



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**MODELACIÓN DE REDES INTEGRADAS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO
EN LA REGIÓN DE MAGALLANES INCORPORANDO OPCIONES DE H_2V**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO ENRIQUE MORALES MUNITA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANA MARÍA RUZ FRÍAS
CARLOS ALVEAR MARTÍNEZ

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO ENRIQUE MORALES MUNITA
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

MODELACIÓN DE REDES INTEGRADAS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO EN LA REGIÓN DE MAGALLANES INCORPORANDO OPCIONES DE H_2V

En los últimos años se ha generado una gran conciencia sobre la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero producto del cambio climático. Bajo este contexto, se están desarrollando numerosas tecnologías y estudios para poder enfrentar este desafío de la mejor manera posible, siendo una de las tecnologías más llamativas la utilización de hidrógeno en las redes energéticas.

La presente memoria se enfoca en la modelación de redes energéticas en la región de Magallanes, con especial atención en la incorporación de tecnologías de hidrógeno verde (H_2V) como una alternativa sostenible para la generación y almacenamiento de energía. El objetivo principal de este estudio es evaluar la integración del hidrógeno verde y sus derivados en dicha región del país.

Para alcanzar este objetivo, se replica y valida un modelo de expansión de programación lineal, publicado en la literatura especializada, que considera redes de electricidad e hidrógeno en el estado de Texas (EEUU), adaptándolo a las condiciones específicas de la región de Magallanes. El modelo se implementa utilizando las librerías Pyomo y Gurobi Solver, permitiendo su validación y estudio de casos a través de distintas simulaciones. El caso de estudio evalúa un escenario base con sensibilidades que consideran la sustitución de una parte de la demanda de gas natural por H_2 en un esquema de blending y donde la demanda de H_2 contempla consumos de nuevas industrias que se pueden desarrollar con este producto, también sensibiliza con respecto al costo de emisiones.

Los resultados obtenidos muestran que la incorporación de tecnologías de H_2V pueden contribuir a la reducción de emisiones de CO_2 , siendo de 5% cuando se usa un nivel de blending de 20%, mientras mayor sea el nivel de blending mayor será la reducción de emisiones. Demostrando así, su potencial como una solución viable y sostenible para la región de Magallanes. Las sensibilidades a la demanda de hidrógeno indican que la mejor forma de producir hidrógeno es utilizando el recurso eólico de la región. La sensibilidad al costo de emisiones entrega una reducción de 19% en las emisiones totales frente a un costo de 100 [USD/ton]. Finalmente, los casos desarrollados presentan comportamientos coherentes con las expectativas y sugieren que el hidrógeno verde es una opción prometedora para apoyar la transición hacia una economía baja en carbono.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos del trabajo de título	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.2.3. Alcance del trabajo	3
1.2.4. Estructura del trabajo	3
2. Recopilación de antecedentes y marco teórico	4
2.1. Matriz energética de la región de Magallanes	4
2.1.1. Red eléctrica	6
2.1.2. Red de gas natural y gas licuado	8
2.2. Estrategia nacional del hidrógeno verde	10
2.3. Hidrógeno verde (H_2V)	11
2.3.1. Usos	12
2.3.2. Ventajas y desventajas	13
2.3.3. Tendencias internacionales para H_2V	15
2.4. Gas natural	16
2.4.1. Usos	17
2.4.2. Almacenamiento de gas natural	17
2.4.3. Gas natural en Chile	20
2.5. Blending de hidrógeno	20
2.5.1. Gasoductos de transmisión	23
2.5.2. Gasoductos de distribución	24
2.5.3. Separación del hidrógeno del gas natural	25
2.5.4. Proyectos de blending en el mundo	25
2.6. Gas licuado de petróleo	26
2.6.1. Usos	27
2.6.2. Almacenamiento	27
2.6.3. GLP en Chile	27
2.7. Proyectos energéticos en la región de Magallanes	27
2.7.1. H_2 Magallanes	28
2.7.2. Proyecto eólico Faro del Sur y proyecto Cabo Negro	28
2.7.3. LLaquedona Green Hydrogen	28
2.7.4. Haru Oni	28
2.7.5. Vientos Magallánicos	28
2.7.6. Gente Grande	29

2.7.7.	HNH Energy	29
2.8.	Modelo de referencia	29
2.8.1.	Caso de estudio y supuestos	32
2.8.2.	Resultados	34
3.	Propuesta de modelo integrado	40
3.1.	Descripción general	40
3.1.1.	Entradas del modelo - Red inicial	42
3.1.2.	Construcción de escenarios y sensibilidades	44
3.1.3.	Optimización de modelo de expansión - Operación	45
3.1.4.	Análisis de resultados	53
4.	Validación	54
4.1.	Modelo de referencia	54
4.1.1.	Validación	54
4.1.2.	Replicación	64
4.2.	Modelo modificado	67
4.2.1.	Implementación	67
4.2.2.	Validación	68
5.	Caso de estudio	71
5.1.	Descripción general	71
5.2.	Sensibilidades	79
5.3.	Resultados	80
5.3.1.	Caso base	80
5.3.2.	Demanda de H_2V por nuevas industrias	92
5.3.3.	Blending de hidrógeno	97
5.3.4.	Impuesto verde	101
5.4.	Discusión de resultados	108
5.4.1.	Caso base	108
5.4.2.	Demanda de H_2V por nuevas industrias	111
5.4.3.	Blending de hidrógeno	113
5.4.4.	Impuesto verde	115
6.	Conclusiones y trabajo futuro	117
	Bibliografía	120
	Anexos	125
A.	Perfiles de generación para validación	125
B.	Parámetros de corredores de transmisión para caso de estudio.	127

Índice de Tablas

2.1.	Características líneas de transmisión del SSMM Punta Arenas [60]	7
2.2.	Gasoductos de transporte región de Magallanes [43] [71].	9
2.3.	CAPEX para distintos tipos de gasoductos de hidrógeno [58]	14
2.4.	Comparativa de propiedades del Gas Natural vs Hidrógeno [42]	22
2.5.	Relación entre porcentaje de blending y volumen de mezcla necesario para mantener input de energía [43].	23
2.6.	Costos estimados de reacondicionamiento o reemplazo de principales equipos en líneas de transporte y estaciones de compresión [43]	23
4.1.	Características plantas de generación de electricidad y producción de hidrógeno. Caso 1.	55
4.2.	Características sistemas de almacenamiento de electricidad e hidrógeno.	55
4.3.	Capacidades iniciales y máximas entre los corredores de energía.	55
4.4.	Unidades añadidas por el modelo. Caso 1 - Experimento 3.	56
4.5.	Expansión de corredores de transmisión. Caso 1 - Experimento 4	56
4.6.	Unidades añadidas por el modelo. Caso 1 - Experimento 5.	57
4.7.	Expansión de corredores de transmisión. Caso 1 - Experimento 5.	57
4.8.	Expansión de corredores de transmisión. Caso 1 - Experimento 6.	57
4.9.	Características plantas de generación de electricidad y producción de hidrógeno. Caso 2.	58
4.10.	Unidades añadidas por el modelo, sin costo de emisiones. Caso 2 - Experimento 2.	60
4.11.	Unidades añadidas por el modelo, costo de emisiones de 100 [USD/kg-H ₂]. Caso 2 - Experimento 2.	61
4.12.	Características planas de generación de electricidad y producción de hidrógeno. Caso 3.	61
4.13.	Costo y emisiones totales del sistema para distinto costo a las emisiones y distinta demanda. Caso 3 - Experimento 2.	63
5.1.	Tarifas para gas natural en Magallanes en el último año para clientes residenciales, comerciales o industriales [60].	72
5.2.	Tarifas para gas natural en Magallanes en el último año para servicios de generación eléctrica [60].	72
5.3.	Nodos para la modelación de Magallanes.	73
5.4.	Costos de inversión por tecnología [59]	75
5.5.	Parámetros unidades de generación Magallanes [59][74][75].	75
5.6.	Parámetros de plantas de extracción de gas en Magallanes.	76
5.7.	Parámetros para tecnologías de hidrógeno [26].	76
5.8.	Parámetros para sistemas de almacenamiento [26].	76
5.9.	Costos de falla de largo plazo regiones de Aysén y Magallanes[69].	78

5.10.	Proyección de demanda de electricidad y gas natural para región de Magallanes [75][80][81][82].	79
5.11.	Costo de combustible diesel en cada sistema mediano [75].	79
5.12.	Balances de costos considerando ingreso marginal para cada componente del sistema. Caso base.	81
5.13.	Capacidad instalada de almacenamiento eléctrico y de hidrógeno. Caso base. .	84
5.14.	Costo variable de unidades de generación de electricidad para el caso base. Las unidades diésel tienen 3 valores, estos son para los SSMM de Puerto Natales, Punta Arenas y Porvenir respectivamente	89
5.15.	Balance de costos considerando ingreso marginal para cada componente del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias, 50% de la demanda de gas natural.	92
5.16.	Balance de costos considerando ingreso marginal para cada componente del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones, 100 [USD/tonCO ₂] como costo de emisiones.	102
5.17.	Estimación de demanda máxima para cada nodo en Magallanes al año 2050. .	109
5.18.	Demanda máxima de hidrógeno para cada nodo en Magallanes al año 2050. Caso con demanda de hidrógeno igual a 50% de la demanda de gas natural.	114
A.1.	Perfil de generación eólica.	125
A.2.	Perfil de generación solar.	126
B.1.	Corredores de transmisión contemplados para el modelo con su respectiva información.	127

Índice de Ilustraciones

2.1.	Participación de tecnologías en el Sistema Eléctrico de Magallanes. Extraído de [4].	5
2.2.	Proyectos de empresas miembro de H_2V Magallanes AG. Extraído de [28]. . .	6
2.3.	Sistemas medianos en la región de Magallanes [29].	8
2.4.	Mapa de instalaciones de ENAP en Magallanes. Extraído de [72].	9
2.5.	Cadena de valor del hidrógeno. Extraído de [11].	12
2.6.	Tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural. Extraído de [51].	18
2.7.	Reducción de CO_2 en función de la concentración de hidrógeno en el gas natural. Extraído de [43].	21
2.8.	Esquema de balance energético para los nodos del modelo. Extraído de [26]. . .	30
2.9.	Nomenclatura utilizada en el paper. Extraído de [26].	31
2.10.	Representación espacial de nodos y caminos considerados para pipelines y líneas de transmisión en el estado de Texas. Extraído de [26].	33
2.11.	Arriba: Capacidad de energía solar, eólica y baterías según costo de CO_2 . Abajo: Capacidad de tecnologías de generación de H_2 según costo de CO_2 . En ambas la línea punteada simboliza la capacidad de almacenamiento en GigaWatt-hora. Extraído de [26].	34
2.12.	Arriba: Capacidad de energías solar, baterías y líneas de transmisión. Abajo: Capacidad de energía eólica, almacenamiento de H_2 y de gasoductos. No se incluyen pipelines ni líneas de capacidad menor a 1 [ton/h] y 1 [GW]. Extraído de [26].	35
2.13.	1) Porcentaje de energías renovables en el sistema. 2) Capacidad de baterías. 3) Capacidad de líneas de transmisión. Cada uno comparado con el precio de CO_2 para diferentes escenarios de demanda de H_2 . Extraído de [26].	36
2.14.	Participación de tecnologías de producción de electricidad y H_2 para diferentes costos al carbono y escenarios de demanda de H_2 . Extraído de [26].	36
2.15.	Emisiones totales de CO_2 según tipo de planta. Extraído de [26].	37
2.16.	1) Costo medio de producción de electricidad. 2) Rango intercuantil (IQR) del costo de la electricidad. 3) Costo de producción de H_2 . Todos en función del precio del CO_2 y de la demanda de H_2 . IQR es la diferencia entre el precio de los cuartiles 25 y 75. Extraído de [26]	38
3.1.	Esquema de modelo propuesto.	41
3.2.	Etapas de modelo a desarrollar.	41
4.1.	Generación de energía por tecnología y estado de carga de las baterías, demanda cambiante. Caso 2 - Experimento 1.	58
4.2.	Generación de energía por tecnología y estado de carga de las baterías, demanda constante. Caso 2 - Experimento 1.	59

4.3.	Producción de hidrógeno y estado de carga de tanques de hidrógeno en sub-nodo 4, demanda constante. Caso 2 - Experimento 1.	60
4.4.	Participación en generación de electricidad (Izq.) y en producción de hidrógeno (Der.) por tecnología según costo de CO_2 . Caso 3 - Experimento 1.	62
4.5.	Participación en emisiones por tecnología según costo de CO_2 . Caso 3 - Experimento 1.	62
4.6.	Costo total (Izq.) y emisiones totales (Der.) del sistema según costo de CO_2 . Caso 3 - Experimento 1.	63
4.7.	Capacidad de energía solar, eólica y baterías según costo de CO_2 (Izq.). Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).	64
4.8.	Capacidad de tecnologías de generación de H_2 según costo de CO_2 . Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.)	65
4.9.	Participación de tecnologías de producción de electricidad para diferentes costos al CO_2 . Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).	65
4.10.	Participación de tecnologías de producción de H_2 para diferentes costos al CO_2 . Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).	65
4.11.	Participación de tecnologías en emisiones totales de CO_2 para distintos costos las emisiones. Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).	66
4.12.	Capacidad de energía solar, eólica y baterías según costo de CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).	68
4.13.	Capacidad de tecnologías de generación de H_2 según costo de CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).	69
4.14.	Participación de tecnologías de producción de electricidad para diferentes costos al CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).	69
4.15.	Participación de tecnologías de producción de H_2 para diferentes costos al CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).	70
5.1.	Nodos y conexiones para modelación de Magallanes.	73
5.2.	Red eléctrica actual de la región de Magallanes con capacidades instaladas de generación y transmisión [MW].	74
5.3.	Red de gas natural actual de la región de Magallanes con capacidades instaladas de extracción y transporte [m^3/h].	74
5.4.	Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía en la actualidad.	77
5.5.	Distribución totales del sistema. Caso base.	80
5.6.	Capacidades instaladas de generación eléctrica y de producción de hidrógeno en Magallanes. Actual (Izq.) y caso base (Der.).	82
5.7.	Red eléctrica de la región de Magallanes con capacidades instaladas de generación, transmisión y potencia de baterías [MW]. Caso base.	82
5.8.	Red de hidrógeno de la región de Magallanes con capacidades instaladas de producción, transporte y almacenamiento [MW]. Caso base.	83
5.9.	Red de gas natural actual de la región de Magallanes con capacidades instaladas de extracción y transporte [m^3/h].	85
5.10.	Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso base.	85
5.11.	Potencia generada por unidades de generación, nivel de almacenamiento y despacho de baterías con respecto al tiempo para el sistema completo. Caso base.	86
5.12.	Potencia generada por unidades PEMEL, nivel de almacenamiento y despacho de tanques de hidrógeno con respecto al tiempo para el sistema completo. Caso base.	86

5.13.	Curva de duración de demanda eléctrica sumada a la carga de las baterías y despacho de unidades con respecto al tiempo en nodo Porvenir. Caso base. . .	87
5.14.	Potencia generada por unidades de generación, nivel de almacenamiento y despacho de baterías con respecto al tiempo en nodo Porvenir. Caso base.	87
5.15.	Potencia generada por unidades de generación, despacho de baterías y costo marginal de electricidad con respecto al tiempo en el nodo Porvenir. Caso base.	88
5.16.	Costo marginal de la electricidad en el nodo Porvenir. Largo plazo (Izq.) y diferencia entre largo y corto plazo (Der.).	89
5.17.	Potencia generada por unidades de generación, nivel de almacenamiento y despacho de baterías con respecto al tiempo en nodo Cabo Negro. Caso base. . . .	89
5.18.	Potencia generada por unidades de producción de hidrógeno, nivel de almacenamiento y despacho de tanques con respecto al tiempo en el nodo Cabo Negro. Caso base.	90
5.19.	Potencia generada por unidades de generación, despacho de baterías y costo marginal de electricidad con respecto al tiempo en el nodo Cabo Negro. Caso base.	91
5.20.	Costo marginal de la electricidad en el nodo Cabo Negro. Largo plazo (Izq.) y diferencia entre largo y corto plazo (Der.).	91
5.21.	Distribución de costos totales del sistema. 25 (Izq.) y 50 (Der.) [% demanda de gas natural]. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	92
5.22.	Participación en capacidad instalada por tecnología en la generación eléctrica. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	93
5.23.	Participación por tecnología en las emisiones de efecto invernadero producidas por generación de electricidad. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	93
5.24.	Capacidad instalada de generación de electricidad y de baterías. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	94
5.25.	Capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	94
5.26.	Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso con demanda de hidrógeno igual al 50 % de la demanda de gas natural.	95
5.27.	Factor de emisiones del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	95
5.28.	Costo marginal de electricidad para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	96
5.29.	Costo marginal del hidrógeno para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.	96
5.30.	Distribución de costos totales del sistema. 10 (Izq.) y 20 (Der.) [nivel de blending]. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	97
5.31.	Participación en capacidad instalada por tecnología en la generación eléctrica. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending	97
5.32.	Participación por tecnología en las emisiones de efecto invernadero producidas por generación de electricidad (Izq.). Emisiones totales considerando generación eléctrica y consumo residencial, comercial y de industrias de gas natural (Der.). Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	98

5.33.	Capacidad instalada de generación de electricidad y de baterías. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	98
5.34.	Capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	99
5.35.	Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso con 20 % de nivel de blending en las redes de distribución de gas natural.	99
5.36.	Factor de emisiones del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	100
5.37.	Costo marginal de electricidad para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	100
5.38.	Costo marginal del hidrógeno para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.	101
5.39.	Distribución de costos totales del sistema. 0 (Izq.) y 100 (Der.) [USD/tonCO ₂]. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	101
5.40.	Participación en capacidad instalada por tecnología en la generación eléctrica. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	102
5.41.	Participación por tecnología en las emisiones de efecto invernadero producidas por generación de electricidad. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	103
5.42.	Capacidad instalada de generación de electricidad y de baterías. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	103
5.43.	Capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	104
5.44.	Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso con 100 [USD/ton] como costo de emisiones.	105
5.45.	Factor de emisiones del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	105
5.46.	Costo marginal de electricidad para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	106
5.47.	Costo marginal del hidrógeno para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	106
5.48.	Vertimiento de energía. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.	107

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En el último tiempo se ha necesitado promover la búsqueda de soluciones sostenibles para abordar la creciente demanda de energía y combatir el cambio climático. En este contexto, el sector que produce más emisiones de efecto invernadero es el sector energético, representando el 73 % de las emisiones totales en el año 2020 [1]. Por esto se ha potenciado el avance y desarrollo de tecnologías que permitan la reducción de las emisiones de este sector. Tecnologías como las energías renovables, los sistemas de almacenamiento, sistemas de generación térmica y el hidrógeno verde (H_2V) que ha aparecido como una de las más prometedoras, siendo un vector energético producido a partir de energía renovable y agua. Éste es capaz de desempeñar un papel fundamental en la transición hacia una economía baja en carbono actuando como un combustible limpio y como base para la producción de otros derivados verdes capaces de ser utilizados como fuente de energía para descarbonizar diversos sectores que hasta el día de hoy no tenían una alternativa menos contaminante [27]. El hidrógeno trae consigo posibles beneficios y desafíos. Como desafío se plantea la dificultad de almacenar y transportarlo debido a su alta volatilidad y densidad energética, y deben ser enfrentados de la mejor forma posible.

Actualmente, hay más de 60 proyectos que se están desarrollando en el país relacionados con este nuevo vector energético, concentrados especialmente en las zonas del desierto de Atacama y la región de Magallanes [83]. Específicamente, la región de Magallanes se posiciona como uno de los mejores lugares del mundo para la producción de hidrógeno verde, con un enorme potencial para el desarrollo de la energía eólica en la zona y en consecuencia para producir hidrógeno, exportarlo a otros países y posicionarse como uno de los tres principales exportadores de este a nivel mundial, donde, según un estudio realizado por el Ministerio de Energía, la región de Magallanes podría llegar a generar el 13 % de la producción de hidrógeno verde del mundo [2]. Actualmente, Magallanes cuenta con 10 proyectos en desarrollo que buscan exportar e-fuels. También, tiene ya en operación el parque eólico Vientos Patagónicos con una capacidad instalada de 10 [MW].

Para lograr esto, la industria del hidrógeno en Chile debe tomar las decisiones correctas desde el principio y estar preparada para los distintos escenarios de desarrollo tecnológico y económico. Uno de los caminos a seguir, es guiarse por el camino que siguen los países líderes en temas energéticos como Estados Unidos, Alemania, Australia, China, etc. El problema

de esto, es que no hay tiempo y se deben tomar decisiones oportunas y al más breve plazo. También, se pueden realizar modelos que consideren numerosas variables y entreguen como salida: indicadores de rentabilidad, crecimiento económico, eficiencia de inserción de la tecnología y más. De esta forma se puede tener un buen respaldo al momento de la toma de decisiones.

Hay numerosos proyectos de gran capacidad que están siendo desarrollados en la región de Magallanes, los cuales tienen capacidades del orden de los GigaWatts. La matriz energética de la zona se compone por 4 sistemas medianos donde el que tiene mayor capacidad es el de Punta Arenas, con una capacidad instalada de 102,36 [MW] [70]. Por lo tanto, se producirán volúmenes de energía renovable y de hidrógeno que serían capaces de abastecer la demanda de la región solo con el excedente de la producción de estas plantas. Entonces, es importante evaluar distintas opciones para aprovechar el mercado creciente del hidrógeno. Tales como, usar la región como un lugar para probar tecnologías relacionadas con este energético, evaluando la factibilidad técnica de estas mismas, como también dándole visibilidad. Una de las opciones que se pueden implementar son sistemas de almacenamiento que guarden hidrógeno para luego usarlo en generación eléctrica haciendo uso de turbinas o celdas de combustible, es decir, se pasa la energía eléctrica generada por turbinas eólicas a hidrógeno y luego se reconvierte a electricidad. Otra opción es utilizar la infraestructura existente de gas natural, inyectando hidrógeno en las redes de distribución o transporte. De esta forma, se reducen las emisiones producidas por el consumo de este gas y también sirve como puerta de entrada para el hidrógeno al uso doméstico, comercial e industrial.

En el contexto señalado, es imperativo para Chile estudiar y determinar la mejor forma de integrar H_2V en los sistemas energéticos en nuestro país, especialmente en las regiones que poseen el potencial de posicionarlo como uno de los principales productores de H_2V del mundo.

En base al contexto dado de la situación actual de la región de Magallanes, ya se puede definir el desafío:

Si las empresas que buscan desarrollar proyectos en la región de Magallanes no tienen una metodología eficiente para integrar el hidrógeno verde en el sistema energético, no se aprovechará el potencial que tiene la zona para el desarrollo de dicha tecnología. De esta forma, podría perderse la oportunidad de ser uno de los principales exportadores de hidrógeno verde en el mundo, migrando en forma coherente desde el sistema actual.

1.2. Objetivos del trabajo de título

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es evaluar la integración del hidrógeno verde y sus derivados en la región de Magallanes por medio del estudio de la planificación conjunta de redes de hidrógeno, gas y electricidad en la región. La finalidad es disponer de una metodología eficiente para incorporar el hidrógeno en el sistema, considerando las fuentes energéticas e infraestructura existente en la zona.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Comparar las tendencias internacionales en generación, transporte y conversión de H_2V , junto a las metodologías que permiten representarlos en redes de suministro tanto eléctricas, gasoductos y otros modos de transporte.
- Elaborar escenarios alternativos del desarrollo del H_2V en la región Magallanes. Esto considerando objetivos de abastecimientos locales, consumos a nivel nacional y exportación a otras regiones del mundo.
- Proponer una metodología de diseño de la red de transmisión energética para la región de Magallanes (eléctrico, hidrógeno verde y derivados). Esto por medio de recomendaciones para la implementación de las distintas tecnologías y el impacto que pueden tener en la economía de la zona y del país.
- Aplicar la metodología desarrollada a distintos escenarios y parámetros críticos. Esto con el fin de recomendar las mejores opciones de desarrollo para la red eléctrica de la región.

1.2.3. Alcance del trabajo

Los principales alcances de la memoria de título son:

- Se busca desarrollar una metodología específica para la región de Magallanes y sus características particulares para el año 2050.
- Se toma como referencia metodológica el modelo de planificación conjunta de redes energéticas compuestas por electricidad e hidrógeno verde desarrollado en “*Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production: A Texas case study*” [26].
- Incorporar distintos niveles de inserción de las diferentes tecnologías en la región.
- El modelamiento se limita a la red de gas natural, electricidad e hidrógeno. Esto, considerando la red energética ya existente en la región de Magallanes, la cual se compone por una red de gas natural y una red eléctrica.

1.2.4. Estructura del trabajo

El documento se estructura en seis secciones. En la sección 2 se presenta el marco teórico y conceptual esencial para comprender y situar el tema de estudio. Se abordan temas relacionados con el hidrógeno verde en el contexto nacional e internacional, estrategias, proyectos en desarrollo y el modelo que se usa como referencia para modelar la región de Magallanes. Luego, en la sección 3, se describe el modelo utilizado con su implementación. Se detallan las metodologías y procedimientos llevados a cabo para desarrollar el modelo específico para Magallanes. Seguido a esto, en la sección 4 se presenta la validación del modelo de referencia y del modelo desarrollado. En la sección 5 se muestra la descripción del caso de estudio, junto con los resultados de la evaluación del modelo y sensibilidades realizadas. Se analizan los datos y se discuten las implicaciones de los hallazgos en el contexto de la región de Magallanes. Finalmente, en la sección 6, se resumen las conclusiones derivadas del trabajo realizado y se sugieren posibles líneas de investigación futuras para continuar el desarrollo del tema.

Capítulo 2

Recopilación de antecedentes y marco teórico

En esta sección se presenta el marco teórico y conceptual para comprender y situar el tema de estudio. Dado que este trabajo consiste en la modelación de redes integradas de suministro energético en la región de Magallanes con foco en la integración de hidrógeno verde. Se debe tener claridad de cómo es el sistema energético en la región, también se deben entender las políticas que Chile está implementando para promover el desarrollo de la industria del hidrógeno a lo largo del país. Se debe conocer que es el hidrógeno verde, su producción, ventajas, desafíos y aplicaciones. También se muestran metodologías para realizar modelos como el que se busca desarrollar y se estudia sobre la mirada internacional frente a la integración de H_2V en las redes energéticas.

2.1. Matriz energética de la región de Magallanes

La Región de Magallanes y de la Antártica Chilena se encuentra en el extremo austral de Chile y comprende una vasta área de tierras y aguas, incluyendo parte de Tierra del Fuego y la isla Navarino. Su ubicación en el extremo sur de América del Sur le confiere características geográficas únicas, con una gran extensión de costa, numerosos canales y fiordos, y una cercanía significativa a la Antártida. Esta ubicación se traduce en un clima frío y ventoso que alza la región como uno de los mejores lugares del mundo para la producción de energía eólica. Por lo general, el factor de planta (cociente entre la energía real generada por una central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período) de las centrales eólicas está entre 20 % y 40 %. Pero en la región de Magallanes se tienen factores de planta superiores al 50 % [3].

A lo largo de su historia, la matriz energética de Magallanes ha estado fuertemente influenciada por la disponibilidad de petróleo y gas natural. La región ha dependido en gran medida de la importación de combustibles fósiles, lo que la hacía vulnerable a las fluctuaciones de los precios internacionales y a las preocupaciones ambientales asociadas con los hidrocarburos, es por esto que se ha fomentado la búsqueda de nuevos yacimientos de gas natural en la zona, labor que es hecha principalmente por ENAP y Geopark. También, al depender de estos combustibles fósiles trae consigo la emisión de gases de efecto invernadero y problemas a la calidad del aire. Esto, es algo que se mantiene en la actualidad, aún se depende fuertemente

del gas natural y el petróleo, especialmente para calefacción y generación de electricidad. Las tecnologías más utilizadas actualmente incluye plantas termoeléctricas y sistemas de calefacción. El tema de electrificar o reducir las emisiones de los sistemas de calefacción es algo que enfrentan todas las regiones frías y que representa una de las principales limitaciones en términos de sostenibilidad.

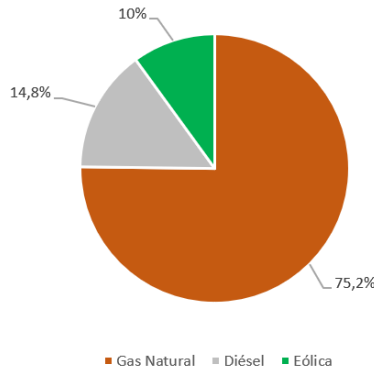


Figura 2.1: Participación de tecnologías en el Sistema Eléctrico de Magallanes. Extraído de [4].

En Fig.(2.1) se puede ver la proporción de las distintas tecnologías que se utilizan para la generación de electricidad en el sistema eléctrico de Magallanes (SEM), el cual cuenta con una capacidad instalada neta de 129,3 [MW] [4].

Los desafíos que enfrenta la Región de Magallanes en su búsqueda de una matriz energética más sostenible incluyen la distancia a los centros de suministro de combustibles, las condiciones climáticas extremas que pueden afectar la generación de energía renovable y la necesidad de reducir las emisiones de carbono para cumplir con los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero. Sin embargo, estas dificultades se ven contrarrestadas por las abundantes oportunidades que ofrece la región, tales como, la disponibilidad de recursos naturales, en particular el recurso eólico que brinda la posibilidad de convertirse en una fuente importante de energía. Por otra parte, surgen como oportunidad, el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía y la integración de sistemas inteligentes en la red eléctrica pueden ayudar a estabilizar la generación y distribución de energía en condiciones climáticas desafiantes.

Las autoridades regionales y nacionales están implementando políticas y estrategias para promover la transición hacia una matriz energética más sostenible en Magallanes. Esto incluye la creación de incentivos para la inversión en energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y la diversificación de las fuentes de energía. Además, se están estableciendo programas de capacitación y concientización para promover el uso eficiente de la energía y la adopción de tecnologías limpias en la región. Un ejemplo de lo anterior, se puede ver en [5] que se están derivando recursos para financiar la elaboración de las Estrategias Energéticas Locales (EEL) en los siete municipios de la región.

Por otro lado, las empresas también se están organizando. Esto se puede ver con la creación de la Asociación Gremial de Productores de Hidrógeno Verde y sus Derivados de Magalla-

nes (H_2V Magallanes AG). Esta fue creada el año 2023 por 5 empresas que cuentan con proyectos de hidrógeno verde en la región en distintas etapas de desarrollo. Estas empresas son: HIF Global, TEG Chile, Total Eren, EDF Andes y EDF Renewables. Dicha asociación está enfocada principalmente en: incentivar la industria de hidrógeno verde y sus derivados para fortalecer el crecimiento económico y social de Magallanes de forma sostenible; promover la formación de capital humano y de capacidades técnicas locales; generar sinergias y un desarrollo armónico con otras actividades productivas de la región; y facilitar la transición energética y la descarbonización a través de proyectos que generen valor compartido para las comunidades, estableciendo lineamientos de buenas prácticas en materia social y ambiental [6].



Figura 2.2: Proyectos de empresas miembro de H_2V Magallanes AG. Extraído de [28].

En la Fig.(2.2) se pueden ver los proyectos de las empresas miembros de H_2V Magallanes AG con su ubicación en las provincias de Magallanes y Tierra del Fuego. Posteriormente, se entra más en detalle en cada uno de estos proyectos.

A continuación se presenta la red energética actual de la región de Magallanes. Se muestra solo la red eléctrica y la red de gas. Esto, porque son estas dos redes las que son modeladas y analizadas en este trabajo.

2.1.1. Red eléctrica

Como se menciona anteriormente, el SEM cuenta con 129.3 [MW] de capacidad instalada. Esta se encuentra dividida en 4 sistemas medianos (SSMM). Se definen los sistemas medianos en Chile como sistemas eléctricos con capacidad instalada entre los 1.500 kW y los 200 MW [29]. Ahora, los SSMM de Magallanes tienen las siguientes características [68]:

- SSMM Puerto Natales: cuenta con 10.879 clientes totales dentro de la comuna de Puerto Natales y Torres del Paine. La capacidad instalada es de 13,51 MW y la generación se realiza por 7 unidades a gas y 5 unidades diésel.
- SSMM Punta Arenas: cuenta con 56.033 clientes totales dentro de la comuna de Punta Arenas. La capacidad instalada es de 102,36 MW y la generación se realiza por 8 unidades

a gas, 3 unidades diésel, 3 turbinas eólicas del Parque Vientos Patagónicos y 3 turbinas eólicas de Packet Energy SA.

- SSMM Porvenir: cuenta con 2.708 clientes totales dentro de la comuna de Porvenir. La capacidad instalada es de 11,07 MW y la generación se realiza por 7 unidades diésel y 5 unidades a gas.
- SSMM Puerto Williams: cuenta con 777 clientes totales dentro de la comuna de Porvenir. La capacidad instalada es de 2,38 MW y la generación se realiza por 5 unidades diésel.

Cada localidad tiene su propio sistema eléctrico independiente, no se tiene un segmento de transmisión. Salvo por tres líneas, la línea de 66 [kV] que une la central de Tres Puentes con la Central Punta Arenas. Dicha línea tiene una longitud de 8,5 [km] y permite abastecer de energía a la región centro sur de la ciudad de Punta Arenas [30]. También, se tiene la línea de 23 [kV] que une la central Vientos Patagónicos con la central Tres Puentes. Por último, se tiene la línea de 13,2 [kV] que une el parque eólico Cabo Negro con el Alimentador N°6 [70].

La información de las líneas de transmisión se puede encontrar en el Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puesto Williams [60].

Tabla 2.1: Características líneas de transmisión del SSMM Punta Arenas [60]

Línea	Punta Arenas - Tres Puentes	Vientos Patagónicos - Tres Puentes 23 [kV]	Cabo Negro - Alimentador N°6 13.2 [kV]
Tipo de circuito	Simple	Simple	Simple
Longitud [km]	8,5	28,7	1,101
Tensión [kV]	66	23	13,2
Capacidad [MVA]	33	13,2	14,2
Nombre conductor	AWG 3/0	CANTON	N°2 AWG
Material	Cobre	AAAC	Cobre

La empresa responsable del sistema eléctrico en la región es Edelmag, la cual cuenta exclusivamente con máquinas térmicas, donde el 98% de la generación se realiza usando como combustible el gas natural, dejando solo un 2% de generación con turbinas diésel. Por otro lado se tiene ENAP y Pecket Energy S.A que cuentan con generación eólica.

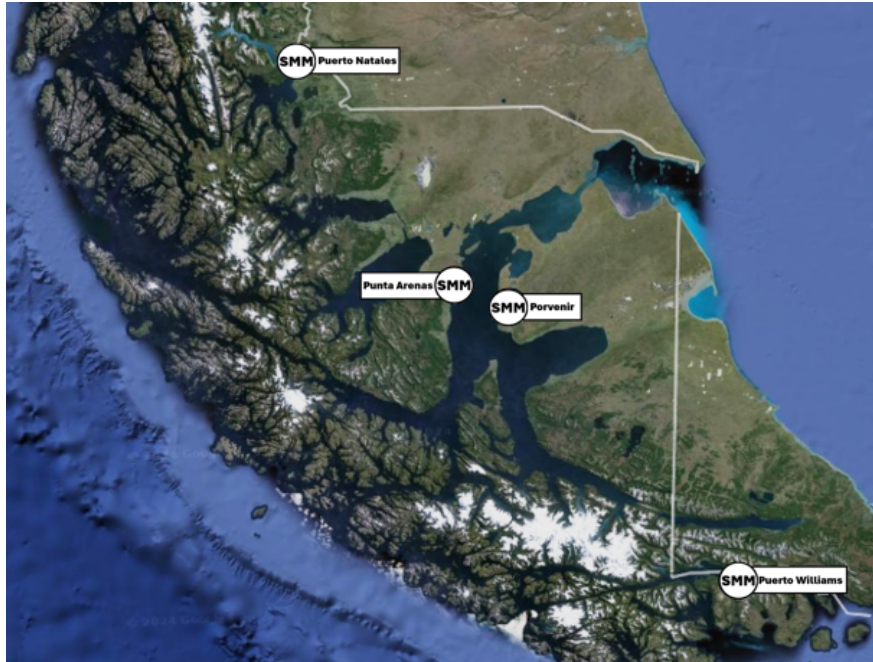


Figura 2.3: Sistemas medianos en la región de Magallanes [29].

2.1.2. Red de gas natural y gas licuado

Las empresas encargadas de la producción y la distribución del gas natural en la región son ENAP y GASCO Magallanes, abasteciendo a los 160.000 habitantes. Dichas empresas cuentan con una red de gasoductos que se encargan de mover el gas natural a través de la región, los cuales se ven en la Fig.(2.4).

El mercado del gas natural en Magallanes se estructura en torno a varias entidades clave que juegan roles específicos. GASCO Magallanes es quien compra gas natural, adquiriéndolo principalmente de ENAP. En situaciones de exceso de oferta, también cuenta con envíos adicionales de YPF, una empresa argentina que complementa el suministro regional. Por otro lado, Geopark, bajo la propiedad de Methanex, es otro productor local de gas natural. Este entramado de actores asegura un suministro constante y eficiente de gas natural, con GASCO Magallanes desempeñando el papel de la distribución de este recurso en las distintas ciudades de la región. Es importante tener en cuenta que Punta Arenas concentra el 82% de la venta total de gas natural, seguida por Puerto Natales y Porvenir, con participaciones del 13% y 5% respectivamente [31].

ENAP es la empresa que cuenta y busca constantemente nuevos yacimientos de gas en Magallanes. Tiene puertos de embarque; una red de gasoductos, oleoductos y poliductos; poblaciones; maestranzas; talleres y bodegas en diversos puntos de la región. Las principales instalaciones de ENAP en Magallanes son: Refinería y terminal de Gregorio, Planta Poseción, Planta Cullén y el Parque Industrial Cabo Negro-Laredo. Las instalaciones de ENAP se pueden ver en Fig.(2.4).

En la propuesta de matriz energética para Magallanes al 2050 [71], se muestra la valorización que tienen los gasoductos de ENAP existentes en la región. También, en el Estudio

Inyección de Hidrógeno en Redes de gas natural [43] se presenta información sobre las redes de gas de Magallanes. Utilizando la información de ambos estudios se ha elaborado la Tab.(2.2). Es importante destacar que cuando se trata de gasoductos terrestres se les asigna un costo de 23.600 [USD/in-km]. Por otro lado, el costo de los gasoductos marítimos es de 41.667 [USD/in-km].

Tabla 2.2: Gasoductos de transporte región de Magallanes [43] [71].

Gasoducto	Longitud [km]	Capacidad [Mm^3 /día]	Inversión [MUSD]
Cabo Negro - Posesión	180	6,3	51
Posesión - Planta Daniel	24	4,5	6,8
Esperanza - Nodo Pecket	122	0.3	17,3
Planta Cullen - Planta Daniel	70	4,5	26,3
Clarencia - Planta Cullen	84	0,3	11,9

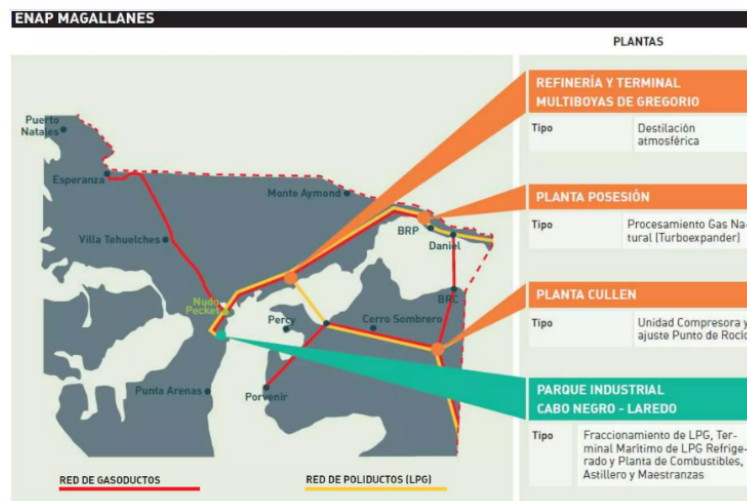


Figura 2.4: Mapa de instalaciones de ENAP en Magallanes. Extraído de [72].

Las plantas de extracción de gas natural son: la Planta Posesión, la cual inició sus operaciones en el año 1971 y tiene una capacidad de procesamiento de 9,6 [Mm^3 /día] de gas. Y, la Planta Cullen, la cual tiene una capacidad de procesamiento de 4 [Mm^3 /día] de gas. Esta última se encarga de suministrar los requerimientos de gas de las instalaciones de ENAP y de consumo domiciliario en Porvenir [73].

La Planta Cabo Negro, ubicada en el parque industrial Cabo Negro a 28 kilómetros de Punta Arenas, se encarga de fraccionar el propano, butano y la gasolina natural del gas natural enviado por las plantas Posesión y Cullen. Luego, el gas natural es destinado a consumos industriales y domiciliarios. Abasteciendo a plantas de Methanex y también la totalidad de la demanda de la red de distribución de Punta Arenas [73].

Gasco Magallanes también se encarga de la distribución de gas licuado en la región, esto lo hace por medio de transporte en camiones y por vía marítima. Cabe destacar que la localidad de Puerto Williams y los clientes que se encuentren en zonas mas aisladas donde no

está disponible la red de gas natural, son abastecidos con gas licuado.

2.2. Estrategia nacional del hidrógeno verde

La estrategia nacional del hidrógeno verde fue lanzada por el Ministerio de energía en el año 2020. En esta se muestra el potencial que tiene Chile en términos de energías renovables y específicamente en hidrógeno verde. Se establece que si se toman las decisiones correctas, Chile podría llegar a producir el H_2V más competitivo del planeta, especialmente el producido en la región de Antofagasta y en la región de Magallanes, se estima que tendrá el costo nivelado de producción más bajo del mundo al año 2030. Incluso, se compara el potencial de la industria de producción de hidrógeno verde en Chile con lo que es la industria minera, que como bien se sabe es la industria que mayores ingresos le genera al país [1].

En el documento se define una estrategia, donde se proponen 3 etapas en el desarrollo de la industria del hidrógeno en el territorio nacional. Estas etapas son las siguientes [1]:

1. Activación de la industria doméstica y desarrollar la exportación (2020-2025).
2. Apalancamiento de la experiencia local para entrar con fuerza en mercados internacionales (2025-2030).
3. Explotación de las sinergias y economías de escala para avanzar como proveedor global de energéticos limpios(desde 2030).

Se ha fijado como meta que de aquí al 2025 se tengan 5 [GW] de capacidad de electrólisis construida o en desarrollo, tener una producción de 200 [kton] de H_2V al año y posicionarse como el mejor lugar para hacer inversiones de hidrógeno verde en Latinoamérica. También se define un plan de acción que se sustenta en 4 pilares [1].

1. Fomento al mercado y a la exportación: se busca construir un acuerdo Público-Privado para el H_2V en la minería y el transporte junto con los actores públicos y privados encargados de estas áreas. También, se quiere promover junto con los potenciales países importadores de este producto iniciativas comerciales y de estudio para fomentar el comercio de este. Otro punto importante es establecer sistemas de certificación internacional de origen y huella de carbono del H_2V en Chile. Por último se quiere analizar, reservar y entregar en concesión terrenos fiscales de buenas condiciones para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y derivados.
2. Normativa, seguridad y pilotajes: uno de los puntos importantes es modificar leyes con el fin de incluir el hidrógeno como energético. También, se quiere entregar información sobre el proceso de autorización de proyectos de este tipo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, así como sobre los procedimientos y condiciones para realizar pilotajes de diversas aplicaciones. Por último, es importante revisar y actualizar la normativa del mercado eléctrico para permitir la participación de las tecnologías del hidrógeno para proveer distintos servicios, incluyendo energía, capacidad y servicios complementarios.

3. Desarrollo social y territorial: se quiere difundir conocimiento sobre H₂V al público general con foco en aspectos ambientales y de seguridad para generar confianza en la población. También, es importante analizar y fomentar la reconversión y/o reutilización de infraestructura ya existente para la producción y/o utilización de hidrógeno. Otro punto clave es identificar oportunidades de desarrollo local. Por último, se debe revisar la normativa de uso de suelo aplicable a los procesos del hidrógeno y sus permisos asociados para identificar y reducir potenciales barreras en el desarrollo de esta.
4. Formación de capacidades e innovación: se debe capacitar a distintos funcionarios públicos sobre hidrógeno y sus implicancias para sus ámbitos y acción. Dentro de esto, se debe elaborar un plan de preparación para equipos de respuesta ante emergencias relacionadas con esta tecnología. Un punto clave es la identificación y conexión de actores que desarrollen actividades de I+D para fomentar innovación en soluciones que aborden desafíos locales que sean prioridad para el país.

2.3. Hidrógeno verde (H_2V)

El hidrógeno verde es el hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables. Este tipo de hidrógeno se utiliza como combustible sin emitir CO_2 durante su producción ni durante su uso para la generación de electricidad, a diferencia de los combustibles fósiles, que liberan CO_2 [7]. Cabe destacar que el hidrógeno no es una fuente de energía en sí, sino un portador que puede servir para almacenar, transportar y distribuir energía, es decir, un vector energético y de ahí su gran importancia.

El hidrógeno es el elemento más liviano y abundante en el universo, pero en nuestro planeta este no puede ser encontrado en estado puro, sino unido a otros compuestos, como el agua, hidrocarburos y compuestos orgánicos. Ahora bien, dependiendo de la forma en la que se logre obtener el hidrógeno a este se le denomina con distintos colores [9].

- Gris: hidrógeno extraído de gas natural usando el proceso de reformado con vapor de metano.
- Turquesa: hidrógeno producido por pirólisis de metano. Este método produce carbón sólido en vez de CO_2
- Café: hidrógeno extraído de combustibles fósiles usando gasificación.
- Azul: hidrógeno gris o café producido con bajas emisiones de carbono usando tecnologías de captura de carbono.
- Rosa: hidrógeno producido mediante el proceso de electrólisis haciendo uso de energía nuclear como fuente de energía.
- Verde: hidrógeno producido mediante el proceso de electrólisis utilizando energías renovables y producidas con cero emisiones como fuente de energía.
- Blanco: hidrógeno que se obtiene de manera natural y, por lo tanto, no requiere procesos industriales ni generación artificial. Se encuentra excepcionalmente principalmente en el subsuelo terrestre, donde se produce a partir de reacciones geoquímicas en la corteza terrestre.

La clasificación por colores ayuda a los consumidores, empresas y gobiernos a entender y tomar decisiones sobre el tipo de hidrógeno que están utilizando o produciendo, considerando su impacto ambiental y su contribución a la mitigación del cambio climático. Actualmente, la producción de hidrógeno a nivel mundial está dominada por el método de reformado de metano, representando un 95 % de esta misma. Esto supone la emisión 830 millones de toneladas de CO_2 al año. Por otro lado, solo un 2 % de la producción total de hidrógeno se hace por medio de electrólisis, esto se debe principalmente a que estas tecnologías están siendo desarrolladas y presentan costos superiores de producción que los otros métodos [67]. Se espera que los costos de electrolizadores disminuyan significativamente en los próximos años [61].

2.3.1. Usos

En la Fig.(2.5) se puede ver la cadena de valor del hidrógeno verde. Incluyendo su fabricación, almacenamiento, transporte y usos finales.

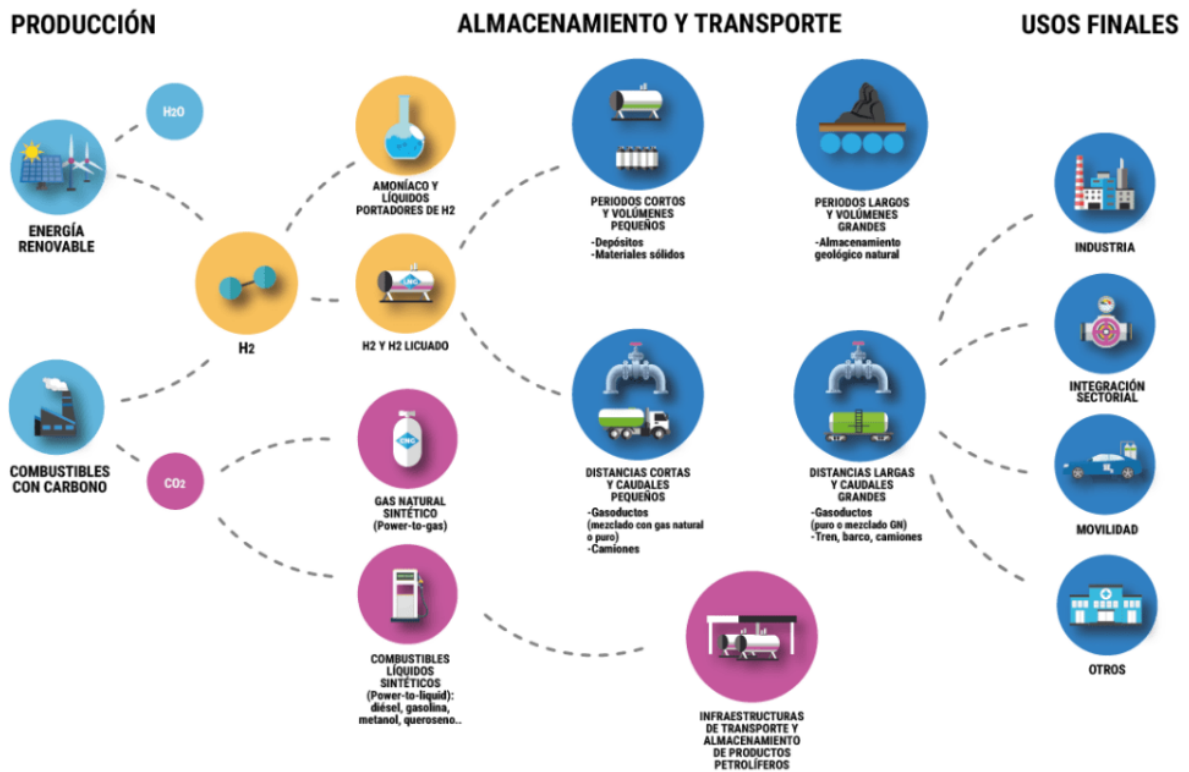


Figura 2.5: Cadena de valor del hidrógeno. Extraído de [11].

