1	4	2	27*25	19*19
	10	5	3	25*23	23*15
3.140	1	4	1	27*25	19*19
	10	5	2	25*23	23*15
4.356	1	4	1	27*25	19*19
	10	5	1	25*23	23*15

Tabla 9.103. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano (Elaboración propia).

ET Talcahuano	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
393	1	2	6	25*19	19*15
	49	3	5	25*23	23*15
815	1	2	3	25*19	19*15
	49	3	3	25*23	23*15
1.270	1	2	2	25*19	19*15
	49	3	2	25*23	23*15
1.762	1	2	1	25*19	19*15
	49	3	1	25*23	23*15

- Para una demanda energética que se traduce en 1.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%:

Tabla 9.104. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto (Elaboración propia).

ET Pinto	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
61	1	1	18	25*15	15*15
	49	1	12	25*15	15*15
127	1	1	9	25*15	15*15
	49	1	6	25*15	15*15
197	1	1	6	25*15	15*15
	49	1	4	25*15	15*15
274	1	1	4	25*15	15*15
	49	1	3	25*15	15*15

Tabla 9.105. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario (Elaboración propia).

ET Campanario	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.175	1	9	5	48*25	23*23
	4	10	5	40*31	31*19
4.513	1	9	2	48*25	23*23
	4	10	2	40*31	31*19
7.033	1	9	1	48*25	23*23
	4	10	2	40*31	31*19
9.756	1	9	1	48*25	23*23
	4	10	1	40*31	31*19

Tabla 9.106. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco (Elaboración propia).

ET Pemuco	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.115	1	5	5	25*23	23*15
	49	7	4	39*25	27*19
2.313	1	5	2	25*23	23*15
	49	7	2	39*25	27*19
3.604	1	5	2	25*23	23*15
	49	7	1	39*25	27*19
5.000	1	5	1	25*23	23*15
	49	7	1	39*25	27*19

Tabla 9.107. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento (Elaboración propia).

ET Nacimiento	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
298	1	2	7	25*19	19*15
	49	2	5	25*19	19*15
618	1	2	4	25*19	19*15
	49	2	2	25*19	19*15
962	1	2	2	25*19	19*15
	49	2	1	25*19	19*15
1.335	1	2	2	25*19	19*15
	49	2	1	25*19	19*15

Tabla 9.108. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe (Elaboración propia).

ET Santa Fe	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
214	1	1	5	25*15	15*15
	49	2	7	25*19	19*15
443	1	1	2	25*15	15*15
	49	2	3	25*19	19*15
691	1	1	2	25*15	15*15
	49	2	2	25*19	19*15
958	1	1	1	25*15	15*15
	49	2	1	25*19	19*15

Tabla 9.109. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas (Elaboración propia).

ET Las Palmas	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [m*m]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
461	1	2	5	25*19	19*15
	49	3	5	25*23	23*15
956	1	2	2	25*19	19*15
	49	3	2	25*23	23*15
1.490	1	2	1	25*19	19*15
	49	3	1	25*23	23*15
2.067	1	2	1	25*19	19*15
	49	3	1	25*23	23*15

Tabla 9.110. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1 (Elaboración propia).

ET Coronel 1*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
844	1	4	5	27*25	19*19
	49	6	5	35*25	23*19
1.750	1	4	3	27*25	19*19
	49	6	2	35*25	23*19
2.728	1	4	2	27*25	19*19
	49	6	2	35*25	23*19
3.784	1	4	1	27*25	19*19
	49	6	1	35*25	23*19

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.111. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2 (Elaboración propia).

ET Coronel 2*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
659	1	3	5	25*23	23*15
	45	4	5	27*25	19*19
1.366	1	3	2	25*23	23*15
	45	4	2	27*25	19*19
2.129	1	3	2	25*23	23*15
	45	4	1	27*25	19*19
2.953	1	3	1	25*23	23*15
	45	4	1	27*25	19*19

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro

Tabla 9.112. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes (Elaboración propia).

ET Las Mercedes	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.035	1	5	5	25*23	23*15
	10	5	5	25*23	23*15
2.147	1	5	3	25*23	23*15
	10	5	2	25*23	23*15
3.346	1	5	2	25*23	23*15
	10	5	2	25*23	23*15
4.642	1	5	1	25*23	23*15
	10	5	1	25*23	23*15

Tabla 9.113. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión (Elaboración propia).

ET Cerro La Unión	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.547	1	7	5	39*25	27*19
	10	7	5	39*25	27*19
3.209	1	7	2	39*25	27*19
	10	7	2	39*25	27*19
5.001	1	7	2	39*25	27*19
	10	7	1	39*25	27*19
6.938	1	7	1	39*25	27*19
	10	7	1	39*25	27*19

Tabla 9.114. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano (Elaboración propia).

