



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

INTEGRANDO LA PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ELECTRICIDAD,
CALOR E HIDRÓGENO PARA DESCARBONIZAR Y DESCONTAMINAR ZONAS
DEPENDIENTES DEL USO DE LEÑA: EL CASO DE AYSÉN, CHILE

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CLAUDIO ESTEBAN CARVALLO CARO

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FRANCISCA JALIL VEGA
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por :
ANID Chile - ANID/FONDECYT/Regular 1181928
Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería - ANID/PIA/APOYO AFB180003

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: CLAUDIO ESTEBAN CARVALLO CARO
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

INTEGRANDO LA PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ELECTRICIDAD,
CALOR E HIDRÓGENO PARA DESCARBONIZAR Y DESCONTAMINAR ZONAS
DEPENDIENTES DEL USO DE LEÑA: EL CASO DE AYSÉN, CHILE

Un gran desafío para los sistemas de energía es la contaminación generada por los requerimientos de calor, ya que este sector es uno de los grandes responsables de emisiones de gases contaminantes y de la polución a nivel global. La integración del calor y la electricidad vislumbra como una alternativa prometedora para una descontaminación profunda. En este trabajo se ha formulado un problema de optimización estocástico de dos etapas que determina las inversiones y operación en redes de electricidad, calor e hidrógeno bajo distintos escenarios de disponibilidad de recursos renovables, con el objetivo de abastecer requerimientos de electricidad y calor mediante tecnologías con bajas en emisiones de carbono. Una de las características únicas del modelo propuesto es que puede reconocer a la leña (altamente utilizada en el sur de Chile) como fuente de calor, además, presenta restricciones a las emisiones de CO₂ y material particulado. El modelo se aplicó a una red real del sur de Chile, caracterizada por sus altos índices de contaminación. Los resultados muestran que la situación actual puede ser optimizada, aumentando el desempeño económico y ambiental. Bajo distintos casos de estudio, la solución predominante es la electrificación del calor junto a inversión en generación renovable.

Dedicado a la memoria de Cristian Caro Falcón, sé que donde estés me miras orgulloso ...

Agradecimientos

Quiero agradecer a Maria Ignacia Baeza Bravo por toda su compañía, cariño y paciencia en estos últimos años de carrera, gracias por motivarme, quererme y apoyarme en los momentos más felices y en los complejos.

Quiero agradecer especialmente a mis padres, Claudio y Marcela, no sólo por todo su amor, apoyo y dedicación, sino que por toda la educación que me dieron en casa, enseñándome valores y convicciones que fueron el punto de partida de este largo camino, sin ustedes nada hubiese sido posible, gracias por tanto. Agradecer también a mi hermano Pablo, mi fiel compañero de juegos y aventuras desde niño, gracias por todo tu cariño, fraternidad y apoyo, estoy seguro de que llegarás muy lejos.

A Rodrigo Moreno, mi profesor guía, por todo su conocimiento entregado tanto en los cursos como en el desarrollo de este trabajo, por su apoyo y motivación. Muchas gracias profe por darme la oportunidad de desarrollar este novedoso trabajo y cursar el programa de Magíster. También al grupo de investigación liderado por el profesor, en especial a Andrés Chávez por compartirme parte de su trabajo y a Miguel Sánchez por siempre responderme a tiempo cuando se caía el servidor.

Agradezco también a los profesores Alejandro Navarro, Francisca Jalil y Pierluigi Mancarella por todo su feedback y aporte en el desarrollo de este trabajo.

Al resto de mi familia, en especial a mis abuelitas Marina y Ana Rosa por todo su regaloneo y atenciones, y mi tía Carla por su cariño y alegría, ser una hermana más y por sus lindos hijos que siempre me llenan de felicidad. También a mis suegros, Mónica y Clemente por su apoyo y recibimiento en estos últimos años.

A mis compañeros de la universidad por amenizar las horas de estudio, por las juntas, el trabajo en equipo y su disposición, les deseo el mejor de los éxitos.