Aquí se pueden ver los distintos sectores en los cuales el hidrógeno puede jugar un rol importante. Estos son [11]:

- **Industria:** se puede emplear tanto en la industria de la refinería, como en la industria química y la metalúrgica. Un ejemplo es la fabricación de fertilizantes que requieren del hidrógeno.
- **Transporte y Movilidad:** para vehículos destinados a grandes trayectos y a cargas pesadas. Es útil para transporte ferroviario, cuyas locomotoras diésel se pueden sustituir por

las de hidrógeno. En cuanto al transporte marítimo, además de abastecer de energía a los grandes buques, puede ser una energía limpia para la logística de los puertos. En el caso de la aviación, el queroseno podría sustituirse por combustibles sintéticos a partir de hidrógeno.

- Generación de electricidad: haciendo reaccionar el hidrógeno y oxígeno en una pila de combustible, se consigue generar electricidad. El mercado de las celdas de combustible está en rápido crecimiento y las principales tecnologías que se utilizan son las celdas PEM y las de óxido sólido. También se están desarrollando turbinas que utilicen el hidrógeno como fuente de energía, ya sea mezclado con otros combustibles o por si solo.
- Almacenamiento de energía: el hidrógeno permite ser almacenado en tanques durante largos períodos de tiempo, y, además, permiten ser manejados fácilmente al ser más ligeros.
- Generación de calor: utilizando distintas tecnologías se puede utilizar el hidrógeno para generar calor, la cual es una de las tareas más costosas de realizar utilizando energía eléctrica. Ejemplos de esto, es utilizar celdas de combustible a hidrógeno para generar electricidad y usar el calor que liberan debido a las altas temperaturas de operación, para suministrar calor.

2.3.2. Ventajas y desventajas

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. 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 almacenar el hidrógeno en metales capaces de absorberlo tales como los hidruros metálicos.

Las ventajas de utilizar hidrógeno como combustible son señaladas en [7] y son las siguientes:

- Es una fuente de energía renovable y limpia. El hidrógeno es un combustible que no emite CO_2 , el cual es el principal gas de efecto invernadero. Ahora bien, si se pueden formar óxidos de nitrógeno pero estos no representan un problema.
- No es tóxico ni corrosivo.
- El hidrógeno es un combustible que tiene una energía específica [kWh/kg] aproximadamente 3 veces mayor a la mayoría de las fuentes de combustibles de origen fósil.

Luego, las desventajas que trae consigo la utilización del hidrógeno son las siguientes, tomando como referencia lo mostrado en [7]:

- Es difícil de almacenar. El hidrógeno es un elemento que se encuentra en estado gaseoso en condiciones normales de presión y temperatura. Al ser un gas ocupa una gran cantidad de espacio, es por esto que lo ideal sería pasarlo a estado líquido para poder almacenarlo.

Pero esto es difícil ya que para lograrlo se debe alcanzar la temperatura de -252°C o presurizarlo, lo que en términos prácticos es sumamente costoso y complejo.

- Altos costos de producción. Las tecnologías asociadas a la producción de hidrógeno verde siguen siendo sumamente costosas. Donde el componente principal del costo de producción es el de la energía eléctrica. Esto, desincentiva la inversión en este tipo de proyectos. Pero, se compensa con el gran potencial que puede llegar a tener el hidrógeno en el mundo.
- Seguridad. El hidrógeno es una sustancia inflamable y volátil. Es también un gas difícil de detectar, al ser incoloro e inodoro, es por esto que se debe manipular con cuidado.

En conocimiento de lo anterior, se requieren abordar las formas existentes para transportar hidrógeno, para este fin, se pueden utilizar camiones, gasoductos o barcos, sin embargo, para que esto sea efectivo el hidrógeno debe ser comprimido o licuado, de lo contrario ocupará demasiado volumen y no será rentable. En cuanto a las formas de transportarlo, lo ideal sería hacerlo como gas licuado, siendo el problema principal, la temperatura de condensación que es de -252°C , no obstante, las tecnologías para hacer esto de forma eficiente están aún en desarrollo [8].

La European Hydrogen Backbone (EHB) es una iniciativa que busca la construcción de una red pan-Europea integrada de hidrógeno antes del año 2030. Esto dada su importancia para poder cumplir con los objetivos de la transición energética, incluidas la energía, asequibilidad, seguridad e independencia. La EHB tiene como objetivos el reacondicionamiento y puesta en operación de 31.500 km de gasoductos de hidrógeno. En su reporte *IMPLEMENTATION ROADMAP-CROSS BORDER PROJECTS AND COSTS UPDATE* muestran los proyectos que tienen en marcha y también incluyen información sobre los costos CAPEX y DEVEX en los que se debe incurrir para la implementación de dicha infraestructura [58].

Tabla 2.3: CAPEX para distintos tipos de gasoductos de hidrógeno [58]

Parámetro	CAPEX (M€/km) (M€/MW)	
Nuevas	20" pipes	1,8
	36" pipes	3,2
	48" pipes	4,4
	36" offshore pipes	5,44
	48" offshore pipes	7,48
Reacondicionadas	20" pipes	0,54
	36" pipes	0,64
	48" pipes	0,88
	36" offshore pipes	1,09
	48" offshore pipes	1,5
Estación de compresión	4	

Aparte de la utilización de gasoductos para el transporte del hidrógeno, se han buscado otras formas de transportarlo, siendo una de las soluciones más atractivas transportarlo por medio de líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOCH) y amoníaco. El LOHC consiste

en cargar de hidrógeno un compuesto orgánico que sea capaz de absorberlo y transportarlo de este modo hasta su momento de uso final. Estos compuestos que actúan como medio de transporte para el hidrógeno tienen las ventajas de poder recuperarlo si se desea o también se pueden usar para su propia industria. Por ejemplo, el amoníaco cuenta con un comercio internacional desarrollado desde hace muchos años, puesto que se utiliza como materia prima para la fabricación de muchos productos que se usan diariamente, como plásticos, fármacos, fertilizantes, etc. Dado esto, se puede afirmar que se dispone de experiencia e infraestructura para el transporte de hidrógeno por medio de amoníaco.

2.3.3. Tendencias internacionales para H_2V

Ahora bien, partiendo por el primer objetivo específico se ha encontrado la siguiente información sobre los planes de integración de hidrógeno que se están aplicando en las distintas partes del mundo. Según lo expuesto en [13], los países que liderarán el mercado del hidrógeno de aquí a 10 años serán Estados Unidos, Australia y España. Por lo tanto, se presenta información relacionada a los planes de integración de H_2V en estos países.

Australia: En el reporte hecho por LETA [14], se presenta la siguiente información al respecto. En primer lugar, se menciona la importancia del amoníaco verde, el cual actúa como un carrier energético para el hidrógeno. Este puede ser descompuesto para extraer el hidrógeno o ser usado directamente como combustible. Para Japón y Corea del Sur es interesante el hecho de importar derivados del hidrógeno de este tipo desde Australia. Además, se quieren adaptar plantas que usan otros tipos de combustibles al amoníaco. Es importante que la demanda y la producción de hidrógeno crezcan simultáneamente, entonces, los pasos a seguir son:

- Crear mercados para que crezcan.
- Bajar los costos de esta tecnología.

Se hace énfasis en que usar hidrógeno generado con pocas emisiones (no necesariamente verde) puede ser de utilidad para fomentar el mercado si se usan captadores de CO_2 como lo son los CCUS (*carbon capture utilisation storage*), CCS (*carbon capture and storage*). También, se preguntan sobre la evaluación de la infraestructura para maximizar el valor de la industria del hidrógeno en este país. Se debe alinear la planificación de la industria de electricidad, gas y más.

España: aquí también se plantearon como va a afectar la llegada del hidrógeno a su territorio y han desarrollado una planificación que impulsa el despliegue de este vector energético. El plan de España para volverse un referente tecnológico en términos de producción y aprovechamiento del hidrógeno, se basa en impulsar la cadena de valor de este mediante la creación de *clusters* tecnológicos y proyectos piloto a escala regional, el fomento de la innovación industrial, el apoyo a las zonas de transición justa y la disponibilidad de energía renovable a precios competitivos [15].

Estados Unidos: hacen referencia a que el uso de hidrógeno puede llegar a reducir las emisiones del país en hasta un 10% de aquí al 2050. Tienen 3 estrategias claves para garantizar el máximo beneficio de la adopción del hidrógeno verde en su país:

- Aplicar el hidrógeno en sectores con alto impacto: las agencias federales se centrarán en lograr decarbonizar sectores difíciles de la economía como el industrial, de transporte y aplicaciones en sistemas eléctricos.
- Reducir los costos del hidrógeno verde.
- Centrarse en redes regionales: estas redes permitirán generar hidrógeno limpio a gran escala de producción cerca de los mismos usuarios de este, permitiendo el desarrollo y utilización conjunta de una masa crítica de infraestructura.

Para finalizar, se estima relevante tomar en cuenta la "POLÍTICA ENERGÉTICA Magallanes y Antártica Chilena", publicado el año 2017, donde se habla de la importancia de disponer de energía para el crecimiento económico y el desarrollo de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, dada su ubicación geográfica aislada. Se destaca la necesidad de tomar decisiones estratégicas en el sector energético que impactarán en el crecimiento económico, la inclusión social y la explotación sostenible de los recursos naturales y turísticos de la región. Señalando que la región enfrenta desafíos significativos a largo plazo, en cuanto al desarrollo energético, y la política energética se presenta como una herramienta crucial para guiar el funcionamiento del sector energético y lograr los objetivos de la comunidad. La singularidad de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, debido a su aislamiento geográfico y la diversidad de recursos energéticos disponibles, justifica la necesidad de contar con una política energética propia.

Se explica que la Política Energética para Magallanes y la Antártica Chilena se basa en cuatro pilares estratégicos: uso eficiente de la energía, desarrollo diversificado de recursos energéticos, acceso a energía segura y de calidad, y fortalecimiento regional. Cada uno de estos pilares establece metas y acciones específicas para alcanzar una matriz energética más sostenible y accesible en la región [16].

2.4. Gas natural

El gas natural (GN) es una mezcla de gases entre los cuales se encuentra en mayor proporción el gas metano. La proporción del gas metano en el gas natural está entre un 75 % y 95 % del volumen total de la mezcla. Los otros gases que lo componen son etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón. Este gas se extrae de las profundidades de la tierra y se le denomina "natural", dado que no es sometido a ningún proceso de transformación desde que se extrae de los yacimientos hasta que llega a los puntos de consumo. Esto hace que sea tenga un menor impacto en el medio ambiente, siendo a la vez más económico y seguro en su uso en domicilios, comercios, industrias y vehículos [32].

Las principales características del gas natural son que es: inodoro e incoloro; tiene una combustión más limpia que otros combustibles; es un combustible fósil; es altamente inflamable; no es tóxico en pequeñas cantidades; es muy versátil en su aprovechamiento y es más ligero que el aire.

Un aspecto importante es la distribución del gas natural. Su viaje comienza desde su extracción en los pozos de perforación para luego ser transportado por medio de redes de gasoductos, barcos, camiones y trenes hacia las plantas de procesamiento, donde se refina y

se limpia antes de ser distribuido a los consumidores. El tratamiento consiste en la purificación y filtrado del gas para eliminar impurezas, contaminantes e hidrocarburos de mayor masa molecular. Una vez realizado este proceso se obtiene gas natural seco de calidad para gasoductos [36].

El gas natural licuado (GNL) se utiliza para facilitar el transporte del gas natural desde los centros de producción hasta los mercados de destino. Para esto, se enfría el gas a una temperatura de -160°C , pasando a estado líquido y reduciendo su volumen aproximadamente 600 veces [36]. Así, el gas natural se transporta vía marítima por medio de buques tanques especiales denominados metaneros y, también vía terrestre, utilizando camiones cisterna diseñados especialmente para mantener el combustible a bajas temperaturas. Una vez en los puntos de consumo, se procede a la regasificación del combustible.

2.4.1. Usos

El gas natural actualmente se utiliza como combustible doméstico e industrial y también como materia prima en la industria química. La ventaja de usarlo como combustible es su gran poder calorífico, su combustión es regulable y produce escasa contaminación. Pero, hay que tener en cuenta que sí emite gases de efecto invernadero, siendo su producción de CO_2 un poco superior a la mitad de la producida por el resto de los combustibles fósiles. El gas natural es usado como combustible en su uso doméstico para alimentar la calefacción, cocinas, vehículos, calentar agua y generar electricidad. Luego, en su uso industrial se utiliza para alimentar hornos industriales, calderas y centrales de generación eléctrica. Por otro lado, se utiliza en la industria petroquímica para la obtención de compuestos como el amoníaco, metanol, etileno, butadieno y propileno [32] [33].

2.4.2. Almacenamiento de gas natural

Al igual que la mayoría de las materias primas, el gas natural puede almacenarse para asegurar un suministro energético confiable. Ayudando a equilibrar las variaciones en la demanda y en la producción según los cambios estacionales, geopolíticos y en la infraestructura de producción y transmisión del gas. A continuación se muestran los distintos tipos de almacenamiento para el gas natural.

Subterráneo

Se define almacenamiento subterráneo como el almacenamiento de grandes cantidades de gas natural no autóctono, es decir, que no se produce localmente, en formaciones de roca porosa a distintas profundidades bajo presión [51]. El uso de este tipo de almacenamiento se origina en 1915 cuando se agotaron yacimientos y quedaron disponibles para su uso como almacenamiento en Estados Unidos y Canadá [50]. Históricamente las compañías distribuidoras y productoras de Estados Unidos y Europa han utilizado tres tipos de almacenamientos subterráneos ubicados cercanos a los principales puntos de consumo [50], estos son los que se pueden ver en Fig.(2.6). A continuación se entra en detalla cada uno de estos.

Antes de entrar a ver los tipos de almacenamiento subterráneo se deben tener en cuenta las siguientes definiciones [51]:

- Gas base: también conocido como gas de amortiguamiento, es el volumen de gas natural que debe permanecer en la instalación de almacenamiento para proporcionar la

presión necesaria para extraer el gas y unos índices de entrega adecuados durante toda la temporada de extracción.

- Gas de trabajo: es el volumen de gas natural en la instalación de almacenamiento que puede ser extraído durante el funcionamiento normal de la instalación de almacenamiento.

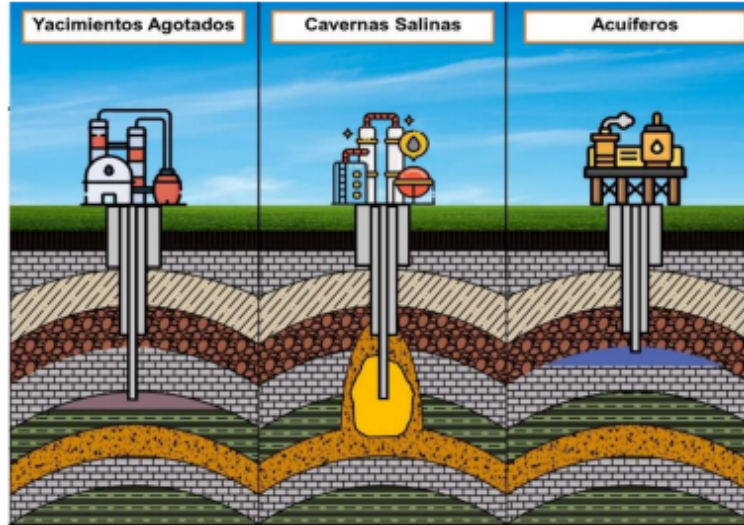


Figura 2.6: Tipos de almacenamiento subterráneo de gas natural. Extraído de [51].

1. Yacimientos agotados de hidrocarburos: son aquellas formaciones donde ya se ha extraído gas natural recuperable. Por lo que queda un yacimiento geológicamente capaz de contener gas natural [51]. Uno de los beneficios de este tipo de almacenamiento es que se pueden utilizar los equipos de extracción y distribución como los que se trabajaba cuando el yacimiento era productivo, lo que trae consigo una disminución en los costos de inversión. Siendo más baratos, fáciles de desarrollar, operar y mantener [51]. En general, en este tipo de yacimientos, el gas base es alrededor de un 50 % del total, el periodo de inyección está entre 200 y 250 días y el periodo de producción varía entre 100 y 150 días.

Respecto de los aspectos económicos de este tipo de almacenamiento [50], se tiene que la distribución de los costos de inversión es la siguiente: Gas base: 28 %, pozos: 24 %, compresores: 17 %, unidades de deshidratación: 9 %, equipos auxiliares: 8 %, gasoductos: 7 %, edificios: 7 %. Y, según la International Gas Union, las inversiones de este tipo de almacenamiento están entre 0,1 y 0,2 [USD/ m^3] para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros.

2. Cavernas de sal: consiste en almacenar gas natural dentro de cavernas de sal que se forman a partir de depósitos de sal existentes. Una vez que se descubre una caverna que se considera adecuada para el almacenamiento de gas, se pasa a desarrollar la caverna de sal de la formación, esto consiste en disolver y extraer sal utilizando agua, dejando un volumen vacío para el almacenamiento del gas [51]. Este tipo de almacenamiento puede almacenar menos gas que los yacimientos agotados, pero ofrecen mayores tasas

de inyección y extracción de gas, lo que se traduce en un mayor número de ciclos [50]. Las cavernas de sal tienen un gas base entre un 20 y 30 % de la capacidad total, un periodo de inyección entre 20 y 40 días y un volumen de producción entre 10 y 20 días [50].

La distribución de los costos de inversión es la siguiente: Lixiviación: 32 %, gas base: 12 %, pozos: 15 %, compresores: 18 %, unidades de deshidratación: 8 %, equipos auxiliares: 5 %, gasoductos: 4 %, edificios: 6 %. Las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían superar entre 0,4 y 0,5 [USD/ m^3], para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros y almacenamientos de 0.5 millones de metros cúbicos [50].

3. Acuíferos: los cuales son yacimientos de agua y tienen características geológicas similares a los yacimientos agotados de hidrocarburos. Por lo general, son las instalaciones de almacenamiento subterráneo menos deseables y con costos mayores. Esto se debe a las características geológicas de la formación, de las cuales no se tiene tanta información comparado con un yacimiento agotado. Luego, para recopilar esta información se requiere de tiempo e inversión [51]. También, el gas natural almacenado en acuíferos suele tener que pasar por un tratamiento de deshidratación cuando es extraído. Por lo general, los acuíferos requieren un gas base entre 50 a 80 %, el periodo de inyección está entre 200 a 250 días y el de producción entre 100 a 150 días [50]

Por último, se pasan a ver los aspectos económicos de los acuíferos, donde la distribución de los costos de inversión es la siguiente: Gas base: 28 %, pozos: 34 %, compresores: 14 %, unidades de deshidratación: 8 %, equipos auxiliares: 6 %, gasoductos: 4 %, edificios: 6 %. Según la Internacional Gas Unión, las inversiones de este tipo de almacenamiento podrían suponer entre 0,2 y 0,3 [USD/ m^3], para profundidades entre 1.000 y 2.000 metros y almacenamiento de 1000 millones de metros cúbicos [50].

Como gas natural licuado

Como se menciona anteriormente, pasar el gas natural a estado líquido facilita el transporte y el almacenamiento de este. Para esto, se requieren instalaciones que soporten las condiciones criogénicas específicas, de forma que se recurre a tanques semi-sumergidos en el terreno, en la superficie o en islas artificiales en el mar. Por lo general, para el almacenamiento del GLP se utilizan tanques de contención total, lo que consiste en la construcción de una pared exterior de hormigón reforzado y un tanque interior de una aleación de acero con un porcentaje de níquel, incluyendo también un aislamiento eficiente entre las paredes para mantener la temperatura deseada (-161 [°C]) [51].

Los tanques de almacenamiento de gas natural pueden estar fijos o ser transportados. Los tanques fijos suelen oscilar entre 1.000 y 160.000 [m^3]. Existiendo tanques de hasta 200 millones de litros. Por otro lado, los tanques de transporte se construyen para ser transportados en camión o barco. Estos, tienen elementos de seguridad para cumplir con la normativa de los organismos reguladores nacionales o internacionales [53].

Almacenamiento en Gasoductos

El uso de los gasoductos de las redes de gas natural para almacenar el mismo gas es un proceso que se denomina empaquetamiento de la línea. Este proceso consiste en introducir más gas en el ducto del que se tendría normalmente, lo que provoca un aumento en la presión

de las tuberías. Luego, en los periodos de alta demanda, se extrae el gas de estos gasoductos con exceso de combustible para satisfacer dicha demanda. Es importante destacar que este tipo de almacenamiento solo proporciona una solución temporal a corto plazo, ya que los gasoductos se consideran principalmente como infraestructura de transporte [51].

2.4.3. Gas natural en Chile

En Chile, el gas natural se comenzó a emplear como una alternativa energética a principio de los años 70. Siendo la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) aquella que comenzó a distribuir el combustible en la región de Magallanes. Más adelante, en 1981, Gasco Magallanes comienza a distribuir gas natural a las ciudades Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir.

En 1997, el gas natural se introduce en la zona central de Chile. Luego de que Argentina desregulara y privatizara su sector energético. Esto permitió que en 1995 los países suscribieran el Protocolo de Integración Gasífera.

El suministro de gas natural argentino hacia Chile se vio enfrentado a sucesivas restricciones a partir del año 2004, disminuyendo las exportaciones y aumentando el precio a través de nuevos impuestos. Estas restricciones finalmente derivaron en la llamada "crisis del gas", la cual duró 5 años. Esta crisis incentivó la construcción de terminales de regasificación gas natural licuado (GNL) en el centro y norte del país para importar el combustible de distintos países. Surgiendo en 2009 el terminal de regasificación de GNL Quintero, ubicado en la región de Valparaíso. Y, en 2010 la terminal de regasificación de GNL Mejillones, en la región de Antofagasta. Finalmente en el año 2018 Argentina reanudó las exportaciones de gas natural a la zona central de Chile.

Con la llegada del GNL, Chile aseguró la disponibilidad de gas natural desde cualquier origen. Garantizando un abastecimiento a todos los segmentos de clientes.

2.5. Blending de hidrógeno

El blending de hidrógeno con gas natural consiste en inyectar hidrógeno en las redes de gas natural para reducir emisiones a corto plazo y facilitar la entrada de este en los mercados energéticos. La principal ventaja del blending es utilizar la infraestructura existente, evitando los costos de desarrollar una nueva infraestructura dedicada exclusivamente al hidrógeno. La descarbonización del mercado del gas natural enfrenta numerosos desafíos e incertidumbres, y el blending con hidrógeno puede contribuir significativamente a esta transición.

Un concepto que es importante cuando se habla de blending de hidrógeno con gas natural es el índice de Wobbe, este es la relación entre el poder calorífico (superior o inferior) de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia. Este índice se utiliza para clasificar combustibles gaseosos sin conocer su composición detallada.

En el Estudio de Inyección de Hidrógeno en redes de Gas Natural hecho por la Agencia de Cooperación Técnica Alemana GIZ, se presenta información sobre blending. Dentro de esta, se muestra como se refleja el porcentaje de hidrógeno en la mezcla en las emisiones de CO_2

que se producen al utilizar el gas natural. Esta reducción en las emisiones se puede ver en Fig.(2.7).

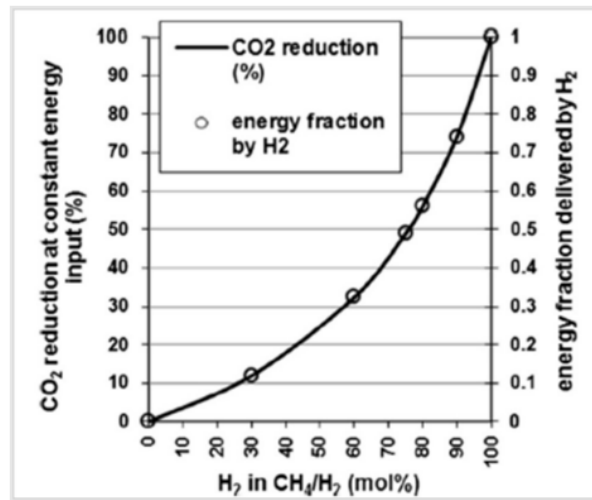


Figura 2.7: Reducción de CO_2 en función de la concentración de hidrógeno en el gas natural. Extraído de [43].

También se muestra en dicho estudio que el consumo total de gas natural en Chile en el año 2019 fue de 4.699.252.920 [m^3], siendo las emisiones producidas por este consumo de 9.279.184 [$tonCO_2$]. De esto se puede extraer que las emisiones producidas por consumo de gas natural en los sectores industrial, comercial, residencial y de generación, es decir, en general, son de 0,001974608 [$tonCO_2/m^3GN$] [43].

Actualmente, se están estudiando los efectos de mezclar gas natural con hidrógeno en las redes de gasoductos de transmisión y distribución ya existentes, así como en almacenamientos subterráneos o en estanques. Esto se debe a que el hidrógeno, al ser mucho más ligero que el gas natural, puede generar fugas más rápidamente en estos sistemas. Por otro lado, se está investigando la implementación del blending para alimentar turbinas de gas natural, lo cual también presenta desafíos, como la mayor velocidad de llama del hidrógeno en comparación con el gas natural. Esta diferencia puede provocar complejidades en la combustión, como la posibilidad de retroceso y retención de llama.

La inyección de hidrógeno en redes de gas se realiza a través de estaciones de inyección. Estas se encargan de mezclar el hidrógeno con el gas, asegurando que el nivel de mezcla y la presión sean adecuados. Como se ve en [43] el proceso de inyección es el siguiente:

- Entrada de hidrógeno producido a un tanque.
- Se mide el índice de Wobbe del gas natural y se determina cuanto hidrógeno debe ser inyectado para alcanzar el porcentaje de mezcla deseado.
- Se realiza la mezcla y el gas resultante se hace circular por un "volumen loop" para medir su composición.
- Se inyecta el gas a la red de gas natural.

El hecho de que la mezcla de gas natural con hidrógeno deba tener una composición uniforme indica que toda la red de gas en cuestión pasa a operar con la mezcla.

Tabla 2.4: Comparativa de propiedades del Gas Natural vs Hidrógeno [42]

Parámetro	Gas natural (metano)	Hidrógeno
Peso molecular (g/mol)	16,04	2,02
Poder calorífico inferior (MJ/m ³)	35,8	10,8
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	50	120
Temperatura de ignición (°C)	540	585
Velocidad de la llama (m/s)	0,45	2,82

En la Tab.(2.4) se ve la diferencia en las propiedades del hidrógeno y el gas natural, por esto, al hacer blending se produce un cambio significativo en las propiedades termodinámicas y de transporte de mezcla. De esta forma, si no se toman medidas se puede llegar a tener efectos negativos en la seguridad, confiabilidad y en la economía de dicha infraestructura. Entonces, se deben tener en cuenta modificaciones a los equipos y cambios en los procedimientos de operación. A continuación, se presentan las consideraciones que se deben tener en cuenta para la inyección y compatibilidad del hidrógeno en las redes de gas, esto se muestra en [43].

- Pureza del hidrógeno transportado: cuando se realiza blending es importante considerar el grado de pureza del hidrógeno que se utiliza. Esto debido a que los equipos de los consumidores finales se pueden ver afectados en su funcionamiento.

Los grados de pureza necesarios del hidrógeno dependen de su uso final. Por ejemplo, para procesos químicos se requiere un grado de pureza del 99,5 %, que es mayor que el necesario para aplicaciones térmicas. Según la forma de producir el hidrógeno, se pueden obtener distintos grados de pureza. Los electrolizadores PEM son capaces de generar hidrógeno con una pureza del 99,999 %, mientras que el proceso de reformado de metano puede producir hidrógeno con purezas que oscilan entre el 97,5 % y el 98,5 %.

- Consideraciones de seguridad y material de uso: puesto que el hidrógeno en su estado gaseoso es inodoro, incoloro y tiene una alta inflamabilidad, se debe tener en consideración la estandarización de las medidas de control de calidad para reducir sus riesgos y evitar accidentes al momento de su uso.

Los potenciales riesgos y problemas de seguridad relacionados con el hidrógeno en la red de gas natural son: fragilización por hidrógeno, filtración, inflamabilidad superior a la del gas natural y autoignición. Por temas de seguridad se añaden odorantes y colorantes al hidrógeno para poder detectarlo en caso de fugas.

- Densidad energética transportada: al inyectar hidrógeno en las redes de gas natural, cambia la densidad energética del gas que se transporta, es decir, la energía que se puede transportar por unidad de volumen. La tasa de energía despachada en [MW] en tuberías es $H = u_n Q_n$, donde u_n es la densidad energética del gas y Q_n es el flujo volumétrico,

ambos a presión y temperatura estándar. Otro punto a considerar es que la baja densidad másica del hidrógeno permite tener mayores flujos volumétricos en comparación con el gas natural con la misma diferencia de presión. En Tab.(2.5) se muestra la relación entre el volumen que debe ser transportado y el porcentaje de blending en la mezcla.

Tabla 2.5: Relación entre porcentaje de blending y volumen de mezcla necesario para mantener input de energía [43].

% Blending	Volumen para satisfacer req. energético
0 %	100 %
5 %	104 %
10 %	108 %
20 %	117 %

- Costos de inyección: según se elija reacondicionar la infraestructura existente o reemplazarla por una nueva, se incurren en distintos costos. En Tab.(2.6) se muestran los costos estimados de los componentes principales en las redes de transporte de gas.

Tabla 2.6: Costos estimados de reacondicionamiento o reemplazo de principales equipos en líneas de transporte y estaciones de compresión [43]

Componente	Reacondicionamiento	Reemplazo
Tubería transmisión	10-35 %	110-150 %
Compresor	100 %	140-180 %
Estación de medición de gas	20-40 %	110-120 %
Válvulas y sellos [kEUR/km]	-	40
Revestimiento interno [kEUR/km]	-	40

- Linepack: se refiere a la cantidad de volumen de gas contenido en la red. Si este es usado para suministrar grandes cantidades de energía al sistema eléctrico, es importante asegurar que la capacidad existente en el sistema para controlar la demanda y producción de gas sea adecuada.

En conocimiento de los aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de realizar blending de gas natural con hidrógeno y la información presentada sobre esto en [41], se puede pasar a ver los impactos que tiene la implementación de esta tecnología en las redes de gas.

2.5.1. Gasoductos de transmisión

La sección de transmisión de una red de gas natural es aquella infraestructura destinada a transportar grandes volúmenes de gas por largas distancias, llevándolo desde los puntos de extracción a redes de distribución, plantas de generación eléctrica e industrias manufactureras.

Uno de los problemas que presentan los gasoductos cuando se incluye hidrógeno en la mezcla es la aparición de fisuras por fatiga en las tuberías. Estas fisuras o grietas por fatiga

resultan de la acumulación de tensiones cíclicas o fluctuantes en los materiales, comúnmente metálicos [39]. Para medir esto se usa la tenacidad a la fractura, la cual es una propiedad mecánica de los materiales que mide su capacidad para resistir el crecimiento de grietas o fracturas; es decir, es una medida de la energía necesaria para propagar una grieta a través del material [40]. Además, es crucial considerar la resistencia de las soldaduras y uniones a la nueva mezcla de gas e hidrógeno.

Según lo mencionado en [41], las propiedades no cambian tan significativamente según el historial, la procedencia y la calidad (pedigrí) del material que se utilice. Por otro lado, el pedigrí de la estructura y las condiciones operativas varían sustancialmente de una línea a otra, dichas características determinarán la idoneidad de la estructura para el transporte de hidrógeno. También, se tiene que las propiedades de fatiga y fractura se ven afectadas moderadamente por presión, por lo tanto, es poco probable que el porcentaje de hidrógeno en el sistema sea un factor determinante en la integridad de las tuberías.

Dado que el hidrógeno tiene una menor densidad energética (Tab.(2.4)) que el gas natural, cuando se hace la mezcla, la transmisión neta de energía por los gasoductos disminuirá. Esto se puede compensar al aumentar la presión de operación. Pero, tomando en cuenta los efectos que tiene la presión en la integridad de los materiales puede que no sea lo mejor realizar dicho cambio. Lo otro que se puede hacer es aumentar el flujo de gas para mantener la capacidad de transmisión de las líneas, esto se logra reacondicionando o reemplazando dichos gasoductos.

Otro punto a tomar en cuenta es la compresión del gas. Como la mezcla es menos densa dada la menor densidad del hidrógeno se necesita mayor energía para comprimirlo. Y, por otro lado, se produce un aumento en la temperatura dado a un aumento en la relación de capacidad calorífica. Estos puntos se deben tener en consideración para determinar si los compresores pueden operar con la mezcla o requieren modificaciones. Como los compresores operan haciendo uso de gas natural como combustible estos también requerirán de modificaciones para operar con la mezcla.

En los puntos de la red donde se encuentran líneas de alta presión con otras con presiones menores se necesitan sistemas de reducción de presión. Estos se pueden ver afectados al añadir hidrógeno a la mezcla ya que se produce un cambio en la variación de temperatura que se produce al cambiar la presión del gas. Otra parte de las redes que se tienen que tener en consideración son las válvulas. Como el hidrógeno es más pequeño que el gas natural se pueden producir fugas en estas.

También los medidores que se utilizan están diseñados para operar en rangos específicos de composición, temperatura y presión para los cuales son precisos. Entonces, se debe recurrir a correcciones a las mediciones, dichas mediciones pueden ser más fáciles o difíciles de realizar según la composición del gas que pasa por la línea. Para el caso donde la composición del gas es dinámica entonces es más difícil estimar de manera precisa las correcciones a las mediciones.

2.5.2. Gasoductos de distribución

La sección de distribución de una red de gas natural es aquella que se encarga de hacer llegar el gas hacia los usuarios finales. Esta se compone por una serie ductos de acero y plás-

tico, válvulas, estaciones de regulación de presión y medidores. Los medidores se encuentran en las instalaciones de los usuarios finales ya que se utilizan para medir los consumos y por lo mismo deben tener una alta precisión.

Las diferencias que existen entre la red de distribución y la de transmisión es que por lo general las redes de distribución operan a presiones más bajas, los ductos tienen un diámetro menor y están hechos de polietileno o acero.

Entonces, uno de los temas que hay que tener en cuenta al hacer blending de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural es la compatibilidad de los materiales de la red con la mezcla. También se tiene que, al igual que en el caso de la red de transmisión, se deben mantener las presiones en los puntos de uso final. Para esto, se tendrá que requerir ajustes según el nivel de mezcla que se utilice.

Otro punto a tener en cuenta son las fugas que se pueden generar en las paredes de las tuberías dada la baja densidad y gran difusividad del hidrógeno. Según lo visto en [41] las fugas de hidrógeno que se producen en las tuberías debido a la utilización de la mezcla son entre el 0,0005% y 0,001%, lo cual se puede considerar como insignificante. También se produce un aumento en las fugas de gas natural y se tienen fugas en las juntas y válvulas. Una consecuencia de que las fugas aumenten con la inserción del hidrógeno es que hay que tomar mayores medidas de seguridad para evitar cualquier tipo de inconveniente. Por último, los medidores deben ser ajustados ya que la presencia del hidrógeno puede hacer que se subestimen los flujos de gas.

2.5.3. Separación del hidrógeno del gas natural

Existen muchos usos finales que pueden ser adaptados a las mezclas de hidrógeno con gas natural. Pero, algunas aplicaciones necesitan hidrógeno puro o gas natural con una concentración muy baja de hidrógeno. Para esto, las principales tecnologías de separación de hidrógeno son adsorción por cambio de presión (PSA), destilación criogénica, membranas y separación electroquímica de hidrógeno. Cada una de estas tecnologías cuenta con ventajas, desventajas y escenarios en los que funcionan de mejor manera.

2.5.4. Proyectos de blending en el mundo

Dada la importancia del blending de hidrógeno en las redes de gas natural, se han desarrollado numerosos proyectos a nivel mundial para probar la factibilidad de esta tecnología y aumentar su visibilidad. La mayoría de estos proyectos implementan el blending en redes de distribución de gas o en gasoductos antiguos. Esto se debe a las características de estos gasoductos, que suelen cubrir distancias de alrededor de 10 [km], operar a bajas presiones y estar contruidos principalmente con bajo contenido de acero [62].

Uno de los proyectos más conocidos es HyDeploy, que inició operaciones en 2019 en la red de distribución de gas natural de la Universidad de Keele. Este proyecto alimenta a 101 hogares y 30 edificios de la facultad con una mezcla de gas natural y hidrógeno. Hasta el momento, se ha demostrado que una mezcla del 28,4% cumple con los estándares de seguridad para aplicaciones domésticas de gas. Otro ejemplo es Hydrogen Park South Australia, el

primer proyecto de blending para abastecer demandas energéticas residenciales en Australia, que comenzó en 2021 alimentando a 700 clientes con una mezcla inicial del 5%; actualmente, esta mezcla ha aumentado al 10% y está sirviendo a 3.000 clientes [65]. En Chile, el proyecto H2GN de Gasvalpo contempla la inyección de hasta un 20% de hidrógeno en sus redes de distribución de gas natural en Coquimbo y La Serena, comenzando con un 5% [64]. Este proyecto marca el inicio de la inserción de esta tecnología en el país.

Todos estos proyectos mantienen una mezcla constante de hidrógeno menor al 30%, mezclando el gas dentro de estaciones específicas para alcanzar la concentración deseada antes de la inyección.

Por otro lado, también se han realizado proyectos que trabajan con redes de transmisión. Por ejemplo, en Falkenhagen, Alemania, se conectaron 2 [MW] de capacidad de electrólisis alcalina a un parque eólico, y el hidrógeno producido se inyecta en la red de transmisión de gas a 55 [bar] con una mezcla del 2% en volumen, demostrando la viabilidad de inyectar hidrógeno en tuberías de alta presión, al menos en niveles bajos [63]. El proyecto Snam ha demostrado que es posible utilizar hasta un 10% de hidrógeno en la mezcla, aunque se requiere más información sobre la integridad operativa de los gasoductos [42]. Además, el proyecto "Energy Storage - Hydrogen injected into the Gas Grid via an electrolysis field", ha demostrado la factibilidad de incorporar un 12% de hidrógeno en un bucle cerrado y a altas presiones.

Un ejemplo destacado es el proyecto Gasunie, que convierte gasoductos de gas natural con una presión de operación de 40 [bar] para transportar una mezcla de hasta un 80% de hidrógeno a una presión de 35 [bar], suministrándolo a una planta de fertilizantes ubicada aproximadamente a 14 [km] de la fuente de producción [41].

Es importante destacar que para lograr niveles de mezcla tan altos sin comprometer la integridad y seguridad de la infraestructura, es necesario realizar reacondicionamientos significativos en los gasoductos.

2.6. Gas licuado de petróleo

El gas licuado de petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos compuesto principalmente por propano y butano. Estas moléculas están presentes en el gas natural y en el petróleo crudo de forma que aproximadamente un 60% del GLP del mundo proviene de la separación del gas natural y el resto de la refinación del petróleo. Por lo tanto, si este no es utilizado, simplemente se pierde. Dado que en un comienzo este combustible se producía solo a partir del petróleo se le sigue llamando GLP. A temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentra en estado gaseoso y si se somete a presiones moderadamente bajas o a refrigeración pasa a estado líquido.

El GLP es una fuente de energía excepcional por su origen, ventajas, aplicaciones e industria. Se le considera una energía limpia dado que cuenta con una huella de carbono menor a la de la mayoría de los combustibles convencionales. No es tóxico y no afecta de manera negativa al suelo, masas de agua o acuíferos. El GLP es también un combustible con un alto

poder calorífico, lo que se traduce en una alta eficiencia energética. También, es importante tener en cuenta que al manejarse en estado líquido el GLP presenta facilidades para el transporte.

2.6.1. Usos

Este combustible tiene usos similares a los del gas natural. Se utiliza en los hogares y en el comercio para generar calor y también electricidad. Además, se utiliza en el transporte, en el mundo hay más de 25 millones de vehículos que funcionan con GLP [37]. Por otro lado, se utiliza en la industria, por ejemplo, en el calentamiento de agua, procesamiento de metales, secado de materiales, producción de alimentos, usos en la petroquímica y en la alimentación de hornos industriales, etc.

2.6.2. Almacenamiento

Como ya sabemos, este combustible se encuentra en estado gaseoso en condiciones ambientales. Los recipientes que se utilizan para almacenamiento se denominan cilindros, tanques estacionarios, buques tanque y tanques de almacenamiento flotantes. Los cilindros se utilizan para la entrega del combustible a los usuarios finales, son los recipientes más pequeños diseñados para el almacenamiento, estos son fácilmente manipulables y se cambian cuando se termina su contenido. Por otro lado, se tienen los tanques estacionarios, estos se instalan de manera permanente y para su carga se hace uso de camiones cisterna [55]. Luego, se tienen los buques tanque, los que se utilizan para transportar GLP por largas distancias y en grandes volúmenes de dicho combustible [56].

2.6.3. GLP en Chile

En Chile, el gas licuado de petróleo es el combustible residencial más utilizado, alimentando a más de 3,5 millones de hogares y miles de establecimientos comerciales e industrias. Fue introducido con éxito al país en el año 1956 y actualmente produce un 30 % de lo que consume, siendo el otro 70 % importado desde países como Argentina, Perú y Estados Unidos.

La producción de GLP de Chile es realizada por ENAP en sus refinerías ubicadas en las regiones de Valparaíso, BíoBío y Magallanes. Luego, las importaciones vía terrestre (camión, tren, poliducto) vienen de Argentina y Perú. En la región de Magallanes se cuenta con un poliducto para traer el gas de Argentina. Por otro lado, la importación vía marítima se realiza principalmente a través del terminal criogénico de GASMAR en Bahía de Quintero. Donde la mayor parte de combustible importado es enviado por Estados Unidos [38].

2.7. Proyectos energéticos en la región de Magallanes

La región de Magallanes en Chile está emergiendo como un polo estratégico para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde (H2V) y energías renovables. Con más de 60 proyectos de H2V en desarrollo en todo el país [83], Magallanes se destaca con siete proyectos significativos que representan una inversión considerable y un potencial enorme para la producción y exportación de energías limpias. A continuación, se presentan estos proyectos, con sus capacidades, producto a generar, inversión e información relacionada.

2.7.1. H_2 Magallanes

La empresa francesa Total Eren está desarrollando este proyecto en la comuna de San Gregorio. Este contará con 10 [GW] de capacidad eólica instalada, en conjunto con 8 [GW] de capacidad de electrólisis, una planta desalinizadora, una planta de amoníaco e instalaciones portuarias para transportar el amoníaco verde a los mercados nacionales e internacionales. Actualmente se encuentra en proceso de preparación EIA (evaluación de impacto ambiental) y se espera que se inicie la operación el año 2028 [17] [84].

2.7.2. Proyecto eólico Faro del Sur y proyecto Cabo Negro

Proyecto de HIF Chile y Enel Green Power. Este contempla la instalación de 65 aerogeneradores sumando una capacidad de 325 [MW]. También considera la instalación de una línea de transmisión subterránea de 33 [kV] y 12,1 [km] de longitud que conecta con la planta de e-Fuels que HIF espera desarrollar al norte de Cabo Negro, en Punta Arenas [19]. Dicha planta considera una capacidad de producción de 173.600 [ton/año] de e-Metanol que se busca convertir parcial o totalmente a e-Gasolina y e-GL, para alcanzar una producción máxima anual de 70.000 [ton/año] de e-Gasolina y 8.030 [ton/año] de e-GL. La inversión total entre la planta eólica y la planta de e-Fuels suman los US\$1.330 millones [18]. Actualmente se encuentra en etapa de evaluación ambiental y se espera que esté en operación el año 2027 [83] [84].

2.7.3. LLaquedona Green Hydrogen

Proyecto de Albatros Ltda. en conjunto con Alfanar y ENAP. Se trata de una planta de amoníaco verde para exportación que busca tener 1.150 [GW] de energía eólica, conectada a una planta de electrólisis y luego a una planta Haber-Bosch para obtener el amoníaco. La inversión realizada es de US\$2 mil millones. Actualmente se encuentra en etapa de estudio de factibilidad y se espera que esté en operación para el año 2027 [20] [83].

2.7.4. Haru Oni

Proyecto de Enel, AME, Enap, Porsche y Siemens Energy que ya se encuentra en operación. Este se encuentra en Cabo Negro, al norte de Punta Arenas y cuenta con 3,4 [MW] de capacidad eólica, 1,25 [MW] de electrolizador, y una planta de e-Fuels. El proyecto piloto busca generar 130 [lt e-gasolina/año] y 350 [ton e-Metanol/año] [21]. Este es un proyecto insignia ya que es el primero en su clase, siendo la primera planta piloto de hidrógeno verde en Latinoamérica.

2.7.5. Vientos Magallanicos

Proyecto de la empresa alemana RWE Renewables. Será una planta de amoníaco verde que contará con 1 [GW] de generación eólica y 835 [MW] de capacidad de electrólisis y que estará ubicada en la comuna de Laguna Blanca, aproximadamente a unos 80 [km] de Punta Arenas. Como se espera generar amoníaco verde se puede intuir que también incluyan una planta Haber-Bosch. Actualmente se encuentra en estudio de pre-factibilidad y se espera que inicie sus operaciones el año 2030 y que produzca alrededor de 475 mil toneladas de amoníaco verde al año, las cuales serán exportadas a mercados internacionales [22] [83].

2.7.6. Gente Grande

Este proyecto aspira a ser el proyecto de producción de amoniaco verde más grande del mundo. Busca generar entre 1,3 y 1,5 millones de toneladas anuales amoniaco verde, el cual será exportado a mercados globales. Este se ubicará en las comunas de Primavera y Porvenir y el proyecto estará compuesto por una planta desalinizadora de agua de mar, un parque eólico con capacidad de hasta 3 [GW], una planta de tratamiento químico, infraestructura portuaria y una línea de transmisión. Actualmente se encuentra en etapa de preparación EIA y se espera que inicie su fase inicial de operación el año 2029 [23] [24] [84].

2.7.7. HNH Energy

Proyecto de Austria Energy, Okowind y CIP. Este cuenta con una inversión de US\$ 3 mil millones y quiere instalar 1,7 [GW] de capacidad eólica, 1,3 [GW] de capacidad de electrólisis, una planta Haber-Bosch que generará 850.000 toneladas de amoníaco verde al año y un terminal portuario para el envío de sus exportaciones. Dicho proyecto se ubicará en la comuna de San Gregorio. Actualmente se encuentra en etapa de evaluación ambiental y se espera que entre en operación el año 2029 [25] [83].

En base a los proyectos presentados, se puede decir que la concentración de estos proyectos en la región no solo destaca la importancia estratégica de esta área para la industria del hidrógeno verde y las energías renovables, sino que también pone en evidencia el compromiso de Chile con la transición energética y la reducción de emisiones de carbono. La combinación de condiciones naturales favorables, como vientos fuertes y sostenibles, junto con la inversión significativa de empresas nacionales e internacionales, posiciona a Magallanes como un líder en el desarrollo de tecnologías limpias.

Además, estos proyectos tienen el potencial de transformar la economía local, creando empleos y desarrollando infraestructura avanzada. Sin embargo, será crucial gestionar estos desarrollos de manera sostenible, asegurando que los beneficios económicos y ambientales sean compartidos por las comunidades locales y que se minimicen los impactos negativos. En resumen, la región de Magallanes aparece como un epicentro de innovación y desarrollo en el ámbito de las energías renovables, contribuyendo significativamente a los objetivos globales de sostenibilidad y descarbonización.

2.8. Modelo de referencia

A continuación, se presenta la publicación donde se describe el modelo que se toma como base para su adaptación a la red energética de la región de Magallanes. Primero, se proporciona una visión general del modelo utilizado. Luego, se detallan las ecuaciones fundamentales que conforman el modelo. Posteriormente, se describe el caso de estudio específico y los supuestos aplicados para la implementación del modelo. A continuación, se presentan los resultados obtenidos tras evaluar el modelo. Finalmente, se muestra el proceso de replicación del modelo y su validación.

Modelo de planificación conjunta de red eléctrica e hidrógeno

Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production: A Texas case study [26]: en este paper se estudia un modelo de programación lineal para simular la incorporación del hidrógeno verde en las redes energéticas. Se usa como caso de estudio el estado de Texas proyectado al año 2050. Esto porque Texas tiene un gran potencial para la incorporación de energías renovables y de producción de H_2 , también porque posee una demanda significativa ya existente de H_2 por industrias presentes en la zona.