ET Talcahuano	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
626	1	3	5	25*23	23*15
	49	4	5	27*25	19*19
1.298	1	3	3	25*23	23*15
	49	4	2	27*25	19*19
2.022	1	3	2	25*23	23*15
	49	4	1	27*25	19*19
2.805	1	3	1	25*23	23*15
	49	4	1	27*25	19*19

- Para una demanda energética que se traduce en 4.500.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%:

Tabla 9.115. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto (Elaboración propia).

ET Pinto	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
184	1	1	6	25*15	15*15
	49	2	8	25*19	19*15
380	1	1	3	25*15	15*15
	49	2	4	25*19	19*15
592	1	1	2	25*15	15*15
	49	2	2	25*19	19*15
822	1	1	1	25*15	15*15
	49	2	2	25*19	19*15

Tabla 9.116. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario (Elaboración propia).

ET Campanario	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
6.524	1	18	5	51*44	38*24
	4	19	5	60*42	42*24
13.537	1	18	2	51*44	38*24
	4	19	2	60*42	42*24
21.096	1	18	1	51*44	38*24
	4	19	1	60*42	42*24
29.268	1	18	1	51*44	38*24
	4	19	1	60*42	42*24

Tabla 9.117. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco (Elaboración propia).

ET Pemuco	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño planta disposición Vertical [m*m]
2.497	1	7	5	42*27	44*29
	49	11	5	40*35	35*19
5.181	1	7	2	42*27	44*29
	49	11	2	40*35	35*19
8.074	1	7	1	42*27	44*29
	49	11	1	40*35	35*19
11.202	1	7	1	42*27	44*29
	49	11	1	40*35	35*19

Tabla 9.118. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento (Elaboración propia).

ET Nacimiento	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
667	1	3	5	25*23	23*15
	49	5	5	25*23	23*15
1.383	1	3	2	25*23	23*15
	49	5	3	25*23	23*15
2.156	1	3	2	25*23	23*15
	49	5	2	25*23	23*15
2.990	1	3	1	25*23	23*15
	49	5	1	25*23	23*15

Tabla 9.119. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe (Elaboración propia).

ET Santa Fe	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
479	1	2	5	25*19	19*15
	49	4	6	27*25	19*19
993	1	2	2	25*19	19*15
	49	4	3	27*25	19*19
1.547	1	2	1	25*19	19*15
	49	4	2	27*25	19*19
2.146	1	2	1	25*19	19*15
	49	4	1	27*25	19*19

Tabla 9.120. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas (Elaboración propia).

ET Las Palmas	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.033	1	5	5	25*23	23*15
	49	7	5	39*25	27*19
2.143	1	5	3	25*23	23*15
	49	7	2	39*25	27*19
3.339	1	5	2	25*23	23*15
	49	7	1	39*25	27*19
4.632	1	5	1	25*23	23*15
	49	7	1	39*25	27*19

Tabla 9.121. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel I (Elaboración propia).

ET Coronel I*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.890	1	8	5	40*27	27*19
	49	12	5	40*35	27*23
3.922	1	8	2	40*27	27*19
	49	12	2	40*35	27*23
6.111	1	8	1	40*27	27*19
	49	12	1	40*35	27*23
8.478	1	8	1	40*27	27*19
	49	12	1	40*35	27*23

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.122. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2 (Elaboración propia).

ET Coronel 2*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.475	1	7	5	40*35	27*23
	45	9	5	48*25	23*23
3.060	1	7	3	40*35	27*23
	45	9	2	48*25	23*23
4.769	1	7	2	40*35	27*23
	45	9	1	48*25	23*23
6.616	1	7	1	40*35	27*23
	45	9	1	48*25	23*23

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro.

Tabla 9.123. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes (Elaboración propia).

ET Las Mercedes	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.318	1	7	5	42*27	44*29
	10	7	5	42*27	44*29
4.810	1	7	2	42*27	44*29
	10	7	2	42*27	44*29
7.496	1	7	2	42*27	44*29
	10	7	1	42*27	44*29
10.399	1	7	1	42*27	44*29
	10	7	1	42*27	44*29

Tabla 9.124. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión (Elaboración propia).

ET Cerro La Unión	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
3.465	1	10	5	44*33	33*20
	10	11	5	40*35	35*19
7.190	1	10	2	44*33	33*20
	10	11	2	40*35	35*19
11.205	1	10	1	44*33	33*20
	10	11	2	40*35	35*19
15.545	1	10	1	44*33	33*20
	10	11	1	40*35	35*19

Tabla 9.125. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano (Elaboración propia).