Finalmente, quiero agradecer a los fondos ANID/FONDECYT/Regular 1181928 y al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería ANID PIA/APOYO AFB180003 por financiar parcialmente este proyecto.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis de investigación	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.3.3. Alcances	3
1.4. Estructura del documento	4
2. Revisión de literatura	5
3. Metodología	9
3.1. Nomenclatura	9
3.1.1. Abreviatura	9
3.1.2. Conjuntos y sub-índices	10
3.1.3. Parámetros	10
3.1.4. Variables	12
3.2. Descripción general	15
3.3. Modelo matemático	17
3.3.1. Función objetivo	17
3.3.2. Ecuaciones de balance	17
3.3.3. Flujos en redes de media tensión	19
3.3.4. Redes de distribución de energía	21
3.3.5. Generación de energía térmica	22
3.3.6. Generación y almacenamiento de hidrógeno	23
3.3.7. Generación y almacenamiento de energía eléctrica	24
3.3.8. Seguimiento de perfiles de demanda	26
3.3.9. Límite de emisiones	27
4. Casos de estudio y datos de entrada	28
4.1. Casos de estudio	28
4.2. Datos de entrada	29
4.2.1. Redes existentes	29
4.2.2. Redes y tecnologías candidatas	30
4.2.3. Perfiles de demandas	32
4.2.4. Perfiles de generación renovable	35

4.2.5. Costos de tecnologías	36
5. Resultados y discusión	38
5.1. Curvas de costos frente a límites de emisiones	38
5.2. Portafolios y métricas para casos de estudio	40
5.3. Descripción de la operación en casos de estudio	43
5.4. Valor de la planificación integrada	46
5.5. Sensibilidad frente al costo de red distrital	47
6. Conclusiones y trabajo futuro	49
Bibliografía	51
Anexos	I
A. Descripción de las tecnologías utilizadas	I
B. Ubicación geográfica del Sistema Mediano de Aysén	III
C. Descripción de la operación para casos de estudio	IV

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Para lograr una descontaminación profunda y significativa en el sector de energía no basta considerar solo el sector eléctrico, debido a que otros servicios energéticos como la calefacción han sido identificados como los principales responsables de emisiones de gases contaminantes y material particulado. Un ejemplo que representa muy bien esta situación en Chile es el Sistema Mediano de Aysén, que si bien el 80 % de su generación eléctrica anual proviene de energía hidroeléctrica y eólica, el uso intensivo de leña para calefacción lo ha llevado a ser uno de los sistemas con mayor contaminación en el continente. La leña tiene un nivel de penetración de un 98.2 % en la demanda de calor en el sector residencial y es responsable del 87 % de emisiones de material particulado fino en este sector. El problema de contaminación en el Sistema de Aysén ha sido tan severo que un estudio elaborado el año 2018 por la Organización Mundial de la Salud (OMS) clasificó a la ciudad de Coyhaique, capital de esta región, como la ciudad más contaminada de América [1]. Las emisiones de material particulado fino producidas por la combustión de la leña son muy perjudiciales para la salud de los habitantes, debido a que son capaces de entrar al torrente sanguíneo mediante las vías nasales provocando enfermedades respiratorias severas.

Por otra parte, la zona geográfica de este sistema destaca por su gran potencial de recursos renovables, los cuales son suficientes para abastecer los requerimientos de energía térmica y eléctrica del sistema de manera sustentable y limpia, reduciendo el consumo de leña y con esto la contaminación asociada al material particulado. Con este antecedente, resulta muy atractiva la opción de la electrificación del calor, no obstante, alternativas como la calefacción distrital, cogeneración, calefacción en base a hidrógeno, entre otras, son potencialmente competitivas frente a esta solución y pueden reducir la infraestructura eléctrica requerida debido a los altos niveles de demanda térmica que se deben abastecer, por lo tanto, deben ser comparadas.

Para determinar la solución óptima al problema planteado, es necesario un diseño y una planificación que integre el vector energético de electricidad, calor y gas aprovechando la sinergia y flexibilidad inherente al problema, considerando las distintas alternativas de suministro de energía. Además, la variabilidad e incertidumbre asociada a los recursos renovables debe



Figura 1.1: Día de invierno en Coyhaique

ser considerada para obtener soluciones confiables frente a escenarios de baja disponibilidad de estos recursos.

En este trabajo se propone un modelo matemático de optimización estocástica de dos etapas, que determina las inversiones y la operación óptima de un sistema integrado de electricidad, calor y gas para el Sistema Mediano de Aysén, considerando distintas vías de suministro de energía térmica para desplazar el uso de leña y gas licuado de petróleo en el sector de la calefacción residencial y del combustible diésel en el sector de generación eléctrica.