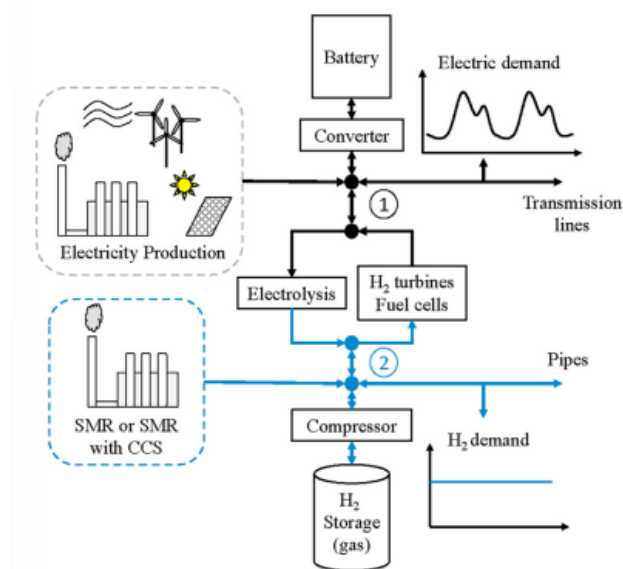


Figura 2.8: Esquema de balance energético para los nodos del modelo. Extraído de [26].

El esquema mostrado en la Fig.(2.8) muestra como se conecta el suministro eléctrico con el de hidrógeno en el modelo utilizado en el paper. La red eléctrica se conecta con la red de hidrógeno a través de electrolizadores y de turbinas a hidrógeno y/o celdas de combustible. Este modelo cuenta con generación eléctrica por fuentes renovables y centrales a gas natural y carbón. También, incluye sistemas de almacenamiento de energía eléctrica por medio de baterías y sistemas de almacenamiento de hidrógeno. Se considera que el transporte de hidrógeno se hace por medio de ductos y el transporte de electricidad por líneas de transmisión, estos son instantáneos. Es importante tener en cuenta que el modelo trabaja en [MWh] y en [kgH_2]. El modelo es implementado en lenguaje Python, usando Pyomo para modelar y Gurobi solver para resolver el problema de optimización.

Lo importante de este trabajo es que incorpora la ubicación de las centrales Fig.(2.10) y permite determinar distintos parámetros que logran minimizar los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema y a la vez se pueden determinar las emisiones y la mejor forma de planificar el sistema en distintos escenarios. Los aspectos que son importantes de modelar a la hora de implementar el modelo son:

- Producción de H_2 .
- Demanda de electricidad y H_2 .

- Generación de electricidad y almacenamiento.
- Transporte de la energía y H2.
- Restricciones de las distintas tecnologías.

Nomenclature		\mathcal{L}	Transmission lines and pipelines
Indices		\mathcal{N}	All nodes
i	Plant type	\mathcal{P}	Plants types for electricity or H ₂ production
n, m	Nodes	\mathcal{R}	VRE power plants types
t	Time step	\mathcal{S}	Storage types
		\mathcal{T}	Time steps
Costs		Indexed Sets	
C_i^{energy}	Storage energy cost [\$/MWh] or [\$/kg]	\mathcal{A}_n	Plants types requiring auxiliary power at node n
C^e	Emission cost [\$/kg]	\mathcal{B}_n	Nodes connected to node n by transmission
C_i^{fix}	Fixed cost [\$/plant]	\mathcal{C}_n	Nodes connected to node n by conversion plants
C_i^{inv}	Investment cost [\$/plant]	\mathcal{F}_n	Conversion plant types at node n
C_i^{power}	Storage power cost [\$/MW] or [\$/kg/h]	\mathcal{P}_n	Plants types at node n
C_i^{rat}	Rationing cost [\$/MWh] or [\$/kg]	\mathcal{S}_n	Storage types at node n
C_i^{ret}	Retirement cost [\$/plant]		
C_i^{var}	Variable cost [\$/MWh] or [\$/kg]	Investment Variables	
Parameters		e_n^{cap}	Storage charge/discharge capacity [MW] or [kg/h]
η_i	Charge/discharge efficiency for storage type i	s_n^{cap}	Storage level capacity [MWh] or [kg]
γ_i	Emission rate [kg CO ₂ /MWh] or [kg CO ₂ /kg H ₂]	x_{in}^{trans}	New lines or pipes
A_i	Auxillary electricity [MWh/kg]	x_{in}	New plants
D_{tn}	Electricity or H ₂ demand [MWh] or [kg]	Operation Variables	
E_i	Cost of CO ₂ -emissions [\$/kg]	c_{tin}	Energy curtailment of VRE [MWh]
F_i	Conversion rate [MWh/kg H ₂] or [kg H ₂ /MWh]	$e_{in/out}^{in/out}$	Storage charge/discharge [MW] or [kg/h]
P_i	Max or min plant capacity [MW] or [kg/h]	f_{tn}^{trans}	Flow on lines or pipelines [MW] or [kg/h]
P_{tin}	Power profile [MWh]	$p_{tn}^{exp/imp}$	Import/export [MW]
R_i	Maximum ramping [MW] or [kg/h]	p_{tin}	Production [MW] or [kg/h]
$T_{nm}^{init,max}$	Initial or maximum transmission capacity from node n to m [MW] or [kg/h]	r_{tn}	Load curtailment [MW] or [kg]
$X_{in}^{init,max}$	Initial or maximum number of power plants	s_{tn}	Storage level [MWh] or [kg]
Sets		u_{tin}	Number of committed plants

Figura 2.9: Nomenclatura utilizada en el paper. Extraído de [26].

En la Fig.(2.9) se puede ver la nomenclatura utilizada en el modelo del paper en cuestión. Luego, la función objetivo del problema de optimización es la siguiente:

$$\min \sum_{n \in \mathcal{N}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{inv} x_{in} + C_i^{ret} x_{in}^{ret} + C_i^{fix} (X_{in}^{init} + x_{in} - x_{in}^{ret})) + \quad (2.1)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{S}} (C_i^{power} e_{in}^{cap} + C_i^{energy} s_{in}^{cap}) + \sum_{n,m \in \mathcal{L}} (C_{nm}^{Trans} x_{nm}^{trans}) + \quad (2.2)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{var} + \gamma_i C^e) p_{tin} + \sum_{n \in \mathcal{N}} C^{rat} r_{tn}] \quad (2.3)$$

Esta corresponde a la minimización de los costos de inversión, retiro, operacionales fijos y variables, siendo el costo de inversión total la suma de todos los costos de inversión individuales en plantas de generación eléctrica PEMEL (electrolizadores PEM), SMR (plantas de reformado de metano) con o sin CCS (mecanismos de captura y almacenamiento de carbono), convertidores, bombas, baterías, tanques de H₂ y capacidad de transmisión en forma de líneas o gasoductos. Luego, los costos de inversión en sistemas de almacenamiento se representan separando la capacidad de potencia y de almacenamiento. Los costos variables vienen de los costos de combustible y de operación y mantenimiento. También, consideran que las distintas tecnologías emiten CO₂ y se tiene el costo de estas emisiones de manera uniforme. Cuando

hay demanda que no es cubierta se aplica una penalización.

Una vez presentada la función objetivo se pueden mostrar las restricciones, estas solo se enuncian en esta sección. Luego, en la sección de la propuesta del modelo se muestran estas con más detalle. Dichas restricciones son:

1. Limite superior de capacidad dado el potencial de energías renovables en la zona.
2. Número de plantas que pueden ser puestas en operación.
3. Máximo y mínimo de producción.
4. Capacidad de rampa.
5. Balance de producción de energías renovables.
6. Balances de energía para electricidad e hidrógeno.
7. Balance de sistemas de almacenamiento de baterías y de H2
8. Límite superior de almacenamiento.
9. Ritmo de llenado y vaciado de los sistemas de almacenamiento.
10. Intercambio de potencia entre nodos eléctricos o flujo de H2 entre nodos de H2.
11. Flujo máximo por líneas y pipelines.

Ahora, con las restricciones y la función objetivo se puede pasar a ver el caso de estudio en el cual se aplicó el modelo, para luego ver los resultados y aportes que tiene este.

2.8.1. Caso de estudio y supuestos

El paper busca obtener un estimado de lo que será la red en el futuro incluyendo tecnologías de hidrógeno en el estado de Texas al año 2050. El sistema eléctrico en Texas es regulado por ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) y actualmente es dominado por tecnologías de combustibles fósiles. En las zonas del nor-oeste y en el oeste hay un gran potencial de energías renovables. Se utiliza un modelo de 13 nodos que representan el estado de Texas. En la imagen se muestra la distribución de los nodos y las posibles líneas y pipelines que se tienen o pueden tener. El modelo se inicializa con la información del estado de Texas del año 2018.

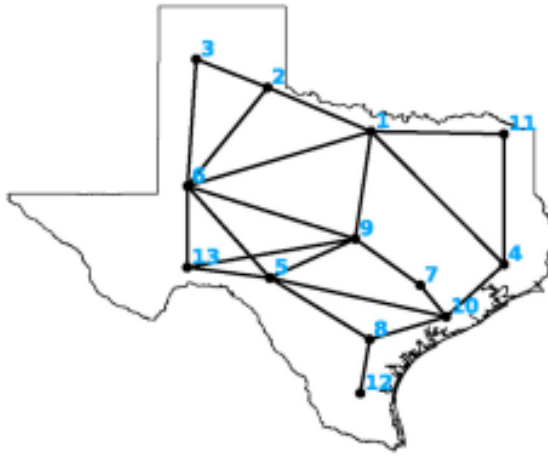


Figura 2.10: Representación espacial de nodos y caminos considerados para pipelines y líneas de transmisión en el estado de Texas. Extraído de [26].

A continuación se presenta de donde se obtuvo la demanda de electricidad e hidrógeno y todos los parámetros necesarios para el modelo. En primer lugar, el perfil de cargas se obtiene usando las cargas del año 2015 de 8 zonas climáticas diferentes definidas por ERCOT. Entonces, los perfiles se pasan a nivel de nodo distribuyendo las cargas de zona a un nivel de condados según población.

La demanda de H₂ al año 2050, se obtiene según un escenario presentado por NREL basado en el potencial del sector de transporte. Se asume un consumo constante de H₂ para cada hora del año. La demanda anual base en este análisis es de 0,068 [Mton/año]. Por otro lado, está la información de la producción de hidrógeno. Cuando se produce con SMR tiene emisiones de entre 10-16 [kgCO₂/kgH₂], siendo el costo de producción de este dominado por el precio de los combustibles.

Se modela el costo y rendimiento de plantas PEMEL basadas en estudios de producción H₂A disponibles en NREL. La planta produce 60 toneladas al día y tiene un CAPEX 530 [USD/kW]. El consumo energético para comprimir el hidrógeno a 100 bar es de 1,3 [USDkWh/kg], y, el CAPEX es de 1.200 [USD/kW]. Se utiliza una eficiencia para las plantas de electrólisis del 65 %, y, el almacenamiento de H₂ contenedores subterráneos a 100 [bar] cuesta aproximadamente 516 [USD/kg].

Se tiene que si se utilizan tecnologías de captura de carbono y almacenamiento (CCS) se puede retener un 90 % de las emisiones del proceso SMR. Esto por un costo de 47-110 [USD/(ton CO₂ capturada)]. Se asume que el usar CCS se reducen las emisiones de generar hidrógeno de gas natural a 0,93 [kgCO₂/kgH₂] por un precio de 83 [USD/tonCO₂]. Los costos de capacidad, variables, fijos y de emisiones están basados en la evaluación económica de plantas SMR del mercado hecho por la IEA con o si CCS para una planta de capacidad de 216 [tonH₂/día], donde el costo del gas natural y el de transporte del carbón y almacenamiento son 5,24 [USD/MMBtu] y 11 [USD/tonCO₂], respectivamente.

Respecto a los temas eléctricos, se tiene que los costos de las tecnologías de generación eléctrica se obtienen del escenario medio del *Annual Technology Baseline 2019 edition* de NREL.

Luego, el costo de expandir una línea de transmisión está dado por 3.000 [USD/(millas·MW)] para los primeros 5.000 [MW] y luego es de 4000 [USD/(millas·MW)] para los siguientes 5.000 [MW]. Por otro lado, el costo de inversión para pipelines de hidrógeno es de 210 [USD/(m·GW)] y 560[USD/m].

2.8.2. Resultados

Una vez elaborado el modelo y caracterizado el caso de estudio se realizaron distintas simulaciones para determinar los efectos que tienen en el desarrollo de la matriz energética y en las emisiones el hecho de variar ciertos parámetros. Los experimentos realizados se presentan a continuación.

En primer lugar, se evalúan las implicancias del precio del CO_2 en el modelo. Se corre el modelo para precios de CO_2 de 0 a 270 [USD/ton] en intervalos de 30. Dichos valores se asocian al costo estimado del carbono para el año 2050 por la EPA.

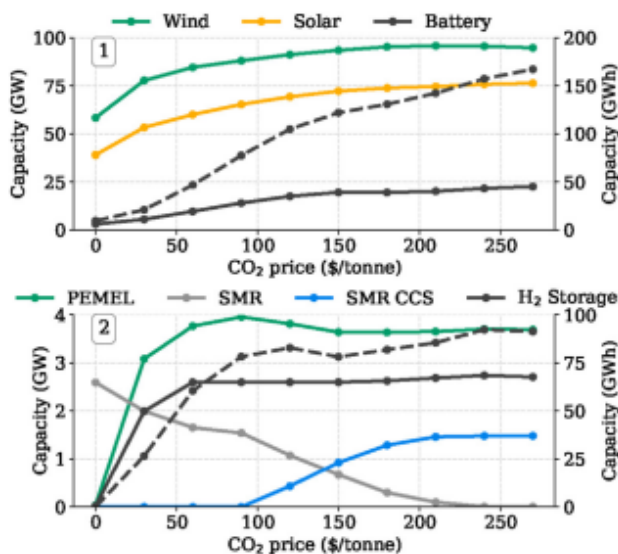


Figura 2.11: Arriba: Capacidad de energía solar, eólica y baterías según costo de CO_2 . Abajo: Capacidad de tecnologías de generación de H_2 según costo de CO_2 . En ambas la línea punteada simboliza la capacidad de almacenamiento en GigaWatt-hora. Extraído de [26].

En la Fig.(2.11.1) se ve que el aumento en el costo del CO_2 de 0 a 30 [\$ /ton] produce un aumento en las energías renovables de 58 a 78 [GW]. Esto es importante ya que estos son los costos de CO_2 asignados en la Unión Europea en los años 2019 y 2020. EL aumento en la capacidad de energías renovables se vuelve más gradual a medida que sigue aumentando el precio del CO_2 . También, se produce un aumento en la capacidad de baterías, pero esta no aumenta significativamente cuando los costos al carbono aumentan a más de 120 [USD/ton]. Pero, lo que si incrementa es la capacidad de almacenamiento, pasando de 2 a 7 horas.

Por otro lado, en la Fig.(2.11.2) se ve que se pasa de producir todo el hidrógeno con SMR a tener una gran capacidad de PEMEL y de almacenamiento de hidrógeno con solo aumentar

el precio del CO_2 de 0 a 30 [USD/ton]. Luego, una vez superados los 90 [USD/ton] comienza a ser factible la tecnología de captura de carbono y almacenaje. También, aumenta la duración del almacenamiento de 13 a 36 horas cuando la capacidad de PEMEL se implementa.

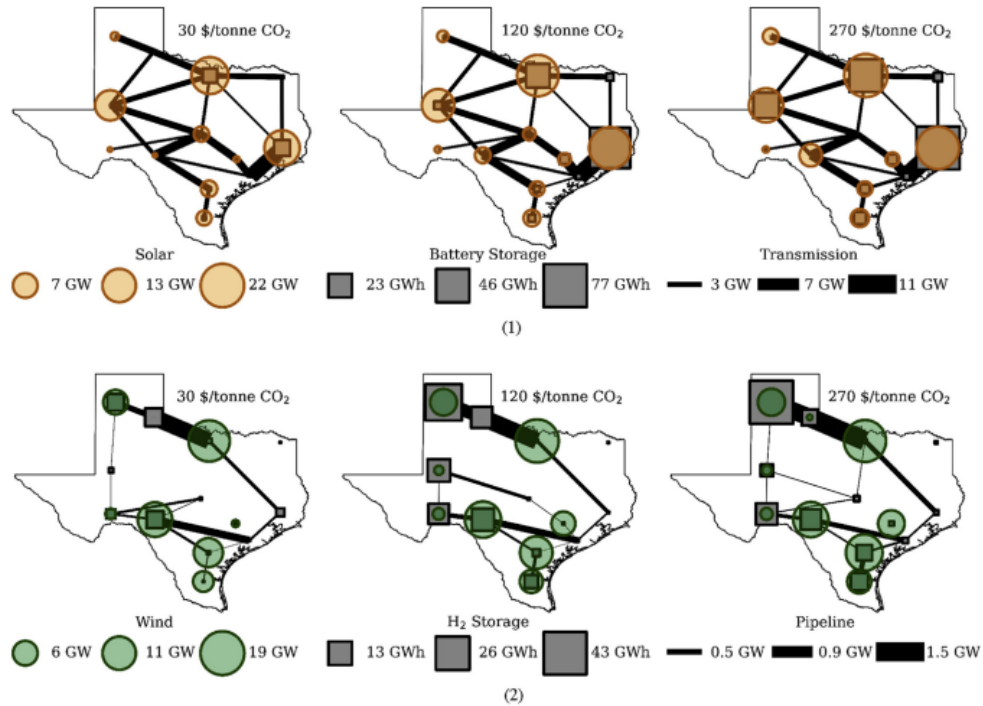


Figura 2.12: Arriba: Capacidad de energías solar, baterías y líneas de transmisión. Abajo: Capacidad de energía eólica, almacenamiento de H_2 y de gasoductos. No se incluyen pipelines ni líneas de capacidad menor a 1 [ton/h] y 1 [GW]. Extraído de [26].

La Fig.(2.12) muestra el desarrollo de las capacidades de energías renovables, almacenamiento y transmisión para costos al carbono de 30, 120 y 270 [USD/ton]. En la Fig.(2.12.1) se puede ver como se instala una gran capacidad de baterías en los puntos de producción de energía solar, entonces estas son más convenientes que instalar nueva capacidad de transmisión dada la intermitencia de la producción de electricidad y las condiciones geográficas para la producción de dicha energía. También, con lo mostrado en la Fig.(2.12.2) se puede decir que la integración del hidrógeno en la red fomenta el desarrollo de la energía solar y eólica. La mayoría de la capacidad de almacenamiento de H_2 se desarrolla a un costo del carbono de 120 [USD/ton], en contraste con el desarrollo de baterías que sigue en aumento con el precio del CO_2 .

El otro experimento que se realizó fue variar la demanda de hidrógeno de la zona de estudio. La demanda base que se tomó es solo una pequeña porción de lo que es la demanda de electricidad. Entonces, para ver el impacto que tendría un aumento en la demanda de hidrógeno también se evaluó con una demanda de 10 y 50 veces la demanda base. Se puede interpretar este aumento en la demanda como la demanda de las industrias, transporte de alta carga o exportación de H_2 dentro del mismo país y a otros.

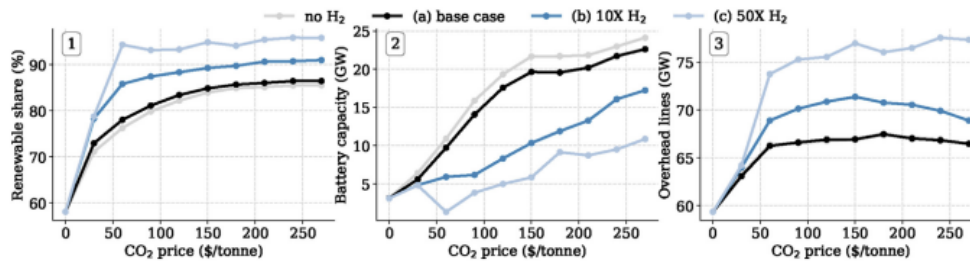


Figura 2.13: 1) Porcentaje de energías renovables en el sistema. 2) Capacidad de baterías. 3) Capacidad de líneas de transmisión. Cada uno comparado con el precio de CO_2 para diferentes escenarios de demanda de H_2 . Extraído de [26].

En Fig.(2.13.1) se ve que el porcentaje de energías renovables en el sistema aumenta considerablemente con la demanda de hidrógeno. En Fig.(2.13.2) notamos que la capacidad de baterías disminuye, lo que se debe a el aumento en la producción de hidrógeno que entrega la flexibilidad necesaria para aumentar la capacidad renovable sin necesidad de baterías o plantas de gas natural. Luego, en Fig.(2.13.3) se ve el aumento en la capacidad de transmisión de las líneas, donde la mayoría de esta capacidad es necesaria al llegar a un costo de CO_2 de 60 [USD/ton]. También, se muestra que una mayor demanda de H_2 trae consigo una disminución en la energía que se vierte. Esta cambia de (a) 6-13 %, (b) 5-10 % y (c) 4-20 % para precios de CO_2 sobre 30 [USD/ton]. En el caso con demanda 50x y altos costos al carbono se tienen más de 500 [GW] de capacidad renovable con un 20 % de energía vertida. Pero, con un precio del CO_2 de 60 [USD/ton] se tienen 425 [GW] de capacidad renovable y niveles de vertimiento de energía de 13 %, siendo considerablemente menor al caso anterior.

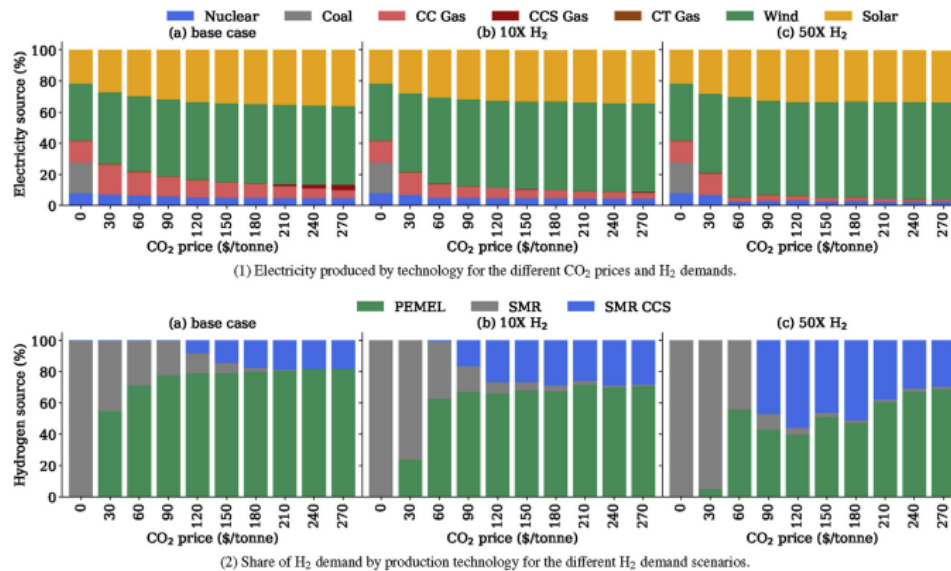


Figura 2.14: Participación de tecnologías de producción de electricidad y H_2 para diferentes costos al carbono y escenarios de demanda de H_2 . Extraído de [26].

En Fig.(2.14.a) se ve que el aumento en los precios del carbono primero elimina la producción de electricidad con carbono y luego se reemplaza lentamente el gas por energías renovables. A costos de CO_2 sobre los 180 [USD/ton] aparece la generación con gas y CCS (Captura de carbono y almacenamiento) para el caso de demanda base de H_2 . La flexibilidad que da el hidrógeno cubre la necesidad de generación de electricidad con CCS. Luego, en Fig.(2.14.b) se ve que en los casos con mayor demanda de H_2 para precios bajos de carbono la producción con PEMEL (Electrolizadores con membrana de intercambio de protones) no es tan competitiva con SMR (Reformado de metano porque el número de horas con vertimiento de energía es limitado y la demanda de H_2 aumenta. Se ve también en la figura como se va volviendo una opción la producción de hidrógeno usando SMR con CCS.

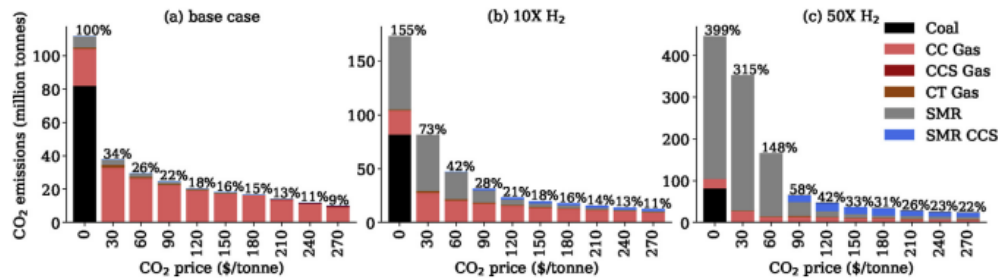


Figura 2.15: Emisiones totales de CO_2 según tipo de planta. Extraído de [26].

Fig.(2.15) se ve que con solo poner un precio de 30 [USD/ton] al CO_2 se produce una disminución significativa en las emisiones en los casos (a) y (b) siendo esta disminución mucho menor en el caso (c) dada la necesidad de usar SMR de todas maneras. En los casos (b) y (c) un alto porcentaje de las emisiones es producido por SMR. Para costos de carbono sobre los 120 [USD/ton] el hidrógeno es mayormente producido por PEMEL o SMR con CCS, lo que se traduce en una diferencia baja entre las emisiones del caso (a) con el (b). El caso (c) trae consigo un aumento sumamente significativo en las emisiones y se sustenta con producción de hidrógeno y electricidad usando gas natural, lo que cambia a medida que aumenta el costo del CO_2 . Si solo se toman en consideración las emisiones por producción de H_2 se tiene que para costos de CO_2 entre 0 y 90 [USD/ton] se reducen las emisiones de 10 a 1,2 [kg CO_2 /kg H_2] dado que se reemplaza una gran parte de la capacidad de SMR por PEMEL y SMR con CCS.

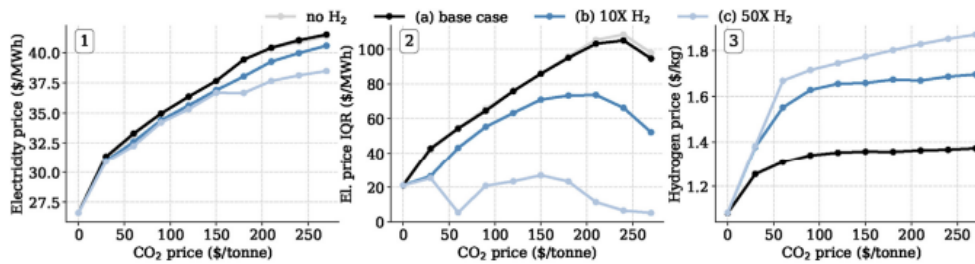


Figura 2.16: 1) Costo medio de producción de electricidad. 2) Rango intercuantil (IQR) del costo de la electricidad. 3) Costo de producción de H_2 . Todos en función del precio del CO_2 y de la demanda de H_2 . IQR es la diferencia entre el precio de los cuartiles 25 y 75. Extraído de [26]

Fig.(2.16) muestra costos medios de generación eléctrica y de hidrógeno. Estos costos se obtienen con la participación de las tecnologías de producción en las distintas ubicaciones. En Fig.(2.16.1) muestra que el costo de la energía es similar para precios bajos de carbono en todos los casos ya que se produce H_2 usando SMR. Luego, el costo de la electricidad se vuelve menor cuando hay una mayor demanda de H_2 . Esto se explica porque no se necesita tanto almacenamiento en baterías ni capacidad de transmisión. Viendo Fig.(2.16.2) se ve que en los casos (a) y (b) a medida que aumenta el precio del carbono también aumenta el IQR del costo de la electricidad dado los costos de baterías que generan esta diferencia en los precios. Pero, en el caso (c) produce el efecto contrario dada la flexibilidad que da el almacenamiento de H_2 . Por último, la Fig.(2.16.2) al igual que para la producción de electricidad, si no hay costo al carbono, entonces, el costo marginal de producción de H_2 es similar en cada caso. Luego, al pasar a 30 [USD/ton] como costo del CO_2 los casos (b) y (c) aumentan más comparados con el caso base, esto se explica porque como se vio en Fig.(2.14.2), la producción de H_2 se hace principalmente utilizando SMR. Para costos de CO_2 sobre los 120 [USD/ton] se ve que los casos (a) y (b) no se ven tan afectados por el aumento de este, a diferencia del caso (c) donde el aumento se explica por la implementación de SMR con CCS, aumentando los precios de producción.

Los principales aportes que hace este paper son:

- Desarrollan un modelo coordinado de expansión de capacidad para sistemas de electricidad e H_2 con una alta resolución temporal y espacial que tiene en cuenta la dinámica entre la electricidad y el H_2 en términos de las principales opciones tecnológicas para la producción, almacenamiento y transporte.
- Realizan un estudio de caso exhaustivo sobre la producción de electricidad e H_2 para el estado de Texas en los Estados Unidos, con supuestos realistas, considerando el impacto de diferentes precios de CO_2 y demandas de H_2 .
- Los resultados muestran que el suministro flexible de H_2 a partir de PEMEL (electrolizadores PEM) permite una mayor integración de las fuentes de energía renovable variable (VRE) y reduce el almacenamiento de baterías y los requisitos en la red. Además, el aumento en la demanda de H_2 hace que PEMEL sea más costoso, desplazando así la producción de H_2 hacia SMR. Debido a las sinergias entre la generación de energía renovable variable (VRE) y las cargas de PEMEL, encontramos que la adopción de CCS

es atractiva para SMR a precios más bajos de CO_2 en comparación con la adopción de CCS para la generación de electricidad en el sector eléctrico.

Capítulo 3

Propuesta de modelo integrado

En esta sección se presenta la propuesta de modelo a implementar para cumplir con los objetivos propuestos. Se comienza por una descripción general del modelo, mostrando la estructura que tiene este mismo. Luego, se hace una descripción sobre cada una de las etapas del modelo, con el fin de dejar claro el funcionamiento y todo lo necesario para evaluarlo. Seguido de esto, se pasa a revisar la implementación del modelo, revisando las ecuaciones que lo conforman y comentando diferencias con el modelo base. Finalizando con la validación del modelo propuesto.

3.1. Descripción general

Como ya se mencionó anteriormente, el modelo propuesto se basa en aquel modelo presentado en el paper [26]. Dicho modelo considera una optimización a mínimo costo para la expansión de una red compuesta por electricidad e hidrógeno, considerando infraestructura existente.

Entonces, se toma este modelo y se le incluye la red de gas natural, la que no está considerada en el modelo anterior, incluyendo plantas de extracción, sistemas de almacenamiento, gasoductos de transporte y demandas de gas natural. También, sabiendo que hay tecnologías de generación que utilizan gas natural como combustible, estas se transforman en tecnologías de conversión.

Otra tecnología que se ha incluido en el modelo dadas las ventajas que trae consigo, es la utilización de blending de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural. Tales ventajas son la reducción de las emisiones de efecto invernadero producidas por el consumo del gas natural, como también, la decarbonización de sectores difíciles de alcanzar y la facilitación a la inclusión del hidrógeno en los mercados locales.

En resumen, el modelo recibe entradas que contienen la información de la red actual a evaluar, como también, proyecciones de demanda, costos para las tecnologías y distintos parámetros de como sería el costo a las emisiones, consumos, costos de falla, etc. Luego, evalúa la forma más económica de abastecer los requerimientos energéticos esperados en un año de evaluación con una resolución horaria, es decir, se evalúan 8760 horas. Para hacer la optimización contempla la opción de utilizar distintas tecnologías de generación eléctrica, producción de hidrógeno y gas natural. También considera la instalación de sistemas de almacenamiento

para cada energético. Y, por último, considera la infraestructura de transporte energético y las capacidades de expansión de estas.

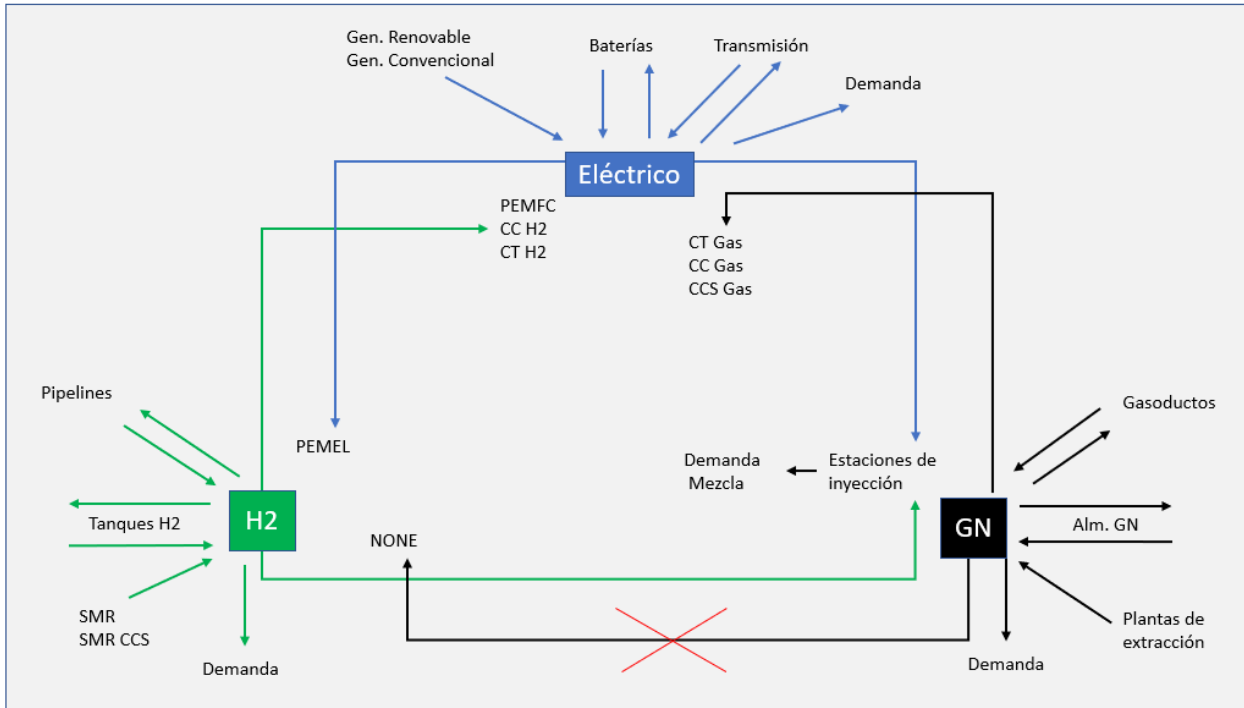


Figura 3.1: Esquema de modelo propuesto.

En Fig.(2.8) se muestra como interactúan los distintos sub-nodos dentro de un nodo para el modelo original. Ahora, en Fig.(3.1) se hace lo mismo pero incluyendo las tecnologías de las que se hablaron anteriormente. Se puede ver como los nodos eléctricos requieren de gas natural para alimentar sus unidades de generación a gas, también, requieren hidrógeno para abastecer las turbinas a hidrógeno y celdas de combustible. De esta forma, se puede entender con claridad la conexión que existe entre los sub-nodos y la dinámica que existe entre ellos.

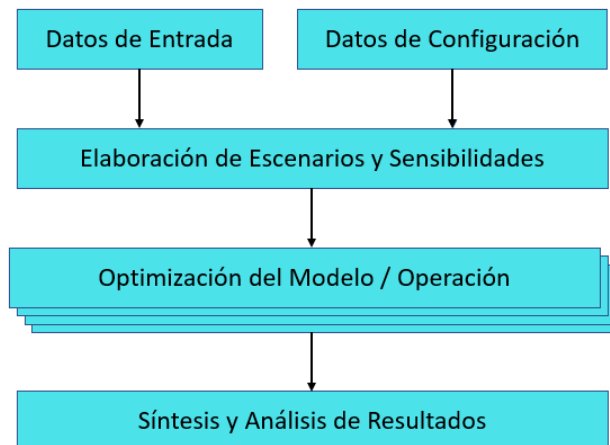


Figura 3.2: Etapas de modelo a desarrollar.

Como se puede ver en la Fig.(3.2), el modelo se compone de 4 etapas. A continuación, se muestra en detalle la descripción de cada una. Luego, con el correcto entendimiento de cada una de las etapas se pasa a mostrar como es que se implementa este mismo por medio de la presentación de la función objetivo y las restricciones.

3.1.1. Entradas del modelo - Red inicial

La primera etapa del modelo consiste en proporcionar los datos necesarios para el funcionamiento de este mismo. Se han preparado archivos de excel tipo que son aquellos que contiene la data. El modelo recibe dichos archivos y con eso ya está listo para construir los escenarios y sensibilidades. A continuación se presentan los archivos del modelo con su estructura y unidades:

- **Data_bus:** contiene la información de la ubicación, nombre y numeración que tiene cada uno de los nodos a evaluar.
- **Cap_inst:** contiene la información de la capacidad instalada por tecnología y por nodo. Esta información debe estar en unidad de potencia. Siendo MegaWatt (MW) para electricidad, kg/h para el hidrógeno y m^3/h para el gas natural.
- **Cap_inst_alm:** contiene la información de la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento de baterías, tanques de hidrógeno y tanques de gas natural. Al igual que en el archivo anterior, las unidades deben ser MW, kg/h y m^3/h respectivamente.
- **Max_cap_eolica:** contiene la información de la máxima capacidad eólica que puede ser instalada en cada uno de los nodos. Los datos deben estar en MW.
- **Max_num_plantas:** contiene la información del máximo número de unidades de generación no renovable que pueden ser instaladas por nodo. Notar que está en número de unidades y no en unidad de potencia.
- **Parametros:** contiene la información de los costos de racionamiento para cada energético, esto en USD/(e.u.). También, contiene el costo del diésel en cada nodo en USD/lt, la tasa de descuento, el costo de producir gas natural en las centrales de extracción en USD/mmBtu y el costo de retiro de las unidades que se representa por un porcentaje de la inversión inicial.
- **Parametros_almacenamiento:** como su nombre lo dice contiene información de los parámetros de los almacenamientos para las distintas tecnologías. Dichos parámetros son:
 - **Costo de inversión en potencia:** es el costo de instalar una unidad de potencia como almacenamiento para cada tipo de energético. Se expresa como una anualidad, así que la unidad es USD/pu-año.
 - **Costo de inversión en energía:** es el costo de instalar una unidad de almacenamiento de energía para cada energético. También se expresa como anualidad y la unidad es USD/eu-año.
 - **Capacidad de rampa:** es la variación en la potencia que puede suministrar un sistema de almacenamiento en una hora. Se expresa como un número entre 0 y 1.
 - **Eficiencia:** es la eficiencia de entrada y salida que presentan los almacenamientos. También se expresa como un número entre 0 y 1.

- Energía auxiliar: se refiere al requerimiento energético que necesita cada sistema de almacenamiento para funcionar. La data debe estar en MWh/eu. Hay que notar que solo los sistemas de almacenamiento de gas presentan requerimiento de energía auxiliar.
- Parametros_plantas: contiene la información de los siguientes parámetros correspondientes a cada tecnología de generación de electricidad, producción de hidrógeno y extracción de gas natural.
 - Costo de inversión: es el costo por instalar una unidad de potencia para cada tecnología. El modelo trabaja con anualidades, por lo tanto, la unidad en la que debe estar esta información es de USD/pu-año.
 - Costo fijo: es el costo de operación y mantenimiento en el que se debe incurrir anualmente por tener la planta operativa. Se mide en USD/pu-año.
 - Costo variable: se refiere al costo variable por unidad de energía proporcionada por cada tecnología. Su unidad es USD/eu.
 - Consumo: es el consumo de energía que se requiere para producir algún energético. Tiene unidad de (in eu/out eu).
 - Tasa de emisiones: como su nombre lo dice este parámetro mide las emisiones generadas por cada tecnología. Se mide en $kgCO_2/eu$.
 - Tamaño típico de las plantas: el modelo trabaja con clustering de unidades, es decir, agrupa las tecnologías por tipo utilizando una unidad representativa con el fin de reducir los tiempos computacionales. Entonces, este parámetro es la capacidad típica de esta unidad representativa, debe estar en pu.
 - Mínimo técnico. capacidad mínima de funcionamiento por tecnología. Se mide en pu.
 - Capacidad de rampa: es lo mismo que para los sistemas de almacenamiento.
- Transmisión: contiene la información de los corredores de energía existentes y candidatos para cada uno de los energéticos. Esta información consiste en nodo de partida, nodo de llegada, tipo, longitud (km), capacidad (pu) y costo total (USD).
- Perfiles_eolicos: presenta los perfiles de generación eólicos en pu por unidad para cada uno de los nodos.
- Demanda_X: contiene los perfiles de demanda para el energético X en cada uno de los nodos a estudiar.
- Parametros_blending: contiene parámetros clave para la utilización de blending. Los cuales son los costos de inversión para las tecnologías de blending

Estos datos en conjunto caracterizan la red energética en cuestión. Luego de ingresarlos se pasará a construir los escenarios y sensibilidades a evaluar.

3.1.2. Construcción de escenarios y sensibilidades

Tras la caracterización inicial de la red energética del caso en cuestión, utilizando las entradas del modelo, se procede a la construcción de escenarios y análisis de sensibilidades. Esta etapa es crucial para obtener resultados significativos y relevantes que puedan ser analizados en profundidad.

Los escenarios son representaciones hipotéticas del futuro que permiten evaluar diferentes condiciones y su impacto en la red energética. Estos pueden incluir proyecciones de demanda, variaciones en los costos de los componentes del sistema y costos de emisiones de gases de efecto invernadero.

En términos de proyecciones de demanda, se pueden considerar escenarios donde se evalúan diferentes tasas de crecimiento en la demanda de electricidad, gas, hidrógeno y gas natural. También es posible contemplar cambios en los patrones de consumo, como la adopción masiva de vehículos eléctricos, la implementación de políticas de eficiencia energética o la utilización de blending de hidrógeno en las redes de distribución.

En cuanto a las variaciones en los costos de los componentes del sistema, los escenarios pueden incluir cambios en los costos de capital y operativos de las tecnologías de generación, tales como energías renovables, de producción de hidrógeno o gas natural. También se pueden analizar cambios en los costos de infraestructura de transmisión y distribución.

Para los costos de emisiones de gases de efecto invernadero, se pueden considerar diferentes niveles de precios del carbono, reflejando posibles políticas de mitigación del cambio climático. Además, es relevante simular el impacto de nuevas regulaciones ambientales sobre las emisiones permitidas y sus costos asociados.

El análisis de sensibilidad se centra en evaluar el efecto de modificar ciertas variables en específico dentro de los escenarios y ver como influyen en el comportamiento del sistema energético. Las sensibilidades pueden abarcar variables tecnológicas, económicas y políticas.

En el ámbito de las variables tecnológicas, se puede evaluar cómo los avances en la eficiencia de las tecnologías de generación y almacenamiento afectan la matriz energética. También, es posible analizar el impacto de la reducción de costos debido a la innovación y las economías de escala.

Para las variables económicas, se pueden sensibilizar tasas de descuento para evaluar su impacto en la viabilidad económica de proyectos a largo plazo. Además, es importante analizar cómo las fluctuaciones en los precios del petróleo, gas natural y otros combustibles fósiles afectan el sistema.

El principal objetivo del análisis de sensibilidades es identificar aquellas variables que son críticas para el desarrollo de la matriz energética en cuestión, la cual, en este trabajo es la matriz energética de la región de Magallanes. Al comprender el impacto de estas variables, se puede usar esta información para tomar decisiones y diseñar políticas y estrategias más robustas y adaptativas. Además, este análisis permite identificar riesgos y oportunidades

asociados con variaciones en las condiciones del mercado y optimizar el sistema energético.

3.1.3. Optimización de modelo de expansión - Operación

A continuación se presenta el modelo de optimización desarrollado. Para esto se comienza mostrando la nomenclatura utilizada. Seguido por la función objetivo y restricciones con su respectiva descripción, siempre haciendo la comparación con las ecuaciones del modelo del paper para poder entender como fue que este se modificó.

Nomenclatura y ecuaciones

A continuación, se entra más en detalle en las restricciones y en la función objetivo del problema de optimización que resuelve este paper para obtener los resultados entregados. Una vez entendiendo como funciona este con claridad se podrá pasar a adaptar el modelo a lo que sería su aplicación la región de Magallanes.

En primer lugar se presenta la nomenclatura a utilizar con sus respectivos significados.

Nomenclatura

Índices

i	Tipo de planta
n, m	Nodos
t	Tiempo
x	Tipo de energético

Costos

C_i^{energy}	Capacidad de almacenamiento [\$/eu]
C^e	Costo de emisiones [\$/kg]
C_i^{fix}	Costo fijo [\$/planta]
C_i^{inv}	Costo de inversión [\$/planta]
C_i^{power}	Costo de potencia de ESS [\$/pu]
C_x^{rat}	Costo de racionamiento [\$/eu]
C_i^{ret}	Costo de retiro [\$/planta]
C_i^{var}	Costo variable [\$/eu]
$C_{n,m}^{trans}$	Costo de transmisión entre nodos [\$/corredor]

Parámetros

η_i	Eficiencia de carga/descarga para almacenamiento i
γ	Tasa de emisión [kgCO ₂ /eu]
A_i	Energía auxiliar en el nodo i [MWh/eu]
D_{xtn}	Demanda del energético x en cada nodo [eu]
E_i	Costo de emisiones de CO ₂ [\$/kgCO ₂]
F_i	Tasa de conversión [eu-out/eu-in]
P_i	Capacidad mínima o máxima [pu]
P_{tin}	Perfil de generación [MWh]
R_i	Capacidad de rampa [pu]
$T_{nm}^{init/max}$	Capacidad inicial y máxima de transmisión del nodo n al m [pu]
$X_{in}^{init/max}$	Número de plantas iniciales y máximas en un nodo
β	Indica si se usa blending (1) o no (0)
ϕ	Indica el porcentaje de blending que se utiliza
φ_ϕ	Factor de aumento en el volumen de demanda de gas natural según % de blending

Sets

\mathcal{L}	Líneas de transmisión, gasoductos de H ₂ y GN.
\mathcal{N}_x	Todos los nodos
\mathcal{P}_x	Tipos de plantas de producción del energético x
\mathcal{R}	Tipos de plantas de generación renovable
\mathcal{S}_x	Tipos de ESS
\mathcal{T}	Pasos de tiempo

Sets indexados

\mathcal{A}_n	Plantas que necesitan energía auxiliar en nodo n
\mathcal{B}_n	Nodos conectados al nodo n por medios de transmisión
\mathcal{C}_{xn}	Nodos de tipo x conectados al nodo n por plantas de conversión
\mathcal{F}_{xn}	Tipos de plantas de conversión que utilicen el energético x en el nodo n
\mathcal{P}_n	Tipos de plantas de producción de electricidad y H ₂ en el nodo n
\mathcal{S}_n	Tipos de ESS en el nodo n

VARIABLES DE INVERSIÓN

e_{xin}^{cap}	Capacidad de carga y descarga de ESS [pu]
s_{xin}^{cap}	Nivel de carga de los ESS [eu]
x_{nm}^{trans}	Nuevos medios de transmisión de energía
x_{xin}	Nuevas plantas

Variables de operación

C_{tin}	Energía renovable vertida [MWh]
$e_{xtin}^{in/out}$	Carga o descarga de ESS [pu]
f_{tnm}	Flujo de energía por los medios de transmisión [pu]
$p_{xtin}^{exp/imp}$	Capacidad importada y exportada [pu]
p_{xtin}	Producción [pu]
r_{tn}	Carga que no se abastece [pu]
s_{xtin}	Nivel de almacenamiento [eu]
u_{xtin}	Numero de plantas en operación

Entonces, se tiene que los costos dependen del tipo de planta, el cuál es representado por el subíndice i . También se ve que se utiliza n y m para representar nodos en caso de que se tenga que nombrar dos en una misma letra. Y, para diferenciar entre electricidad, hidrógeno y gas natural se usa el índice x . Se define un máximo y un mínimo para la capacidad de transmisión entre dos nodos y para el número de plantas que puede haber en un nodo. Luego, las componentes de la red y los pasos de tiempo se agrupan en sets para su organización y cada nodo presenta también sets indexados a este que lo caracterizan. Por último, se tienen los costos de inversión en las componentes de la red y las variables de operación de esta.