ET Talcahuano	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.401	1	6	5	38*25	23*19
	49	9	5	48*25	23*23
2.907	1	6	2	38*25	23*19
	49	9	2	48*25	23*23
4.530	1	6	1	38*25	23*19
	49	9	1	48*25	23*23
6.284	1	6	1	38*25	23*19
	49	9	1	48*25	23*23

- Para una demanda energética que se traduce en 7.000.000 [Sm³/día] de Gas Natural al 100%:

Tabla 9.126. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto (Elaboración propia).

ET Pinto	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
285	1	2	8	25*19	19*15
	49	2	5	25*19	19*15
591	1	2	4	25*19	19*15
	49	2	2	25*19	19*15
921	1	2	2	25*19	19*15
	49	2	2	25*19	19*15
1.278	1	2	2	25*19	19*15
	49	2	1	25*19	19*15

Tabla 9.127. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario (Elaboración propia).

ET Campanario	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
10.149	1	28	5	77*42	42*29
	4	29	5	78*44	47*29
21.058	1	28	2	77*42	42*29
	4	29	2	78*44	47*29
32.816	1	28	1	77*42	42*29
	4	29	1	78*44	47*29
45.528	1	28	1	77*42	42*29
	4	29	1	78*44	47*29

Tabla 9.128. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco (Elaboración propia).

ET Pemuco	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
3.649	1	10	5	44*33	33*20
	49	16	5	47*44	29*29
7.572	1	10	2	44*33	33*20
	49	16	2	47*44	29*29
11.800	1	10	1	44*33	33*20
	49	16	1	47*44	29*29
16.370	1	10	1	44*33	33*20
	49	16	1	47*44	29*29

Tabla 9.129. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento (Elaboración propia).

ET Nacimiento	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
974	1	4	5	27*25	19*19
	49	7	5	39*25	27*19
2.021	1	4	2	27*25	19*19
	49	7	2	39*25	27*19
3.150	1	4	1	27*25	19*19
	49	7	2	39*25	27*19
4.370	1	4	1	27*25	19*19
	49	7	1	39*25	27*19

Tabla 9.130. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe (Elaboración propia).

ET Santa Fe	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
700	1	3	5	25*23	23*15
	49	5	5	31*25	31*15
1.451	1	3	2	25*23	23*15
	49	5	2	31*25	31*15
2.261	1	3	1	25*23	23*15
	49	5	2	31*25	31*15
3.095	1	3	1	25*23	23*15
	49	5	1	31*25	31*15

Tabla 9.131. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas (Elaboración propia).

ET Las Palmas	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.509	1	7	5	39*25	27*19
	49	10	5	40*31	31*19
3.131	1	7	2	39*25	27*19
	49	10	2	40*31	31*19
4.880	1	7	2	39*25	27*19
	49	10	1	40*31	31*19
6.770	1	7	1	39*25	27*19
	49	10	1	40*31	31*19

Tabla 9.132. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 1 (Elaboración propia).

ET Coronel 1*	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.762	1	8	5	44*29	29*20
	49	12	5	44*38	29*24
5.731	1	8	2	44*29	29*20
	49	12	2	44*38	29*24
8.931	1	8	1	44*29	29*20
	49	12	1	44*38	29*24
12.390	1	8	1	44*29	29*20
	49	12	1	44*38	29*24

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.133. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2 (Elaboración propia).

ET Coronel 2*	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.156	1	9	5	48*25	23*23
	45	13	4	40*40	31*23
4.472	1	9	2	48*25	23*23
	45	13	2	40*40	31*23
6.970	1	9	1	48*25	23*23
	45	13	1	40*40	31*23
9.669	1	9	1	48*25	23*23
	45	13	1	40*40	31*23

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro.

Tabla 9.134. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes (Elaboración propia).

ET Las Mercedes	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
3.388	1	10	5	44*33	33*20
	10	10	5	44*33	33*20
7.029	1	10	2	44*33	33*20
	10	10	2	44*33	33*20
10.954	1	10	2	44*33	33*20
	10	10	1	44*33	33*20
15.197	1	10	1	44*33	33*20
	10	10	1	44*33	33*20

Tabla 9.135. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión (Elaboración propia).

ET Cerro La Unión	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
5.064	1	14	5	44*42	42*23
	10	15	5	60*33	33*23
10.508	1	14	2	44*42	42*23
	10	15	2	60*33	33*23
16.375	1	14	1	44*42	42*23
	10	15	1	60*33	33*23
22.718	1	14	1	44*42	42*23
	10	15	1	60*33	33*23

Tabla 9.136. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano (Elaboración propia).