1.2. Hipótesis de investigación

La hipótesis de investigación que se presenta en este trabajo es que la planificación integrada de sistemas multi-energía como la electricidad, calor y gas aumenta el desempeño económico y ambiental de estos sistemas comparado con el caso usual donde los distintos vectores energéticos son tratados de manera separada.

Por otra parte, se plantea que es posible diseñar un sistema capaz de abastecer la demanda de energía eléctrica y térmica del Sistema Mediano de Aysén (Chile) de manera eficiente y con bajas o nulas emisiones de dióxido de carbono y de material particulado, aprovechando los recursos renovables en la zona.

1.3. Objetivos

Se enuncian a continuación los objetivos generales y específicos que se buscan alcanzar con el desarrollo de esta tesis.

1.3.1. Objetivo general

Formular un modelo matemático de optimización estocástico de dos etapas para la planificación y operación de sistemas integrados de electricidad, calor e hidrógeno, con el fin de ser aplicado a un caso real en la región Aysén, localidad ubicada en la zona austral de Chile de aproximadamente 105.000 habitantes, que se caracteriza por su uso intensivo de leña para calefacción y niveles de emisiones de material particulado peligrosos para la salud.

1.3.2. Objetivos específicos

- Diseñar e implementar un modelo matemático de optimización estocástica que permita identificar las mejores inversiones a futuro sobre un sistema multi-energético, incluyendo electricidad, calor y gas.
- Obtener una curva de costos totales del sistema en función de los límites de emisiones para el sistema en estudio.
- Determinar los costos, el portafolio óptimo y métricas de interés para el sistema integrado frente en distintos casos de estudios.
- Determinar la vía más económica para el reemplazo de leña y otros combustibles en el Sistema Mediano de Aysén, reduciendo los índices de contaminación.
- Realizar un análisis de sensibilidad de la solución frente a una variación en los costos de inversión de redes distritales.

1.3.3. Alcances

A continuación, se presentan algunas limitaciones, supuestos y alcances del modelo y trabajo desarrollado:

- No se considera crecimiento de la demanda, dado que se realizan simulaciones con un horizonte de evaluación de un año, capturando las distribuciones estacionales de recursos y demandas.
- Las potenciales inversiones en tecnologías y redes se realizan al comienzo del horizonte de simulación, considerando la infraestructura existente del caso de estudio como ya instalada y disponible.
- No se consideran pérdidas térmicas en las redes de calefacción distrital y se aproximan las pérdidas en las redes eléctricas mediante una formulación lineal.
- No se consideran decisiones de inversión en mejoramiento de aislación térmica o de mejoramiento de los calefactores de leña actuales.

1.4. Estructura del documento

En el segundo capítulo de este documento se realiza una revisión bibliográfica, en la cual se presenta el estado del arte de los sistemas integrados, en particular se revisan los modelos existentes de operación y planificación desarrollados en la literatura internacional. En el tercer capítulo se presenta la metodología, cuyo fin es describir y formular el modelo matemático de optimización. Luego, en el cuarto capítulo se presentan las características generales del caso de estudio y los datos de entrada al modelo, mientras que en el quinto capítulo se presentan los resultados del modelo matemático aplicado al caso de estudio. Finalmente, en el sexto capítulo se presentan las principales conclusiones obtenidas del trabajo y se plantean los trabajos futuros que son interesantes de explorar.

Capítulo 2

Revisión de literatura

Se han visto esfuerzos importantes en los últimos años por combatir el cambio climático, los que han apuntado a la reducción en la contaminación proveniente desde el sector eléctrico, mediante la inserción masiva de generación renovable. No obstante, para generar un impacto relevante en la reducción de los gases de efecto invernadero es necesaria una mirada global de los vectores de energía, debido a que las demandas de sectores energéticos como la calefacción, refrigeración y el transporte son los principales responsables de emisiones de gases contaminantes. Se estima que alrededor de un 70 % de las emisiones de dióxido de carbono a nivel global provienen de la demanda de energía en las ciudades [2]. En la literatura internacional se han propuesto los sistemas multienergéticos como solución a una descontaminación profunda en los vectores energéticos [3].