Antes de comenzar con el análisis de la función objetivo y las restricciones, hay que tener en cuenta ciertas consideraciones sobre cómo operaba el modelo estudiado y cuáles son los puntos clave a la hora de adaptar este mismo a la situación de la región de Magallanes:

- **Dimensión temporal del transporte energético:** el modelo estudiado considera transporte de energía por medio de líneas de transmisión y con H_2 . Y, por como funciona este se puede concluir que el transporte de electricidad y de H_2 por estos medios se considera como instantáneo, es decir, ocurre en un paso de tiempo.
- **Unidades en las que opera el modelo:** es importante tener en cuenta que el modelo original utiliza como unidades [MWh] y [MW] para medir energía y potencia eléctrica. Y, la cantidad de hidrógeno y el consumo de este se mide en [kg H_2] y [kg H_2 /h] respectivamente. Ahora, al igual que el hidrógeno, la cantidad de gas natural y su consumo se medirá en [m^3GN] y [m^3GN/h].
- **Blending de hidrógeno con gas natural:** haciendo uso de la información recopilada en la sección 2.4 sobre el blending de hidrógeno se puede definir como se integra esta tecnología en la red de gas natural. Se tiene que el blending consiste en mezclar hidrógeno con gas natural en ciertas proporciones específicas, esto quiere decir que cuando se haga blending siempre se mantendrá el mismo porcentaje de hidrógeno en la red de gas natural. Lo cual se puede interpretar como una demanda de hidrógeno que será proporcional a lo que es la demanda de gas natural.
- **Estaciones de inyección:** el gas natural con cierto porcentaje de hidrógeno es producido por las estaciones de inyección. Estas estaciones requieren de gas natural, hidrógeno y electricidad para llevar a cabo la mezcla, actuando como nexo entre los nodos de gas

natural y los de hidrógeno en el sistema. Entonces, el nodo que conecte la red de gas natural con la de hidrógeno también estará conectada con la red eléctrica. Desde el punto de vista de la red de hidrógeno, la red de gas se comporta como una demanda. Y para la red de hidrógeno esta es un consumo siempre que se use blending.

- **Adaptación de la red de gas natural al blending:** como se muestra en la sección 2.4, las propiedades del gas cambian y esto trae consigo numerosos efectos en la infraestructura existente y en la capacidad de transmisión energética. Se limita el uso de blending a 20% de mezcla. Esto, según estudios en redes de distribución, no trae consigo la necesidad de reacondicionar los gasoductos. Es importante notar que el modelo base ya considera los costos de instalación de nuevos gasoductos para el transporte del H_2 .
- **Cambio en propiedades de la mezcla:** Otro punto importante al hacer blending de hidrógeno en gas natural es la diferencia entre la densidad energética entre ambos energéticos. Como se ve en Tab.(2.4), el hidrógeno tiene una densidad energética volumétrica menor, esto se traduce en una menor cantidad de energía transportada en el mismo volumen de mezcla. Por lo tanto, se debe aumentar el volumen de mezcla para poder satisfacer la demanda energética de los consumos.

A continuación, se muestran las ecuaciones que se utilizaron en el modelo estudiado [26] junto con las modificadas para incluir la red de gas natural y la interacción con el resto de los nodos.

La función objetivo se muestra a continuación. Notamos que los costos de transmisión se evalúan para $n, m \in \mathcal{L}$, por lo tanto, esto no debe estar dentro de la suma para cada uno de los nodos. Haciendo este ajuste la función objetivo queda como sigue:

Función objetivo original:

$$\min \sum_{n \in \mathcal{N}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{inv} x_{in} + C_i^{ret} x_{in}^{ret} + C_i^{fix} (X_{in}^{init} + x_{in} - x_{in}^{ret})) + \quad (3.1)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{S}} (C_i^{power} e_{in}^{cap} + C_i^{energy} s_{in}^{cap}) + \quad (3.2)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{var} + \gamma_i C^e) p_{tin} + C_x^{rat} r_{tn}] + \quad (3.3)$$

$$\sum_{n, m \in \mathcal{L}} (C_{nm}^{Trans} x_{nm}^{trans}) \quad (3.4)$$

Función objetivo modelo modificado:

$$\min \sum_{n \in \mathcal{N}_e} [\sum_{i \in \mathcal{P}_e} (C_i^{inv} x_{ein} + C_i^{ret} x_{ein}^{ret} + C_i^{fix} (X_{in}^{init} + x_{ein} - x_{ein}^{ret})) + \quad (3.5)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{S}_e} (C_i^{power} e_{ein}^{cap} + C_i^{energy} s_{ein}^{cap}) + \quad (3.6)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{var} + \gamma_i C^e) p_{etin} + C^{rat} r_{tn}] + \quad (3.7)$$

$$\sum_{n \in \mathcal{N}_h} [\sum_{i \in \mathcal{P}_h} (C_i^{inv} x_{hin} + C_i^{ret} x_{hin}^{ret} + C_i^{fix} (X_{in}^{init} + x_{hin} - x_{hin}^{ret})) + \quad (3.8)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{S}_h} (C_i^{power} e_{hin}^{cap} + C_i^{energy} s_{hin}^{cap}) + \quad (3.9)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{var} + \gamma_i C^e) p_{htin} + C_h^{rat} r_{tn}] + \quad (3.10)$$

$$\sum_{n \in \mathcal{N}_g} [\sum_{i \in \mathcal{P}_g} (C_i^{inv} x_{gin} + C_i^{ret} x_{gin}^{ret} + C_i^{fix} (X_{in}^{init} + x_{gin} - x_{gin}^{ret})) + \quad (3.11)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{S}_g} (C_i^{power} e_{gin}^{cap} + C_i^{energy} s_{gin}^{cap}) + \quad (3.12)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} [\sum_{i \in \mathcal{P}} (C_i^{var} + \gamma_i C^e) p_{gtin} + C_g^{rat} r_{tn}] + \quad (3.13)$$

$$\sum_{n, m \in \mathcal{L}} C_{nm}^{Trans} x_{nm}^{trans}) + \quad (3.14)$$

$$(3.15)$$

Como se puede ver, la expresión para la función objetivo cambia al adaptarla. Esto porque en el modelo original se hacía una expresión muy general para las variables y los sets, teniéndose muchas variables que tienen valor 0 o NAN. Esto tiene como consecuencia un mayor tiempo de ejecución para el modelo, lo cual no es deseable. También, se tiene que se utiliza un costo de falla distinto para los nodos eléctricos, de hidrógeno y de gas en la nueva modelación. Como en el modelo de referencia no se consideran consumos de electricidad, costos de inversión ni costos de operación para las unidades de compresión de gas, se excluyen también los costos relacionados con las estaciones de blending de gas natural con hidrógeno.

Luego, las restricciones que definen la operación del sistema son las siguientes. Estas están evaluadas para todo t en \mathcal{T} . En el modelo original, se evalúan para todos los nodos, pero, al adaptarlo se hace distinción entre las restricciones de cada tipo de nodo.

1. Inversiones en aumento de capacidad tiene un limite superior que representa el potencial de las fuentes en la zona a estudiar.

Modelo original:

$$x_{in}^{init} + x_{in} \leq X_{in}^{max} \quad \forall i \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.16)$$

Modelo modificado:

$$x_{xin}^{init} + x_{xin} \leq X_{xin}^{max} \quad \forall i \in \mathcal{P}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.17)$$

2. Las plantas que pueden ser puestas en operación están restringidas por las decisiones de inversión.

Modelo original:

$$u_{tin} \leq X_{in}^{init} + x_{in} - x_{in}^{ret} \quad \forall i \in \mathcal{P} \quad (3.18)$$

Modelo modificado:

$$u_{xtin} \leq X_{xin}^{init} + x_{xin} - x_{xin}^{ret} \quad \forall i \in \mathcal{P}_e, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.19)$$

3. Capacidades máximas y mínimas de producción.

Modelo original:

$$P_i^{min} u_{tin} \leq p_{tin} \leq P_i^{max} u_{tin} \quad \forall i \in \mathcal{P} \quad (3.20)$$

Modelo modificado:

$$P_i^{min} u_{xtin} \leq p_{xtin} \leq P_i^{max} u_{xtin} \quad \forall i \in \mathcal{P}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.21)$$

4. Capacidad de rampa.

Modelo original:

$$-R_i u_{tin} \leq p_{tin} - p_{(t-1)in} \leq R_i u_{tin} \quad \forall i \in \mathcal{P} \quad (3.22)$$

Modelo modificado:

$$-R_i u_{xtin} \leq p_{xtin} - p_{x(t-1)in} \leq R_i u_{xtin} \quad \forall i \in \mathcal{P}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.23)$$

5. Uso de las fuentes de energía renovable para producción de electricidad. La energía que no se usa se descarta.

Modelo original:

$$p_{tin} + c_{tin} = P_{tin}(X_{in}^{init} + x_{in} - x_{in}^{ret}) \quad \forall i \in \mathcal{R} \quad (3.24)$$

Modelo modificado:

$$p_{etin} + c_{tin} = P_{tin}(X_{ein}^{init} + x_{ein} - x_{ein}^{ret}) \quad \forall i \in \mathcal{R} \quad (3.25)$$

6. Balance de energía en cada nodo. Se tienen tres restricciones para el caso con blending, una para cada energético.

Modelo original:

$$\sum_{i \in \mathcal{P}_n} p_{tin} - p_{tn}^{exp} + p_{tn}^{imp} + \sum_{i \in \mathcal{S}_n} (e_{tin}^{out} - e_{tin}^{in}) + r_{tn} = D_{tn} + \sum_{m \in \mathcal{C}_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}_m} F_i p_{tim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{tim}^{in} \right) \quad (3.26)$$

Modelo modificado: la restricción cambia levemente para cada tipo de nodo.

- Nodo eléctrico:

$$\sum_{i \in \mathcal{P}_n} p_{etin} - p_{tn}^{exp} + p_{tn}^{imp} + \sum_{i \in \mathcal{S}_n} (e_{etin}^{out} - e_{etin}^{in}) + r_{tn} = D_{etn} \quad (3.27)$$

$$+ \sum_{m \in \mathcal{C}h_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}e_m} F_i p_{htim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{htim}^{in} \right) + \sum_{m \in \mathcal{C}g_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}e_m} F_i p_{gtim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{gtim}^{in} \right) \quad (3.28)$$

$$+ \beta(D_{gtn}) \cdot tasablending \cdot \varphi_\phi \quad (3.29)$$

- Nodo de hidrógeno:

$$\sum_{i \in \mathcal{P}_n} p_{htin} - p_{tn}^{exp} + p_{tn}^{imp} + \sum_{i \in \mathcal{S}_n} (e_{htin}^{out} - e_{htin}^{in}) + r_{tn} = D_{htn} \quad (3.30)$$

$$+ \sum_{m \in \mathcal{C}e_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}h_m} F_i p_{etim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{etim}^{in} \right) + \sum_{m \in \mathcal{C}g_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}h_m} F_i p_{gtim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{gtim}^{in} \right) \quad (3.31)$$

$$+ \beta(D_{gtn}) \cdot \phi \cdot \varphi_\phi \cdot 0.083 \quad (3.32)$$

- Nodo de gas natural:

$$\sum_{i \in \mathcal{P}_n} p_{gtn} - p_{tn}^{exp} + p_{tn}^{imp} + \sum_{i \in \mathcal{S}_n} (e_{gtn}^{out} - e_{gtn}^{in}) + r_{tn} = (1 - \beta)D_{gtn} \quad (3.33)$$

$$+ \sum_{m \in \mathcal{C}e_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}g_m} F_i p_{etim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{etim}^{in} \right) + \sum_{m \in \mathcal{C}h_n} \left(\sum_{i \in \mathcal{F}g_m} F_i p_{htim} + \sum_{i \in \mathcal{A}_m} A_i e_{htim}^{in} \right) \quad (3.34)$$

$$+ \beta(D_{gtn})(1 - \phi)\varphi_\phi \quad (3.35)$$

Los sets indexados Fe, Fh y Fg, representan las tecnologías de conversión que usan electricidad, hidrógeno y gas natural respectivamente. Por otro lado, los sets Ce, Ch y Cg se refieren a los nodos eléctricos, de hidrógeno y de gas que están conectados a cada nodo. Esta nueva notación es consecuencia de la expansión de las ecuaciones del modelo mencionada anteriormente que tiene como fin la reducción de los tiempos computacionales. Es importante destacar que en la expresión para los nodos de hidrógeno, el último término es multiplicado por 0,083, dicho valor corresponde a la densidad del hidrógeno a 1 atm y 15°C y se utiliza porque la red de gas natural trabaja con m^3 y la red de

hidrógeno con kg .

Un punto importante que hay que tener en cuenta en estas restricciones es la introducción de dos parámetros. Primero, se tiene el porcentaje de hidrógeno en la mezcla con gas natural (ϕ). Segundo, el aumento necesario en el volumen para mantener suministro energético (φ_ϕ). De esta forma, a los nodos eléctricos se les añade una expresión que representa la energía eléctrica que necesita una central de blending para poder realizar el proceso de mezcla, esto es proporcional a la demanda de gas natural que se quiere satisfacer. Luego, a los nodos de hidrógeno se le añade una expresión que indica cuanto hidrógeno se debe generar para abastecer la demanda de la estación de inyección. Por último, en el nodo de gas natural se debe cubrir la demanda de gas natural de la estación de inyección. Para representar esto, se elimina la demanda de gas natural puro, de ahí que esta demanda está multiplicada por $(1 - \beta)$.

7. El balance de los sistemas de almacenamiento del tipo baterías, tanques de hidrógeno y tanques de gas natural.

Modelo original:

$$s_{tin} = s_{(t-1)in} + \eta^{in} e_{tin}^{in} - (1/\eta^{out}) e_{tin}^{out} \quad \forall i \in \mathcal{S} \quad (3.36)$$

Modelo modificado:

$$s_{xtin} = s_{x(t-1)in} + \eta^{in} e_{xtin}^{in} - (1/\eta^{out}) e_{xtin}^{out} \quad \forall i \in \mathcal{S}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.37)$$

8. El almacenamiento es limitado superiormente.

Modelo original:

$$s_{tin} \leq s_{in}^{cap} \quad \forall i \in \mathcal{S} \quad (3.38)$$

Modelo modificado:

$$s_{xtin} \leq s_{xin}^{cap} \quad \forall i \in \mathcal{S}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.39)$$

9. El ritmo al cual los almacenamientos pueden llenarse o vaciarse.

Modelo original:

$$e_{tin}^{out} \leq e_{in}^{cap} \quad \forall i \in \mathcal{S} \quad (3.40)$$

$$e_{tin}^{in} \leq e_{in}^{cap} \quad \forall i \in \mathcal{S} \quad (3.41)$$

Modelo modificado:

$$e_{xtin}^{out} \leq e_{xin}^{cap} \quad \forall i \in \mathcal{S}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.42)$$

$$e_{xtin}^{in} \leq e_{xin}^{cap} \quad \forall i \in \mathcal{S}_x, \forall n \in \mathcal{N}_x \quad (3.43)$$

10. El intercambio de potencia entre nodos eléctricos, de hidrógeno o de gas natural (no se modifica la restricción).

$$p_{tn}^{exp} - p_{tn}^{imp} = \sum_{m \in \mathcal{B}_n} f_{tnm} \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.44)$$

11. Flujo máximo en los corredores de transmisión (no se modifica la restricción).

$$f_{tnm} \leq T_{nm}^{init} + T_{nm}^{max} x_{nm}^{trans} \quad \forall n, m \in \mathcal{L} \quad (3.45)$$

$$f_{tnm} \geq -(T_{nm}^{init} + T_{nm}^{max} x_{nm}^{trans}) \quad \forall n, m \in \mathcal{L} \quad (3.46)$$

Ya se presentó la nomenclatura y todas las ecuaciones correspondientes al modelo de optimización en cuestión. Entonces, se puede pasar a evaluar este para obtener resultados y analizarlos.

3.1.4. Análisis de resultados

En esta etapa del modelo ya se tienen los resultados de las evaluaciones para distintos escenarios y sensibilidades. Es importante tener en cuenta que las salidas del modelo son:

- Valor de función objetivo en el óptimo.
- Estado del modelo en cada tiempo. Es decir, se tiene el valor de todas las variables y parámetros del modelo en cada momento de evaluación.

Haciendo uso de esta información se pueden construir gráficos para visualizar la data, calcular emisiones totales o energía total generada, revisar la participación de las energías renovables en producción de electricidad o de tecnologías de producción de hidrógeno verde. También, se pueden obtener indicadores como *Levelized cost of energy* (LCOE) o *Levelized cost of hydrogen* (LCOH). Es decir, haciendo uso de la información de salida se pueden realizar diversos análisis según el enfoque que se quiera dar.

Capítulo 4

Validación

Con el fin de determinar que este nuevo modelo se comporte de manera correcta y entregue los resultados adecuados, se hace la validación en 2 partes. Primero, se valida el modelo del paper por medio del análisis de distintos casos y escenarios y la replicación de los resultados mostrados en este mismo. La replicación y validación del modelo son necesarias para dar bases solidas al modelo adaptado. Finalmente, se pasa a validar el modelo modificado evaluando la información del caso de Texas en este y revisando que dé resultados consistentes.

4.1. Modelo de referencia

4.1.1. Validación

Para validar el modelo se tienen que realizar numerosas simulaciones tomando distintos escenarios o sensibilizando alguna variable. Esto, de hacerlo con los datos del estado de texas y para todo el año tomaría mucho tiempo, por lo tanto, se toma un modelo simplificado que considera menos nodos y también un tiempo de evaluación menor, pasando de evaluar 8.760 a 24 horas. A continuación se presentan 2 casos a los que fue sometido el modelo, junto con los resultados y el análisis de estos mismos. Ambos casos utilizan un modelo en la forma más básica que puede existir, es decir, 2 nodos. La existencia de 2 nodos se traduce en que hay 4 sub-nodos, donde 2 son eléctricos y los otros 2 son de hidrógeno.

Caso 1:

En este caso, las tecnologías de generación de electricidad y producción de gas natural que se utilizan para el análisis se muestran en Tab.(4.1). Se puede ver que se cuenta con generación eléctrica usando tecnologías convencionales y PEMFC. Por otro lado, la producción de hidrógeno se hace con SMR y PEMEL. Siendo PEMFC y PEMEL las tecnologías de conversión.

Tabla 4.1: Características plantas de generación de electricidad y producción de hidrógeno. Caso 1.

Tipo	Costo Inv. [USD/pu-año]	Costo Fijo [USD/pu-año]	Costo Var. [USD/eu]	Tasa emisiones [kg/eu]	Tamaño [pu]	Gen. mínima [pu]	Cap. rampa [%/h]
CT Gas	54.420	12.000	47,579	481,6	240	0	1
CC Gas	54.420	11.000	32,907	333	1.100	0	0,252
SMR	2.797	0		10	9.167	8.250	0,1
PEMEL	1.954	1.915	0	0	2.500	0	1
PEMFC	152.214	0	8,85	0	50	0	1

En la Tab.(4.2) se muestran las tecnologías de almacenaje de energía. Para los nodos eléctricos se tiene almacenamiento en baterías y para los de hidrógeno este se realiza por medio de tanques de hidrógeno.

Tabla 4.2: Características sistemas de almacenamiento de electricidad e hidrógeno.

Tipo	Costo Inv. Potencia [USD/pu]	Costo Inv. Energía [USD/eu]	Costo Fijo Potencia [USD/pu]	Costo Fijo Energía [USD/eu]	Tamaño [pu]	Gen. mínima [pu]	Eficiencia [%]	Energía Aux. [MWh/eu]
Baterías	19.090	5.710	6.825	2.100	20	0	0,92	0
Tanques hidrógeno	215	39,9	46	2	100.000	0	1	0,001284

La transmisión de la energía entre nodos se realiza mediante líneas de transmisión en los nodos eléctricos y entre los nodos de hidrógeno por medio de gasoductos. La capacidad instalada inicial y máxima entre los corredores de energía se muestran en Tab.(4.3).

Tabla 4.3: Capacidades iniciales y máximas entre los corredores de energía.

Nodos	Capacidad Inicial	Capacidad Máxima
(1,2)	4.000 [MW]	14.000 [MW]
(3,4)	0 [kg/h]	300.000 [kg/h]

Ya presentadas las características y parámetros del modelo, se pasa a mostrar los distintos experimentos que se hicieron para validar el funcionamiento del mismo.

Experimento 1: se comienza con un caso límite, donde no hay demanda de ningún tipo y tampoco capacidad instalada. Como es de esperarse, al evaluar el modelo en estas condiciones se obtiene que todas las variables se mantienen en cero.

Experimento 2: otro caso límite es cuando no hay demanda pero si capacidad instalada, siendo esta de una unidad CC Gas (Turbinas a gas de ciclo combinado) y una CT Gas (Turbinas a gas de ciclo simple) en ambos nodos. Con estas entradas, el modelo decide retirar ambas unidades de generación. Lo cual tiene sentido dado que el costo de retiro de dichas unidades es de 18.692 y 13.270 [USD] respectivamente, y el costo fijo por unidad de potencia se encuentra en el mismo orden de magnitud. Siendo entonces, más costoso mantener las unidades sin operar de lo que sería retirarlas.

Experimento 3: en este experimento se añade demanda eléctrica constante de 100 [MW] en ambos nodos y se comienza sin capacidad instalada.

Tabla 4.4: Unidades añadidas por el modelo. Caso 1 - Experimento 3.

x_{in}	CC Gas	CT Gas	PEMFC	SMR	PEMEL
1	0	0	0	0	0
2	0,1818	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0

En Tab.(4.4) se puede ver que el modelo decide instalar 0,1818 unidades de CC Gas en el nodo 2, la elección del nodo se hace de manera arbitraria. Para abastecer la demanda de ambos nodos, la energía se genera en el nodo 2 y se envía lo necesario al nodo 1. Este resultado tiene sentido ya que la capacidad instalada de transmisión es superior a la que se necesita para abastecer la demanda del nodo 1 con lo generado en el nodo 2. Por otro lado, no hay costos asociados al transporte de la energía cuando la línea de transmisión ya está construida, justificando la instalación de generación solo en uno de los nodos.

También es importante notar que el modelo selecciona la tecnología CC Gas porque, como se puede ver en Tab.(4.1), ésta tiene costos variables y costos fijos menores que CT Gas. Y también, el mismo costo de inversión. Probando que en términos de costos el modelo se comporta de manera correcta.

Experimento 4: se define una demanda eléctrica en ambos nodos de 10.000 [MW] y se descarta la opción de instalar generación en el nodo 2. Esto con el fin de evaluar el funcionamiento de las capacidades de expansión de los corredores de energía que presenta el modelo.

Tabla 4.5: Expansión de corredores de transmisión. Caso 1 - Experimento 4

Nodos	x_{nm}
(1,2)	0,6
(3,4)	0

Una vez evaluado el modelo con las condiciones dadas se obtiene que se instalan 18,181 unidades CC Gas en el nodo 1 y los corredores de transmisión aumentan su capacidad según lo mostrado en Tab.(4.5). Entonces, la energía se genera en el nodo 1 para abastecer su propia demanda y la del nodo 2. Dado que la capacidad inicial de transmisión eléctrica entre los nodos 1 y 2 es de 4.000 [MW], ésta se incrementa hasta 10.000 [MW]. Siendo este comportamiento el esperado, confirmando su buen funcionamiento.

Experimento 5: este experimento es similar al experimento 4, con la diferencia de que se aumenta la demanda a 20.000 [MW] en ambos nodos. Como la capacidad máxima de transmisión entre los nodos 1 y 2 es de 14.000 [MW], no se podrá abastecer la demanda del nodo 2 por medio de líneas de transmisión. Entonces, este experimento busca probar el funcionamiento de las tecnologías de conversión. Para esto, se permite la instalación de celdas

de combustible (PEMFC) en el nodo 2.

Tabla 4.6: Unidades añadidas por el modelo. Caso 1 - Experimento 5.

x_{in}	CC Gas	CT Gas	PEMFC	SMR	PEMEL
1	30,909	0	0	0	0
2	0	0	120	0	0
3	0	0	0	0	0
4	0	0	0	38,538	0

Cumpliendo con lo esperado, en Tab.(4.6) se puede ver que se instalan 30,909 unidades CC Gas en el nodo 1. Una parte de esa capacidad de generación eléctrica se usa para abastecer su propia demanda. Otra parte es enviada al nodo 2 vía líneas de transmisión, las cuales alcanzan su capacidad máxima, comportamiento que se puede ver en Tab.(4.7). Pero, esto no es suficiente para abastecer la demanda total del nodo 2, por lo tanto, se instalan 38,538 unidades SMR para producir hidrógeno en el nodo 2 y luego utilizarlo para alimentar 120 unidades PEMFC que se encargan de abastecer la demanda restante del nodo 2. Probando el buen funcionamiento de las tecnologías de conversión.

Tabla 4.7: Expansión de corredores de transmisión. Caso 1 - Experimento 5.

Nodos	x_{nm}
(1,2)	1
(3,4)	0

Experimento 6: se añade demanda de hidrógeno de 15.000 [kg/h] en ambos nodos y se elimina la demanda de electricidad. También, análogo a los experimentos 4 y 5, se restringe la producción de hidrógeno en el nodo 2. El objetivo de este experimento es ver como se comportan las tecnologías de producción de hidrógeno y la instalación de los gasoductos.

Tabla 4.8: Expansión de corredores de transmisión. Caso 1 - Experimento 6.

Nodos	x_{nm}
(1,2)	0
(3,4)	0,05

En este caso se instalan 3,272 unidades SMR en el nodo 2 y los corredores de energía crecen como se muestra en Tab.(4.8). Se tiene que la demanda de hidrógeno del sub-nodo 3 se abastece por lo generado por medio de la tecnología SMR en este mismo. Por su parte, la demanda del sub-nodo 4 se abastece instalando un gasoducto entre estos dos sub-nodos. Dado que se tiene un comportamiento muy similar al de los nodos eléctricos se extrapola que todos los experimentos anteriores darán los mismos resultados si se hicieran con demanda de hidrógeno.

Caso 2:

Con los experimentos anteriormente mostrados se probó el funcionamiento coherente del modelo cuando las tecnologías de generación de electricidad y producción de hidrógeno no dependían de la variabilidad de un recurso externo, por ejemplo, se consideraba un suministro suficiente de gas natural para abastecer la demanda de las unidades de generación CC Gas y CT Gas, como para las unidades SMR. Producto de esto, no se necesitaron sistemas de almacenamiento energético en ninguno de los casos evaluados. Es por esto que se define el caso 2, donde se eliminan las tecnologías de generación eléctrica convencionales y se añaden fuentes renovables. Los nodos de hidrógeno mantienen las tecnologías de producción que se tenían. Entonces, las características de las plantas de generación y producción se muestran en Tab.(4.9) y a continuación se muestran los experimentos realizados usando el caso 2.

Tabla 4.9: Características plantas de generación de electricidad y producción de hidrógeno. Caso 2.

Tipo	Costo Inv. [USD/pu-año]	Costo Fijo [USD/pu-año]	Costo Var. [USD/eu]	Tasa emisiones [kg/eu]	Tamaño [pu]	Gen. mínima [pu]	Cap. rampa [%/h]
Eólica	78.220	33.000	0	0	100	0	1
Solar	52.850	8.000	0	0	50	0	1
SMR	2.797	0		10	9.167	8.250	0,1
PEMEL	1.954	1.915	0	0	2.500	0	1
PEMFC	152.214	0	8,85	0	50	0	1

Experimento 1: consiste en realizar dos simulaciones. En primer lugar, se define que la demanda eléctrica parte siendo 0 [MW] y luego de 12 horas pasa a ser de 20.000 [MW]. Luego, se tiene una demanda eléctrica constante de 20.000 [MW] en ambos nodos. El objetivo de este experimento es poder analizar el comportamiento de las fuentes de energía renovables y las baterías.

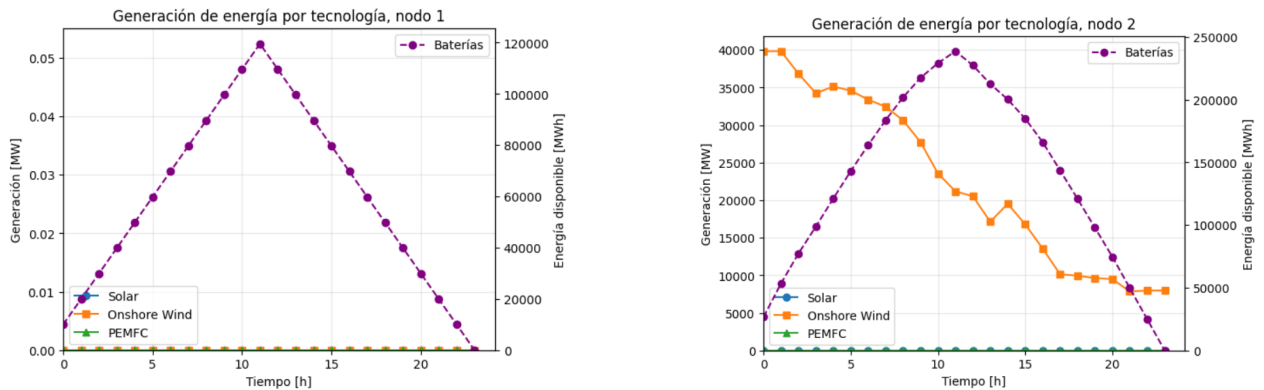


Figura 4.1: Generación de energía por tecnología y estado de carga de las baterías, demanda cambiante. Caso 2 - Experimento 1.

En la Fig.(4.1) se puede ver la generación de las distintas tecnologías en los nodos eléctricos. En el sub-nodo 1 no se presenta generación de ningún tipo, por el contrario, en el nodo 2 se instalan 536 unidades de generación eólica mediante la cual se abastece la demanda de ambos nodos. Esto se debe a que, el factor de planta eólico en el nodo 2 es muy superior al resto, haciendo que esta tecnología se imponga sobre el resto (Anexo 1). Durante las primeras

horas se tiene una generación eólica alta y al no haber demanda eléctrica, esta energía se almacena en las baterías. Luego, a la hora 12, la demanda en ambos nodos sube a 20.000 [MW] y también se tiene una reducción gradual en la generación eólica. Entonces, las baterías comienzan a aportar en el abastecimiento de la demanda y su nivel disminuye.

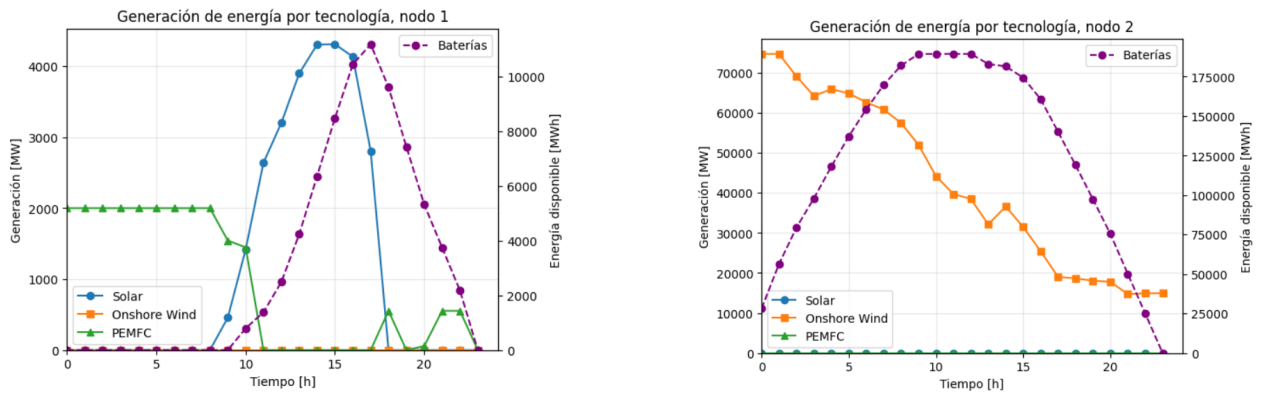


Figura 4.2: Generación de energía por tecnología y estado de carga de las baterías, demanda constante. Caso 2 - Experimento 1.

Ahora se revisa el caso donde la generación es de 20.000 [MW] durante las 24 horas de evaluación. En las Figs. (4.2, 4.3) se observa la producción en los sub-nodos 1, 2 y 4 (no se muestra el nodo 3 porque no hay producción). A diferencia del caso anterior, se añade generación eléctrica con energía solar y el uso de PEMFC. También hay producción de hidrógeno en el nodo 4.

Para explicar este comportamiento, se debe recordar que el potencial eólico en el nodo 2 es superior al solar en este mismo nodo y al potencial renovable en el nodo 1. Por lo tanto, se instala la mayor cantidad de generación eólica en el nodo 2. Sin embargo, existe un límite en la energía que se puede transportar del nodo 2 al nodo 1 (14.000 [MW]). Una vez alcanzado este límite, el modelo decide generar hidrógeno en el nodo 2, enviarlo vía gasoductos al nodo 1 y generar energía usando PEMFC.

Como se muestra en la Fig. (4.2), una vez que llegan las horas de sol, la energía en el nodo 1 comienza a abastecerse mediante generación solar y se aprovecha el exceso para almacenarlo en baterías.

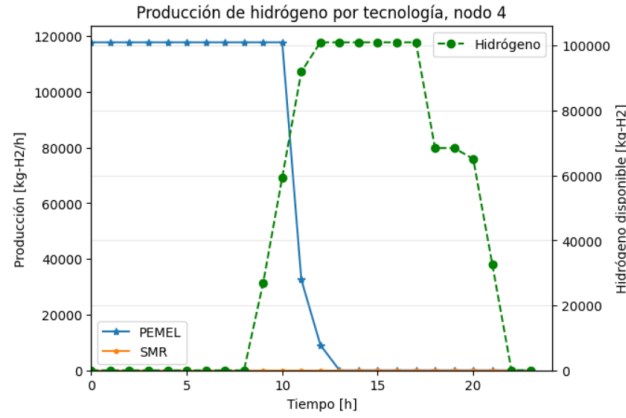


Figura 4.3: Producción de hidrógeno y estado de carga de tanques de hidrógeno en sub-nodo 4, demanda constante. Caso 2 - Experimento 1.

En la Fig. (4.3) se observa cómo se detiene la producción de hidrógeno durante las horas de sol y se almacena una cantidad suficiente para abastecer las últimas horas del día. Esto se logra en conjunto con la energía almacenada en las baterías y la generación eólica, que durante esas horas no es tan alta.

Basado en el análisis realizado, se concluye que el modelo utiliza adecuadamente las unidades de almacenamiento de energía, empleándolas de manera efectiva para mitigar la variabilidad e incertidumbre inherentes a las tecnologías de generación renovables. Además, se demuestra nuevamente el correcto funcionamiento de las restricciones de límite de capacidad de transmisión. Asimismo, se valida el uso eficiente de las tecnologías de conversión, permitiendo una integración más flexible y robusta de diversas fuentes de energía en la red. Estos hallazgos dejan en evidencia la capacidad del modelo para optimizar la gestión y distribución de energía en un sistema con múltiples fuentes y tecnologías.

Experimento 2: en este experimento se realizan dos simulaciones en las cuales se elimina la demanda eléctrica en ambos nodos y se añade una demanda de hidrógeno constante de 15.000 [kg/h]. La diferencia entre las simulaciones es el costo a las emisiones de CO_2 , en la primera simulación se define un costo de 0 [USD/kg-H₂] y en la otra se usa 100 [USD/kg-H₂]. El objetivo de este experimento es ver el efecto del costo de las emisiones en las decisiones del modelo.

Tabla 4.10: Unidades añadidas por el modelo, sin costo de emisiones. Caso 2 - Experimento 2.

x_{in}	Eólico	Solar	PEMFC	SMR	PEMEL
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
3	0	0	0	1,636	0
4	0	0	0	1,636	0

Conforme a lo esperado, en Tab.(4.10) se ve que el modelo decide instalar unidades SMR para la producción de hidrógeno cuando no se le aplica una penalización de costo a las emisiones. Por otro lado, si se aplica un precio a las emisiones de CO_2 las decisiones del

modelo cambian, según lo mostrado en Tab.(4.11), se instala generación eólica para abastecer la energía necesitada por las unidades PEMEL para producir hidrógeno. Esto también va de la mano con la instalación de baterías y tanques de hidrógeno para contrarrestar los efectos de la generación renovable.

Tabla 4.11: Unidades añadidas por el modelo, costo de emisiones de 100 [USD/kg-H₂]. Caso 2 - Experimento 2.

x_{in}	Eolico	Solar	PEMFC	SMR	PEMEL
1	0	0	0	0	0
2	37,657	0	0	0	0
3	0	0	0	0	6
4	0	0	0	0	10,642

Caso 3:

En los casos 1 y 2 se demuestra el buen funcionamiento del modelo al utilizar generación eléctrica con fuentes de energía renovable y convencionales, producción de hidrógeno con tecnologías de conversión y SMR. Además, se prueba el desempeño de los corredores de transmisión de energía, considerando sus mínimos, máximos y capacidades de expansión. Asimismo, los sistemas de almacenamiento energético se introducen para complementar la operación de la generación renovable, operando adecuadamente. Sin embargo, falta analizar el comportamiento del modelo cuando conviven generación renovable y convencional. Por ello, se construye un nuevo caso, donde se introducen las tecnologías mostradas en Tabs.(4.1,4.9,4.12). Se toman perfiles de demanda eléctrica variables y demandas de hidrógeno constantes en ambos nodos, el tiempo de evaluación es de 24 horas. A continuación se muestran los experimentos realizados con el caso de estudio 3.

Tabla 4.12: Características planas de generación de electricidad y producción de hidrógeno. Caso 3.

Tipo	Costo Inv. [USD/pu-año]	Costo Fijo [USD/pu-año]	Costo Var. [USD/eu]	Tasa emisiones [kg/eu]	Tamaño [pu]	Gen. mínima [pu]	Cap. rampa [%/h]
CCS Gas	117.410	34.000	30,2	39,8	340	0	0,252
Carbón	242.180	33.000	24,1	834,7	650	260	0,158
CCS Carbón	348.460	80.000	30,2	88,4	650	325	0,1584
Nuclear	373.040	101.000	9,6	0	2.200	2.200	0,156
Biomasa	244.170	112.000	46,9	0	85	34	0,32
SMR CCS	6.080	0	0,838	0,99	9.167	8.250	0,1
CC H ₂	74.203	13.070	2,78	0	1.100	0	0,252
CT H ₂	49.208	5.989	8,83	0	240	0	1

Experimento 1: para comenzar, se evalúa el modelo para distintos costos de emisiones de CO₂, con valores que oscilan entre 0 y 10.000 [USD/kg-H₂]. Esto se hace con el objetivo de analizar cómo varían variables como el costo total del sistema, las emisiones totales, la participación de cada tecnología en la generación de electricidad, la producción de hidrógeno y la producción de emisiones. Se espera que, con el aumento del costo de las emisiones, cambien las tecnologías utilizadas para satisfacer las demandas y aumenten los costos totales del sistema. También se anticipa una disminución en las emisiones. Este análisis permitirá

comprender mejor cómo los incentivos económicos influyen en la adopción de tecnologías más limpias y en la reducción de la huella de carbono para el modelo.

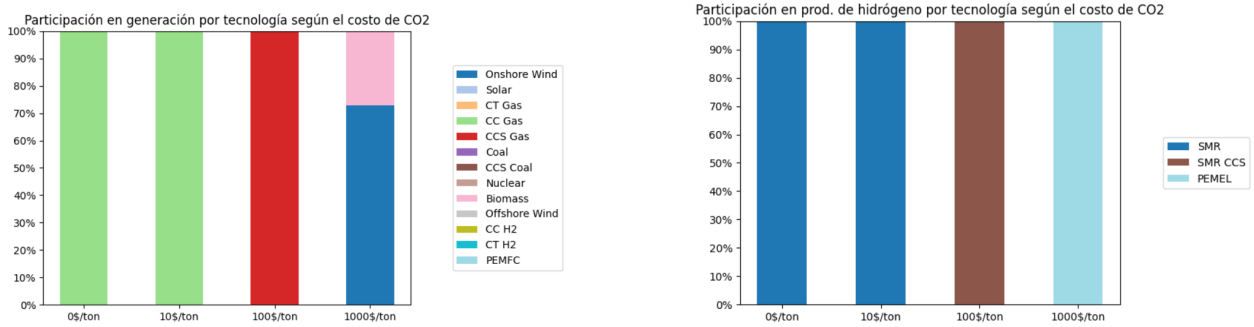


Figura 4.4: Participación en generación de electricidad (Izq.) y en producción de hidrógeno (Der.) por tecnología según costo de CO_2 . Caso 3 - Experimento 1.

Analizando los resultados mostrados en Fig.(4.4) se puede decir que el modelo se comporta correctamente con respecto al costo de las emisiones. Para costos de 0 y 10 [USD/kg-H2] el modelo decide instalar unidades CC Gas y SMR, las cuales tienen los costos más bajos de producción e inversión. Luego, al aumentar a 100 [USD/kg-H2] se pasan a utilizar tecnologías de captura de carbono. Por último, si el costo aumenta aún más, las tecnologías que se implementan son biomasa, eólica y PEMEL.

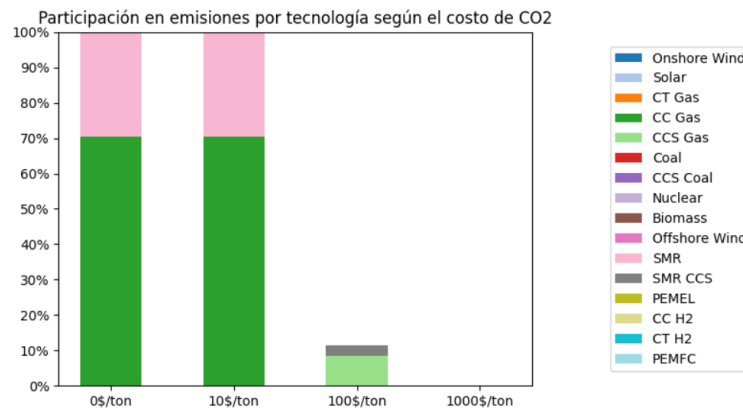


Figura 4.5: Participación en emisiones por tecnología según costo de CO_2 . Caso 3 - Experimento 1.

Según lo mostrado en Fig.(4.5) y en consistencia con Fig.(4.4), las emisiones totales del sistema disminuyen a medida que se aumenta el costo a las emisiones, llegando incluso a 0 cuando se asigna un valor suficientemente alto a dicho parámetro.

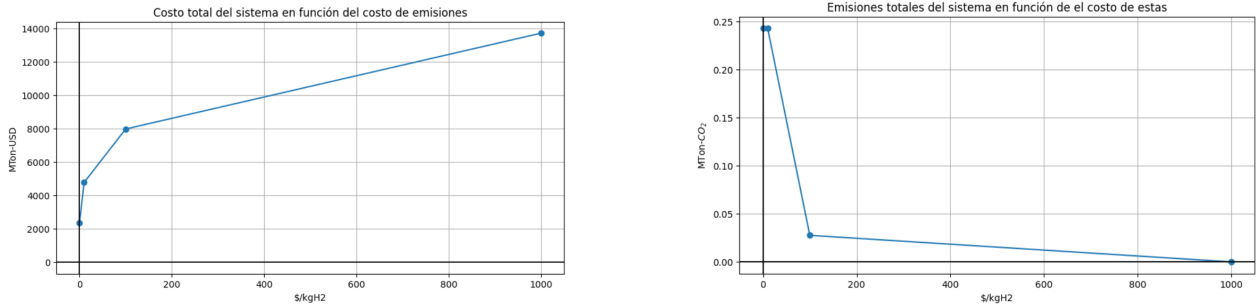


Figura 4.6: Costo total (Izq.) y emisiones totales (Der.) del sistema según costo de CO_2 . Caso 3 - Experimento 1.

Como era de esperarse, la Fig. (4.6) muestra un aumento en el costo total del sistema a medida que se incrementa el costo de las emisiones de CO_2 . Este incremento se debe a que las tecnologías de generación renovables requieren la instalación de sistemas de almacenamiento para operar de manera efectiva. Además, aunque estas tecnologías pueden tener una capacidad instalada significativa, están sujetas a un factor de planta, lo que significa que deben ser sobredimensionadas. A pesar de que sus costos de inversión y fijos son comparables a los de las tecnologías de generación convencionales, la necesidad de sobredimensionamiento y almacenamiento conlleva a mayores gastos.

Experimento 2: este experimento busca ver los efectos que trae consigo variar la demanda eléctrica y de hidrógeno del sistema. Para esto, se multiplica la demanda por 10, obteniéndose 2 escenarios, uno con la demanda normal y otro con demanda escalada. Todo esto se hace para distintos costos de CO_2 . Se espera que las emisiones aumenten y que los costos del sistema también lo hagan.

Tabla 4.13: Costo y emisiones totales del sistema para distinto costo a las emisiones y distinta demanda. Caso 3 - Experimento 2.

Costo de emisiones [USD/kg-H2]	x1		x10	
	Costo [MUSD]	Emisiones [MTon-CO ₂]	Costo [MUSD]	Emisiones [MTon-CO ₂]
0	2355,323	0,242	15.951,783	1,779
10	4.783,197	0,242	33.750,497	1,779
100	7.986,628	0,027	61.475,015	0,172
1.000	13.728,406	0	103.525,069	0

Con lo mostrado en Tab.(4.13) se demuestra que el modelo se comporta correctamente a la hora de producir aumentos en la demanda. El costo y las emisiones totales del sistema aumentan en los casos donde el costo de las emisiones no es suficiente para hacer que se eliminen todas las tecnologías de generación eléctrica y producción de hidrógeno convencionales.

En base a lo visto en los gráficos y al análisis realizado, se puede concluir que el modelo fue replicado correctamente. De forma que presenta el mismo comportamiento frente al caso propuesto y las diferencias que se puedan encontrar se deben exclusivamente a alguna diferencia entre los datos que fueron proporcionados por los autores del paper, como también por la interpretación que se le pudo haber dado a algún dato. Dicho esto, y ya validado el modelo para un caso pequeño, esto es un buen primer indicador para poder utilizar el modelo

como base para la adaptación de este a la región de Magallanes.

4.1.2. Replicación

Para tener seguridad de que el modelo se comporta adecuadamente, a continuación, se pasa a replicar los resultados del modelo. Para esto, se solicitaron los datos utilizados para las simulaciones a los autores. Las simulaciones para la replicación se hicieron usando el método de optimización de barrera y se detiene la optimización cuando se encuentra un primer óptimo, el cuál se encontraría en uno de los cortes de la solución óptima. Por lo general, después de encontrar dicho primer óptimo, se aplican métodos para llevar dicha solución a algún vértice del espacio factible, lo cual se omite por tiempos computacionales e indica que el problema es degenerado, es decir, tiene multiples soluciones. También se define una precisión del 5%. La comparación de los resultados obtenidos con los datos recibidos se muestra a continuación.

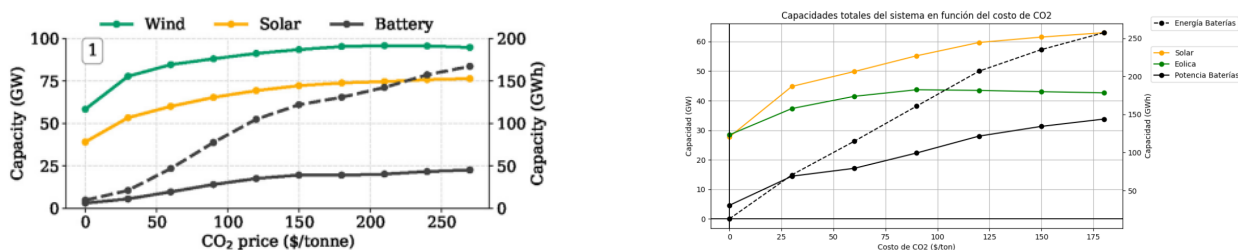


Figura 4.7: Capacidad de energía solar, eólica y baterías según costo de CO_2 (Izq.). Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).

En Fig.(4.7) se muestran los resultados del modelo de referencia con los obtenidos con la replicación de este mismo. La principal diferencia que se ve es la capacidad de energía eólica que se instala según el costo de las emisiones, esta es menor al caso del modelo de referencia. Por otro lado, la energía solar tiene un crecimiento similar. También se ve una diferencia considerable entre la capacidad de los sistemas de almacenamiento. Este cambio se puede justificar por diferencias en los perfiles eólicos de entrada, como también por el hecho que configuró el solver para detenerse antes de llegar al mejor óptimo. También se ve una diferencia considerable entre la capacidad de los sistemas de almacenamiento. Entonces, en total se tiene una menor capacidad instalada de generación de energía con fuentes renovables, esto se puede traducir en una mayor participación de fuentes de generación convencionales y por lo tanto más emisiones. Pero, la tendencia a instalar una mayor capacidad renovable a medida que se aumenta el costo de las emisiones es la misma y también el crecimiento en capacidad de almacenamiento (energía y potencia).

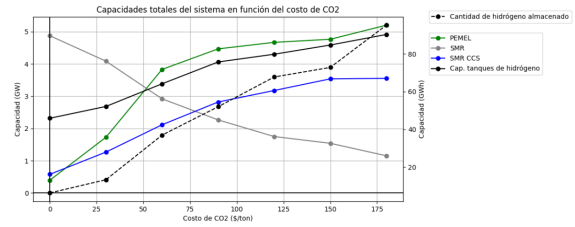
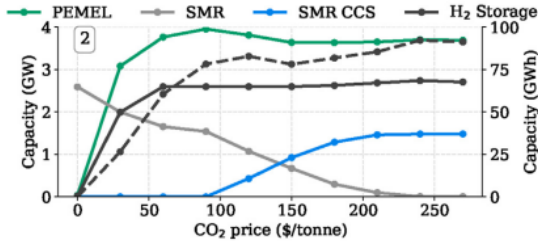


Figura 4.8: Capacidad de tecnologías de generación de H_2 según costo de CO_2 . Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.)