ET Talcahuano	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.048	1	9	5	48*25	23*23
	49	13	5	40*40	31*23
4.248	1	9	2	48*25	23*23
	49	13	2	40*40	31*23
6.537	1	9	2	48*25	23*23
	49	13	1	40*40	31*23

- Para una demanda energética que se traduce en 9.000.000 [Sm³/día]:

Tabla 9.137. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pinto (Elaboración propia).

ET Pinto	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
367	1	2	6	25*19	19*15
	49	3	6	25*23	23*15
760	1	2	3	25*19	19*15
	49	3	3	25*23	23*15
1.184	1	2	2	25*19	19*15
	49	3	2	25*23	23*15
1.643	1	2	1	25*19	19*15
	49	3	1	25*23	23*15

Tabla 9.138. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Campanario (Elaboración propia).

ET Campanario	Tamaño de planta: Grande				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
13.048	1	27	5	78*47	40*35
	4	28	5	83*45	45*30
27.074	1	27	2	78*47	40*35
	4	28	2	83*45	45*30
42.192	1	27	1	78*47	40*35
	4	28	1	83*45	45*30
58.536	1	27	1	78*47	40*35
	4	28	1	83*45	45*30

Tabla 9.139. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Pemuco (Elaboración propia).

ET Pemuco	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
4.571	1	13	5	44*42	33*24
	49	20	5	56*44	33*29
9.484	1	13	2	44*42	33*24
	49	20	2	56*44	33*29
14.780	1	13	1	44*42	33*24
	49	20	1	56*44	33*29
20.504	1	13	1	44*42	33*24
	49	20	1	56*44	33*29

Tabla 9.140. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Nacimiento (Elaboración propia).

ET Nacimiento	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.220	1	5	4	25*23	23*15
	49	8	5	40*27	27*19
2.532	1	5	2	25*23	23*15
	49	8	2	40*27	27*19
3.946	1	5	1	25*23	23*15
	49	8	1	40*27	27*19
5.474	1	5	1	25*23	23*15
	49	8	1	40*27	27*19

Tabla 9.141. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Santa Fe (Elaboración propia).

ET Santa fe	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
876	1	4	5	27*25	19*19
	49	6	5	35*25	23*19
1.817	1	4	2	27*25	19*19
	49	6	2	35*25	23*19
2.832	1	4	2	27*25	19*19
	49	6	2	35*25	23*19
3.921	1	4	1	27*25	19*19
	49	6	1	35*25	23*19

Tabla 9.142. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Palmas (Elaboración propia).

ET Las Palmas	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
1.890	1	8	5	40*27	27*19
	49	12	5	40*35	27*23
3.922	1	8	2	40*27	27*19
	49	12	2	40*35	27*23
6.112	1	8	1	40*27	27*19
	49	12	1	40*35	27*23
8.480	1	8	1	40*27	27*19
	49	12	1	40*35	27*23

Tabla 9.143. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel I (Elaboración propia).

ET Coronel I*	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
3.460	1	10	5	44*33	33*20
	49	15	5	60*33	33*23
7.178	1	10	2	44*33	33*20
	49	15	2	60*33	33*23
11.186	1	10	1	44*33	33*20
	49	15	1	60*33	33*23
15.519	1	10	1	44*33	33*20
	49	15	1	60*33	33*23

*Nota: La inyección corresponde al Lateral Arauco y Lateral Coronel.

Tabla 9.144. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Coronel 2 (Elaboración propia).

ET Coronel 2*	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.700	1	8	5	44*29	29*20
	45	11	5	40*35	35*19
5.602	1	8	2	44*29	29*20
	45	11	2	40*35	35*19
8.730	1	8	2	44*29	29*20
	45	11	1	40*35	35*19
12.111	1	8	1	44*29	29*20
	45	11	1	40*35	35*19

*Nota: La inyección corresponde al Lateral San Pedro.

Tabla 9.145. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Las Mercedes (Elaboración propia).

ET Las Mercedes	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
4.243	1	12	5	44*38	29*24
	10	13	5	44*42	33*24
8.805	1	12	2	44*38	29*24
	10	13	2	44*42	33*24
13.720	1	12	1	44*38	29*24
	10	13	1	44*42	33*24
19.035	1	12	1	44*38	29*24
	10	13	1	44*42	33*24

Tabla 9.146. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Cerro La Unión (Elaboración propia).