En [4] se definen los sistemas multienergéticos como aquellos en los cuales distintos vectores energéticos, tales como, electricidad, calefacción y otros combustibles interactúan de manera óptima. Estos sistemas han sido estudiados como una alternativa atractiva para el aumento de la eficiencia técnica, ambiental y económica en comparación con los sistemas clásicos en los que dichos vectores se operan y planifican de forma separada. Además, la integración de distintos vectores de energía ha sido estudiada como una alternativa para incorporar mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos [5]-[9], por ejemplo, mediante la flexibilidad en la demanda de cargas térmicas capaces de aumentar o reducir rápidamente su consumo sin mayores impactos gracias a su inercia térmica.

Se han propuesto diferentes modelos y herramientas matemáticas para estudiar la integración de vectores energéticos con distintos enfoques. Las investigaciones abarcan desde el análisis dinámico de los flujos e interacciones existentes en los sistemas integrados [10]-[11], la optimización de la operación de sistemas integrados [12]-[15], hasta problemas de mayor escala como la planificación de largo plazo de sistemas multienergéticos [16]-[19].

En [20] se ha propuesto un modelo de simulación multitemporal para el análisis de sistemas que integran redes de electricidad, calor y gas. En dicho modelo, las ecuaciones de flujo de los tres vectores energéticos son representados mediante ecuaciones no lineales y se resuelven de forma simultánea mediante un novedoso enfoque de Newton-Raphson. La metodología se aplica a un caso de estudio real de un sistema multienergético de distrito en el Campus de

la Universidad de Manchester. El modelo es capaz de representar de forma muy aproximada las interacciones entre las redes y sus pérdidas.

En cuanto a estudios de optimización de la operación en sistemas integrados, en [21] se propone un modelo de optimización robusto de la operación para distritos inteligentes con tecnologías multienergéticas y redes de energía integradas. El modelo es iterativo de dos etapas, su primera etapa consta de programación lineal entera mixta (MILP) y aproximaciones lineales de las ecuaciones de redes, mientras que su segunda etapa consiste en un detallado modelo de red integrado no lineal. El modelo es capaz de capturar la incertidumbre del sistema, con el objetivo de evaluar su flexibilidad en condiciones de estrés, determinando su operación óptima.

En [22] se presenta un modelo para la gestión integrada de redes activas de electricidad y calor basado en un flujo óptimo de potencia de corriente alterna (AC-OPF) dinámico de horizonte dual que optimiza la operación de las distintas tecnologías multienergéticas, considerando pérdidas activas y reactivas en la red eléctrica y restricciones inter temporales. En la primera etapa, se planifica la operación para el día siguiente con una resolución horaria, considerando el mercado eléctrico diario y el pronóstico de energía eólica, mientras que en la segunda etapa, las operaciones se optimizan para un horizonte progresivo de 4 horas con una resolución de 15 minutos, teniendo en cuenta tanto el pronóstico de energía eólica a corto plazo como la planificación sugerida en la etapa anterior. El caso de estudio considera una red típica de distribución de media tensión del Reino Unido.

En cuanto a estudios de planificación, en [23] se propone un modelo estocástico de optimización lineal entera mixta para la planificación y operación de sistemas multienergéticos con generación distribuida. Se considera la evaluación de la flexibilidad en las etapas de inversión y de operación y está basado en el uso del pensamiento financiero de opciones reales (*RO Thinking*). La metodología se aplica a un caso basado en el Reino Unido considerando sistemas de energía distritales. Cabe destacar que este modelo no considera redes, formulando el problema de forma uninodal.

En [24] se presenta un modelo MILP de optimización que minimiza el costo de suministro de calor y electricidad a una región desglosada espacialmente bajo la formulación de períodos múltiples. El modelo toma decisiones sobre las inversiones en redes de gas, electricidad y calor, junto a la inversión y operación óptima en tecnologías de uso final. Las decisiones de infraestructura de redes consideran distancias tanto entre zonas como dentro de las zonas. El modelo se aplica en casos de estudio para el Reino Unido. Basado en este modelo, en [25] se evalúa el rol del hidrógeno en la descarbonización del calor en zonas urbanas en el Reino Unido. El modelo considera dos formulaciones para las redes de hidrógeno, la primera es mediante redes independientes, y la segunda mediante la modernización de redes de gas natural existentes y su adecuación para el transporte de hidrógeno.

En [26] se propone un modelo de optimización de sistemas multienergéticos para maximizar la inversión y la sinergia operativa en los sectores de electricidad, calefacción y transporte, considerando la integración de un sistema de hidrógeno para minimizar los costos generales. Algunas de las limitaciones de este modelo es que no considera escenarios estocásticos para representar la incertidumbre asociada a las fuentes renovables, y los flujos eléctricos son simplificados a su formulación DC, sin considerar potencia reactiva ni voltajes. El modelo

propuesto se aplicó en un futuro sistema de Gran Bretaña.