En Fig.(4.8) se puede ver que ambos gráficos tienen un comportamiento similar. Pero, la tecnología de producción de hidrógeno SMR CCS se presenta desde que no hay costo a las emisiones. Esto se puede justificar por el hecho de que el problema es degenerado (múltiples soluciones). Y, también debido a la diferencia en los perfiles de generación eólica.

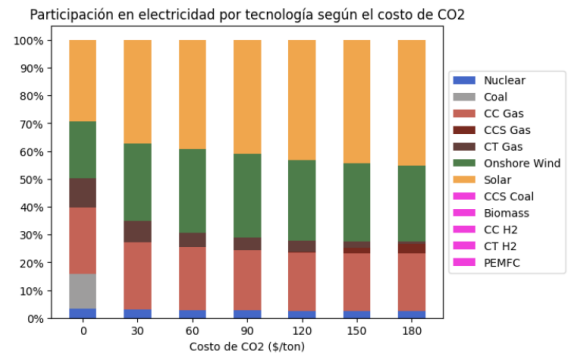
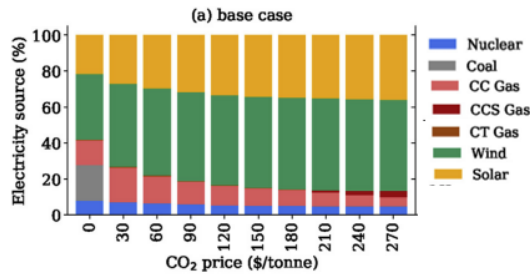


Figura 4.9: Participación de tecnologías de producción de electricidad para diferentes costos al CO_2 . Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).

En Fig.(4.9) se puede ver la participación de las tecnologías en la generación de energía. En general se ve un comportamiento similar, pero, lo primero que salta a la vista es que la generación convencional es mayor en la replicación. Esto es consistente con lo discutido anteriormente sobre los perfiles de generación eólica, como se instala menos generación eólica, esto se debe compensar con tecnologías de generación convencionales.

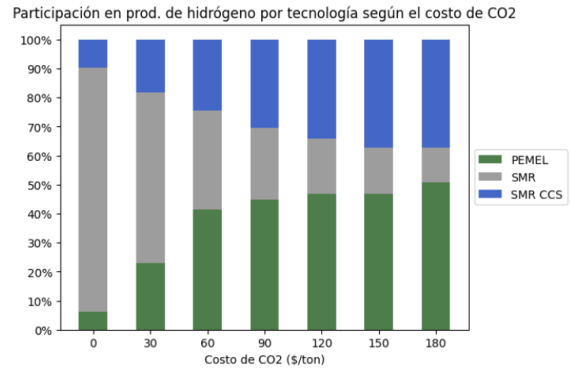
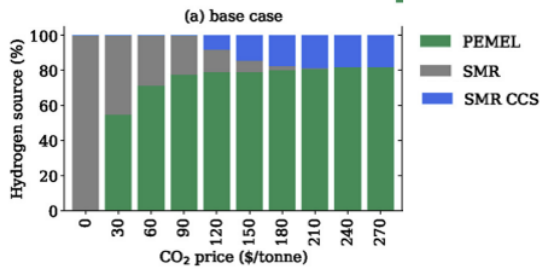


Figura 4.10: Participación de tecnologías de producción de H_2 para diferentes costos al CO_2 . Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).

En Fig.(4.10) los resultados no son tan parecidos, pero, la tendencia es la misma. Siguiendo con la idea anterior, al tener una menor capacidad de generación renovable, no hay suficiente energía para poder generar tanto hidrógeno por medio de electrolizadores PEM como se hace en el modelo de referencia. La entrada de las unidades SMR CCS cuando no hay costo a las emisiones se puede justificar por el hecho de que el optimizador se detiene antes de obtener una precisión mayor y poder mejorar la solución.

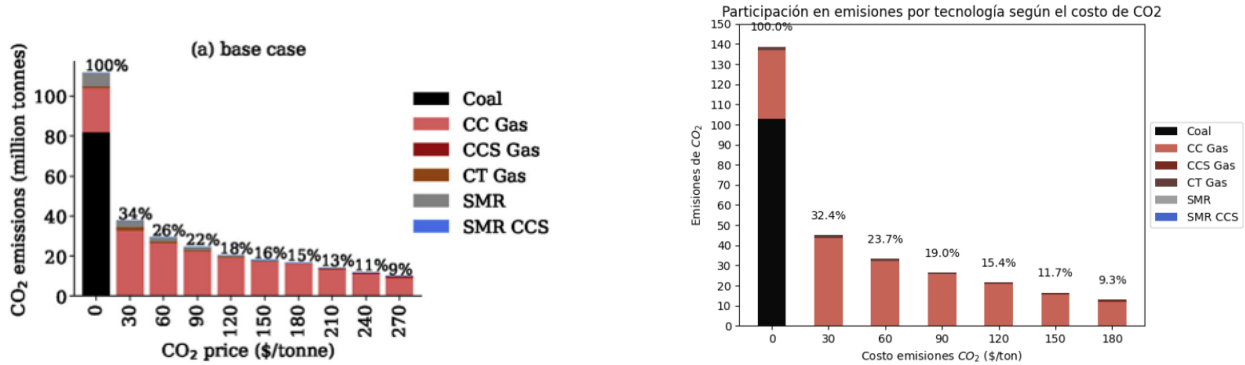


Figura 4.11: Participación de tecnologías en emisiones totales de CO_2 para distintos costos las emisiones. Caso base paper (Izq.) y replicación (Der.).

Consistentemente, con todo lo que se ha dicho, en Fig.(4.11 se puede ver que las emisiones en el caso replicado son superiores a las del modelo de referencia. Por otro lado, la tendencia a la reducción a las emisiones con el aumento de los costos de estas mismas es consistente. Lo último que salta a la vista es la menor cantidad de emisiones obtenidas en la replicación para la tecnología SMR. Esto se puede explicar por la temprana instalación de unidades PEMEL y SMR CCS.

En resumen, a pesar de que los resultados obtenidos no son idénticos a los presentados en el modelo de referencia, se puede ver una clara similitud en el comportamiento de los modelos, manteniendo órdenes de magnitud similares y pudiendo justificar las diferencias por posibles diferencias en los perfiles de generación eólica y por el hecho de que el problema es degenerado y que se utiliza una precisión del 5%. Entonces, se da por validado el modelo replicado y se puede pasar a presentar el modelo modificado teniendo bases sólidas.

4.2. Modelo modificado

4.2.1. Implementación

El modelo es desarrollado en lenguaje Python, específicamente usando las librerías Pyomo para construir el modelo de optimización. Para resolver el modelo se usa Gurobi Solver, el cual es uno de los solvers más rápidos en el mercado y es capaz de aprovechar las arquitecturas modernas y los procesadores multinúcleo, utilizando las implementaciones más avanzadas de los algoritmos más recientes para cumplir su función. Este solver es de pago, pero, se puede acceder a una licencia gratis para motivos académicos.

El tiempo de evaluación para cada simulación está entre las 6 y 9 horas, dependiendo de las entradas del modelo. Para resolver el modelo se utilizó un servidor del Centro de Energía de la Universidad de Chile. Este cuenta con dos procesadores AMD Operton 6174, con una frecuencia de reloj de 2,2 GHz (24 núcleos y 24 procesadores lógicos).

La implementación del modelo se realizó utilizando Jupyter Notebook. A continuación se explica la función de cada una de las etapas del código que utilizado, Para entender en forma más clara el modelo, se puede revisar el código mostrado en el Anexo 2.

1. Cargado de librerías y archivos a utilizar: en esta etapa se importan las librerías y archivos a utilizar para el manejo de los datos, modelación y optimización del modelo..
2. Normalización de información de entrada: en esta etapa se toman los archivos de entrada, se normalizan los nombres de las columnas e índices de estos mismos y se ordenan en DataFrames y Diccionarios de Python para que se ajusten al formato que recibe el modelo. El principal ajuste que se realiza en esta etapa es el repartir la información que se encuentra por nodo a cada sub-nodo, es decir, se asignan los datos correspondientes a la parte eléctrica a los primeros 9 sub-nodos, los datos de hidrógeno a los siguientes 9 sub-nodos y los datos de gas a los últimos 9.
3. Definición de índices y parámetros: en esta etapa ya se cuenta con toda la información de forma ordenada, entonces, se pasa a definir cada uno de los parámetros, guardándolos en DataFrames por separado. También, se hace una revisión de las unidades de cada uno de los datos.
4. Definición del modelo de optimización: en esta etapa se pasa a construir el modelo de optimización usando la librería Pyomo. Aquí, se pasan todos los datos a dicho formato, definiendo índices, parámetros, sets, sets indexados, variables, restricciones y la función objetivo. Es importante notar que aquí se llevan todos los datos a Diccionarios de Python antes de ingresarlos al modelo. Esto se debe a que, utilizando diccionarios, la velocidad de procesamiento aumenta considerablemente. Por otro lado, también es importante destacar que los sets indexados deben ser definidos a mano, esto porque, no se encontró una forma de automatizar este proceso.
5. Evaluación del modelo: en esta etapa, el modelo ya está listo para ser evaluado y optimizado. Primero se crea el optimizador que se utilizará, que en este caso es Gurobi Solver. Luego, se configuran ciertos parámetros para el optimizador, como lo serían la precisión, el método de optimización, tiempo límite de ejecución y más. La selección de

dichos parámetros es clave al momento de obtener un solver que sea capaz de obtener resultados en tiempos razonables.

Una vez configurado el solver se pasa a construir el modelo, resolverlo y guardar los resultados. Las salidas del modelo se guardan en una carpeta que contiene el estado de este mismo en cada hora del año y las variables asociadas con la expansión de la red.

4.2.2. Validación

Para realizar la validación del modelo modificado se le entrega la información del estado de Texas utilizada en la replicación del modelo de referencia y se comparan los resultados obtenidos con los del modelo original. Debido al tiempo que se demoran las simulaciones, se toma la decisión de realizar una simplificación temporal. Esta simplificación consiste en tomar los perfiles que se tienen, se agrupan los días del año en grupos de a 8, luego, para cada grupo se deja el día que tenga el menor error cuadrático medio con el resto. Obteniéndose así, un día representativo para los grupos y reduciendo al dimensión temporal del modelo de 8.760 a 1.095 horas.

Al hacer dicha simplificación se reducen los tiempos de evaluación computacional considerablemente, pero, también se pierde resolución y los resultados no son los mismos. Ahora bien, como el modelo de referencia fue replicado y validado, se puede validar el modelo modificado si este entrega los mismos resultados. Esto, independientemente de la resolución temporal que se utilice. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada modelo con la reducción temporal aplicada.

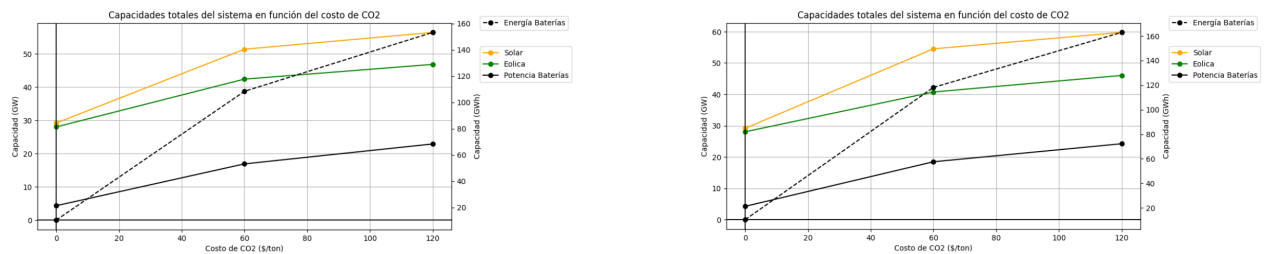


Figura 4.12: Capacidad de energía solar, eólica y baterías según costo de CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).

En Fig.(4.12) se puede ver que el comportamiento es muy similar para ambos modelos, salvo por pequeñas diferencias en las capacidades instaladas. Esto, nos dice que en el aspecto eléctrico, el modelo desarrollado se comporta igual que el modelo presentado en el paper.

También, es importante hacer la comparación entre las Figs.(4.7, 4.12). Analizando ambas figuras, se puede notar que para los casos con y sin simplificación temporal, el cambio en las capacidades instaladas producido por la variación del impuesto a las emisiones siguen la misma tendencia, puesto que, a medida que aumentan las emisiones, también lo hace la capacidad instalada. Todo dentro de los mismos órdenes de magnitud.

La diferencia más significativa entre ambas figuras es la capacidad instalada de potencia y energía para las baterías. Como es de esperarse, al aplicar la simplificación, se produce

una disminución en las capacidades instaladas de dichas tecnologías. Lo cual, se explica por el hecho de que se deben satisfacer los requerimientos energéticos del caso por una menor cantidad de tiempo. Por ejemplo, en los días de invierno se tiene una mayor demanda eléctrica y también menor generación solar, entonces, mientras más días hayan con estas condiciones, mayor será la capacidad de almacenamiento que necesitará el sistema para poder satisfacer la demanda. En resumen, la implementación de la simplificación se traduce en una sub-estimación de las capacidades de almacenamiento.

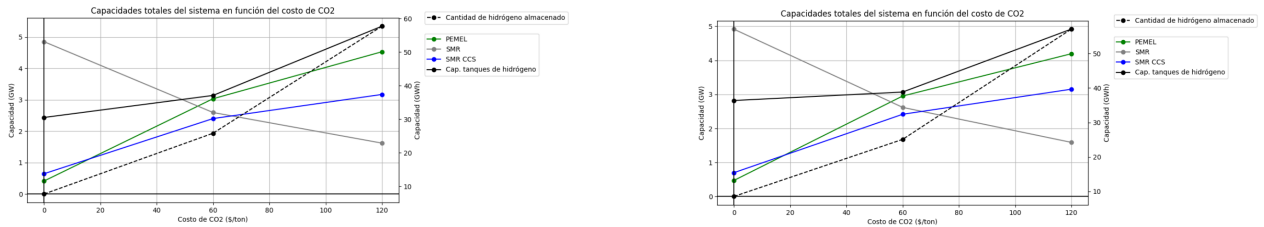


Figura 4.13: Capacidad de tecnologías de generación de H_2 según costo de CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).

En la Fig.(4.13) se puede ver que para la red de hidrógeno también se obtienen los mismos resultados usando el modelo de referencia y el modelo desarrollado. Por otro lado, mirando la Fig.(4.8) se puede llegar a la misma conclusión mencionada anteriormente, la simplificación temporal trae consigo la sub-estimación de las capacidades de almacenamiento y no afecta considerablemente las capacidades instaladas de generación de electricidad ni las de producción de hidrógeno.

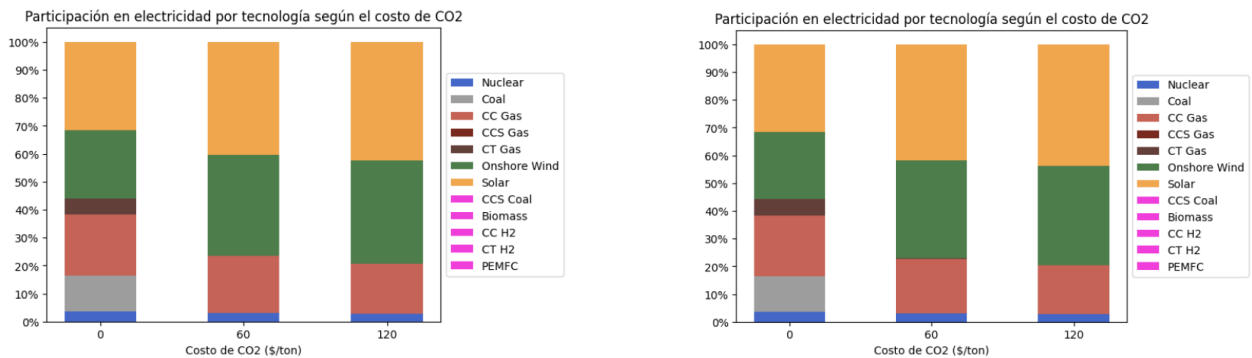
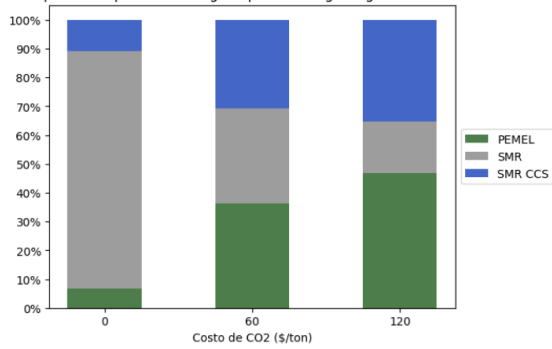


Figura 4.14: Participación de tecnologías de producción de electricidad para diferentes costos al CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).

Participación en prod. de hidrógeno por tecnología según el costo de CO2



Participación en prod. de hidrógeno por tecnología según el costo de CO2

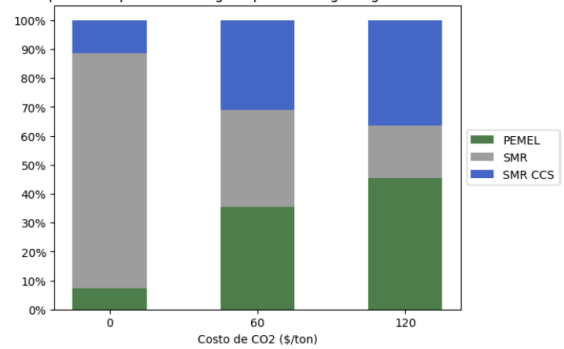


Figura 4.15: Participación de tecnologías de producción de H_2 para diferentes costos al CO_2 . Replicación paper (Izq.) y modelo modificado (Der.).

Las Figs.(4.14,4.15) terminan de confirmar que el modelo modificado se comporta de igual manera que el modelo de referencia. Entonces, se puede decir que como el modelo de referencia ya está validado, también lo está el modelo desarrollado. Con estos resultados ya se puede pasar a evaluar el caso de Magallanes.

Capítulo 5

Caso de estudio

En esta sección se presenta el caso de estudio para el cual fue desarrollado el modelo. Se quiere analizar el desarrollo de la matriz energética de la región de Magallanes al año 2050. A esta metodología de modelación se le denomina *Static Planning*, estimando el sistema adaptado para el año de estudio sin detallar las fechas de entrada de cada tecnología en el período. Para esto, se comienza dando una descripción general de la red, presentando la información necesaria para poder evaluar el modelo. Luego, se muestran las sensibilidades a las cuales se somete el caso de estudio. Para seguir con los resultados obtenidos y finalizar con el análisis de dichos resultados.

5.1. Descripción general

La región de Magallanes presenta una pequeña capacidad instalada de energía eólica y diésel, siendo el resto de la demanda eléctrica cubierta por centrales a gas natural. Ahora bien, haciendo un análisis del estado actual de las políticas de hidrógeno verde en Chile y también, viendo los proyectos que ya están en desarrollo en la región, es de esperarse que esta distribución cambie significativamente. En base a esto se pueden plantear diferentes escenarios, tomando en cuenta distintos niveles de incorporación de las tecnologías de hidrógeno verde. También, se puede concebir casos que tomen en cuenta el nivel de desarrollo de la demanda de hidrógeno local y ver como se incorporará en la matriz energética.

Es importante tener en consideración que el gas natural en la región de Magallanes es un recurso subsidiado por el Estado, siendo utilizado debido a que históricamente es la forma más económica de abastecer los consumos energéticos de la región. Por otro lado, las tecnologías que utilizan el hidrógeno verde como fuente de energía tendrán costos proporcionales al costo de producción de este mismo hidrógeno. Ahora bien, sabiendo que actualmente el costo de producir hidrógeno verde está entre 2,36 y 6,05 [USD/kg] [61] y comparándolo con los datos que se muestran en Tab.(5.1), donde se muestra el valor medio de las tarifas de gas natural en la región de Magallanes entre los meses de junio 2023 a junio 2024, se nota inmediatamente que el costo del hidrógeno es considerablemente mayor que el costo del gas natural. Sabiendo que un metro cúbico de gas natural a 0 [°C] pesa 0,743 [kg] entonces se obtiene que el costo del gas natural es de 152,16 [CLP/kg] y de 388,72 [CLP/kg] si no se cuenta el subsidio.

Luego, si se pasa el valor del LCOH a CLP se obtiene 3.915 [CLP/kg]. Es decir, con los costos actuales de dichos energéticos se tiene que el hidrógeno es aproximadamente 25 veces

más caro que el gas natural (considerando el subsidio). Luego, en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [1], se propone que el LCOH en la región de Magallanes y el desierto de Atacama puede ser el más bajo del mundo en el año 2030, alcanzando valores entre 1,3 y 1,4 [USD/kg]. Utilizando estos valores se obtiene un LCOH de 1.303,4 [CLP/kg], lo cual se acerca más a lo que es el valor del gas natural, siendo aproximadamente 9 veces más alto.

Tabla 5.1: Tarifas para gas natural en Magallanes en el último año para clientes residenciales, comerciales o industriales [60].

Tramos de consumo [m^3]		Tarifa IVA incluido [$$/m^3S$]
0	25.000	113,0571
25.000	y más	161,3016

Según la información encontrada, el costo de producción del gas natural en la región de Magallanes de ENAP está entre 8 y 9 [USD/mmBtu], pero el costo de venta de este gas es de, entre 1 y 2 [USD/mmBtu] [79], la diferencia entre estos dos la cubre el estado haciendo uso de un subsidio a la producción del gas natural de ENAP, por lo tanto, se puede decir que el costo total para la región del gas natural es aproximadamente 6 veces mayor al estimado anteriormente. Entonces, el costo nivelado del hidrógeno comparado con el del gas natural no son tan diferentes, pero, a pesar de esto, el costo del gas natural sigue siendo menor.

En la Tab.(5.2) se puede ver que el costo del gas natural cuando se usa para generación eléctrica es menor que el costo para los demás usuarios (residenciales, comerciales e industriales). En este caso la diferencia entre el costo del gas natural y el hidrógeno se hace aún mayor.

Tabla 5.2: Tarifas para gas natural en Magallanes en el último año para servicios de generación eléctrica [60].

Tramos de consumo [m^3]		Tarifa IVA incluido [$$/m^3S$]
0	25.000	83,0059
25.000	y más	132,3910

El objetivo de este análisis es mostrar que los costos del gas natural en la región son y posiblemente sigan siendo considerablemente menores que los costos que tendrá el hidrógeno verde. Por lo tanto, es importante tener en cuenta que la implementación de tecnologías de hidrógeno verde en la zona no necesariamente debe hacerse por aspectos económicos, sino que, puede realizarse para mostrar que estas tecnologías funcionan, poniéndolas a prueba en la región. Actuando como un primer paso para la integración a estas mismas y también para potenciar el desarrollo tecnológico en esta área.

El primer paso para modelar la región es seleccionar los nodos. Para esto se toman las ubicaciones de la infraestructura existente de la red energética. Dicha infraestructura se compone de centrales de generación de energía eléctrica, líneas de transmisión, plantas de extracción, y gasoductos de transporte y distribución de gas natural.

Tabla 5.3: Nodos para la modelación de Magallanes.

Lugar	Bus	Lon	Lat
Puerto Natales (PN)	1	-72,5167	-51,7333
Pecket (PE)	2	-70,7497	-52,7045
Cabo Negro (CN)	3	-70,8265	-52,9513
Central 3 Puentes (TP)	4	-70,8972	-53,1014
Punta Arenas (PA)	5	-70,9167	-53,1500
Porvenir (PO)	6	-70,3667	-53,3000
Planta Posesion (PP)	7	-68,9530	-52,2298
Planta Cullen (PC)	8	-68,8608	-52,8842
Planta Daniel (PD)	9	-68,7440	-52,2919

En Tab.(5.3) se presentan los nodos a modelar. Es importante notar que se excluye el sistema mediano de Puerto Williams, esta decisión fue tomada por lo alejado que se encuentra del resto de los sistemas, lo que se traduce en una gran dificultad al momento de construir líneas de transmisión o gasoductos de cualquier tipo para conectarse. En Fig.(5.1) se puede ver la ubicación de los nodos y cómo es que estos están conectados.

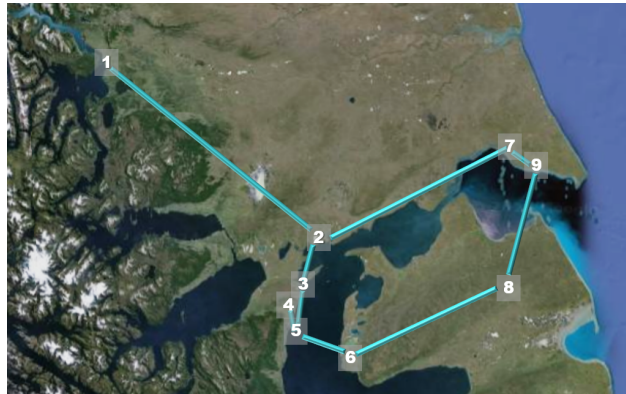


Figura 5.1: Nodos y conexiones para modelación de Magallanes.

También, se excluye San Sebastián y Punta Dungeness del modelamiento, estos son puntos donde se conecta la red de gasoductos de la región con Argentina. Se omite su modelamiento porque actualmente la región tiene la capacidad suficiente para abastecer su propia demanda de gas natural, suministrada por ENAP [79].

La red eléctrica y la red de gas natural que existe actualmente en la región de Magallanes se muestra en Figs.(5.2,5.3). Más adelante se entra en detalle sobre cómo se obtienen los datos presentados en las figuras mencionadas.

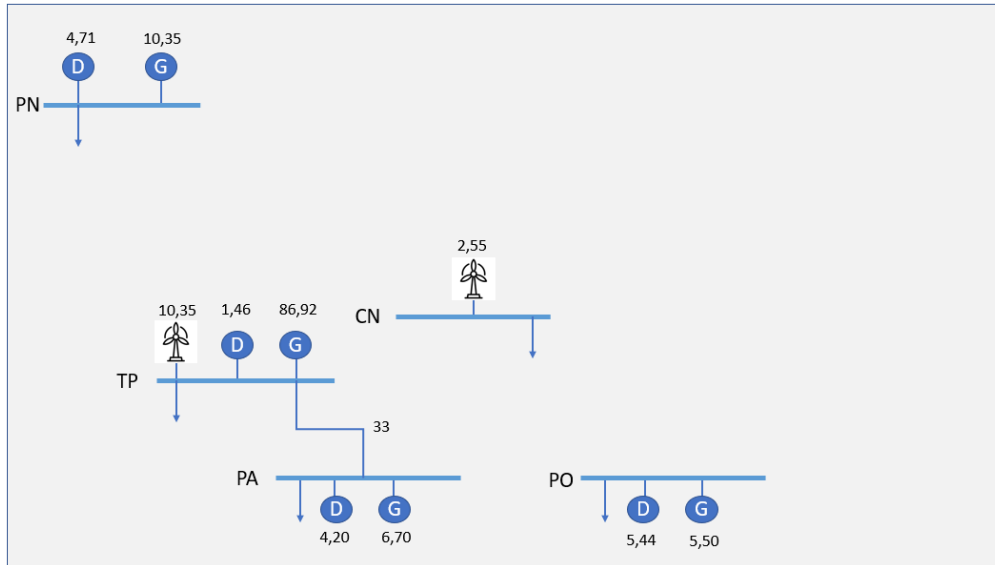


Figura 5.2: Red eléctrica actual de la región de Magallanes con capacidades instaladas de generación y transmisión [MW].

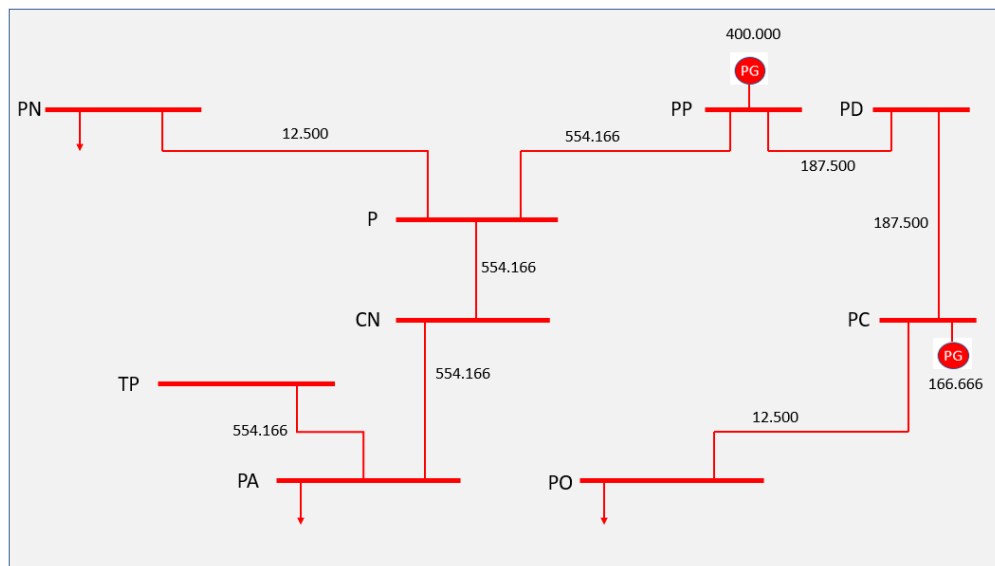


Figura 5.3: Red de gas natural actual de la región de Magallanes con capacidades instaladas de extracción y transporte [m^3/h].

La región de Magallanes cuenta con numerosas unidades de generación de electricidad ya existentes. Para el modelamiento, se agrupan las unidades en las siguientes 3 categorías, con el fin de disminuir los tiempos computacionales requeridos para resolver el problema: generadores a gas natural, generadores diésel y turbinas eólicas. Las capacidades instaladas por nodo se muestran en Fig.(5.2).

Tabla 5.4: Costos de inversión por tecnología [59]

Tecnología	CAPEX (USD/kW)	Consumo específico	Costos variables no comb.	Costos fijos (% inv)
Almacenamiento BESS 2-4 hrs	1.252			
Almacenamiento BESS 4-6 hrs	1.556			
Eólica	1.534			1-2
Térmica a GN (CC)	1.086	0,191 (dam^3 /MWh)	4,4 (USD/MWh)	1-2
Térmica a GN (CA)	816	0,283 (dam^3 /MWh)	5,2 (USD/MWh)	2-3
Térmica Diésel	487	0,251 (ton/MWh)	22,9 (USD/MWh)	1-2

Para determinar parámetros que sean representativos para estas unidades de generación se tienen que conocer las características de cada unidad presente en la región, estas se pueden encontrar en [75]. El tamaño, potencia mínima, capacidad de rampa, consumo específico y costo variable de la unidad representativa por tecnología se obtiene sacando el promedio entre las unidades existentes en la zona. Luego, en el informe PELP realizado en el año 2021, se presentan proyecciones de costo para diferentes tecnologías [77], ahí, se encuentra el costo de inversión para las centrales eólicas y a gas natural. En Tab.(5.4) se presentan el costo de inversión para centrales diésel y también costo fijo de centrales eólicas, diésel y a gas natural. Por último, las emisiones de las unidades de generación se obtienen de [75], donde se muestra que las emisiones producidas por generar electricidad son de 440 [kgCO₂/MWh] para generadores a GN y de 1.047 [kgCO₂/MWh] para centrales diésel. En Tab.(5.5) se muestran las unidades representativas de las unidades generadoras en Magallanes junto con sus respectivos parámetros.

Tabla 5.5: Parámetros unidades de generación Magallanes [59][74][75].

Tecnología	Costo Inv. [USD/MW-año]	Costo Fijo [USD/MW-año]	Costo Variable (no comb.) [USD/MWh]	Consumo	Emisiones [kgCO ₂ /MWh]	Tamaño [MW]	Mínimo [MW]
Generadores a GN	116.687	33.000	5,2	391,263 [m^3 /MWh]	440	4,562	1,433
Generadores Diésel	51.660	8.580	22,9	308,757 [lt/MWh]	1.047	0,8809	0,225
Generadores Eólicos	111.586	19.000	0	0	0	2,15	0

Las anualidades mostradas en Tab.(5.5) para las distintas tecnologías se obtienen utilizando una tasa de descuento de 10 % y la vida útil correspondiente a cada una. Esto último se extrae de [78], siendo de 20 años para generación eólica y 30 años para generación a gas natural y diésel. Los costos de inversión por tecnología están proyectados al año 2035, que corresponde al punto medio entre la actualidad y el año de evaluación (2050). Al considerar el punto medio temporal para la estimación de costos se está tomando el promedio del costo de las tecnologías en el tiempo. Siendo el costo de inversión de unidades de generación eólica de 950.000 [USD/MW] y de unidades a gas natural de 1.100.000 [USD/MW], este es el promedio entre el costo de las unidades a ciclo abierto y las de ciclo combinado. No se encontró una proyección para el costo de las unidades de generación diésel, por lo tanto se usa el costo actual de esta tecnología.

Para las plantas de extracción de gas natural, se toman las plantas Posesión y Cullen y se define una planta que las represente a ambas. Como se muestra en Sec.(2.1), las capacidades de extracción de estas plantas son de 9.6 y 4 [Mm³/día] respectivamente. Luego, el costo variable que se toma para estas plantas es el costo de extracción mostrado en [79], siendo de 8,18 [USD/mmBtu]. Se sabe que estas plantas tienen capacidad suficiente para abastecer la demanda energética de la región, la cual en el año 2024 se estima que es de 463,3 [Mm³]

[80]. Esto, en conjunto con que no se tienen los costos de inversión ni de operación de este tipo de centrales, lleva a tomar la decisión de restringir la instalación de este tipo de plantas en el modelo, es decir, no se considera la instalación de más plantas de extracción de gas. Las características de este tipo de plantas necesarias para correr el modelo se muestran en Tab.(5.6).

Tabla 5.6: Parámetros de plantas de extracción de gas en Magallanes.

Tecnología	Costo Inv. [USD/m ³ /h-año]	Costo Fijo [USD/m ³ /h-año]	Costo Variable (no comb.) [USD/m ³]	Consumo	Emisiones [kgCO ₂ /m ³]	Tamaño [m ³ /h]	Mínimo [m ³ /h]
Planta de GN	-	-	0.30188	-	-	166.666	0

En el caso de las tecnologías de hidrógeno, se toma la data de costos y parámetros presentada en el paper [26]. En este, se presenta información sobre las tecnologías: electrolizadores PEM (PEMEL), turbinas de combustión a hidrógeno (CT), turbinas de ciclo combinado a hidrógeno (CC) y celdas de combustible PEM (PEMFC). Se toman estos datos dado que hay una gran incertidumbre sobre como será el desarrollo de los costos de estas tecnologías, siendo difícil encontrar datos exactos para Chile.

Tabla 5.7: Parámetros para tecnologías de hidrógeno [26].

Tecnología	Costo Inv. [USD/pu-año]	Costo Fijo [USD/pu-año]	Costo Variable (no comb.) [USD/eu]	Consumo [eu in/eu out]	Emisiones [kgCO ₂ /eu]	Tamaño [pu]	Mínimo [pu]	Rampa
PEMEL	1.954	1.915	0	0,0513	0	2.500	0	1
CC H2	74.203	13.070	2,78	50,05	0	1.100	0	0,252
CT H2	49.208	5.989	8,83	75,08	0	240	0	1
PEMFC	152.214	0	8,85	58,88	0	50	0	1

En Tab.(5.7) se presentan los parámetros correspondientes a las tecnologías que utilizan o producen hidrógeno en el modelo. Es importante notar que (pu) es kg/h y (eu) es kg para tecnologías que producen hidrógeno, por otro lado, para las tecnologías que producen electricidad (pu) es MW y (eu) es MWh.

En el modelo de referencia, se definen los costos para los sistemas de almacenamiento en dos partes, una que corresponde a costo por potencia y otra a costo por capacidad de almacenamiento. Producto de esta definición de costos para los sistemas de almacenamiento, se toma la decisión de utilizar los costos presentados en el mismo documento para almacenamiento de electricidad en bancos de baterías y para tanques de hidrógeno. Por otro lado, se excluyen del modelo los sistemas de almacenamiento de gas natural.

Tabla 5.8: Parámetros para sistemas de almacenamiento [26].

Tecnología	Costo Inv. Potencia [USD/pu-año]	Costo Inv. Energía [USD/eu-año]	Costo Fijo Potencia [USD/pu-año]	Costo Fijo Energía [USD/eu-año]	Eficiencia	Energía Auxiliar [MWh/eu]
Baterías	19.090	5.710	6.825	2.100	0,92	0
Hidrógeno	215	39,9	46	2	1	0,001284

Los corredores de transmisión son aquellos que se encargan de enviar los energéticos de un nodo a otro. Estos contemplan líneas de transmisión, gasoductos de hidrógeno y de gas natural. Actualmente, en la región se cuenta con la red de gasoductos que se puede ver en Fig.(2.4) y también con las líneas de transmisión que se presentan en Tab.(2.1). Condensando esta información y usando los datos presentados en Tabs.(2.2, 2.6) se obtienen las entradas

del modelo para los corredores de transmisión. Esto consiste en las capacidades de transmisión existentes entre cada uno de los nodos, las capacidades de transmisión adicionales que se pueden instalar y los costos totales de implementar nueva infraestructura para cada energético. Dicha información se encuentra en el Anexo 3.

En caso de querer implementar una red libre de gas natural, se tendría que reacondicionar los gasoductos ya existentes. Esta nueva red no necesitaría los gasoductos que envían gas de las plantas de extracción, por lo tanto, solo se requiere del gasoducto que va desde Esperanza al Nodo Pecket y luego a Cabo Negro. Además, una opción es conectar Punta Arenas con Porvenir mediante un gasoducto marítimo. Esto último se incluye en la modelación.

Los nodos Cabo Negro, Tres Puentes y Punta Arenas están conectados por la red de distribución de gas natural que existe en esa zona. Por el momento no se cuenta con información detallada sobre esta y para efectos del modelamiento, se deben implementar gasoductos virtuales entre estos tres nodos para hidrógeno y para gas natural. Entonces, se modela un gasoducto de Tres Puentes a Punta Arenas y de Punta Arenas a Cabo Negro. Todo esto con el fin de incluir el comportamiento de lo que sería la red de distribución de gas natural. En caso de no hacerse este ajuste, Punta Arenas quedaría aislado de la red de gas natural, que llegaría solo a Cabo Negro. Otra idea que se evaluó fue la de considerar los tres nodos en cuestión como uno solo. Dicha opción se descartó dado que se perdería mucha resolución. Entonces, las capacidades instaladas de transmisión que considera el modelo como entrada para cada energético se muestran en Fig.(5.4).

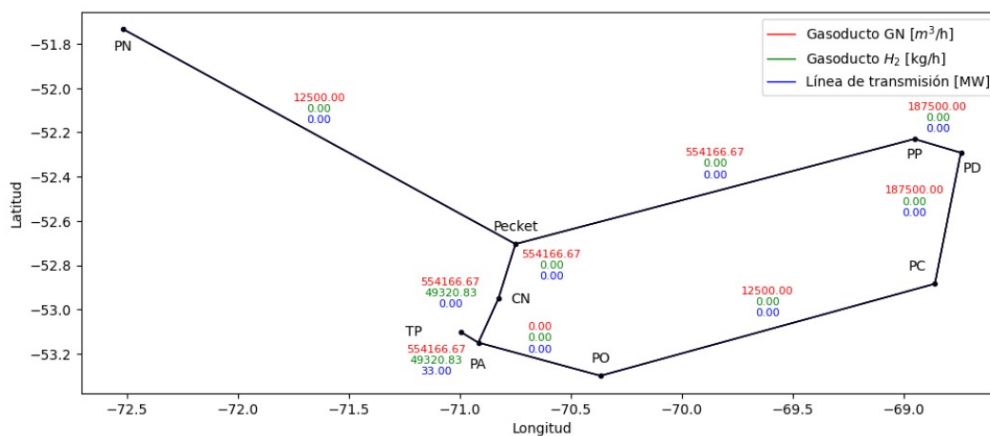


Figura 5.4: Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía en la actualidad.

En el Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM se muestran los costos de falla para la región de Magallanes. Los costos de falla son valores representativos del costo en que incurre un sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro. Existen dos tipos de costos de falla, unos son los de corta duración (CFCD) y los otros de larga duración (CFLD). Las fallas de corta duración son aquellas que ocurren sin previo aviso, pudiendo durar desde segundos hasta varias horas. Por lo general, estas suceden por eventos en las redes de transmisión y distribución. Por otro lado, las fallas de larga duración son aquellas causadas por déficit profundos o prolongados en el abastecimiento de energía. Di-

chos déficit pueden ser causados por situaciones como la indisponibilidad de combustibles e infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas. La gravedad de la escasez se identifica con distintos niveles de profundidad y la duración de esta [69].

Entonces, en la región de Magallanes el costo de falla de corta duración es de 12,59 [USD/kWh] y los costos de falla de larga duración se muestran en la Tab.(5.9) según el nivel de profundidad de la falla.

Tabla 5.9: Costos de falla de largo plazo regiones de Aysén y Magallanes[69].

Profundidad	Costo de falla[USD/kWh]
0-5 %	884,04
5-10 %	1.151,30
10-20 %	1.272,90
Sobre 20 %	1.451,18

Para la modelación se utilizan los costos de falla de corta duración. Esta decisión se toma por la similitud entre el costo de falla presentado en el modelo de referencia. Por otro lado, los costos de racionamiento para el gas natural e hidrógeno no están del todo claros. En la referencia se usa un costo de 10.000 [USD/kg] para el racionamiento del hidrógeno, por lo tanto, se usa este mismo valor. Para el gas natural se usa un costo de 6.570 [USD/ m^3], esto, haciendo el ajuste de m^3 a kg con la densidad del metano, el cual es el componente principal del gas natural.

Para la demanda de electricidad en cada uno de los nodos, se toman los perfiles presentados en los anexos del Estudio de Planificación y Tarificación de los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams [75]. Aquí, se presentan perfiles con resolución de dos horas para los dos primeros días de cada mes. Para construir el perfil con resolución horaria para todos los días del año, se interpolan los valores de los dos primeros días por mes para luego calcular el promedio de estos y utilizarlo como perfil de cada día del respectivo mes. Luego, según las proyecciones realizadas en el mismo documento mencionado, la demanda de electricidad aumentará aproximadamente en un 30 % al año 2035.

En el informe técnico para el proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena [80], se presentan proyecciones para la demanda de gas natural en la región. Esta proyección llega hasta el año 2038 y se toma dicho valor. Es importante destacar que aquí no se tienen perfiles con resolución horaria, sino que, estimaciones para la demanda total de gas natural para cada sistema mediano de la región. Entonces, a falta de los perfiles de demanda con resolución horaria, se utiliza la información del consumo anual, junto con un perfil diario estándar y un perfil anual de consumo de gas natural en Dinamarca [81] para obtener un perfil de demanda para cada estación del año. La decisión de tomar el perfil de consumo de Dinamarca se debe a que dicho país presenta condiciones climáticas similares a las de la región en cuestión, obteniéndose de esto el porcentaje del consumo total anual que corresponde a cada estación del año.

Debido a que el hidrógeno aún no forma parte de consumos residenciales y comerciales a lo largo del mundo, no se conoce exactamente como serán los perfiles de demanda de este ener-

gético. Pero, sabiendo que en Magallanes se utilizaría principalmente para la climatización de interiores, se puede utilizar un perfil con la misma forma del de gas natural. Inicialmente se considera que no hay demanda de hidrógeno.

Entonces, se tienen perfiles de demanda para cada energético con proyecciones realizadas en los últimos años hasta el año 2035-2038. También, en la Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050 realizada el 2015 [82], se muestra como será el crecimiento de las demandas hasta el año 2050 para la electricidad y el hidrógeno, siendo de un 20 y un 16% respectivamente desde el 2035 al 2050. Con esto, ya se tiene una proyección estimada para la demanda de cada energético al año 2050. En Tab.(5.10) se muestra la demanda que se tiene y la proyección sobre el crecimiento de esta.

Tabla 5.10: Proyección de demanda de electricidad y gas natural para región de Magallanes [75][80][81][82].

Nodo	Demanda el. 2024 [MWh]	Demanda el. 2050 [MWh]	Demanda GN 2038 [MMm ³]	Demanda GN 2050 [MMm ³]
Puerto Natales	57.196	89.224	70,2	81,4
Punta Arenas	320.628	500.179	311,8	360,7
Porvenir	31.542	49.205	22,8	26,4

El costo del diesel en cada uno de los sistemas medianos de la región se obtiene del Estudio de Planificación y Tarifación de los SSMM de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams [75] y son presentados en Tab.(5.11).

Tabla 5.11: Costo de combustible diesel en cada sistema mediano [75].

Nodo	Costo Diesel [USD/lt]
Puerto Natales	0,458
Punta Arenas	0,437
Porvenir	0,581

Por último, para la modelación se considera un costo de emisiones de 35 [USD/ton], valor que se extrae del estudio PELP realizado por el Ministerio de Energía que representa la trayectoria media del impuesto al carbono en el año 2050 [77].

5.2. Sensibilidades

Ya habiendo definido el caso de estudio, se procede a evaluar el modelo. Un aspecto relevante para estudiar es el comportamiento de la red energética de la región frente a distintos niveles de demanda residencial, comercial e industrial de hidrógeno, dado que, como ya se mencionó anteriormente, no se tiene certeza de como sería el perfil de esta demanda ni de su magnitud.

Frente a esto, se hacen sensibilidades que contemplan una demanda de hidrógeno que representa los consumos de nuevas industrias o tecnologías que utilizan hidrógeno como fuente de energía pero que no reemplazan las otras fuentes, un ejemplo de esto puede ser la adopción de autos alimentados por combustibles verdes. La demanda de hidrógeno a considerar es de

25 y 50 % de lo que será la demanda de gas natural de la región en el año 2050. Y, el perfil de demanda toma la misma forma que el de gas natural.

Por otro lado, es interesante estudiar los efectos de inyectar hidrógeno en las redes de distribución de gas natural para reducir el consumo de este último y, a su vez, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Según la información presentada en la sección 2.4, los estudios realizados hasta la fecha indican que es posible adoptar hasta un 20 % de mezcla en las redes de distribución sin provocar fallas en la infraestructura ni incurrir en costos de reacondicionamiento o reemplazo de la misma. Por lo tanto, se evalúan sensibilidades que consideran niveles de mezcla del 10 % y 20 %.

Una medida que se puede utilizar para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es la implementación del impuesto verde. Este representa la externalidad causada por la contaminación emitida por fuentes de generación de energía. En el estudio PELP, realizado por el Ministerio de Energía, se presentan tres trayectorias que podría seguir el impuesto al carbono. La trayectoria baja considera que el impuesto sea de 10 [USD/ton] a partir del año 2030. Las trayectorias media y alta prevén un aumento escalonado entre 2025 y 2030, alcanzando un valor de 35 [USD/ton]. Finalmente, la trayectoria alta del impuesto continúa creciendo hasta alcanzar 70 [USD/ton] en el año 2045 [77]. Entonces, se resuelve el modelo para 0, 10, 35, 70, y 100 [USD/ton].

5.3. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos al evaluar el escenario propuesto como caso de estudio con su respectivo análisis, para luego, revisar los resultados de realizar sensibilidades sobre la demanda de hidrógeno.

5.3.1. Caso base

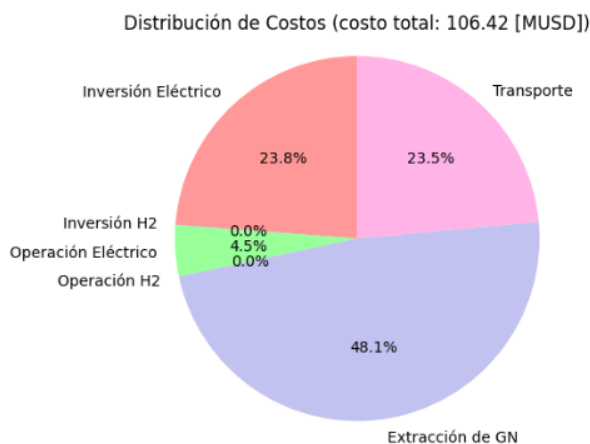


Figura 5.5: Distribución totales del sistema. Caso base.

En Fig.(5.5) se muestra el costo total del sistema y como es que está distribuido entre los distintos componentes de este. Se puede ver que la extracción de gas natural representa el 48,1 % del costo total, seguido por la inversión en componentes eléctricas y en corredores

de transmisión con 23,8 y 23,5 % respectivamente. Finalmente, la operación de las unidades eléctricas representa el 4,5 % del costo total.

Tabla 5.12: Balances de costos considerando ingreso marginal para cada componente del sistema. Caso base.