ET Cerro La Unión	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
6.343	1	18	5	51*44	38*24
	10	19	5	60*42	42*24
13.162	1	18	2	51*44	38*24
	10	19	2	60*42	42*24
20.510	1	18	1	51*44	38*24
	10	19	1	60*42	42*24
28.455	1	18	1	51*44	38*24
	10	19	1	60*42	42*24

Tabla 9.147. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada a la E.T. Talcahuano (Elaboración propia).

ET Talcahuano	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.565	1	7	4	42*27	44*29
	49	11	5	40*35	35*19
5.321	1	7	2	42*27	44*29
	49	11	2	40*35	35*19
8.292	1	7	1	42*27	44*29
	49	11	1	40*35	35*19
11.504	1	7	1	42*27	44*29
	49	11	1	40*35	35*19

- Caso 3:

Tabla 9.148. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada al Cliente N°46 (Elaboración propia).

Cliente N°46	Tamaño de planta: Mediana				
Masa de H2V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
2.748	1	8	5	44*29	29*20
	4	8	5	44*29	29*20
5.701	1	8	2	44*29	29*20
	4	8	2	44*29	29*20
8.884	1	8	1	44*29	29*20
	4	8	1	44*29	29*20
12.325	1	8	1	44*29	29*20
	4	8	1	44*29	29*20

Tabla 9.149. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada al Cliente N°5 (Elaboración propia).

Cliente N°5	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H2V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
230	1	1	5	25*15	15*15
	4	1	5	25*15	15*15
477	1	1	2	25*15	15*15
	4	1	2	25*15	15*15
742	1	1	1	25*15	15*15
	4	1	1	25*15	15*15
1.030	1	1	1	25*15	15*15
	4	1	1	25*15	15*15

Tabla 9.150. Detalle de una planta de almacenamiento e inyección de 5%, 10%, 15% y 20% de Hidrógeno Verde respectivamente, para suplir la demanda energética entregada al Cliente N°34 (Elaboración propia).

Cliente N°34	Tamaño de planta: Pequeña				
Masa de H ₂ V a inyectar [kg]	Presión de equilibrio [Bar]	Cantidad de estanques	Tiempo de residencia [días]	Tamaño de planta disposición Horizontal [m*m]	Tamaño de planta disposición Vertical [m*m]
15	1	1	73	25*15	15*15
	4	1	71	25*15	15*15
30	1	1	37	25*15	15*15
	4	1	36	25*15	15*15
46	1	1	24	25*15	15*15
	4	1	23	25*15	15*15
64	1	1	17	25*15	15*15
	4	1	17	25*15	15*15

9.19. Resumen FI

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN – FACULTAD DE INGENIERIA

RESUMEN DE MEMORIA DE TITULO

Departamento	: Departamento de Ingeniería Química
Carrera	: Ingeniería Civil Química
Nombre del memorista	: Marcelo Alexis Salazar Arévalo
Título de la memoria	: ANÁLISIS DE RIESGO, SEGURIDAD Y LEGISLATIVO PARA LA INCORPORACIÓN DE HIDROGÉNO VERDE EN LÍNEAS DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DEL BIOBÍO.
Fecha de la presentación oral	:
Profesor(es) Guía	: Dr. Fernando Márquez, Dr. Juan Carlos Carrasco
Profesor(es) Revisor(es)	: Dr. Luis Pino
Concepto	:
Calificación	:

Resumen (máximo 200 palabras)

A nivel global y en Chile, la inyección de Hidrógeno Verde (H₂V) en redes de Gas Natural (GN) busca avanzar hacia la carbono neutralidad, aprovechando la infraestructura existente. Este informe analiza los riesgos asociados al almacenamiento e inyección de H₂V y su mezcla con GN en proporciones de 5% a 20%, considerando aspectos técnicos y normativos.

El estudio revela que la inyección de H₂V afecta el Índice de Wobbe, permitiendo mezclas seguras hasta un 19,4%, aunque aguas arriba de PSR Pemuco el límite es 16,2% debido a la calidad del gas argentino. La reducción del efecto Joule-Thomson mejora la integridad de las líneas al minimizar el riesgo de congelamiento. Para evitar fragilización y estratificación, se recomienda inyectar en líneas de baja presión, alta velocidad y materiales adecuados, algo cumplido en los laterales de Innergy, pero no en Gasoducto del Pacífico.

Un análisis HAZOP realizado a la planta de almacenamiento e inyección de H₂V identificó riesgos como el retorno de gas y mezclas no controladas. Simulaciones con ALOHA estimaron nubes inflamables de hasta 844[m] y sobrepresión de 526[m] en caso de roturas de estanques. Finalmente, se recomienda alinear el proyecto con normativas internacionales (NFPA 2/2020, ASME B31.12) y actualizar el SGIR.