En [27] se estudia el rol de la tecnología *power-to-gas* y de captura de carbono en la descarbonización profunda del contexto belga. Los autores proponen un modelo de optimización para la planificación centralizada de largo plazo de sistemas multienergéticos que incluyen electricidad, hidrógeno, gas natural, metano sintético y dióxido de carbono. El modelo determina y dimensiona el conjunto de inversiones en generación, conversión y almacenamiento de energía, así como tecnologías de captura de carbono, cuyo fin es minimizar el costo de abastecimiento de las demandas de energía para los sectores de calefacción, transporte e industria. Cabe destacar que el modelo no incluye dimensionalidad espacial ni modelos de las redes de transporte de los vectores de energía.

Se ha visto en los últimos estudios, que el hidrógeno ha tomado un papel protagonista en los sistemas multienergéticos debido a su capacidad de ser almacenado por tiempos mucho mayores que baterías, además de tener la habilidad de compensar las variaciones estacionales en la generación renovable [28]-[31]. En este sentido, en [32], se propone un modelo de optimización lineal de enteros mixtos para el diseño óptimo de sistemas multienergéticos a escala de distrito con capacidad de almacenamiento estacional de hidrógeno. El problema no se considera flujos de redes, ni costos de infraestructura de ellas. Lo novedoso del modelo es que captura la incertidumbre en los datos de entrada y realiza simulaciones de Monte Carlo para análisis de sensibilidades. Cabe destacar que se resuelve la operación para todas las horas de un año, lo que implica elevados costos computacionales.

En [33] se propone un modelo de sistema energético integrado, capaz de producir, almacenar y utilizar hidrógeno. El modelo utiliza una combinación de enfoques de optimización estocásticos y robustos. Un aspecto relevante de este trabajo es que incorpora un modelo de almacenamiento estacional de hidrógeno a la vez que se reduce la dimensión temporal del problema bajo una formulación de días típicos. Por otro lado, incorpora una representación lineal de los flujos AC en la red activa de distribución sin pérdidas. La metodología es aplicada sobre la red de prueba IEEE-33 Power System.

Las principales conclusiones obtenidas por los autores refuerzan y demuestran el valor de la planificación integrada por sobre la planificación de los vectores energéticos tratados de forma independiente. Por otra parte, se han generado modelos y formulaciones simplificadas que permiten estimar de manera correcta los costos de inversión y operación requeridos para una transición a sistemas menos contaminantes. El hidrógeno verde ha tomado una mayor relevancia en los estudios más recientes gracias a su capacidad de almacenamiento estacional, este punto será interesante de contrastar con los resultados obtenidos en este trabajo, ya que podría ser una solución poco competitiva con los precios de mercado actuales.

En cuanto al modelamiento de sistemas integrados, la representación para tecnologías se basa principalmente en relaciones de eficiencia y poderes caloríficos para la transformación de un vector de energía a otro. Uno de los desafíos más relevantes es la representación los flujos y de las redes de distribución tanto eléctrica como térmicas. Aquellos modelos muy detallados en cuanto a la operación y dinámica de los flujos limitan su escalabilidad y reproducibilidad, dadas las ecuaciones no lineales presentes.

Una forma de reducir la complejidad y tiempo de resolución a la vez que se mantiene la

representatividad, son los días y semanas típicas, que reducen considerablemente la cantidad de variables de decisión. El principal desafío en esta representación ha sido el acople temporal de los días y semanas típicas y su compatibilidad al incorporar tecnologías de almacenamiento de corto y mediano plazo.

Si bien existen importantes avances en la planificación y operación óptima de los sistemas multienergéticos, los modelos existentes que incorporan restricciones operativas bastante detalladas y escenarios estocásticos no consideran decisión sobre las inversiones en las tecnologías y redes. Por otro lado, los modelos de optimización que toman decisiones de inversión son tratados de forma uninodal o bien, con restricciones muy simplificadas en redes eléctricas, por ejemplo, considerando flujos DC o flujos AC sin pérdidas.