Tecnología	Anualidad costo inversión [MUSD]	Costo operación [MUSD]	Ingreso marginal [MUSD]	Balance [MUSD]	Balance [% inversión]
Gen. GN	2,964	30,177	32,088	-1,054	-3,2
Diésel	0,155	0,291	0,316	-0,122	-28,9
Eólica	17,921	0	19,312	1,391	7,8
CC H2	0,012	0,039	0,051	-0,001	-1,5
CT H2	0,003	0,004	0,006	-0,001	-11,1
PEMFC	0,001	0,001	0,001	-0,001	-42,8
PEMEL	0,022	0,001	0,023	-0,001	-3,4
Baterías	4,257	1,799	6,027	-0,029	-0,5
Tanques H_2	0,021	0,016	0,036	-0,001	-3,4

En Tab.(5.12) se muestran los balances de costos para las distintas componentes del sistema. Los distintos costos se obtienen con las siguientes ecuaciones. La anualidad del costo de inversión para las tecnologías de generación de electricidad y de producción de hidrógeno se obtienen con la siguiente ecuación, donde el sub-índice i representa la tecnología y el sub-índice x representa si es un nodo eléctrico o de hidrógeno.

$$CostoInversión[i] = C_i^{inv} x_{xin} + C_i^{ret} x_{xin}^{ret} + C_i^{fix} (X_{in}^{init} + x_{xin} - x_{xin}^{ret}) \quad (5.1)$$

La expresión para obtener los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento de baterías y de hidrógeno es la siguiente.

$$CostoInversión[i] = (C_i^{power} e_{xin}^{cap} + C_i^{energy} s_{xin}^{cap}) \quad (5.2)$$

Los costos de operación para las unidades de generación diésel se calculan con la siguiente ecuación.

$$CostoOperación[i] = (C_i^{var} + \gamma_i C^e) p_{etin} \quad (5.3)$$

Los costos de operación de las unidades de generación eléctrica que usan hidrógeno como fuente de energía y de los electrolizadores PEM se calculan con la siguiente ecuación.

$$CostoOperación[i] = (C_i^{var-nc} + \gamma_i C^e + cmg_{etin}) p_{etin} \quad (5.4)$$

Los costos de operación de los sistemas de almacenamiento con baterías y con tanques de hidrógeno se calculan con la siguiente ecuación.

$$CostoOperación[i] = cmg_{xtin} e_{xtin}^{in} \quad (5.5)$$

El ingreso marginal se calcula como la venta de la electricidad o el hidrógeno a costo marginal. Se puede ver que la tecnología que tiene la mayores ganancias es la generación eólica, siendo la única que cuenta con un balance positivo. El resto de las tecnologías tienen

más gastos que ingresos. Se nota que la diferencia entre los costos de operación e inversión con el ingreso marginal es cercano a 0 en todos los casos.

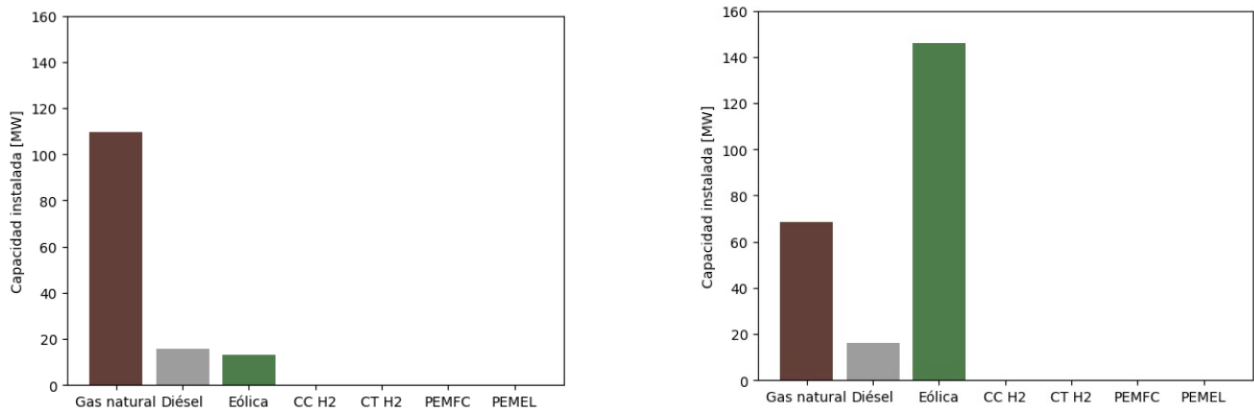


Figura 5.6: Capacidades instaladas de generación eléctrica y de producción de hidrógeno en Magallanes. Actual (Izq.) y caso base (Der.).

En Fig.(5.6) se puede ver la predicción que hace el modelo sobre las capacidades instaladas de tecnologías de generación de electricidad y de producción de hidrógeno. Actualmente las capacidades instaladas de generación son: 12,9 [MW] de turbinas eólicas, 15,81 [MW] de centrales diésel, y 109,47 [MW] de centrales a gas natural. Los resultados del modelo muestran una disminución en la generación a gas natural de 39,07 [MW], la generación diésel se mantiene y la generación eólica aumenta en 135,35 [MW], convirtiéndose en la tecnología predominante en generación de electricidad. En cuanto a los generadores que usan hidrógeno y electrolizadores PEM, se instala una capacidad tan pequeña que no se puede distinguir en el gráfico.

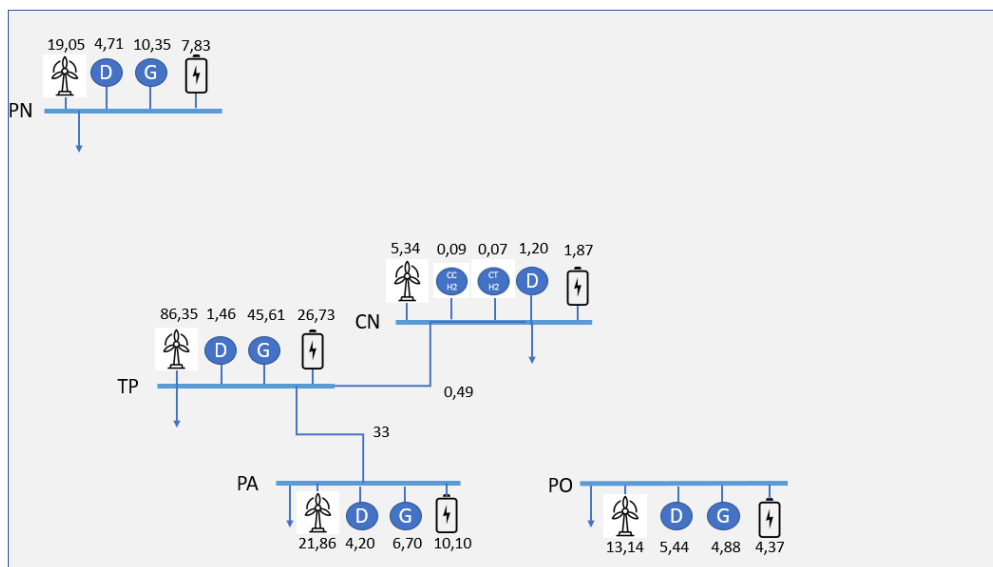


Figura 5.7: Red eléctrica de la región de Magallanes con capacidades instaladas de generación, transmisión y potencia de baterías [MW]. Caso base.

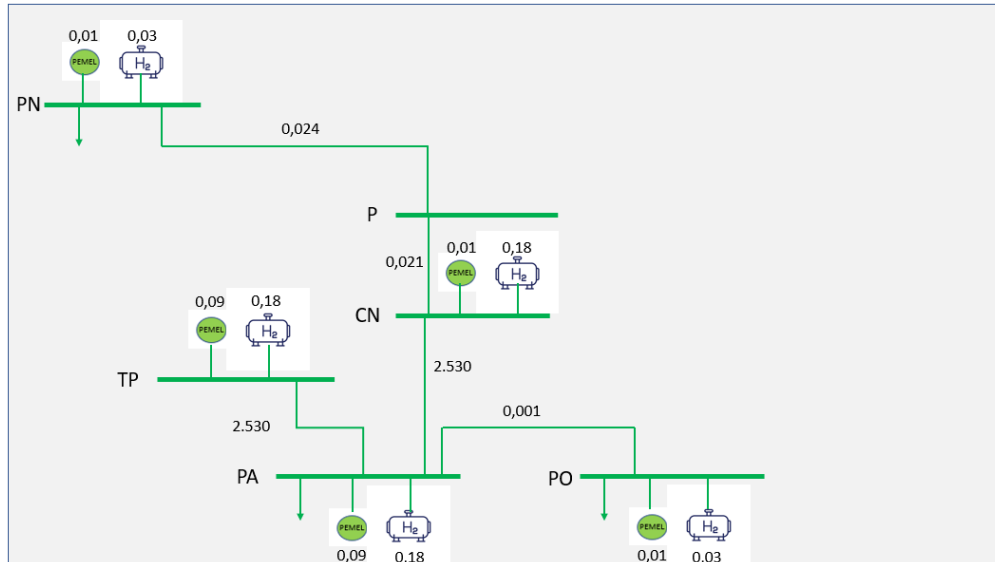


Figura 5.8: Red de hidrógeno de la región de Magallanes con capacidades instaladas de producción, transporte y almacenamiento [MW]. Caso base.

En Figs.(5.7, 5.8) se presenta la capacidad instalada de las unidades de generación de electricidad y producción de hidrógeno junto con las capacidades de transmisión entre los distintos nodos. Las unidades se instalan en los nodos Puerto Natales, Cabo Negro, Tres Puentes, Punta Arenas y Porvenir, siendo estos nodos aquellos donde ya existe capacidad instalada.

La generación eólica y a gas natural son las que más varían su capacidad instalada entre nodos. Para la energía eólica, la Central 3 Puentes tiene 86,35 [MW] instalados y Cabo Negro 5,34 [MW]. Luego, para la generación a gas natural se tiene que la Central 3 Puentes cuenta con 45,61 [MW] instalados y Cabo Negro con 1,2 [MW]. La capacidad que se instala de unidades de producción de hidrógeno no supera los 0,1 [MW] en ninguno de los nodos, como tampoco lo hacen las unidades de generación de electricidad que usan el hidrógeno como fuente de energía. Es importante destacar que en la Central 3 Puentes se instala la mayor capacidad de generación de electricidad de todo el sistema. En cuanto a la generación diésel, se tiene que el nodo que presenta una mayor capacidad instalada es Porvenir con 5,44 [MW] y el nodo con menor capacidad es Cabo Negro con 0 [MW].

Tabla 5.13: Capacidad instalada de almacenamiento eléctrico y de hidrógeno. Caso base.

Nodo	Potencia Baterías [MW]	Energía Baterías [MWh]	Potencia tanques hidrógeno [MW]	Energía tanques hidrógeno [MWh]
Puerto Natales	7,83	54,15	0,03	1,19
Pecket	0	0	0	0
Cabo Negro	1,87	18,56	0,18	6,52
Central 3 Puentes	26,73	188,01	0,18	6,48
Punta Arenas	10,10	79,96	0,18	6,47
Porvenir	4,37	39,23	0,03	1,02
Planta Posesión	0	0	0	0
Planta Cullen	0	0	0	0
Planta Daniel	0	0	0	0

En Tab.(5.13) se muestra la capacidad instalada de los almacenamientos de energía eléctrica y de hidrógeno, haciendo distinción entre la potencia que estos pueden entregar y la energía que pueden almacenar. En cuanto a la energía de los sistemas, el nodo que cuenta con menor capacidad instalada de baterías es Cabo Negro, con 18,56 [MWh] y los con menor capacidad de tanques de hidrógeno son Puerto Natales y Porvenir con 1,19 y 1,02 [MWh] respectivamente. Por otro lado, el nodo que cuenta con la mayor capacidad de baterías es la Central 3 Puentes, con 188,01 [MWh]. Y, los nodos que cuentan con la mayor capacidad de almacenamiento en tanques de hidrógeno son Cabo Negro, Central 3 Puentes y Punta Arenas, con entre 6 y 7 [MWh] cada uno.

Con respecto a la potencia que estos almacenamientos pueden suministrar, se nota que la capacidad de baterías que se instalan varía entre los distintos nodos. La central 3 Puentes es la que tiene una mayor capacidad, la cual es de 26,73 [MW]. Luego, Cabo Negro cuenta con 1,87 [MWh], la cual es la menor capacidad de entre todos los nodos. Se observa una relación de proporcionalidad entre la capacidad instalada de las baterías en términos de potencia y energía, lo cual no se presenta en el caso de los tanques de hidrógeno, los cuales cuentan con menos de 1 [MW] en todos los nodos que cuentan con este tipo de almacenamiento.

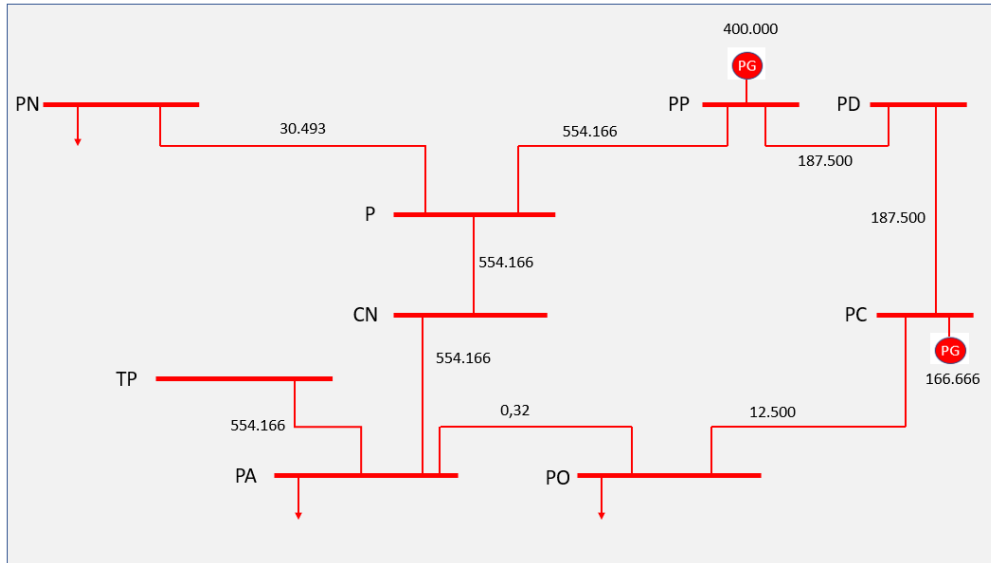


Figura 5.9: Red de gas natural actual de la región de Magallanes con capacidades instaladas de extracción y transporte [m^3/h].

La Fig.(5.9) muestra las capacidades instaladas de producción y transmisión de gas natural. Los corredores que unen Tres Puentes con Punta Arenas y Punta Arenas con Cabo Negro son los gasoductos virtuales que representan la red de distribución de Punta Arenas, la cual conecta este nodo con la Central 3 Puentes y Cabo Negro.

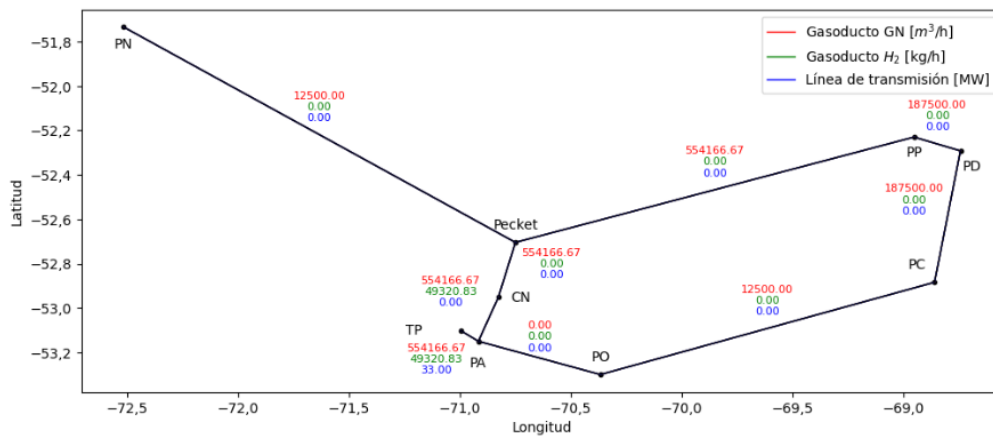


Figura 5.10: Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso base.

La Fig.(5.10) muestra las capacidades instaladas en los corredores de transmisión para cada uno de los energéticos. Con respecto a las líneas de transmisión, según los datos de entrada, todas las líneas consideradas son de 66 [kV]. En Fig.(5.10) se ve que el modelo decide instalar 0,52 [MW] en el tramo Cabo Negro - Punta Arenas. En el tramo Punta Arenas - Central 3 Puentes también se permite el aumento de la capacidad de la línea, pero, el modelo decide no instalar más. Para los otros corredores de transmisión se restringe la instalación de líneas y es por esto que son 0.

En Fig.(5.10) se ve que se instalan gasoductos de transmisión de hidrógeno entre los nodos

Puerto Natales - Pecket, Pecket - Cabo Negro y Punta Arenas - Porvenir. Los primeros dos tienen una capacidad de 0,19 y 0,02 [kg/h]. Luego, el gasoducto de Punta Arenas a Porvenir tiene una capacidad de 0,01 [kg/h]. La capacidad de todos los gasoductos que se instalan es menor a 1 [kg/h], lo cual es pequeño comparado con las dimensiones de los gasoductos de gas natural.

Los gasoductos de gas natural existentes se mantienen igual al evaluar el modelo, a excepción del gasoducto que une Puerto Natales con Pecket, donde el modelo decide instalar un gasoducto de 17.993 [m³/h]. También, en el corredor de transmisión que une Punta Arenas con Porvenir se instala un gasoducto de 0,32 [m³/h].

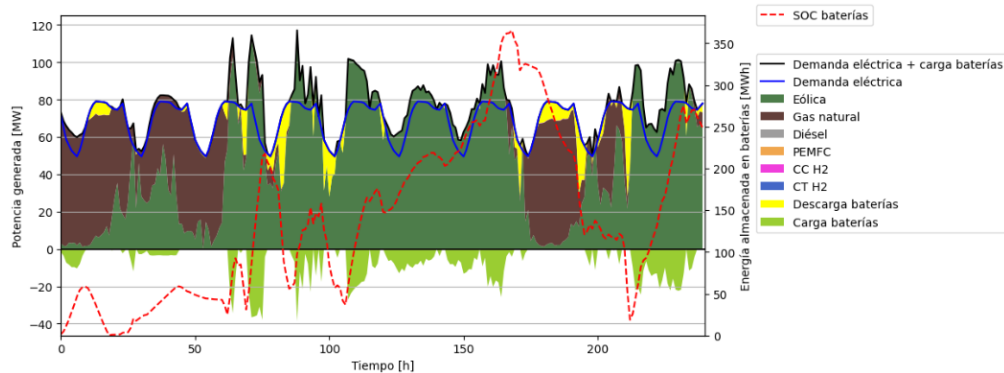


Figura 5.11: Potencia generada por unidades de generación, nivel de almacenamiento y despacho de baterías con respecto al tiempo para el sistema completo. Caso base.

En Fig.(5.11) se muestra la operación de las unidades de generación eléctricas y de los sistemas de almacenamiento de baterías de todo el sistema con respecto al tiempo. Se puede ver que la demanda es abastecida principalmente por generación a gas natural y eólica. Las baterías se cargan por lo general cuando hay recurso eólico, y, se descargan cuando este se encuentra por debajo de la curva de demanda y se alcanza la capacidad máxima de generación a gas natural.

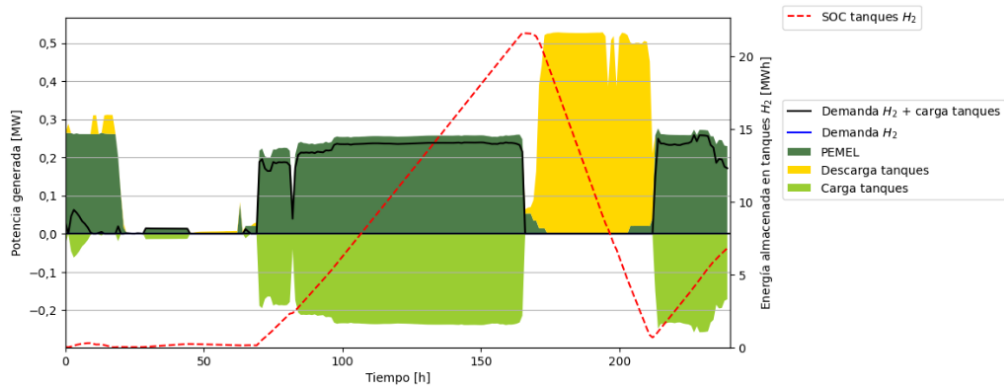


Figura 5.12: Potencia generada por unidades PEMEL, nivel de almacenamiento y despacho de tanques de hidrógeno con respecto al tiempo para el sistema completo. Caso base.

En Fig.(5.12) se muestra la potencia generada por los electrolizadores PEM , el nivel de almacenamiento y despacho de los tanques de hidrógeno de todo el sistema. Se puede ver que en las primeras horas se tiene una producción de hidrógeno de 0,25 [MW], donde la mayoría de este no es almacenado. Aproximadamente, en la hora 25, se deja de producir hidrógeno. Luego, en la hora 60, se produce y se almacena el hidrógeno en los tanques. Entre las horas 170 y 220 se descargan los tanques de hidrógeno, para luego, volver a producir y almacenar.

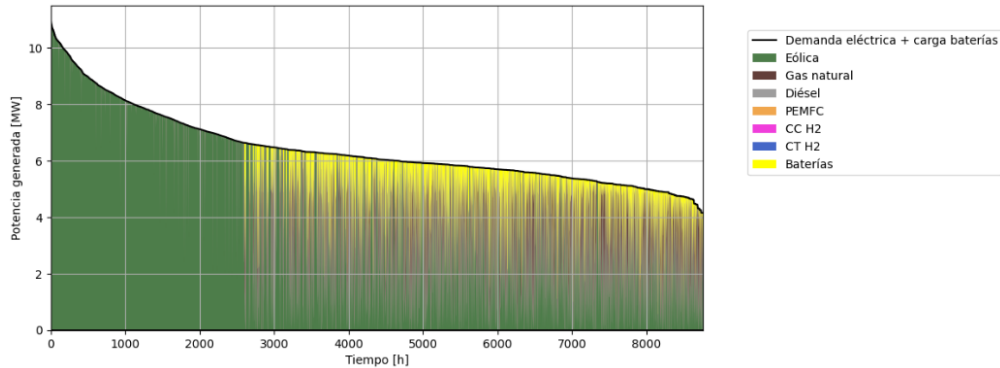


Figura 5.13: Curva de duración de demanda eléctrica sumada a la carga de las baterías y despacho de unidades con respecto al tiempo en nodo Porvenir. Caso base.

En Fig.(5.13) se tiene la curva de duración de demanda eléctrica sumada a la carga de las baterías en el nodo Porvenir. En las horas donde la demanda sumada a la carga de las baterías alcanza sus valores más altos se puede ver que predomina la generación eólica. Luego, a medida que la curva disminuye su magnitud, se tiene una mayor participación de las baterías en el despacho.

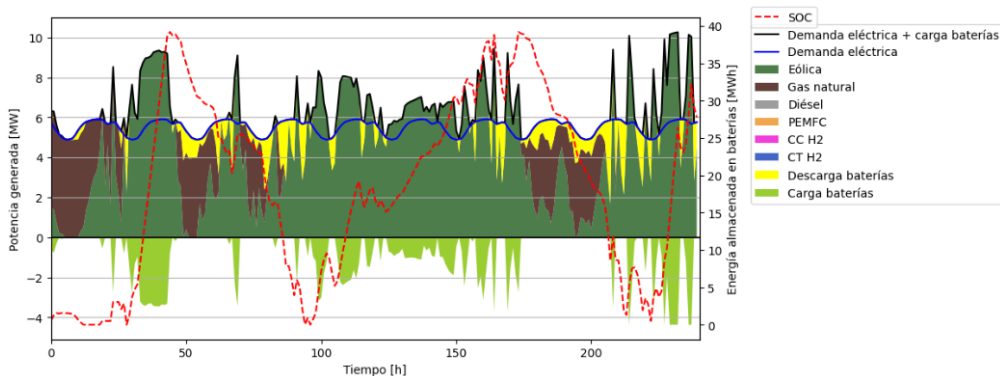


Figura 5.14: Potencia generada por unidades de generación, nivel de almacenamiento y despacho de baterías con respecto al tiempo en nodo Porvenir. Caso base.

En Fig.(5.14) se muestra la potencia generada por las distintas unidades de generación, el nivel de energía y el despacho de las baterías, así como la demanda del nodo Porvenir para los primeros 10 días del año. La demanda de este nodo oscila entre 5 y 6 [MW]. Las tecnologías de generación que aportan potencia para satisfacer la demanda son energía eólica

y centrales a gas natural. La potencia máxima que alcanza la generación a gas natural es aproximadamente 5 [MW]. La generación eólica presenta la variabilidad propia del recurso eólico.

El nivel de carga de las baterías aumenta cuando la generación eólica es superior a la demanda del nodo o cuando la generación a gas natural sumada a la generación eólica superan también dicha demanda. Cuando no se cumplen tales condiciones, la energía almacenada en las baterías disminuye.

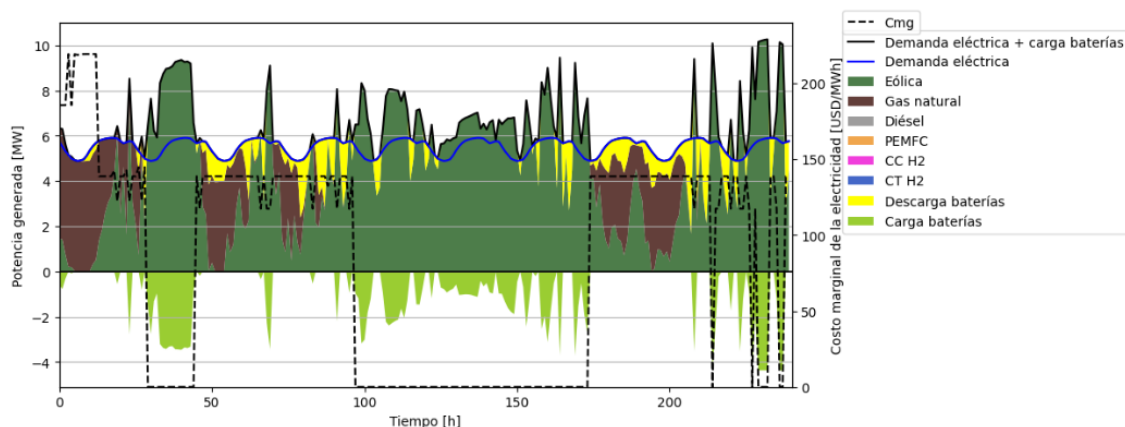


Figura 5.15: Potencia generada por unidades de generación, despacho de baterías y costo marginal de electricidad con respecto al tiempo en el nodo Porvenir. Caso base.

En Fig.(5.15) se muestra la potencia generada por las distintas unidades de generación, despacho de baterías, costo marginal y la demanda del nodo Porvenir para los primeros 10 días del año. La diferencia entre esta figura y Fig.(5.14) es que se muestra el costo marginal. Se puede ver que el costo marginal toma principalmente 3 valores: 219,11, 138,72 y 0 [USD/MWh]. El valor más alto del costo marginal se da cuando la capacidad de generación de gas natural y eólica no es suficiente para abastecer la demanda del nodo y se debe usar la energía de las baterías. El valor medio del costo marginal se da cuando hay recurso eólico y generación a gas natural suficiente para abastecer la demanda. Por último, el costo marginal de 0 [USD/MWh] se da cuando la demanda está siendo abastecida por energía eólica y/o por baterías.

El costo marginal en Fig.(5.15) también toma valores que no son el costo variable de alguna de las tecnologías de generación. Estos valores son: 185 [USD/MWh] cuando se carga la batería en las primeras horas; 219 [USD/MWh] cuando se descarga la batería en las primeras horas; 142 [USD/MWh] cuando se descarga la batería y hay generación a gas natural; 117 y 122 [USD/MWh] cuando se carga la batería y hay generación a gas natural.

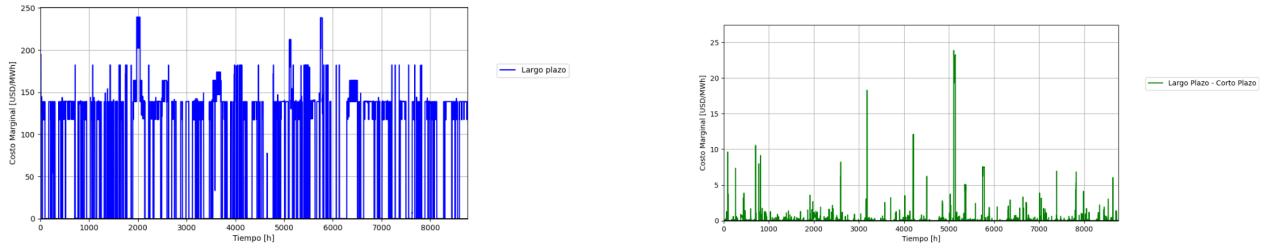


Figura 5.16: Costo marginal de la electricidad en el nodo Porvenir. Largo plazo (Izq.) y diferencia entre largo y corto plazo (Der.).

En Fig.(5.16) se muestra el costo marginal de largo plazo y la diferencia entre el costo marginal de largo y corto plazo para el nodo Porvenir. Se tiene que el costo marginal de largo plazo es siempre mayor o igual al de corto plazo. La mayor diferencia entre estos tiene un valor de aproximadamente 24 [USD/MWh]. En la mayoría de las horas, la diferencia es menor a 2 [USD/MWh].

Tabla 5.14: Costo variable de unidades de generación de electricidad para el caso base. Las unidades diésel tienen 3 valores, estos son para los SSMM de Puerto Natales, Punta Arenas y Porvenir respectivamente

Tecnología	Costo variable [USD/MWh]
Gas natural	138,72
Diésel	200,95 - 194,47 - 238,92
Eólica	0

En Tab.(5.14) se muestran los costos variables de las unidades de generación eléctrica que se tienen en el sistema. El costo variable de las unidades diésel toma 3 valores dado que el costo de dicho combustible es distinto para cada uno de los sistemas medianos (Tab.(5.11)).

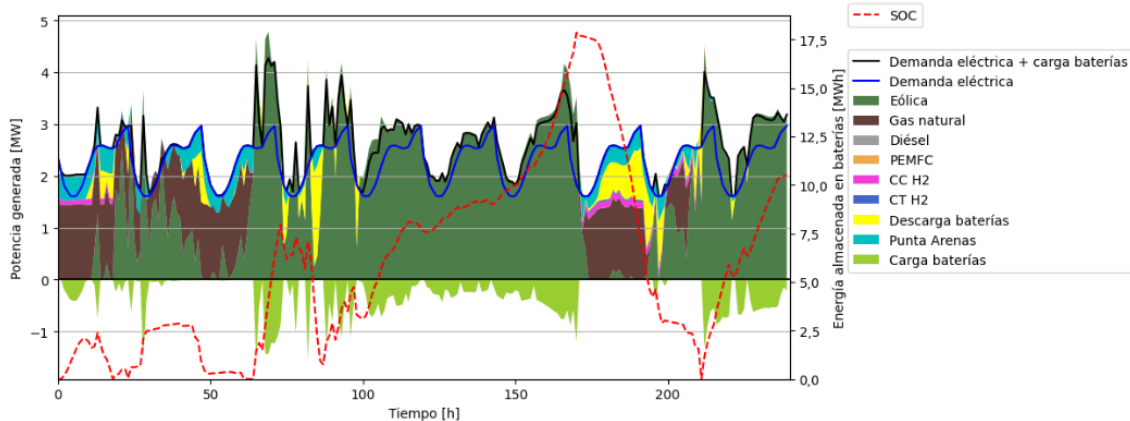


Figura 5.17: Potencia generada por unidades de generación, nivel de almacenamiento y despacho de baterías con respecto al tiempo en nodo Cabo Negro. Caso base.

En Fig.(5.17) se muestra la potencia generada por las distintas unidades de generación, nivel de energía y despacho en las baterías, y, la demanda del nodo Cabo Negro para los

primeros 10 días del año. Las tecnologías que participan en la generación de electricidad son unidades eólicas, a gas natural y CC H2 principalmente. La generación con CC H2 se produce cuando las unidades de gas natural alcanzan su potencia máxima y no hay generación eólica. Se puede ver que la demanda mínima que tiene Cabo Negro es superior a la capacidad de generación con gas natural. En las horas donde hay potencia eólica disponible y energía almacenada en baterías, no hay generación con otras fuentes de energía. Por otro lado, se muestra que hay energía que es importada desde el nodo Punta Arenas, lo cual, se da principalmente cuando el recurso eólico es bajo y la generación a gas natural se encuentra en su máximo.

Con respecto al estado de carga de las baterías en Fig.(5.17), se puede ver que este aumenta principalmente cuando la generación eólica es superior a la demanda eléctrica del nodo. Pero, esto también ocurre en momentos donde se tiene energía importada desde Punta Arenas. Por otro lado, hay momentos donde el área de la potencia despachada es superior a la curva de demanda eléctrica sumada a la carga de las baterías.

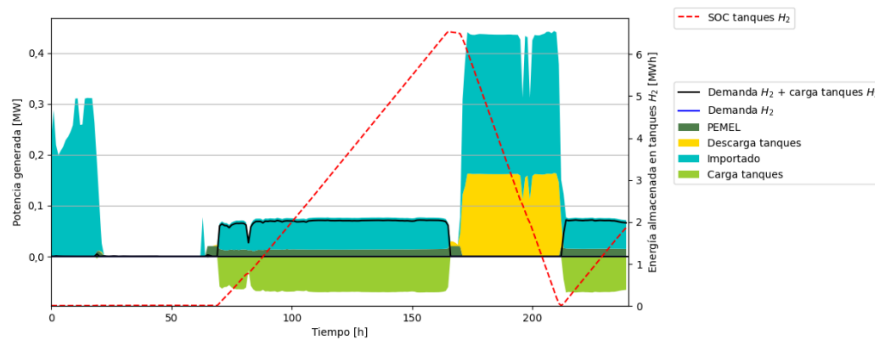


Figura 5.18: Potencia generada por unidades de producción de hidrógeno, nivel de almacenamiento y despacho de tanques con respecto al tiempo en el nodo Cabo Negro. Caso base.

En Fig.(5.18) se muestra la potencia generada por las unidades de producción de hidrógeno, nivel de almacenamiento y despacho de los tanques para los primeros 10 días del año en Cabo Negro. En las primeras horas no se tiene producción de hidrógeno en Cabo Negro, pero sí, importación de hidrógeno desde los nodos Puerto Natales y Punta Arenas, luego, aproximadamente en la hora 20 se produce y se deja de producir. A partir de la hora 60 se comienza a producir y dicha producción se mantiene durante varios días, lo cual va a la par con importación. El hidrógeno que se produce en esos días es almacenado en los tanques. La producción se detiene cuando hay aproximadamente 6 [MWh] de hidrógeno almacenado en los tanques, luego de llegar a dicho valor, los tanques se vacían y se importa más hidrógeno. Después de esto, se pasa a producir e importar para llenar los tanques nuevamente.

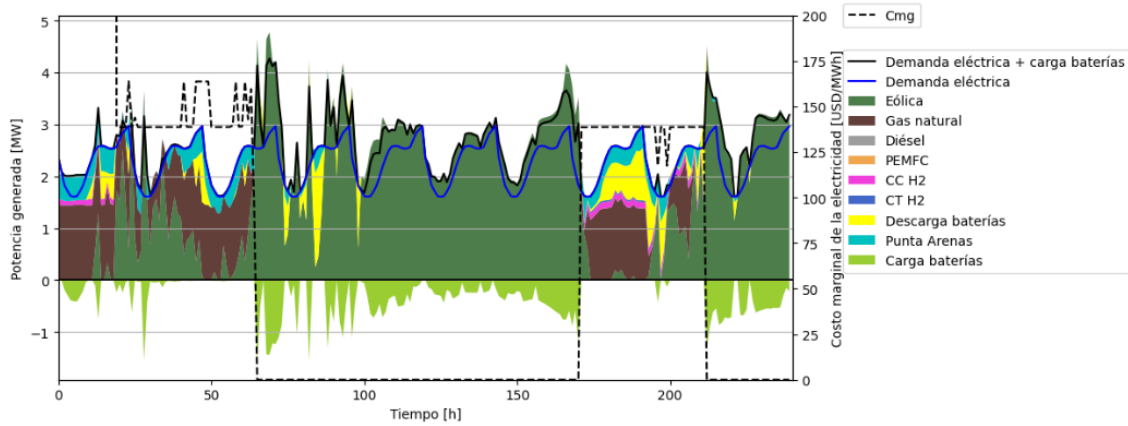


Figura 5.19: Potencia generada por unidades de generación, despacho de baterías y costo marginal de electricidad con respecto al tiempo en el nodo Cabo Negro. Caso base.

En Fig.(5.19) se muestra la potencia generada por las unidades de generación eléctrica, despacho de baterías y el costo marginal de la electricidad en el nodo Cabo Negro para los primeros 10 días del año. Se puede ver que el costo marginal para las primeras 24 horas del año es de 12.590, 3.250 y 2.751 [USD/MWh], luego, a lo largo de los 10 días, este toma principalmente los valores 163,86, 138,73, y 0 [USD/MWh]. Por otro lado, también toma los siguientes valores: 143 y 163 [USD/MWh] cuando la batería se descarga y hay generación a gas natural; 99 y 117 [USD/MWh] cuando la batería se carga y hay generación a gas natural.

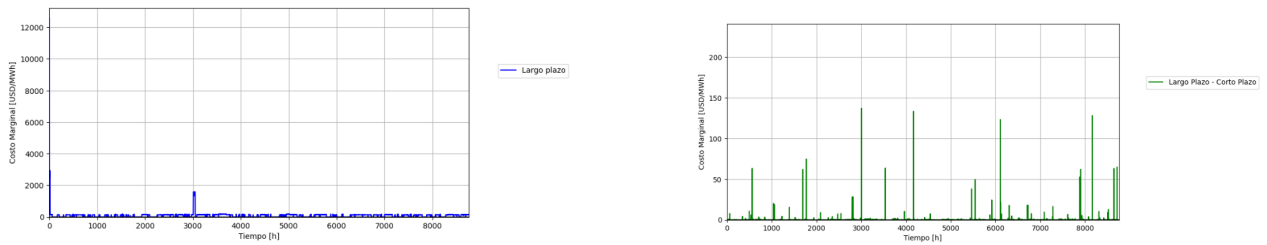


Figura 5.20: Costo marginal de la electricidad en el nodo Cabo Negro. Largo plazo (Izq.) y diferencia entre largo y corto plazo (Der.).

En Fig.(5.20) se muestra el costo marginal de largo plazo y la diferencia entre el costo marginal de largo y corto plazo para el nodo Cabo Negro. Se tiene que el costo marginal de largo plazo es siempre mayor o igual al de corto plazo. El costo marginal de largo plazo en las primeras horas toma el valor del costo de abastecimiento de la electricidad. La mayor diferencia entre estos es de aproximadamente 140 [USD/MWh]. En la mayoría de las horas, la diferencia es menor a 20 [USD/MWh].

5.3.2. Demanda de H_2V por nuevas industrias

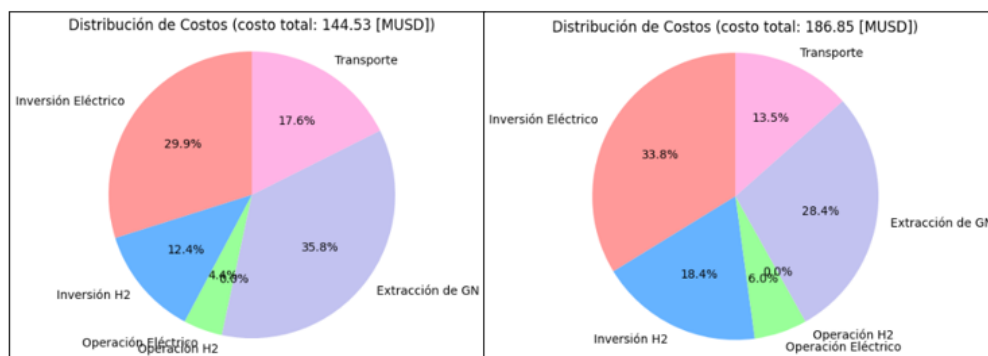


Figura 5.21: Distribución de costos totales del sistema. 25 (Izq.) y 50 (Der.) [% demanda de gas natural]. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En Fig.(5.21) se muestra el costo total del sistema y como es que está distribuido entre los distintos componentes de este para la sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias. Se puede ver que el costo total del sistema aumenta en 38,11 y 42,32 [MUSD] al aumentar la demanda de hidrógeno de 0 a 25 y 25 a 50 % respectivamente. Al aumentar la demanda de hidrógeno, crece la inversión en componentes de hidrógeno, eléctricos y los costos de operación de unidades eléctricas.

Tabla 5.15: Balance de costos considerando ingreso marginal para cada componente del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias, 50 % de la demanda de gas natural.

Tecnología	Anualidad costo inversión [MUSD]	Costo operación [MUSD]	Ingreso marginal [MUSD]	Balance [MUSD]	Balance [% inversión]
Gen. GN	5,033	37,395	48,162	5,734	13,516
Diésel	0,154	0,778	2,076	1,142	122,492
Eólica	53,889	0	55,247	1,358	2,519
CC H2	0,264	0,225	0,485	-0,004	-0,896
CT H2	1,092	0,610	1,702	-0,001	-0,045
PEMFC	0,001	0,001	0,001	-0,001	-50,416
PEMEL	21,179	58,078	79,257	0,0002	-0,0003
Baterías	2,643	0,776	3,410	-0,009	-0,273
Tanques H_2	13,208	21,865	35,205	0,131	0,375

En Tab.(5.15) se muestra el balance de costos para cada uno de los componentes del sistema para el caso con una demanda de hidrógeno equivalente al 50 % de la demanda de gas natural. En este caso, la generación a gas natural, diésel y eólica presentan sobre-renta. Por otro lado, el resto de las tecnologías tienen un balance de costos cercano a 0.

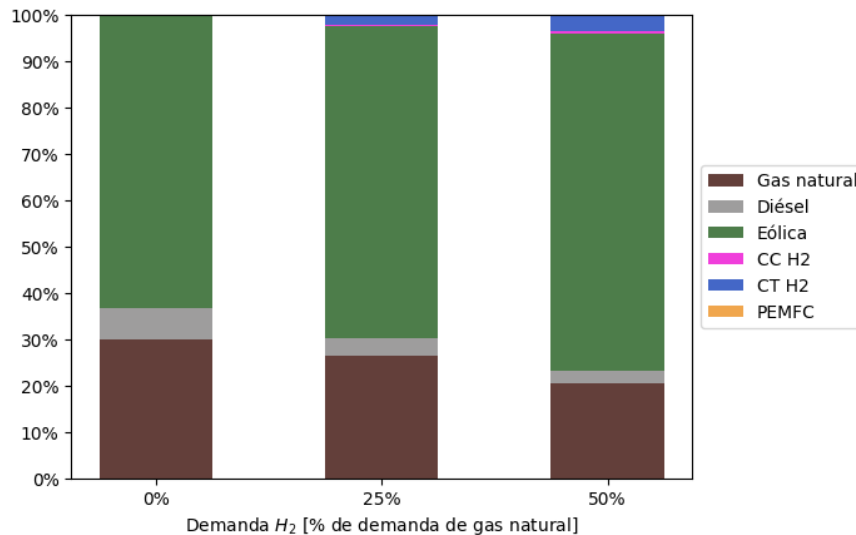


Figura 5.22: Participación en capacidad instalada por tecnología en la generación eléctrica. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En Fig.(5.22) se muestra la participación de las distintas tecnologías de generación de electricidad que se evaluaron con respecto a la demanda de hidrógeno. Se evidencia que la participación de la generación con combustibles fósiles disminuye a medida que aumenta la demanda de hidrógeno. Lo que aumenta es la participación de la generación eólica, representando un 70 % de la generación total en el caso con mayor demanda. También, se puede ver que hay participación de tecnologías de generación de electricidad que usan hidrógeno como fuente de energía, la cual aumenta con la demanda de hidrógeno y no llega a superar el 5 %.

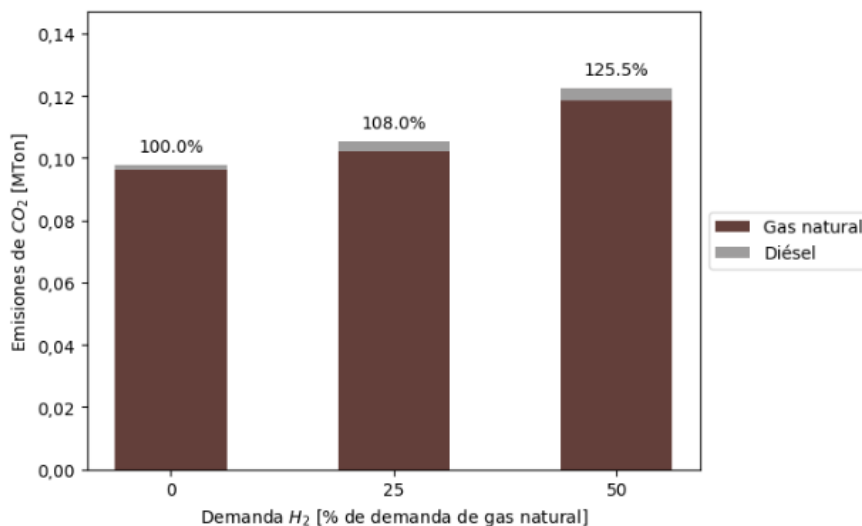


Figura 5.23: Participación por tecnología en las emisiones de efecto invernadero producidas por generación de electricidad. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En Fig.(5.32) se muestra la participación por tecnología en la emisión de gases de efecto invernadero producidas por generación de electricidad. Se observa que las emisiones totales

aumentan en un 25,5% cuando la demanda de hidrógeno es de un 50% de la demanda de gas natural. La mayoría de las emisiones extra son cubiertas por generación a gas natural y una parte menor por generación diésel. El aumento en las emisiones es mayor cuando se pasa de 25 a 50% de demanda de hidrógeno.

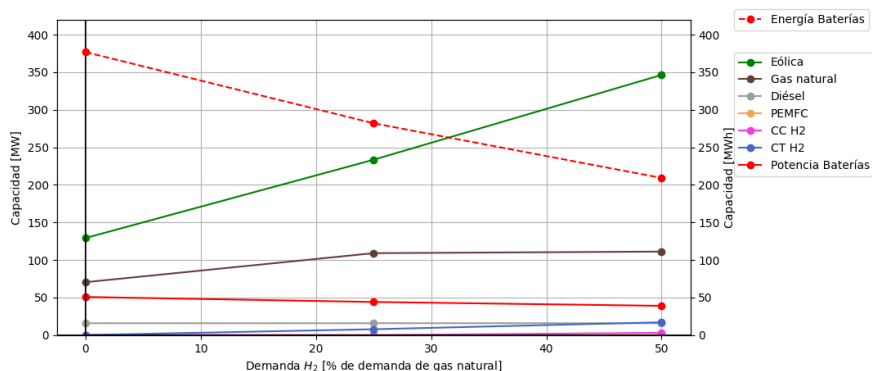


Figura 5.24: Capacidad instalada de generación de electricidad y de baterías. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En Fig.(5.24) se observan las capacidades instaladas de las tecnologías de generación de electricidad y baterías para las distintas demandas de gas natural. La capacidad instalada de generación de electricidad, cuando no se tiene demanda de hidrógeno, es de 215,63 [MW]. Luego, a medida que incrementa la demanda de hidrógeno a 25% y 50%, la capacidad de generación eólica aumenta a 233,41 y 346,36 [MW] respectivamente. También, aumenta la capacidad de generación a gas natural, subiendo de 70,40 a 109,03 [MW] y luego a 111,15. Las plantas CC H₂ y CT H₂ pasan de tener menos de 0,1 [MW] de capacidad instalada cuando no hay demanda de hidrógeno a tener 3,02 y 17,02 [MW] cuando la demanda es de 50%. Por último, las unidades diésel y PEMFC mantienen su capacidad instalada, siendo de 15,81 y 0 [MW] respectivamente.

Con respecto a los sistemas de almacenamiento de baterías, cuando no hay demanda de hidrógeno se tiene una capacidad de 50 [MW] y 376 [MWh], la cual va disminuyendo a medida que aumenta la demanda de hidrógeno, llegando a 38 [MW] y 209 [MWh].

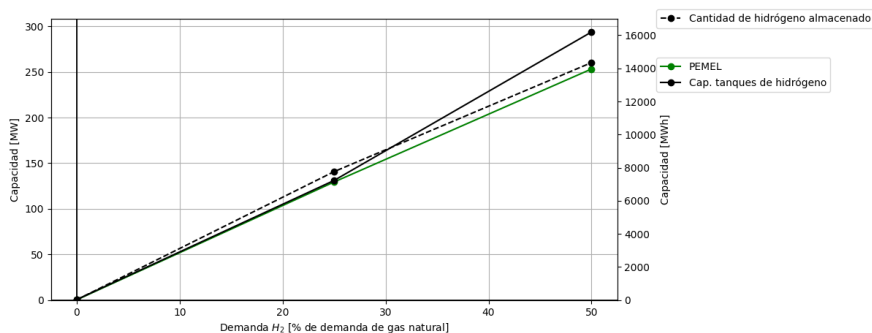


Figura 5.25: Capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En Fig.(5.25) se muestra la capacidad instalada de los electrolizadores PEM y de los tanques de almacenamiento de hidrógeno con respecto a la demanda de hidrógeno del sistema. La capacidad instalada PEMEL en el caso sin demanda es de 0,31 [MW], creciendo hasta los 253,12 [MW] cuando la demanda de hidrógeno es igual a un 50% de la demanda de gas natural. La capacidad de almacenamiento comienza en 21,71 [MWh] y alcanza los 14.342,59 [MWh]. Por último, la capacidad de potencia inicial de los tanques de hidrógeno es de 0,62 [MW] y alcanza los 293,63 [MW] con el crecimiento de la demanda.