En cuanto a tecnologías de calefacción, la leña no ha sido modelada como una vía de suministro de energía térmica, donde se pueda optimizar su uso considerando su costo de operación y factores de emisión. Es importante tener en cuenta que la leña juega un rol patagónico en Chile, ya que en promedio representa en torno a un 40 % del total de la demanda de energía residencial a nivel nacional [34].

Gran parte de los modelos presentados en esta revisión bibliográfica han sido aplicados a casos de estudio de sistemas ficticios, lo que imposibilita evaluar y cuantificar los impactos de las soluciones en términos económicos y ambientales en sistemas reales respecto a su situación actual.

En este sentido, el modelo y análisis propuesto a continuación significa un avance en el estado del arte, ya que es capaz de integrar la leña como vía de suministro de energía térmica, la cual puede ser reemplazada de forma total o parcial mediante tecnologías de generación y almacenamiento, desplazando relevantes cantidades de emisiones de material particulado.

Por otra parte, además de lograr integrar distintos vectores energéticos, el modelo es capaz de optimizar decisiones de inversión y operación, considerando un detallado modelamiento de las redes y flujos eléctricos.

El modelo pudo ser aplicado a un caso de estudio de un sistema real, lo que permite cuantificar el impacto del desplazamiento de emisiones de material particulado y de CO_2 a una problemática real.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se presenta la formulación matemática del problema de optimización. En primer lugar, se definen los conjuntos, variables y parámetros presentes en el modelo, junto a su nomenclatura, una breve descripción y su unidad de medida. Luego, se realiza una descripción general del modelo con sus principales características, para luego, pasar directamente a la definición de la función objetivo y las restricciones del modelo matemático.

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Abreviatura

<i>ASHP</i>	Bombas de calor eléctricas del tipo <i>air source</i> (tamaño residencial).
<i>Aux</i>	Calefactor eléctrico auxiliar
<i>BS</i>	Sistema de almacenamiento en baterías
<i>CHP</i>	Cogeneración en base a gas natural
<i>Dam</i>	Hidroeléctrico de embalse
<i>DWH</i>	Agua caliente sanitaria
<i>EHB</i>	Caldera de hidrógeno de usuario final
<i>ENS</i>	Energía no suministrada
<i>FW</i>	Leña para combustión de usuario final
<i>GLP</i>	Gas licuado de petróleo de usuario final
<i>GNL</i>	Gas natural licuado para cogeneración
<i>HB</i>	Caldera de hidrógeno distrital
<i>HCHP</i>	Cogeneración en base a hidrógeno
<i>HP</i>	Bomba de calor distrital (también del tipo <i>air source</i>)
<i>HS</i>	Sistema de almacenamiento de hidrógeno
<i>HT</i>	Calefacción
<i>Oil</i>	Diésel
<i>PV</i>	Fotovoltaico
<i>P2G</i>	Electrolizador
<i>ROR</i>	Hidroeléctrico de pasada
<i>WT</i>	Eólico

3.1.2. Conjuntos y sub-índices

$c \in C$	Índice y conjunto de combustibles: FW, GLP, GNL, Oil.
$d \in D$	Índice y conjunto de días representativos.
$g \in G$	Índice y conjunto de generadores de energía eléctrica.
$h \in H$	Índice y conjunto de generadores de energía térmica.
$j \in \bar{J}$	Índice y conjunto de tuberías de transporte de agua caliente entre zonas.
$k \in \bar{K}$	Índice y conjunto de tuberías de hidrógeno entre zonas.
$l \in \bar{L}$	Índice y conjunto de líneas de media tensión entre zonas.
$n \in N$	Índice y conjunto de zonas de la red.
$p \in P$	Índice y conjunto de demandas térmicas: calefacción (HT), agua caliente sanitaria (DHW), térmica total (TOT).
$r \in R \subset G$	Índice y conjunto de tecnologías de generación renovable.
$t \in T$	Índice y conjunto de horas.
$s \in S$	Índice y conjunto de escenarios.