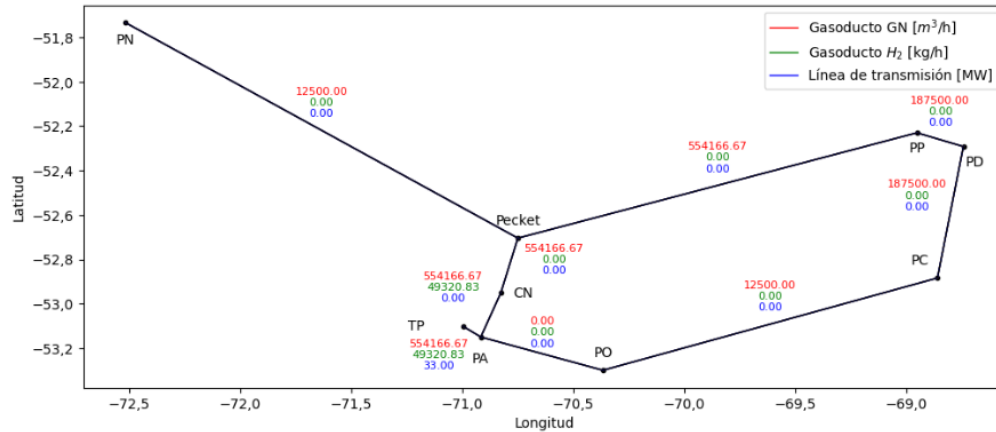


Figura 5.26: Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso con demanda de hidrógeno igual al 50% de la demanda de gas natural.

En Fig.(5.26) se muestran las capacidades de transmisión para cada energético en el caso donde la demanda de hidrógeno es de un 50% de la demanda de gas natural. Comparado con Fig.(5.10), las capacidades de transmisión de hidrógeno aumentan en 0,06 y 9,04 [kg/h] entre los nodos Pecket - Cabo Negro y Punta Arenas - Porvenir respectivamente. Por otro lado, la capacidad de transmisión de hidrógeno disminuye en 0,09 [kg/h] entre los nodos Puerto Natales y Pecket. También, se produce un aumento de 84 [m^3/h] en la capacidad del gasoducto de gas natural que une Puerto Natales con el nodo Pecket y se instalan 0,21 [m^3/h] de capacidad de transmisión de gas entre Punta Arenas y Porvenir.

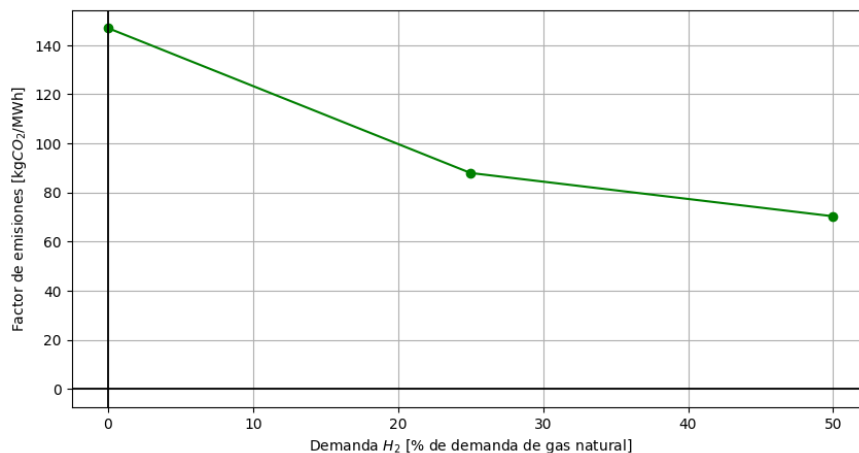


Figura 5.27: Factor de emisiones del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En la Fig. (5.27) se muestra cómo cambia el factor de emisiones con la demanda de hidrógeno. En el caso sin demanda, el factor de emisiones es de 146,96 [kgCO₂/MWh]. Al aumentar la demanda de hidrógeno al 25 % de la demanda de gas natural, este factor disminuye a 87,94 [kg CO₂/MWh]. Finalmente, cuando la demanda aumenta a 50 %, el factor de emisiones llega a 70,30 [kgCO₂/MWh]. Se ve que la disminución en el factor de emisiones es mayor cuando se pasa de una demanda de 0 a 25 % que de 25 % a 50 %.

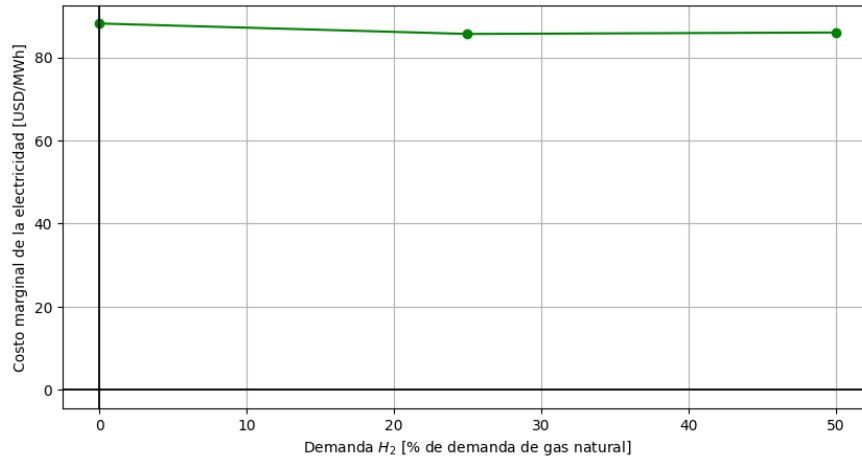


Figura 5.28: Costo marginal de electricidad para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

La Fig.(5.28) muestra el costo marginal del sistema en función de la demanda de hidrógeno, este se obtiene calculando el promedio del costo marginal en cada nodo y en las 8.760 horas del año. Al aumentar la demanda de gas natural, el costo marginal disminuye ligeramente, pasando de 88,13 a 85,96 [USD/MWh] cuando la demanda pasa de 0 a 50 % de la demanda de gas natural.

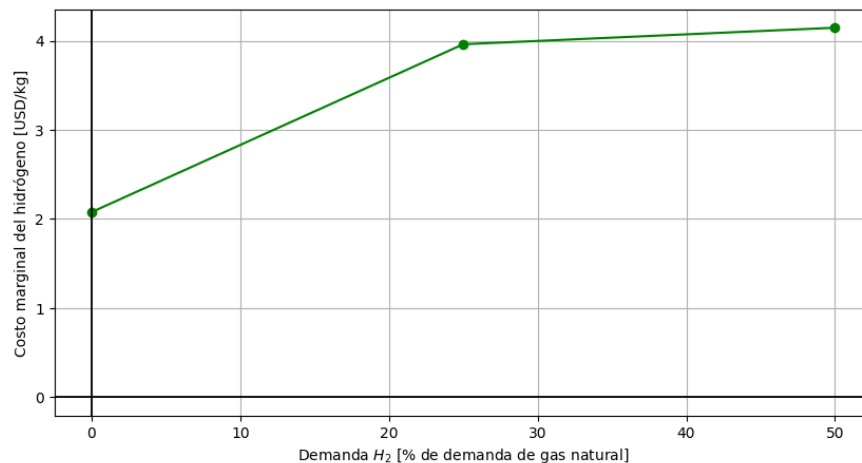


Figura 5.29: Costo marginal del hidrógeno para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias.

En Fig.(5.29) se presenta el costo marginal del hidrógeno del sistema en función de la demanda de hidrógeno, este se obtiene de la misma forma que el costo marginal de la electricidad. Cuando no existe demanda de hidrógeno, el costo marginal es 2,07 [USD/kg], luego,

cuando la demanda aumenta a 25 y 50 % de la demanda de gas natural el costo marginal sube a 3,96 y 4,14 [USD/kg] respectivamente.

5.3.3. Blending de hidrógeno

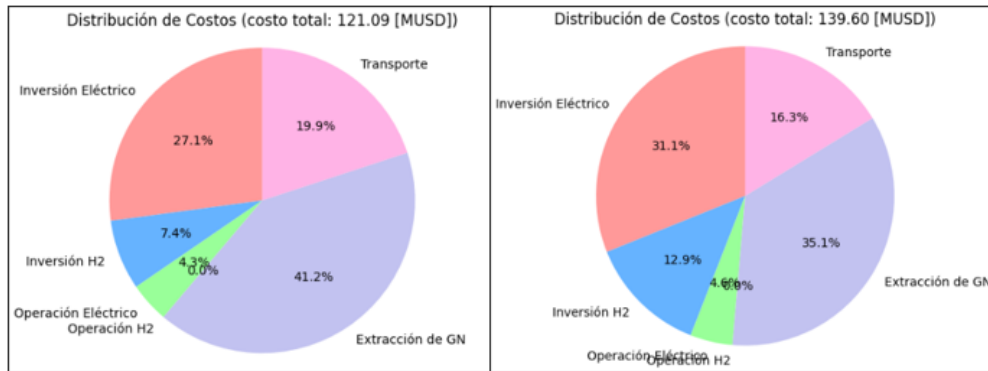


Figura 5.30: Distribución de costos totales del sistema. 10 (Izq.) y 20 (Der.) [nivel de blending]. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

En Fig.(5.30) se muestra el costo total del sistema y como es que está distribuido entre los distintos componentes de este para la sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending. Se puede ver que el costo total del sistema aumenta en 14,67 y 18,51 [MUSD] al aumentar el nivel de blending de 0 a 10 y 10 a 20 % respectivamente. Al aumentar la demanda de hidrógeno, crece la inversión en componentes de hidrógeno, eléctricos y los costos de operación de unidades eléctricas, al igual que para Fig.(5.21).

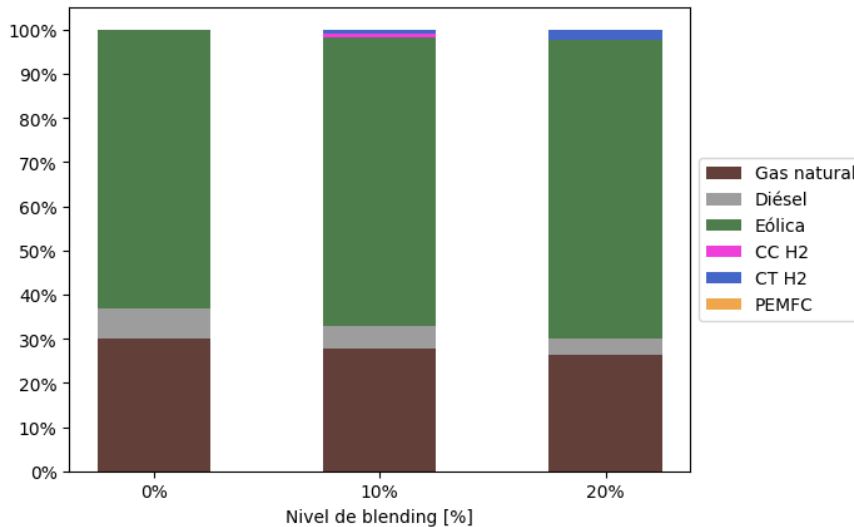


Figura 5.31: Participación en capacidad instalada por tecnología en la generación eléctrica. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending

En Fig.(5.31) se ve la participación en la generación eléctrica por tecnología según el nivel de blending. Se observa que a medida que aumenta el nivel de blending también lo hace

la participación de la energía eólica y de unidades de producción de electricidad que usan hidrógeno como fuente de energía. Por otro lado, participación de la generación diésel y gas natural disminuyen.

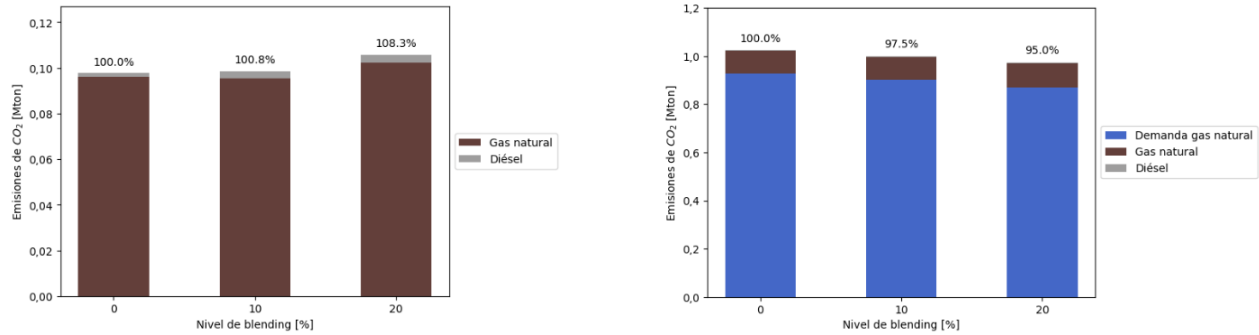


Figura 5.32: Participación por tecnología en las emisiones de efecto invernadero producidas por generación de electricidad (Izq.). Emisiones totales considerando generación eléctrica y consumo residencial, comercial y de industrias de gas natural (Der.). Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

En Fig.(5.32) se aprecia la participación por tecnología en las emisiones de CO_2 , incluyendo también, las emisiones de los consumos de gas natural que no están asociados a generación eléctrica. Si se analiza la figura de la derecha, en el caso sin blending, las emisiones totales del sistema son de aproximadamente 1 [Mton], luego, a medida que aumenta el nivel de blending en la red, disminuyen las emisiones asociadas a los consumos de gas natural no relacionados con generación eléctrica (azul). Se puede ver que la disminución es lineal, bajando 2,5 % cada 10 % en el nivel de blending. Por otro lado, la figura de la izquierda muestra que las emisiones producidas por generación a gas natural y diésel aumentan en 0,8 % y 7,5 % cuando el nivel de blending pasa de 0 de 10 % y de 10 a 20 %.

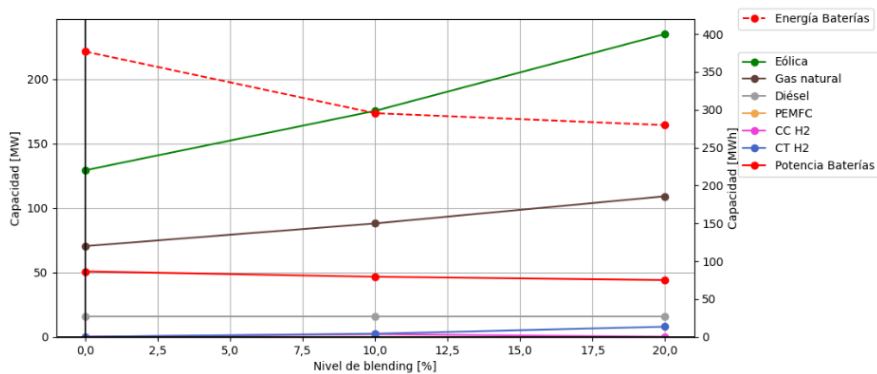


Figura 5.33: Capacidad instalada de generación de electricidad y de baterías. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

En Fig.(5.33) se observa la capacidad instalada de las distintas tecnologías de generación eléctrica y de baterías con respecto al nivel de blending de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural. Se aprecia que la capacidad instalada de generación eólica y a gas natural aumentan de manera lineal, pasando de 129,21 y 70,41 [MW] a 234,92 y 109,03 [MW] respectivamente cuando se incrementa el nivel de blending de 0 a 20 %. También, aumenta

la capacidad instalada de unidades CT H2, pasando de 0,05 a 7,83 [MW] cuando el blending sube a 20 %. Finalmente, las unidades diésel mantienen su capacidad instalada en 15,81 [MW].

En cuanto al almacenamiento de energía en baterías, se puede notar que estas disminuyen la potencia que pueden suministrar, de 50,71 a 44,07 [MW] con el cambio de 0 a 20 % de blending. Por otro lado, la cantidad de energía que estas pueden almacenar, cuando no hay blending, es de 376,78 [MWh]. Esta cantidad disminuye a 295,36 [MWh] cuando el nivel de blending es 10 % y finalmente llega a 279,59 [MWh] cuando se tiene 20 % de blending.

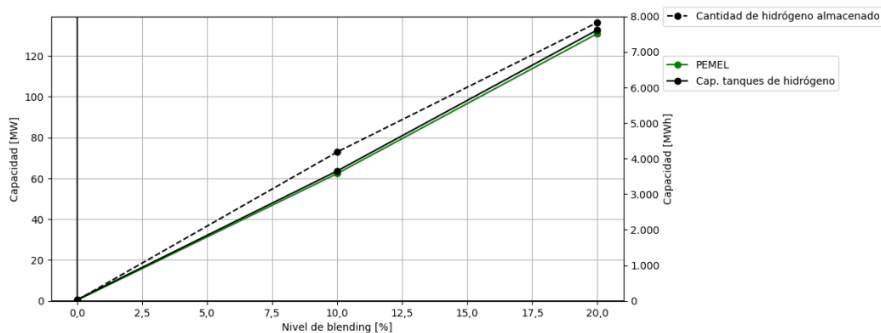


Figura 5.34: Capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

En Fig.(5.34) se observa la variación en la capacidad instalada de electrolizadores PEM y de los tanques de almacenamiento de hidrógeno con respecto al nivel de blending. El comportamiento de las curvas es prácticamente lineal. La capacidad de electrólisis sube de 0,31 a 130,96 [MW] cuando se aumenta a 20 % el nivel de hidrógeno. Para la cantidad de [MWh] de hidrógeno que pueden ser almacenados, se ve un incremento de 21,71 a 7.830,37 [MWh] con un paso de 0 a 20 % de blending. Por otro lado, para la capacidad de hidrógeno que pueden entregar los tanques, se tiene una capacidad inicial de 0,62 [MW] para luego aumentar a 132,73 [MW] cuando hay 20 % de blending.

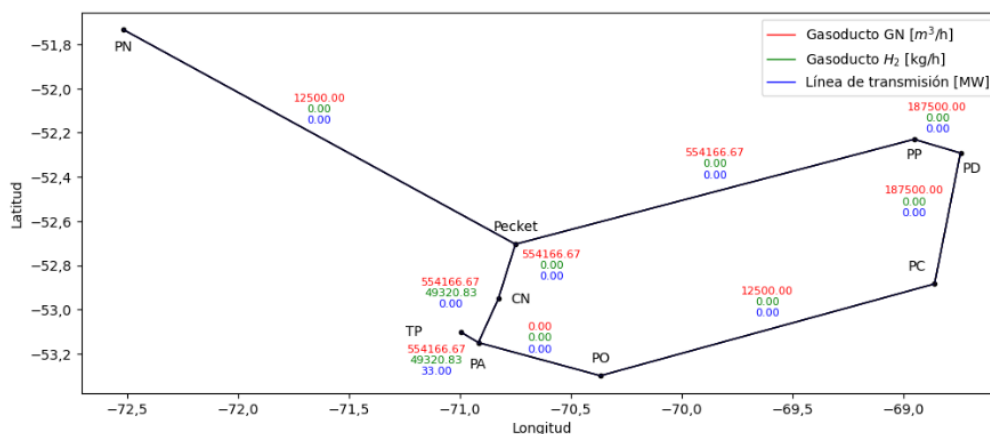


Figura 5.35: Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso con 20 % de nivel de blending en las redes de distribución de gas natural.

En Fig.(5.35) se muestran las capacidades de transmisión para cada energético en el caso donde el nivel de blending es de 20 %. Comparado con Fig.(5.10), la capacidad de transmisión de hidrógeno sube a 7,23 [kg/h] entre los nodos Punta Arenas y Porvenir. También, se produce una disminución de 1.915 y 0,15 [m^3/h] en la capacidad del gasoducto de gas natural que une Puerto Natales con el nodo Pecket y el que une Punta Arenas con Porvenir respectivamente.

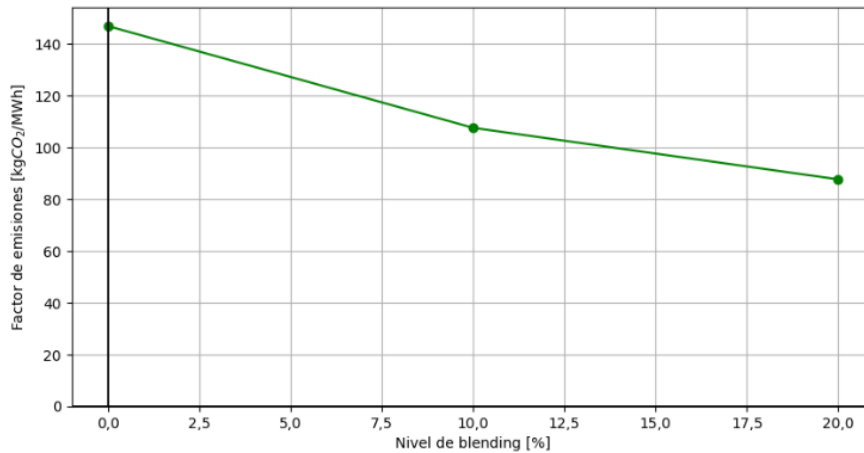


Figura 5.36: Factor de emisiones del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

En Fig.(5.36) se presenta como cambia el factor de emisiones con el nivel de blending en las redes de distribución de gas natural. En el caso sin blending se tiene un factor de emisiones de 146,96 [kgCO₂/MWh], luego, al aumentar el nivel de blending a 10 %, disminuye el factor de emisiones a 107,62 [kgCO₂/MWh]. Finalmente, cuando el nivel de blending aumenta a 20 %, el factor llega a 87,7 [kgCO₂/MWh]. Se ve que la disminución en el factor de emisiones es mayor cuando se pasa de un nivel de blending de 0 a 10 % que de 10 % a 20 %.

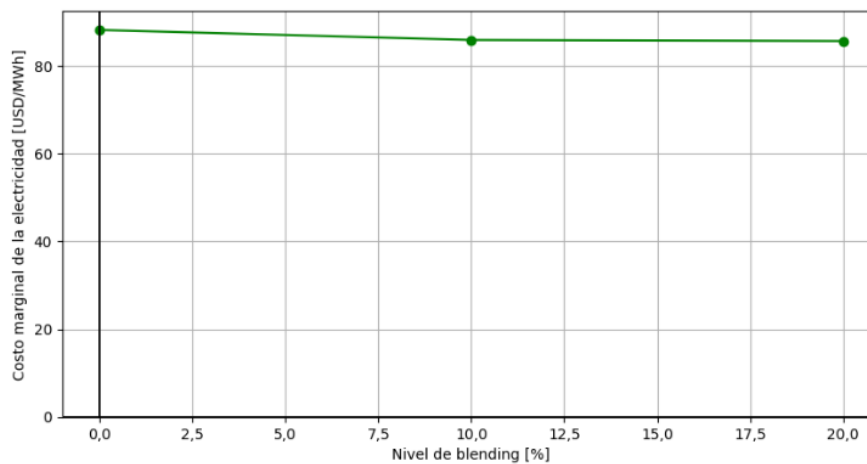


Figura 5.37: Costo marginal de electricidad para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

a Fig. (5.37) muestra el costo marginal del sistema en función del nivel de blending en las redes de distribución de gas natural. Este se obtiene calculando el promedio del costo marginal en cada nodo durante las 8.760 horas del año. Al aumentar la demanda de gas natural, el

costo marginal disminuye ligeramente, pasando de 88,13 a 85,6 [USD/MWh] cuando el nivel de blending pasa del 0% al 20%.

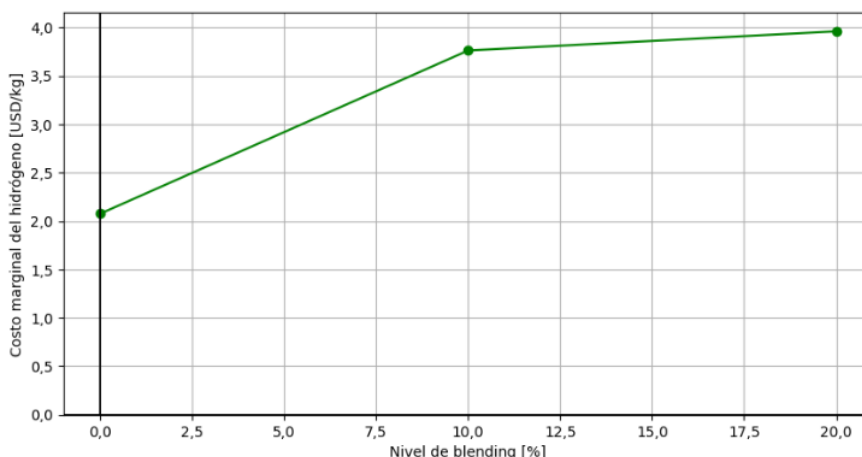


Figura 5.38: Costo marginal del hidrógeno para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad a la demanda de hidrógeno con blending.

En Fig.(5.38) se presenta el costo marginal del hidrógeno del sistema en función del nivel de blending, este se obtiene de la misma forma que el costo marginal de la electricidad. Cuando no existe demanda de hidrógeno, el costo marginal es de 2,07 [USD/kg], luego, cuando el nivel de blending aumenta a 10 y 20 % el costo marginal sube a 3,76 y 3,96 [USD/kg] respectivamente. También, se ve la aparición de una pequeña capacidad de generación CC H2.

5.3.4. Impuesto verde

En Fig.(5.39) se muestra el costo total del sistema y como es que está distribuido entre los distintos componentes de este para la sensibilidad al costo de las emisiones. Se puede ver que el costo total del sistema aumenta en 1,13 [MUSD] al aumentar el costo de emisiones de 0 a 35 [USD/tonCO₂], luego, si se pasa de 35 a 100 [USD/tonCO₂] se ve un aumento de 2,62 [MUSD]. Al aumentar el costo de emisiones, crece la inversión en componentes eléctricos y de hidrógeno.

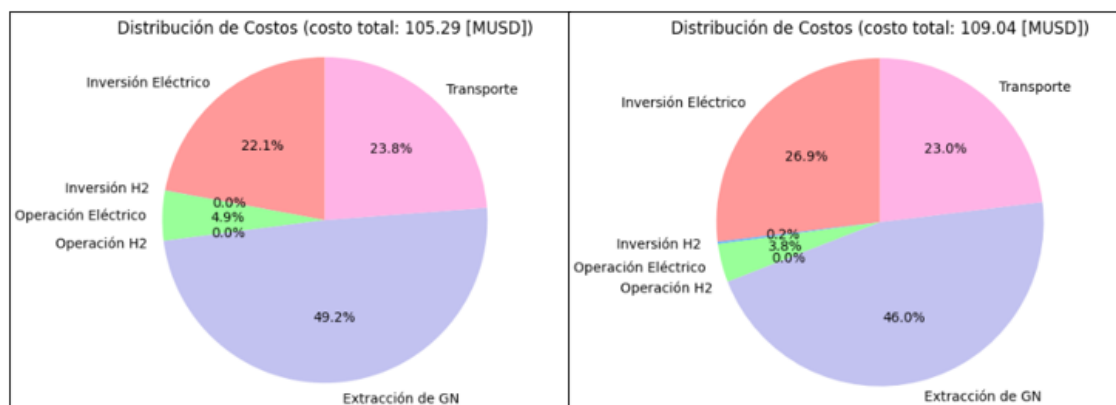


Figura 5.39: Distribución de costos totales del sistema. 0 (Izq.) y 100 (Der.) [USD/tonCO₂]. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

Tabla 5.16: Balance de costos considerando ingreso marginal para cada componente del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones, 100 [USD/tonCO₂] como costo de emisiones.

Tecnología	Anualidad costo inversión [MUSD]	Costo operación [MUSD]	Ingreso marginal [MUSD]	Balance [MUSD]	Balance [% inversión]
Gen. GN	2,825	26,313	33,624	4,486	15,397
Diésel	0,155	0,199	0,277	-0,078	-21,951
Eólica	20,091	0	21,467	1,376	6,851
CC H2	0,065	0,244	0,309	-0,0002	-0,074
CT H2	0,009	0,007	0,016	-0,0003	-2,005
PEMFC	0,0004	0,0005	0,0006	-0,0003	-37,495
PEMEL	0,116	0,007	0,123	-0,0002	-0,234
Baterías	6,195	2,233	8,376	-0,052	-0,622
Tanques H ₂	0,124	0,090	0,212	-0,002	-1,044

En Tab.(5.16) se el balance de costos de los distintos componentes del sistema para un costo de emisiones de 100 [USD/tonCO₂]. Al pasar de un costo de emisiones de 35 a 100 [USD/tonCO₂], se ve un aumento en la rentabilidad de las unidades de generación a gas natural. Se tiene que, el balance de costos es positivo para la generación a gas natural y eólica. Por otro lado, el balance de costos del resto de las tecnologías es negativo y cercano a 0.

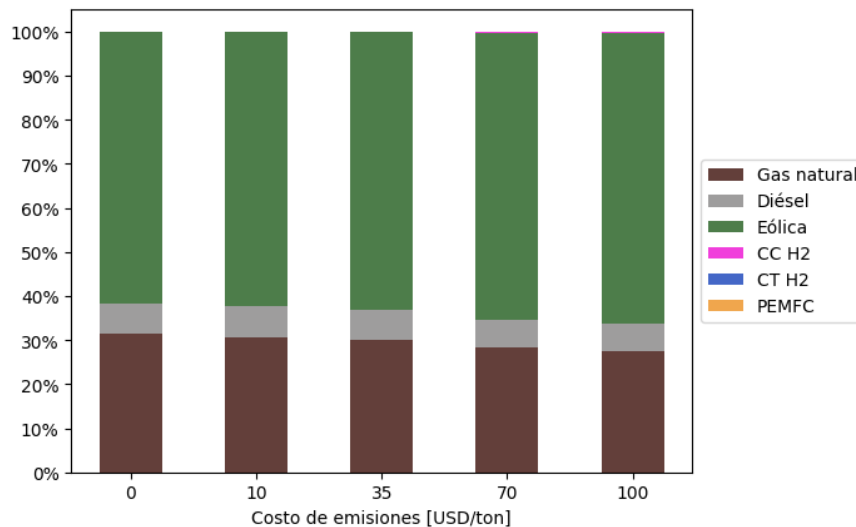


Figura 5.40: Participación en capacidad instalada por tecnología en la generación eléctrica. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.40) se ve la participación en la generación eléctrica por tecnología según el costo a las emisiones. Se observa que a medida que aumenta el costo a las emisiones también aumenta la participación de la generación eólica y disminuye levemente la participación del diésel y del gas natural.

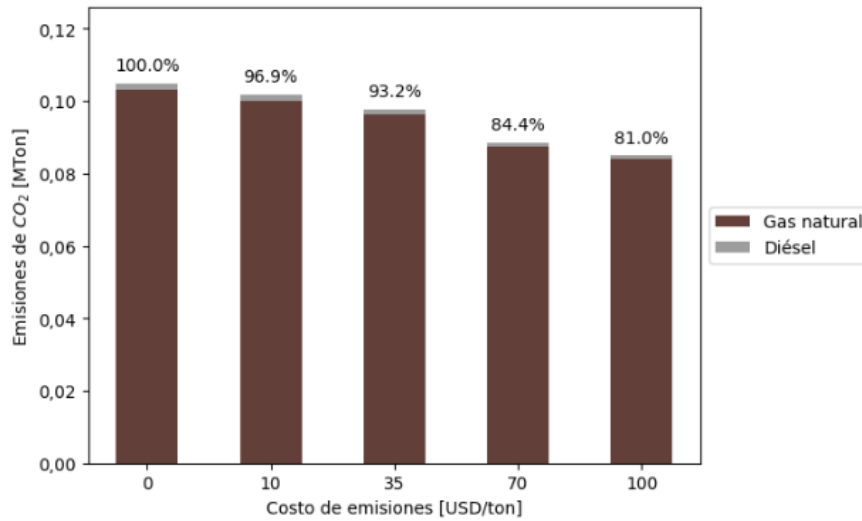


Figura 5.41: Participación por tecnología en las emisiones de efecto invernadero producidas por generación de electricidad. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.41) se muestra la participación por tecnología en las emisiones de CO_2 . A medida que aumenta el costo de emisiones, las emisiones totales producidas van disminuyendo. El cambio en las emisiones al aumentar el costo de estas a 100 [USD/ton] es de 19%.

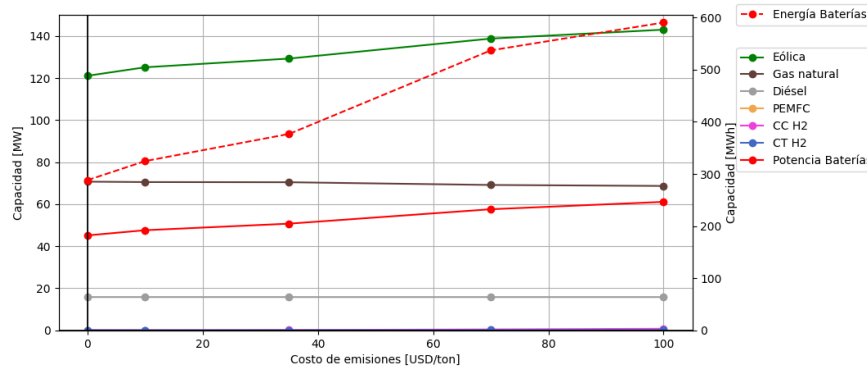


Figura 5.42: Capacidad instalada de generación de electricidad y de baterías. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

La Fig.(5.42) muestra las capacidades instaladas de tecnologías de generación de electricidad y baterías con respecto al costo de emisiones. Cuando no hay costo a las emisiones, la capacidad total instalada es de 207,65 [MW], donde 121,03 [MW] son turbinas eólicas, 70,68 [MW] son plantas a gas natural y 15,81 [MW] son plantas diésel. Cuando el costo de emisiones aumenta de 0 a 35 [USD/ton], se produce un aumento en la generación eólica. Para dicho costo de emisiones, la capacidad total instalada es de 211,44 [MW], donde 126,21 [MW] son turbinas eólicas y el resto de las tecnologías se mantienen igual. Si se sigue aumentando el costo de emisiones hasta alcanzar los 100 [USD/ton] se tiene que la generación eólica sigue creciendo hasta alcanzar los 142,95 [MW]. Por otro lado, la generación diésel se mantiene constante y la generación a gas natural disminuye a 68,42 [MW].

Los sistemas de almacenamiento de baterías también se ven afectados por el cambio en las emisiones, estos aumentan sus capacidades a medida que el costo de emisiones también lo hace. Cuando no hay costo a las emisiones, las capacidades instaladas de baterías son 45,13 [MW] y 288,11 [MWh]. Luego, cuando el costo de emisiones aumenta a 35 [USD/ton], la capacidad de las baterías aumenta a 50,71 [MW] y 376,78 [MWh]. Después, cuando el costo de emisiones sube a 70 [USD/ton], la capacidad de las baterías sube a 57,57 [MW] y 537,02 [MWh]. Finalmente, cuando el costo de emisiones es de 100 [USD/ton], la capacidad de las baterías pasa a ser de 61,02 [MW] y 590,52 [MWh]. El cambio del costo de emisiones de 70 a 100 [USD/ton] es el que produce el menor incremento en las capacidades de las baterías.

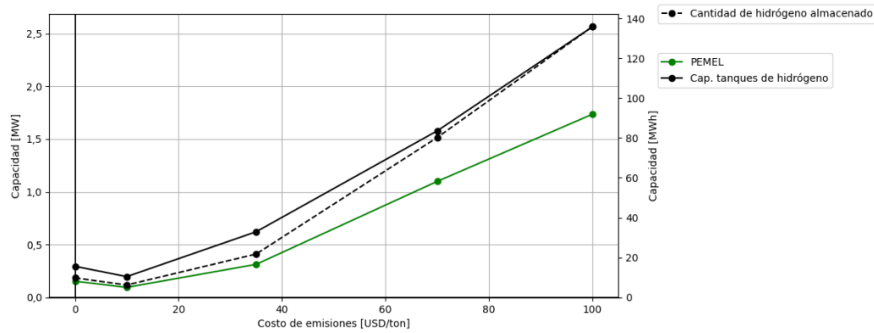


Figura 5.43: Capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.43) se muestra la capacidad instalada de electrolizadores PEM y de almacenamiento en tanques de hidrógeno en función del costo de emisiones. Se puede ver que a medida que aumenta el costo de las emisiones por sobre los 10 [USD/ton] también lo hacen las capacidades de producción de hidrógeno y de los tanques de almacenamiento. Pero, cuando el costo de emisiones es 0 [USD/ton] y se sube a 10 [USD/ton], se produce una disminución en las capacidades instaladas de electrolizadores y tanques de hidrógeno. Se comienza con una capacidad PEMEL de 0,15 [MW]. Al aumentar el costo de emisiones a 10 [USD/ton], la capacidad instalada de PEMEL pasa a ser de 0,09 [MW], luego, cuando el costo de emisiones pasa ser de 35, 70 y 100 [USD/ton], la capacidad instalada de PEMEL aumenta a 0,31, 1,09 y 1,73 [MW] respectivamente. Se nota que el aumento en la capacidad instalada de unidades PEMEL es mayor cuando el costo de emisiones supera los 35 [USD/ton].

La capacidad de los tanques de hidrógeno cuando el costo de emisiones es 0 [USD/ton] es de 0,29 [MW] y 9,74 [MWh]. Al aumentar este costo a 10 [USD/ton], la capacidad de los tanques de hidrógeno disminuye a 0,19 [MW] y 6,18 [MWh]. Luego, cuando el costo de las emisiones alcanza los 100 [USD/ton], la capacidad de los tanques de hidrógeno sube a 2,56 [MW] y 135,88 [MWh]. Al igual que con la capacidad instalada de electrolizadores PEM, cuando el costo de emisiones supera los 35 [USD/ton], el aumento en las capacidades de almacenamiento de hidrógeno es mayor.

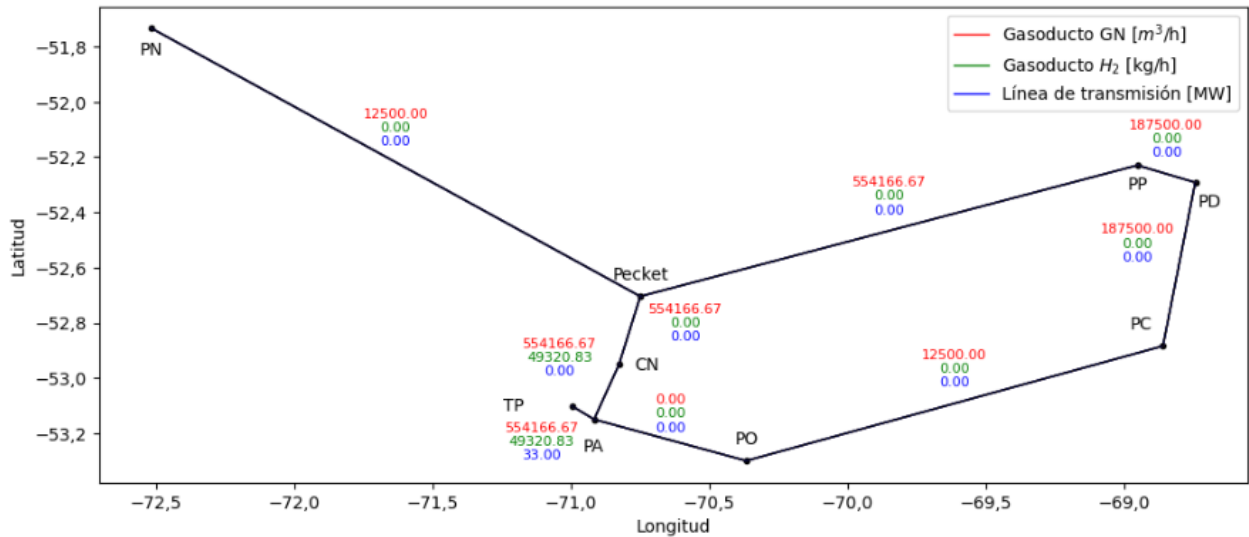


Figura 5.44: Capacidades instaladas de medios de transmisión de energía. Caso con 100 [USD/ton] como costo de emisiones.

En Fig.(5.44) se muestran las capacidades de transmisión para cada energético en el caso donde el costo de emisiones es 100 [USD/ton]. Comparado con Fig.(5.10), las capacidades de transmisión de hidrógeno disminuyen en 0,2 y 0,27 [kg/h] entre los nodos Pecket - Cabo Negro y Puerto Natales - Pecket respectivamente, por otro lado, la capacidad de transmisión de hidrógeno aumenta en 0,01 [kg/h] entre los nodos Punta Arenas y Porvenir. También, se produce un aumento de 0,81 [MW] en la capacidad de la línea de transmisión que une Cabo Negro con Punta Arenas.

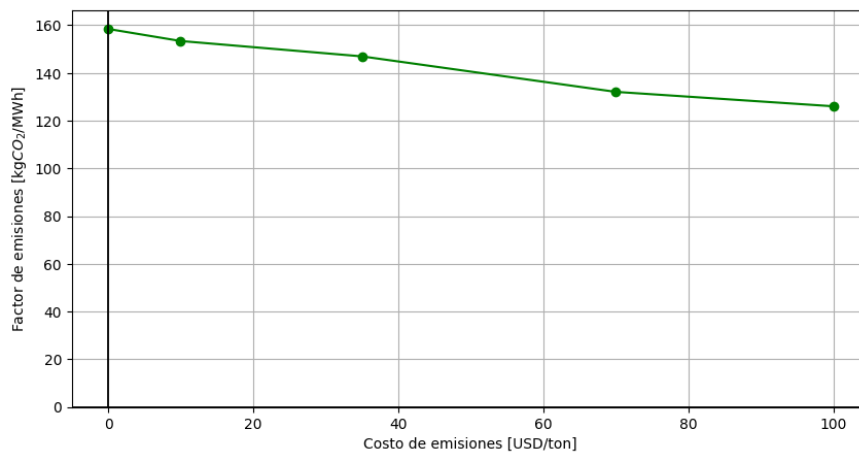


Figura 5.45: Factor de emisiones del sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.45) se muestra como cambia el factor de emisiones del sistema con el cambio en el costo de emisiones. Cuando el costo de emisiones es 0 [USD/ton], el factor de emisiones es 158,46 [kgCO₂/MWh], el cual es el valor más alto que alcanza. Al aumentar el costo de emisiones se produce una disminución en el factor de emisiones, dicha disminución tiene un comportamiento casi lineal a medida que aumenta el costo en las emisiones. El factor de emisiones alcanza su menor valor para un costo de emisiones de 100 [USD/ton], siendo de 126,05 [kgCO₂/MWh].

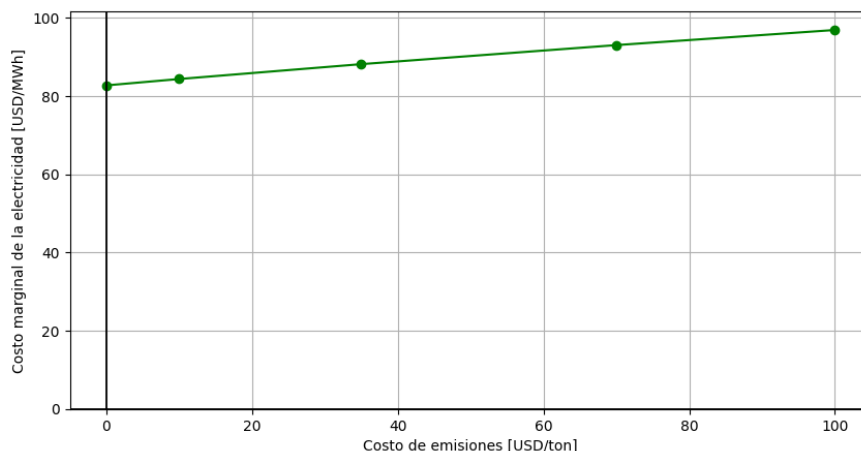


Figura 5.46: Costo marginal de electricidad para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.46) se muestra el costo marginal de la electricidad en función del costo de emisiones. A medida que aumenta el costo de emisiones también lo hace el costo marginal. Cuando el costo de emisiones es de 0 [USD/ton], el costo marginal es 82,69 [USD/MWh], luego, al aumentar el costo de emisiones a 100 [USD/ton], el costo marginal aumenta a 96,85 [USD/MWh] y de manera lineal.

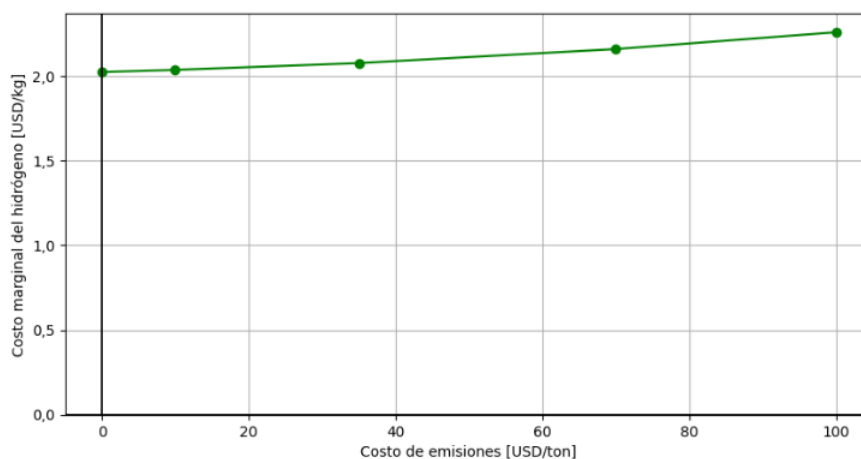


Figura 5.47: Costo marginal del hidrógeno para todo el sistema. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.47) se muestra como cambia el costo marginal del hidrógeno con el aumento del

costo de emisiones. Se puede ver que el crecimiento es mayor a medida que va aumentando el costo de emisiones. Cuando el costo de emisiones es 0 [USD/ton], el costo marginal del hidrógeno es de 2,02 [USD/kg], luego, cuando el costo de emisiones aumenta a 100 [USD/ton], el costo marginal sube a 2,26 [USD/kg] y de manera lineal.

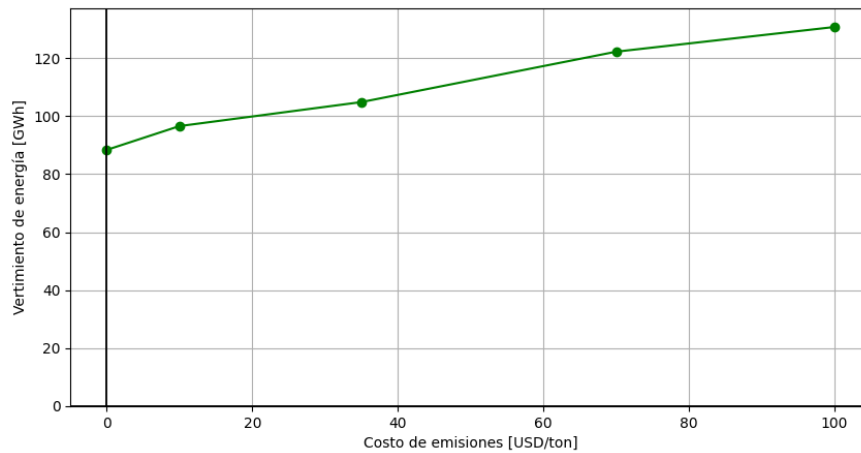


Figura 5.48: Vertimiento de energía. Caso Magallanes. Sensibilidad al costo de emisiones.

En Fig.(5.48) se muestra el cambio en el vertimiento de energía eólica a medida que se aumenta el costo de emisiones. El vertimiento aumenta con el aumento en el costo de emisiones, dicho aumento se va volviendo cada vez menor. Cuando el costo de emisiones es 0 [USD/ton], el vertimiento es de 88,38 [GWh], luego, cuando el costo de emisiones aumenta a 100 [USD/ton], el vertimiento sube a 130 [GWh].

5.4. Discusión de resultados

5.4.1. Caso base

Si se remunera a las componentes del sistema según compra y venta de energía a costo marginal, en teoría se debería obtener una rentabilidad de 0 para todas las tecnologías. Entonces, lo mostrado en Tab.(5.12) es consistente. La generación eólica es la única tecnología que presenta un balance de costos mayor a 0, es decir, sus costos de inversión y operación son menores los ingresos. Esto, se puede explicar con el costo variable de la generación eólica, el cual es 0 [USD/MWh], siendo este el menor de todas las tecnologías. Por otro lado, la generación a gas natural y diésel tienen un balance de costos negativo pero no tan cercano a 0 como el resto de las tecnologías. Finalmente, los valores del balance de costos de las unidades de generación a hidrógeno, producción de hidrógeno y almacenamiento de hidrógeno y electricidad para este caso es muy cercano a 0. La aparición de un balance de costos distinto a 0 para todas las tecnologías puede ser explicada por el hecho de que el modelo no resuelve por completo el problema de optimización, con el fin de reducir el tiempo computacional de evaluación, esto, produce que la solución que se obtiene no tiene tanta precisión como se desearía.

En Fig.(5.22) se puede ver la capacidad instalada actual de generación de energía en la región de Magallanes y la capacidad que el modelo decide instalar para satisfacer la demanda del caso base considerando todos los parámetros de entrada. La tecnología de generación predominante es la energía eólica, lo cual se explica por los altos factores de planta y el costo del gas natural que presenta la región, así como por las predicciones en el costo de inversión de las turbinas eólicas.

Para analizar las capacidades instaladas se revisan las Figs.(5.2, 5.7), en la primera se muestra la capacidad instalada actual de unidades de generación eléctrica por nodo, y en la segunda se muestran las capacidades instaladas óptimas para el caso de estudio según el modelo. Los nodos 1, 3, 4, 5, 6 (Tab.(5.3)) son aquellos donde se permite generación eléctrica y producción de hidrógeno. La decisión de solo permitir generación en dichos nodos, se toma porque preliminarmente, dada la ubicación de los otros nodos, no tiene sentido generar en ellos, teniendo como efecto la reducción de los tiempos de evaluación del modelo. Se puede ver que, se instala capacidad de generación eólica en todos los nodos recién mencionados. La capacidad instalada de generación diésel se mantiene igual para cada uno de los nodos y la capacidad de generación con gas natural disminuye para los nodos Central 3 Puentes y Porvenir, el único nodo donde se instala generación a gas natural es Cabo Negro. Esto tiene sentido, ya que este nodo actualmente solo cuenta con generación eólica, por lo tanto, instalar generación a gas natural puede satisfacer demanda cuando no hay recurso eólico disponible.

En cuanto a la capacidad de electrolizadores PEM y generadores CC H₂, CT H₂ y PEMFC, se tiene que son sumamente pequeños y se puede decir que el hecho de que aparezcan se debe a la precisión del modelo de optimización, la cual fue fijada en 0,1 % para disminuir los tiempos de evaluación del modelo. Lo mismo se puede decir de los resultados obtenidos sobre las capacidades instaladas de tanques de almacenamiento de hidrógeno mostrados en Tab.(5.13), donde estas son muy pequeñas. De todas formas, estos cumplen con la función de darle flexibilidad al sistema en forma de almacenamiento de energía por medio de hidrógeno para luego inyectar nuevamente, reconvirtiéndolo a electricidad.

Las capacidades de sistemas de almacenamiento de baterías que el modelo decide instalar se muestran en Tab.(5.13). La potencia que pueden suministrar las baterías es consistente considerando que las demandas máximas de electricidad en esos nodos son:

Tabla 5.17: Estimación de demanda máxima para cada nodo en Magallanes al año 2050.

Nodo	Demanda máxima [MW]
Puerto Natales	13,73
Cabo Negro	3,38
Central 3 Puentes	30,102
Punta Arenas	45,93
Porvenir	6,62

La potencia que pueden suministrar las baterías supera la demanda máxima de su respectivo nodo, lo cual es consistente con el hecho de que el único segmento donde hay transmisión de energía eléctrica está entre el nodo Central 3 Puentes y Punta Arenas (Fig.(5.10)), de forma que, se está usando la energía de las baterías para abastecer la demanda de su respectivo nodo. La presencia de esa línea de transmisión también explica que a pesar de que la demanda en el nodo Punta Arenas es superior a la demanda en el nodo Central 3 Puentes, se decide instalar una capacidad de generación eólica superior en la Central 3 Puentes, es decir, se usa la línea para abastecer los consumos de Punta Arenas con la energía generada en la Central 3 Puentes. Al revisar los perfiles de generación eólica que se usaron para el modelamiento, se identifica que el factor de planta en la Central 3 Puentes es de 43 % y en Punta Arenas de 42 %, lo cual le da más consistencia al hecho de que se instale una capacidad de generación eólica superior en la Central 3 Puentes.

En Fig.(5.10) se observa un aumento en la capacidad de transmisión de gas natural entre los nodos Puerto Natales y Pecket. La demanda máxima de gas natural que alcanza Puerto Natales es de 30.479 [m^3/h], lo cual es superior a la capacidad de transmisión actual de gas natural entre esos nodos, que es de 12.500 [m^3/h]. Esto, sumado a que el modelo no considera almacenamiento de gas natural, puesto que no se encontraron datos sobre este tipo de sistemas en la región, hace que la única forma de abastecer la demanda de gas natural en Puerto Natales sea aumentar la capacidad del gasoducto.

Como entrada del modelo, se permite la instalación de un gasoducto de gas natural entre Porvenir y Punta Arenas; sin embargo, el modelo decide instalar solo 0,14 [m^3/h], lo cual, comparado con las dimensiones de los otros gasoductos, es prácticamente insignificante. Esto significa que el sistema actualmente cuenta con la capacidad suficiente de transporte de gas natural para abastecer todos los nodos, excepto Puerto Natales, según las proyecciones de demanda para el año 2050.

En Fig.(5.27) se muestra que el factor de emisiones para el caso base es de 149,96 [$kgCO_2/MWh$]. El factor de emisiones del SEN en el año 2024 es de 242,1 [$kgCO_2/MWh$] [26]. Entonces, el valor obtenido tiene sentido si se piensa que la participación de generación renovable que se obtuvo con la evaluación del caso base es muy superior a la que presenta el

SEN actualmente.

En Figs.(5.11, 5.12) se muestra la operación del sistema completo para la red eléctrica y de hidrógeno. Se puede ver que el área que representa la potencia suministrada por cada tecnología es siempre mayor o igual a la curva de demanda eléctrica, esto quiere decir que se puede abastecer toda la demanda eléctrica del sistema. Se puede ver que las tecnologías que abastecen la gran mayoría de la demanda son generación a gas natural, eólica y sistema de baterías. Lo mostrado en la figura de la operación de la red de hidrógeno indica que se está utilizando dicha red para darle flexibilidad a la red eléctrica, esto porque, en este caso no hay demanda de hidrógeno, entonces, está solo para cumplir tal función. Cuando la curva negra se ve sobrepasada por el área verde o amarilla, significa que se está produciendo electricidad utilizando hidrógeno.

En Fig.(5.13) se puede ver la curva de duración de demanda sumada a la carga de las baterías en el nodo Porvenir. Lo mostrado en esta figura es consistente, ya que indica que las baterías están siendo cargadas principalmente con energía eólica. Esto sugiere que las baterías tienden a adquirir energía cuando su costo es bajo y la suministran al sistema cuando el costo de la energía es elevado.

En Figs.(5.14, 5.15) se puede ver como se comporta el modelo en el nodo Porvenir en términos de la potencia despachada por las tecnologías de generación eléctrica, el nivel y el despacho de baterías, la demanda y el costo marginal de la electricidad. En tales figuras, se puede ver que el costo marginal en la mayoría de las horas toma el valor del costo variable de las unidades a gas natural o de las unidades eólicas, los cuales son 138,72 y 0 [USD/MWh]. Pero, dentro de las primeras 24 horas del tiempo de evaluación, el costo marginal alcanza un valor de 219,11 [USD/MWh], dicho valor no es el costo variable de las unidades de generación diésel y se puede observar que cuando ese es el costo marginal, la energía en las baterías disminuye. También, se tiene que el costo marginal toma los valores 142 y 117 - 122 [USD/MWh] cuando se descarga la batería y cuando se carga la batería respectivamente. Entonces, como dichos valores no son el costo variable de ninguna de las unidades de generación presentes en el sistema y aparecen exclusivamente cuando la batería se está cargando o descargando, se puede decir que estos están relacionados con el costo futuro de la energía en las baterías. Una central hidroeléctrica de embalse tiene un costo variable de generación de energía de 0 USD/MWh en el presente. Sin embargo, si se usara toda el agua ahora, en el futuro la demanda tendría que ser abastecida por fuentes de energía con un mayor costo variable, como plantas térmicas. Por ello, se le asigna un costo futuro a la energía que puede entregar el embalse, representando el costo de oportunidad de usar el agua ahora versus reservarla para su uso en momentos en los que las alternativas de generación sean más costosas. Por ejemplo, cuando la batería se carga con un costo marginal de 138 [USD/MWh], este proceso genera una disminución en el costo marginal. Lo cual se debe a que el costo futuro de la energía almacenada en las baterías será más bajo, dado que se contará con un mayor nivel de carga disponible para su uso en momentos de mayor demanda.

Un nodo que es interesante estudiar por la similitud entre la demanda de electricidad y la energía que pueden almacenar los tanques de hidrógeno, es Cabo Negro. En Figs.(5.17, 5.18, 5.19) se puede ver como se comporta el modelo en dicho nodo en términos de potencia despachada por las tecnologías de generación eléctrica y de producción de hidrógeno, el nivel

de energía y despachos que tienen los sistemas de almacenamiento de baterías y de hidrógeno, la demanda eléctrica, y el costo marginal de la electricidad. En las primeras 24 horas del día, la potencia suministrada por las unidades de generación de este nodo no es suficiente para abastecer la demanda eléctrica. De forma que se debe importar energía eléctrica e hidrógeno del nodo Punta Arenas. Esto, explica que aún cuando en las primeras 24 horas no hay producción de hidrógeno en Cabo Negro, si hay generación CC H2.

El costo marginal en Cabo Negro después de las primeras 24 horas comienza a tomar el valor del costo variable de la generación a gas natural y eólica, pero, en algunas horas aumenta por sobre el costo variable del gas natural, llegando a 163,86 [USD/MWh]. Dichos aumentos en el costo marginal coinciden con las horas en las que la batería se descarga, por lo tanto, ese valor está relacionado con el costo futuro de la energía en las baterías. Lo que está pasando es que usar la energía de los sistemas de baterías significa que en el futuro se tendrá una menor cantidad de energía almacenada, por lo tanto, el costo marginal aumenta para representar dicho aumento en la energía de las baterías en el futuro. Entre las horas 150 y 200, se observa que las baterías entregan energía al sistema, pero el costo marginal se mantiene en el valor del costo variable de la generación a gas natural y también disminuye cuando se cargan las baterías. Durante esas horas, el valor de la energía almacenada en las baterías es menor que el valor que tenía en los momentos en que el costo marginal era de 163,86 [USD/MWh]. Lo cual, se explica por un menor costo para la energía almacenada en las baterías dada la ponderación que se le da al costo de la energía por el valor del costo futuro. Para el modelo, el valor de la energía en las baterías en esas horas es menor al costo variable del gas natural. Se puede extrapolar lo anterior a los sistemas de almacenamiento de hidrógeno dado que las ecuaciones para los nodos eléctricos y de hidrógeno son las mismas.

Es importante señalar que solo se toma un perfil de generación eólica para cada nodo, lo cual tiene como consecuencia que no se de una complementariedad entre las distintas unidades de generación en los respectivos nodos, todo esto, considerando que se instalan capacidades muy pequeñas de transmisión eléctrica, de forma que la complementariedad debe darse entre las unidades de cada nodo. Entonces, al no existir este fenómeno entre las unidades de generación eólica, se produce un sobre-dimensionamiento de las capacidades instaladas de esta misma tecnología y también de los sistemas de almacenamiento de baterías y de hidrógeno. Lo cual puede explicar las altas capacidades que se instalan de tales tecnologías al realizar la modelación.

En Figs.(5.16, 5.20) se muestran los costos marginales a largo plazo (costo marginal obtenido al evaluar el modelo considerando las decisiones de inversión) y la diferencia entre el costo marginal de largo y corto plazo (costo marginal de corto plazo es el costo que se obtiene al evaluar el modelo considerando que las decisiones de inversión ya fueron tomadas). Se esperaba que el costo marginal de largo plazo mostrara señales de inversión, pero, se obtuvo que la diferencia entre tales costos marginales no es superior a los 140 [USD/MWh]. Los mayores costos marginales de corto y largo plazo, se obtienen cuando el sistema incurre en el costo de abastecimiento, pero no como señal de inversión.

5.4.2. Demanda de H_2V por nuevas industrias

Los costos totales del sistema para la sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias se muestra en Fig.(5.21), al compararla con el costo para el caso base mostrado en

Fig.(5.5), se tiene que, como era de esperarse, subir la demanda de hidrógeno trae consigo un crecimiento en el costo total del sistema, aumentando las capacidades de los elementos eléctricos y de hidrógeno.

Un aspecto importante a analizar es el cambio en las emisiones del sistema causado por el aumento en la demanda de hidrógeno. Dado que, en esta sensibilidad la demanda de hidrógeno se suma a la demanda total ya existente en el sistema, lo que se muestra en Fig.(5.23) tiene sentido. Al incrementar la demanda de hidrógeno, se requiere generar una mayor cantidad de energía, y según cómo se produzca dicha energía, las emisiones se mantendrán o aumentarán. En este caso, como se ilustra en la Fig.(5.24), la capacidad instalada de energía eólica aumenta considerablemente con la aparición de la demanda de hidrógeno. Por otro lado, la generación con gas natural también incrementa su capacidad instalada, aunque no tanto como la eólica. Además, aparecen tecnologías de reconversión de hidrógeno, principalmente CT H₂. Entonces, la energía necesaria para abastecer los requerimientos energéticos de la producción de hidrógeno es generada principalmente por turbinas eólicas y generación a gas natural, de esta forma, se explica el aumento de 25,5 % en las emisiones totales del sistema producido por la generación a gas natural en su mayoría y diésel.

En Figs.(5.24, 5.25) se puede ver como cambian las capacidades instaladas de todas las tecnologías de generación de electricidad y producción de hidrógeno con la aparición de la demanda de hidrógeno. Como ya se mencionó, la energía necesaria para producir el hidrógeno es cubierta en su mayoría por generación eólica, aumentando considerablemente su capacidad instalada. También, se instalan electrolizadores PEM y tanques para almacenarlo. Por otro lado, se produce una disminución en la capacidad instalada de baterías, en su potencia y energía. Pasando de tener una capacidad de 50 [MW] y 7.52 [h] a 38 [MW] y 5.5 [h]. Esto, se explica por el aumento en la capacidad instalada de generación a gas natural y la aparición de unidades de reconversión de hidrógeno, de forma que, la energía que los sistemas de almacenamiento de baterías se encargaban de suministrar es cubierta por generación a gas natural y a hidrógeno.

En cuanto a las capacidades de transmisión que se instalan con el aumento de la demanda de hidrógeno, se concluye que dados los costos de instalación de los gasoductos de hidrógeno, lo mejor es generarlo en cada uno de los puntos de consumo. Descartándose la opción de construir una red de gasoductos que conecte todos los sistemas medianos de la región. Ahora bien, esto es solo considerando la instalación de nuevos gasoductos. Por otro lado, se podría estudiar cómo cambiarían los resultados si se considerara el reacondicionamiento de los gasoductos existentes de gas natural para que funcionen con hidrógeno.

En Fig.(5.27) se puede observar que el factor de emisiones disminuye con el aumento de la demanda de gas natural. Esto, se justifica por la misma razón por la que se explica que las emisiones de efecto invernadero no aumentaron tanto considerando que la demanda de hidrógeno llega a ser de un 50 % de la demanda de gas natural. La energía necesaria para satisfacer la demanda de hidrógeno es producida principalmente por generación eólica, la cual no produce emisiones en su operación. Entonces, la cantidad de energía producida aumenta considerablemente, pero las emisiones no aumentan en la misma proporción, lo que resulta en una disminución en el factor de emisiones.

5.4.3. Blending de hidrógeno

Los costos totales del sistema para la sensibilidad a la demanda de hidrógeno por nuevas industrias se muestra en Fig.(5.30), al compararlo con el costo total del caso base mostrado en Fig.(5.5), se tiene que, al igual que para la sensibilidad a la demanda por nuevas industrias, se ve un aumento en el costo total del sistema, dicho aumento es menor al que se ve para la primera sensibilidad, esto se debe a que, para el caso del blending se produce un aumento en la demanda de hidrógeno acompañado de una disminución en la demanda de gas natural, además, la demanda de hidrógeno es mayor para los casos de la primera sensibilidad.

Como era de esperarse, en Fig.(5.32) se aprecia que al hacer blending se produce una reducción de las emisiones totales de efecto invernadero. Siendo esta, una de las principales ventajas del blending de hidrógeno en redes de gas natural. En especial, en una región como Magallanes, la cual es fuertemente dependiente del gas natural para abastecer sus requerimientos energéticos.

La reducción en las emisiones totales es lineal entre 0% y 20% de blending. Esto es una coincidencia, ya que la disminución en las emisiones producidas por gas natural (azul) es mayor cuando hay un mayor nivel de blending, y, las emisiones producidas por la generación de electricidad usando gas natural y diésel también aumentan. El aumento en las emisiones por generación de electricidad se debe al aumento en la capacidad instalada de generación a gas natural (5.33), mientras que el comportamiento de la reducción de las emisiones por demanda de gas natural se debe al incremento que debe haber en el volumen de la mezcla de hidrógeno con gas para entregar la misma cantidad de energía. La reducción a las emisiones por una variación de 1% en el nivel de blending en la red se hace mayor mientras más hidrógeno haya en la mezcla (Tab.(2.5)). Entonces, lo ideal sería aumentar el nivel de mezcla en más de un 20%, pero, esto no puede hacerse sin tener que reacondicionar o reemplazar los equipos que componen las redes de distribución de gas natural.

Si se comparan los casos donde se considera demanda de hidrógeno por nuevas industrias con los casos con blending, se evidencia que ambos incluyen una demanda de hidrógeno que representa un porcentaje de la demanda de gas natural, pero, en el caso con blending, hay una reducción en el consumo residencial, comercial e industrial de gas que es cubierto por hidrógeno. Entonces, el caso con 20% de blending debería dar resultados similares al caso de demanda de hidrógeno igual al 25% de la demanda de gas natural. Comparando Figs.(5.24, 5.33) se puede ver que las capacidades instaladas de generación y almacenamiento de los dos casos en cuestión son efectivamente muy similares. Lo mismo se puede observar con las capacidades instaladas de producción de hidrógeno y almacenamiento (Figs.(5.25, 5.34).

Como las sensibilidades a la demanda de hidrógeno por la aparición de nuevas industrias y por la implementación de blending tienen como única diferencia el cambio en la demanda del gas natural para el segundo caso, se tiene que los costos marginales para la electricidad e hidrógeno tienen el mismo comportamiento. En Figs.(5.28, 5.37) se muestra que el costo marginal promedio de la electricidad no cambia considerablemente frente a los cambios en la demanda de hidrógeno. Esto, se debe a que la electricidad necesaria para satisfacer los requerimientos energéticos de los electrolizadores para producir hidrógeno es cubierta casi completamente por energía eólica. Por otro lado, en Figs.(5.29, 5.38) se puede ver que el

cambio en la demanda del hidrógeno si produce un aumento en el costo marginal del mismo. Esto, tiene su explicación en el hecho de que en el caso base, no se tenía una demanda de hidrógeno, entonces, este solo se produce cuando hay exceso de energía eólica, no así, cuando aparece un perfil de demanda de hidrógeno de las mismas características que el perfil del gas natural, surgiendo la necesidad de producir hidrógeno en horas en las que el costo marginal de la electricidad es mayor que 0 y provocando un aumento en dicho costo.

Para analizar el cambio en las capacidades de transporte producido por la implementación de blending, se estudia el caso con 20% de blending de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural. En Fig.(5.35) se puede ver que los gasoductos de hidrógeno tienen casi las mismas capacidades que los que tiene el caso con demanda de hidrógeno de 50% por nuevas industrias (Fig.(5.26)). La mayor diferencia es que, en este caso, se instalan 1,46 [MW] de transmisión eléctrica entre los nodos Cabo Negro y Punta Arenas. Esto, es un poco mayor a lo que se instala en el caso base y se explica porque hay una mayor capacidad de generación eólica en los nodos Punta Arenas y Central 3 Puentes, entonces, se prefiere satisfacer parte de la demanda de electricidad de Cabo Negro mediante la línea.

Al comparar Figs.(5.10, 5.35) se puede ver que la principal diferencia es la capacidad de transmisión de gas natural que se tiene entre los nodos Puerto Natales y Pecket. Producto de que la demanda de gas natural se ve reducida por la utilización de blending, entonces, dicho gasoducto no requiere de tanta capacidad. Se recuerda que, el aumento en la capacidad de transmisión de gas natural entre estos nodos se debe a que la demanda máxima de gas natural en Puerto Natales es superior a la capacidad de transporte del gasoducto actualmente, y a que no se consideran sistemas de almacenamiento de gas natural, por lo que, la única forma de abastecer la demanda es aumentando la capacidad de transmisión del gasoducto.

La demanda máxima de hidrógeno en cada uno de los nodos cuando se considera una demanda de 50% de la demanda de gas natural se muestra en Tab.(5.18).

Tabla 5.18: Demanda máxima de hidrógeno para cada nodo en Magallanes al año 2050. Caso con demanda de hidrógeno igual a 50% de la demanda de gas natural.

Nodo	Demanda máxima [MW]
Puerto Natales	64,89
Cabo Negro	0
Central 3 Puentes	0
Punta Arenas	288,21
Porvenir	21,07

En Fig.(5.43) se tiene que la capacidad de potencia que pueden suministrar los almacenamientos de batería es de 293,63 [MW], y para los electrolizadores PEM es de 253,12 [MW]. De forma que, la suma de las demandas máximas de los nodos es menor a la capacidad máxima de hidrógeno que el sistema puede suministrar. Demostrando consistencia en los resultados en términos de las capacidades de producción y almacenamiento de hidrógeno.

5.4.4. Impuesto verde

Como es de esperarse, en Fig.(5.39) se muestra como aumentar el costo de las emisiones produce un aumento en el costo total del sistema. Se puede ver que al aumentar el costo de emisiones, se pasa a realizar una mayor inversión en componentes eléctricos, los cuales serían centrales de generación eólica y sistemas de almacenamiento de baterías.

El objetivo de implementar el impuesto verde es generar una reducción en las emisiones de efecto invernadero, fomentando la inversión en tecnologías de generación renovable. En Fig.(5.41) se muestra como cambian las emisiones producidas por generación eléctrica a medida que aumenta el costo de emisiones, donde, con un costo de emisiones de 100 [USD/ton] se tiene una reducción en las emisiones de 19 % con respecto al caso sin emisiones.

Si se compara el efecto del costo de emisiones en las emisiones producidas por la generación de electricidad, según el modelo de referencia y el caso de estudio, se observa que la reducción porcentual en las emisiones es similar. En Fig.(2.15) se ve que al pasar de 30 a 120 [USD/ton], se produce una reducción en las emisiones de 16 %, luego, en Fig.(5.41) se evidencia que al pasar de 35 a 100 [USD/MWh], el cambio en las emisiones es de 12,2 %.

La participación por tecnología en la capacidad total instalada de generación eléctrica se muestra en Fig.(5.40). Se ve que la participación de la energía eólica se hace cada vez mayor, disminuyendo la del gas natural y diésel. Si se analiza Fig.(5.42), se nota que el aumento en el costo de emisiones produce que las capacidades instaladas de generación eólica y baterías aumenten, generándose también una leve disminución en la capacidad instalada de generación a gas natural. Por otro lado, la generación diésel se mantiene igual. Esto último, se puede explicar porque el costo fijo y el costo de retiro de las unidades diésel son 20 y 10 % de la inversión inicial respectivamente, entonces, a pesar de que la generación diésel es más costosa y produce más emisiones, el modelo decide conservar las unidades para operar cuando se necesite. En Fig.(5.41) se puede observar que las emisiones producidas por generación diésel son sumamente pequeñas, esto quiere decir que solo se utiliza en contadas ocasiones a lo largo del año.

El efecto de aumentar el costo de las emisiones es que se instalan más unidades de generación eólica y sistemas de almacenamiento de baterías. Dado que la demanda de electricidad de la región se mantiene, esto resulta en una generación de energía mayor a la necesaria, lo que aumenta los niveles de vertimiento (Fig. (5.48)). Entonces, se tiene una generación de electricidad mayor y también una reducción en las emisiones, por lo tanto, el factor de emisiones disminuye, lo cual se puede ver en Fig.(5.45).

Como se puede observar en Figs.(5.42, 5.43), al implementar el impuesto verde, el modelo decide instalar unidades de generación de hidrógeno, almacenamiento de hidrógeno y unidades de reconversión, todo esto en pequeñas dimensiones. Cuando el costo de emisiones es de 100 [USD/ton] se tiene una capacidad instalada de electrolizadores PEM de 1,73 [MW] y capacidad de almacenamiento de 2,56 [MW] y 53 horas. Lo cual, se ocupa para abastecer demanda eléctrica cuando no hay recurso eólico y la generación a gas natural se encuentra en su máximo.

El aumento en el costo de las emisiones no tiene como consecuencia la implementación de capacidades considerables de gasoductos de hidrógeno, gas natural o líneas de transmisión. En Fig.(5.44) se muestra que se instala una pequeña capacidad de gasoductos de hidrógeno entre todos los nodos que tienen permitida la expansión. También, se instalan 0,81 [MW] de transmisión eléctrica entre los nodos Cabo Negro y Punta Arenas, lo cual tiene sentido dado que en dicho nodo la demanda máxima es 3,38 [MW], por lo que le puede entregar energía en las horas donde el recurso eólico sea bajo. Pero, una línea de 0,81 [MW] no es algo realista.

Los costos marginales de la electricidad y el hidrógeno se ven afectados por la implementación del impuesto verde. Esto se muestra en Figs.(5.46, 5.47). Como es de esperarse, los costos marginales de ambos energéticos aumentan con el impuesto. El motivo de este aumento es que los costos variables de las unidades de generación a gas natural y diésel aumentan en función del costo a las emisiones, también, se tiene que realizar una inversión mayor en unidades de generación eólica, almacenamiento en baterías e hidrógeno y, en tecnologías de reconversión.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

A partir de lo expuesto en las secciones anteriores, es factible afirmar que se cumplió el objetivo general, ya que se logró evaluar la integración del hidrógeno verde en la región de Magallanes, mediante el desarrollo de un modelo específico para la matriz energética de la región, el cual, considera la red eléctrica, de gas y una posible red de hidrógeno, en conjunto con distintas tecnologías de producción y sistemas de almacenamiento, utilizando como referencia el modelo presentado en [26]. Se desarrolla un escenario, con sensibilidades respecto a la demanda de hidrógeno, considerando una demanda adicional a la demanda energética actual de la región. También, se presenta un análisis de sensibilidad con respecto a la demanda de hidrógeno y de gas natural a la vez, esto, considerando blending en las redes de gas natural. Por último, se sensibiliza con respecto al costo de las emisiones. Con dichas evaluaciones, se ven los efectos que tiene la inserción del hidrógeno en la región de Magallanes.

Un aporte importante de este trabajo es que con la evaluación del modelo para el caso base y las sensibilidades se obtiene que la mejor forma de abastecer una demanda emergente de hidrógeno en la región en caso de no conectar los sistemas a los mega-proyectos planificados, es mediante generación eólica y sistemas de almacenamiento de baterías e hidrógeno. También, el modelo decide retirar (no utilizar en la operación) una gran porción de la generación existente de gas natural. Por otro lado, la implementación de blending en las redes de distribución de gas natural permite reducir las emisiones de efecto invernadero. Por último, un resultado importante es la reducción en las emisiones producto de la implementación de un impuesto verde, llegando a ser de 19% con 100 [USD/ton CO_2]. Consecuente con lo anterior, los casos desarrollados presentan comportamientos coherentes con las expectativas y sugieren que el hidrógeno verde es una opción prometedora para apoyar la transición hacia una economía baja en carbono.

Se cumple con el primer objetivo específico. En la recopilación de antecedentes y el marco teórico se estudian las tendencias internacionales para la generación, transporte y conversión de hidrógeno. Dentro de esta investigación se identifica una tecnología que puede llegar a ser de especial interés en la región de Magallanes, el blending de hidrógeno en redes de gas natural. Esto, producto de la naturaleza de la matriz energética de la región, la cual, es altamente dependiente de este gas. Como se logra comprobar con la sensibilidad que considera blending en el caso de estudio, esta tecnología efectivamente reduce las emisiones de efecto invernadero, confirmando su utilidad.

Para la modelación del blending se toman numerosos supuestos y simplificaciones. No se consideran los costos de inversión de estaciones de inyección de hidrógeno, tampoco el consumo de electricidad que tienen dichas estaciones. Por otro lado, se omiten los costos de inversión asociados al reacondicionamiento de las redes de distribución de gas, las cuales según la materialidad de éstas, puede que requieran de modificaciones para niveles de blending menores al 20 %. Por lo tanto, queda como trabajo futuro profundizar más sobre los costos de inversión, consumos, parámetros y metodología de operación de dicha tecnología. Según lo investigado y modelado, se considera que puede ser una buena opción implementarlo en Magallanes.

El segundo objetivo específico fue cumplido parcialmente. Se elaboran distintos casos que consideran objetivos de abastecimiento de demanda por nuevas industrias y por la utilización de blending en las redes de distribución de gas natural, también, se estudian los efectos que tiene la implementación del impuesto verde en la matriz energética. Sin embargo, no se evalúan consumos a nivel nacional ni exportación a otras regiones del mundo. Es importante destacar que con el modelo desarrollado, ya se cuenta con las herramientas para evaluar aquellos puntos que no alcanzaron a ser abordados, por lo tanto, queda como trabajo futuro estudiar consumos a nivel nacional y exportación a otras regiones del mundo. Para lograr esto, se deben incluir en el modelo los distintos escenarios con proyectos que se espera sean instalados en la región en los próximos años.

El tercer objetivo específico fue cumplido. Se logra proponer una metodología de diseño de la red energética de la región de Magallanes por medio del desarrollo de un modelo de planificación conjunta para la red eléctrica, de hidrógeno y de gas natural, evaluando la implementación de distintas tecnologías y el impacto que pueden tener en la red. Con el caso estudiado y las sensibilidades realizadas se puede decir que la opción de conectar los nodos mediante la utilización de gasoductos de hidrógeno o líneas de transmisión queda descartada. Los resultados obtenidos indican que la mejor forma de abastecer las demandas de electricidad y posibles demandas de hidrógeno es generando localmente. Todo esto, sin considerar la conexión a los mega-proyectos que se instalarán en la región.

Los resultados del modelo de referencia se lograron replicar de manera parcial. Uno de los principales problemas que se encontraron a la hora de desarrollar el modelo fue el hecho de que las ecuaciones que lo definen en el paper de referencia [26] no estaban bien escritas o simplemente no estaban bien definidas, lo que obligó a invertir una gran cantidad de tiempo en ajustar tales expresiones para que el modelo funcionara. Entonces, como en [26] no se plasma con exactitud el modelo, posiblemente se plantea el problema de una manera distinta, lo cual produjo que los tiempos de evaluación aumentaran considerablemente con respecto a los mostrados en la referencia. De modo que, se tuvieron que hacer ajustes en la configuración del modelo para que este pudiera finalizar la optimización en un tiempo razonable, perdiéndose así, parte de la precisión. Otro motivo por el cual posiblemente no se pudieron replicar los resultados de manera precisa es la falta de datos exactos en la referencia. Cabe mencionar que se tomó contacto con los autores, recibiendo respuestas parciales que fueron de utilidad pero que no lograron superar los aspectos antes mencionados.

El cuarto objetivo específico se cumple. Se elaboran casos alternativos para el desarrollo de la matriz energética de Magallanes considerando proyecciones de costos, demandas y

consumos, y se realizan sensibilidades sobre parámetros críticos como lo son la demanda de hidrógeno y el costo de las emisiones de efecto invernadero. Lo ideal sería tener datos más específicos para la región, pero, hay muchos de estos que no son públicos. Un aporte importante de este trabajo de título es la recopilación de información de las características de la red energética de la región. También es importante destacar que las proyecciones de costos para tecnologías de producción de hidrógeno difieren considerablemente según las distintas fuentes. Esto, se puede deber a la incertidumbre que hay sobre el desarrollo de estas, habiendo algunos que son optimistas frente a la reducción de precios y otros que no. Por esto, fue pertinente realizar simulaciones considerando las distintas proyecciones de costo y así generar una visión completa, quedando como trabajo futuro.

Como se presenta en el marco teórico, hay numerosos proyectos que están siendo desarrollados en la región de Magallanes, los cuales proyectan tener los costos nivelados de producción de hidrógeno más bajos del mundo. De esta forma, uno de los escenarios más interesantes para analizar es conectar la matriz energética de esta región con dichos proyectos, para así alcanzar una red libre de gas natural y en consecuencia, libre de emisiones producidas por este combustible. Queda como trabajo futuro desarrollar estos aspectos a partir de la información presentada.

Por último, se destaca que uno de los aportes principales de este trabajo es el desarrollo de un modelo que puede simular la operación y el crecimiento de la matriz energética de Magallanes frente a distintos escenarios. Por ello, se documenta el funcionamiento del código y se proporciona toda la información necesaria para poder entender su uso.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía. Estrategia nacional de H2 verde, Chile fuente energética para un planeta cero emisiones. (2020). Disponible en: energia.gob.cl
- [2] Ministerio de Energía. Según Estudio del Ministerio de Energia Región de Magallanes Podría Llegar Producir El 13 % Hidrogeno Verde del Mundo Con Energía Eólica. (2021). Disponible en: energia.gob.cl
- [3] Verónica Reyes. Estudio del Gobierno revela que Magallanes podría producir el 13 % del hidrógeno verde del mundo. (2021). Disponible en: biobiochile.cl
- [4] Generadoras de Chile. Generación eléctrica en Chile. (2022). Disponible en: generadoras.cl
- [5] Agencia de Sostebinilidad Energética. Magallanes será la primera región del país con Estrategias Energéticas Locales en todas sus comunas. (2022). Disponible en: agenciase.org
- [6] Gobierno Regional de Magallanes y de la Antártica Chilena. Empresas de hidrógeno verde en Magallanes crean asociación gremial regional. (2023). Disponible en: goremagallanes.cl
- [7] BAXI. Ventajas y desventajas del hidrógeno verde como fuente de energía. (2023). Disponible en: baxi.es
- [8] Genia Bioenergy. Cómo se realiza el transporte del hidrógeno verde. (2023). Disponible en: geniabioenergy.com
- [9] NREL. The Potential of Hydrogen in a Decarbonized Future. (2021). Disponible en: nrel.gov
- [10] IRENA. Hydrogen. (2022). Disponible en: irena.org
- [11] Eman. EL HIDRÓGENO VERDE, CÓMO SE PRODUCE Y QUÉ USOS TIENE. (2022). Disponible en: emaningenieria.com
- [12] Han Liu. A Review of Models and Methods for Hydrogen Supply Chain System Planning. (2022). Disponible en: researchgate.net
- [13] Hydrogeninsight. Which ten countries will be the biggest producers of green hydrogen in 2030?. (2023). Disponible en: hydrogeninsight.com
- [14] LETA. Submission to the Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water National Hydrogen Strategy Review Consultation Paper. (2023). Disponible en: letaaustralia.com
- [15] Ministerio de Energía. Ruta del Hidrógeno. (2020). Disponible en: miteco.gob.es
- [16] Ministerio de Energía. POLÍTICA ENERGÉTICA Magallanes y Antártica Chilena. (2017). Disponible en: energia.gob.cl
- [17] Ministerio de Energía. El más grande de Chile: Ministro Jobet anuncia nuevo proyecto

- de hidrógeno verde en Magallanes. (2021). Disponible en: energia.gob.cl
- [18] Tomás Molina J. Faro del Sur: El proyecto eólico de US\$500 millones en Punta Arenas cuyo estudio de impacto ambiental fue retirado. (2022). Disponible en: www.emol.cl
- [19] Martín Garretón. HIF Global anuncia proyecto de US\$830 millones en Punta Arenas: Se trata de una planta de combustibles carbono neutral. (2023). Disponible en: www.emol.cl
- [20] Polar Comunicaciones. «LLAQUEDONA GREEN HYDROGEN» SE SUMA A LA REVOLUCIÓN VERDE EN MAGALLANES: JAIME VÁSQUEZ COMPARTE DETALLES EN ENTREVISTA. (2023). Disponible en: www.radiopolar.com
- [21] ENEL. "Haru Oni": Hidrógeno Verde hecho en Chile. (2023). Disponible en: www.enel.cl
- [22] TERRAM. Vientos Magallánicos: RWE Renewables anuncia desarrollo de su primer proyecto de H2 verde en Chile. (2022). Disponible en: www.terram.cl
- [23] Transitional Energy Group. GENTE GRANDE MAGALLANES, CHILE. (2022). Disponible en: www.teg-froup.co.uk
- [24] Transitional Energy Group. Proyecto Gente Grande. (2022). Disponible en: www.tegchile.cl
- [25] Revista Nueva Minería y Energía. Megaproyecto HNH de hidrógeno verde en Magallanes comenzará a operar en 2028. (2022). Disponible en: www.nuevamineria.cl
- [26] Espen Flo Bødal and Dharik Mallapragada and Audun Botterud and Magnus Korpås, "Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production: A Texas case study", International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, no. 58, pp. 32899-32915, 2020. Disponible en: www.sciencedirect.com
- [27] Jose Fuster Justiniano, Yerko Arteaga Guaquín, Rocío Farías Hermosilla. Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización. (2022). Disponible en: www.4echile.cl
- [28] Sitio Web Asociación H2V Magallanes. (2024). Disponible en: www.h2vmagallanes.cl
- [29] Energía abierta. Estadísticas. (2024). Disponible en: www.energiabierta.cl
- [30] Edelmag. Sistema de Magallanes (2024). Disponible en: www.edelmag.cl
- [31] Guía Chile Energía. GASCO MAGALLANES S.A.. (2024). Disponible en: www.guiachileenergia.cl
- [32] Foro de la Industria Nuclear Española. ¿Qué es el gas natural y qué usos tiene?. (2024). Disponible en: www.foronuclear.org
- [33] TC Energía. CONOCE SOBRE LOS DIFERENTE USOS DEL GAS NATURAL. (2024). Disponible en: www.tcenergia.com
- [34] Asociación Gas Natural. Qué es el gas natural. (2023). Disponible en: www.agnchile.cl
- [35] Pau Seguí. Gas Natural: Qué es, tipos, características y más | Super Guía!. (2024). Disponible en: www.ovacen.com
- [36] Asociación Gas Natural. Gas natural licuado. (2024). Disponible en: www.agnchile.cl
- [37] ASTRAVE. Autogas GLP en el mundo: cifras globales. (2023). Disponible en: www.astrave.com
- [38] Gasco Educa. EL MUNDO DEL GAS. (2024). Disponible en: www.gascoeduca.cl

- [39] Iberisa. Introducción al Análisis de Fatiga o Durabilidad. (2001). Disponible en: www.iberisa.com
- [40] ITEM. Tenacidad a la fractura. (2024). Disponible en: www.item.com
- [41] Topolski, Kevin, Evan P. Reznicek, Burcin Cakir Erdener, Chris W. San Marchi, Joseph A. Ronevich, Lisa Fring, Kevin Simmons, Omar Jose Guerra Fernandez, Bri-Mathias Hodge, and Mark Chung. 2022. "Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology". Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP5400-81704. www.nrel.gov
- [42] Ge Vernova. Hydrogen for power generation. (2022). Disponible en: www.governova.com
- [43] Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra, Jose Fuster Justiniano, Rocío Farías Hermosilla, Enrique Espinoza Cáceres, Nicolás Machuca Lazo. "Inyección de hidrógeno en redes de gas natural". GIZ. 3 de agosto 2021.
- [44] Eklas Hossain, Hossain Mansur Resalat Faruque, Md. Samiul Haque Sunny, Naeem Mohammad, Nafiu Nawar. "A Comprehensive Review on Energy Storage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies, and Future Prospects". *energies*. 15 de julio 2020.
- [45] J. Mitali, S. Dhinakaran, A.A. Mohamad. "Energy storage systems: a rebiew". *Energy Storage and Saving*. 2022.
- [46] IRENA (2017). "Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030". International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.
- [47] Z. Wang and A. Younesi, Eds.. "Energy Storage Applications in Power Systems". IntechOpen. Aug. 30. 2023. doi: [10.5772/intechopen.104058](https://doi.org/10.5772/intechopen.104058).
- [48] L. I. M. Asri, W. N. S. F. W. Ariffin, A. S. M. Zain, J. Nordin and N. S. Saad. "Comparative Study of Energy Storage Systems (ESSs)". *J. Phys.: Conf. Ser.* 012035. 2021. 1962.
- [49] Belén de Dios Muñoz Zurita. "EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE DISTINTOS TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y POSIBLES APLICACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL". Pregrado. DIE. UCH. Santiago. Chile. 2020.
- [50] Correa, Castrillón. "Almacenamiento de gas natural". *Tecnológicas*. núm.21. pp.145-167. (2008). Disponible en: www.redalyc.cl
- [51] Manuel Mendoza. "El Almacenamiento de Gas Natural como una fuente de desarrollo y seguridad energética en México y el Mundo". Pregrado. UNAM. Ciudad de México. México. (2023).
- [52] Gasco Magallanes. Mapa de rutas de transporte de GN, GNL y GLP. (2024) www.gasoeduca.cl
- [53] WATTCO. Tipos de Tanques de Almacenamiento. (2024), Disponible en: www.wattco.com
- [54] Gas South. LPG TANKS - THINGS TO KNOW ABOUT INDUSTRIAL STORAGE TANKS. (2022). Disponible en: www.pgs.com
- [55] Venegas. Ayabaca. "Análisis del almacenamiento en sistemas de gas licuado de petróleo: tanques estacionarios vs. cilindros". *Ingenius*, no. 22. pp. 113-122. doi: <https://doi.org/10>

.17163/ings.n22.2019.11.

- [56] Antonio Costa. "Diseño de sistemas de relicuafacción/relicuación en buques gaseros de LPG". Grado. UPTC. Cartagena. España, (2019).
- [57] Gasco Magallanes. Mapa rutas de gas. (2024) www.gascoeduca.cl
- [58] European Hydrogen Backbone. IMPLEMENTATION ROADMAP — CROSS BORDER PROJECTS AND COSTS UPDATE. (2023). Disponible en: www.ehb.eu
- [59] Ministerio de Energía. INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO. (2024). Disponible en: www.cne.cl
- [60] Gasco Magallanes. LISTADO DE TIPOS DE GAS Y SERVICIOS AFINES PRESTADOS POR GASCO MAGALLANES. (2024). Disponible en: www.gascomagallanes.cl
- [61] Lazard. Levelized cost of energy+. (2024). Disponible en: www.h2news.cl
- [62] Xia Wu, Haifeng Zhang, Ming Yang, Wenlong Jia, Yazhou Qiu, Lan Lan. "From the perspective of new technology of blending hydrogen into natural gas pipelines transmission: Mechanism, experimental study, and suggestions for further work of hydrogen embrittlement in high-strength pipeline steels ". International Journal of Hydrogen Energy. Volume 47. Issue 12. (2022). Pages 8071-8090. ISSN 0360-3199. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.108>.
- [63] Christopher J. Quarton, Sheila Samsatli. "Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling". Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 98. (2018). Pages 302-316. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>.
- [64] H2GN. Primer proyecto de inyección de hidrógeno verde en redes de distribución de gas natural en Chile. (2022). Disponible en: www.h2gn.cl
- [65] Australian Gas Infrastructure Group. Australia's first renewable gas blend supplied to existing customers. (2024). Disponible en: www.agig.com
- [66] Medium. Taking Your Optimization Skills to the Next Level. (2022). Disponible en: www.towardsdatascience.com
- [67] CIC energi GUNE. Métodos de producción de hidrógeno y sus colores. (2022). Disponible en: www.cicenergigune.com
- [68] Ministerio de Energía. Estudio proyecto de ley sistemas medianos. (2023).
- [69] CNE. Informe Técnico "Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM". (2021).
- [70] Systep. Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. (2022).
- [71] Ministerio de Energía. ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE MATRIZ ENERGÉTICA PARA MAGALLANES AL 2050. (2015).
- [72] Slideshare. Presentación de ENAP en seminario GLOBAL METHANE INITIATIVE en Colombia. (2014). Disponible en: www.slideshare.net
- [73] Doris Mansilla. "Construcción de Gasoductos en Magallanes". Grado. UMAG. Punta Arenas. Chile. (2009).
- [74] EPA. GHG Emission Factors Hub. (2024). Disponible en: www.epa.gov

- [75] CNE. ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS DE PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS. (2024).
- [76] EIA. How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation?. (2024). Disponible en: www.eia.gov
- [77] Ministerio de Energía. Planificación Energética a Largo Plazo (PELP), Informe Preliminar. (2021).
- [78] Statista. Lifetime of energy sources and power plants worldwide by type. (2024). Disponible en: www.statista.com
- [79] ENAP. SUBSIDIO 2017 AL GAS DE MAGALLANES. (2016). Disponible en: www.camara.cl
- [80] CNE. Informe Técnico Corregido del segundo proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024- 2028. (2023).
- [81] Danish Energy Agency. Annual and monthly statistics. (2024). Disponible en: www.ens.dk
- [82] Ministerio de Energía. ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE MATRIZ ENERGÉTICA PARA MAGALLANES AL 2050. (2015).
- [83] H2 Chile. Mapa de Proyectos. (2024). Disponible en: www.h2chile.cl
- [84] Asociación H2V Magallanes. Proyectos. (2024). Disponible en: www.h2vmagallanes.cl

Anexos

Anexo A. Perfiles de generación para validación

Tabla A.1: Perfil de generación eólica.

Tiempo	Nodo 1	Nodo 2
0	0,0259	0,7615
1	0,0247	0,7421
2	0,0215	0,6864
3	0,0284	0,6379
4	0,0039	0,6547
5	0,0106	0,6443
6	0,0076	0,6220
7	0,0448	0,6043
8	0,1321	0,5707
9	0,0641	0,5165
10	0,0010	0,4389
11	0,0053	0,3946
12	0,0056	0,3823
13	0,0013	0,3192
14	0,0000	0,3637
15	0,0001	0,3129
16	0,0012	0,2530
17	0,0042	0,1890
18	0,0126	0,1853
19	0,0143	0,1796
20	0,0212	0,1769
21	0,0152	0,1463
22	0,0145	0,1483
23	0,0239	0,1486

Tabla A.2: Perfil de generación solar.

Tiempo	Nodo 1	Nodo 2
0	0,0000	0,0000
1	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000
7	0,0000	0,0000
8	0,0000	0,0000
9	0,0330	0,0008
10	0,1024	0,0333
11	0,1911	0,0672
12	0,2316	0,1118
13	0,2819	0,1162
14	0,3114	0,1276
15	0,3118	0,0924
16	0,2991	0,0599
17	0,2030	0,0120
18	0,0000	0,0000
19	0,0000	0,0000
20	0,0000	0,0000
21	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000

Anexo B. Parámetros de corredores de transmisión para caso de estudio.

Tabla B.1: Corredores de transmisión contemplados para el modelo con su respectiva información.

Nodo de salida	Nodo de llegada	Tipo	Longitud km	Capacidad [[MW],m3/h], kg/h	Inversion USD
2	3	EL existing	60	0	0
2	3	EL new	60	33	22.641.825
2	3	GN existing	60	554.166	17.000.000
2	3	GN new	60	0	0
2	3	H2 existing	60	0	0
2	3	H2 new	60	49.320	25.500.000
2	7	EL existing	120	0	0
2	7	EL new	120	0	0
2	7	GN existing	120	554.166	34.000.000
2	7	GN new	120	0	0
2	7	H2 existing	120	0	0
2	7	H2 new	120	49.320	51.000.000
7	9	EL existing	24	0	0
7	9	EL new	24	0	0
7	9	GN existing	24	187.500	6.800.000
7	9	GN new	24	0	0
7	9	H2 existing	24	0	0
7	9	H2 new	24	16.687	10.200.000
1	2	EL existing	122	0	0
1	2	EL new	122	33	46.038.379
1	2	GN existing	122	12.500	17.300.000
1	2	GN new	122	0	0
1	2	H2 existing	122	0	0
1	2	H2 new	122	1.112	17.300.000
8	9	EL existing	70	0	0
8	9	EL new	70	0	0
8	9	GN existing	70	187.500	26.300.000
8	9	GN new	70	0	0
8	9	H2 existing	70	0	0
8	9	H2 new	70	16.687	39.450.000
6	8	EL existing	84	0	0
6	8	EL new	84	0	0
6	8	GN existing	84	12.500	11.900.000
6	8	GN new	84	0	0
6	8	H2 existing	84	0	0
6	8	H2 new	84	1.112	17.850.000
4	5	EL existing	8.5	33	3.207.592
4	5	EL new	8.5	33	3.207.592
4	5	GN existing	8.5	554.166	2.408.333
4	5	GN new	8.5	0	0
4	5	H2 existing	8.5	49.320	3.612.500
4	5	H2 new	8.5	0	0
5	6	EL existing	39	0	0
5	6	EL new	39	33	14.717.186
5	6	GN existing	39	0	0
5	6	GN new	39	12.500	9.750.078
5	6	H2 existing	39	0	0
5	6	H2 new	39	1.112	14.625.117
3	5	EL existing	23	0	0
3	5	EL new	23	33	8.679.366
3	5	GN existing	23	554.166	0
3	5	GN new	23	0	0
3	5	H2 existing	23	49.320	0
3	5	H2 new	23	0	0