3.1.3. Parámetros

Parámetro	Descripción	Unidad
B_n^{sh}	Susceptancia en zona n	S
COP_t	Eficiencia de bombas de calor en la hora t .	-
CE_c	Factor de emisión de CO_2 por uso de combustible c	tonCO ₂ /MWh
CET	Límite anual de emisiones de CO_2	ton
PMT	Límite anual de emisiones de MP	ton
D_j^{HN}	Longitud de tubería de agua caliente sanitaria j a instalar (entre zonas)	km
D_k^{GN}	Longitud de tubería de transporte de hidrógeno k a instalar (entre zonas)	km
H_n^{max}	Demanda térmica máxima en la zona n	MW
$H_{n,t}^D$	Demanda térmica total en la zona n , en la hora t	MW
$H_{n,t}^{DFW}$	Demanda térmica de leña en la zona n , en la hora t	MW
$H_{n,t}^{DGLP}$	Demanda térmica de GLP en la zona n , en la hora t	MW
$h_{p,n,t}$	Perfil normalizado de demanda térmica de consumo de p , en zona n , en la hora t .	%
HV^{GNL}	Poder calorífico superior de gas natural	kcal/kg
HV^{H_2}	Poder calorífico superior de hidrógeno	kcal/kg
$\bar{I}_{m,n}$	Capacidad de corriente máxima de línea que une las zonas m y n .	A
Km_n	Longitud total de las calles en la zona n	km
N_d^{Days}	Cantidad de días representados por el día d .	
$\bar{L}^{H_2,vol}$	Límite de porcentaje volumétrico de hidrógeno en mezcla con gas natural	%
N^{CHP}	Factor de disponibilidad de cogenerador.	%
$P_{n,t}^D$	Demanda de potencia activa la zona n , en la hora t	MW

Parámetro	Descripción	Unidad
$PF_{n,s,d}^{Dam}$	Factor de planta para el embalse en la zona n , en el escenario s y en el día representativo d .	%
PM	Factor de emisión de material particulado por uso de leña	kgMP/m ³
$\tilde{P}_{m,n}$	Puntos de potencia activa predefinidos para línea que une las zonas m y n	MW
$\tilde{Q}_{m,n}$	Puntos de potencia reactiva predefinidos para línea que une las zonas m y n	MVar
$Q_{n,t}^D$	Demanda de potencia reactiva la zona n , en la hora t	MW
R_g	Rampa de toma o desprendimiento de carga máxima para el generador g	MW/h
$R_{m,n}$	Resistencia de línea que une las zonas m y n	Ohm
$X_{m,n}$	Reactancia de línea que une las zonas m y n	Ohm
$\overline{S}_{m,n}$	Capacidad aparente de línea eléctrica entre zonas m, n	MVA
$\overline{V}, \underline{V}$	Valores máximo y mínimo de voltaje en cada zona de la red eléctrica	V
$\alpha_{r,s,t}$	Disponibilidad del recurso renovable r en el escenario s , hora t .	%
η^{eCHP}	Eficiencia eléctrica de tecnología de cogeneración.	%
η^{hCHP}	Eficiencia térmica de tecnología de cogeneración.	%
η_h	Eficiencia térmica de tecnología h .	%
η^{loss}	Fracción de autodescarga de almacenamiento de hidrógeno.	%
η^{P2G}	Eficiencia de electrolizador.	%
η^{BS}	Eficiencia de carga de baterías.	%
η^{HS}	Eficiencia de carga de tecnología de almacenamiento de hidrógeno.	%
π^{FW}	Costo de leña	USD/ MWh
π^{GLP}	Costo de gas licuado de petróleo	USD/ MWh
π^{GNL}	Costo de gas natural licuado	USD/ MWh
π^{HLL}	Costo de energía térmica no suministrada	USD/ MWh
π^{kmDx}	Costo de inversión anualizado por kilómetro de red eléctrica de baja tensión	USD/ km/año
π^{kmHN}	Costo de inversión anualizado por kilómetro de red de calefacción distrital	USD/ km/año
π^{kmGN}	Costo de inversión anualizado por kilómetro de red de transporte de hidrógeno	USD/ km/año
π_g^I	Costo de inversión anualizado de tecnología de generación eléctrica g	USD/ MW/año
π^{IGN}	Costo de inversión anualizado de red de transporte de gas entre zonas	USD/km/ MW/año
π_h^I	Costo de inversión anualizado de tecnología de generación térmica h	USD/ MW/año

Parámetro	Descripción	Unidad
π^{IHN}	Costo de inversión anualizado de red de transporte de agua caliente entre zonas	USD/km/ MW/año
π_l^I	Costo de inversión anualizado línea de refuerzo de media tensión l	USD/año
π^{IP2G}	Costo de inversión anualizado de electrolizador	USD/ MW/año
π^{IBS}	Costo de inversión anualizado de baterías	USD/ MW/año
π^{IHS}	Costo de inversión anualizado de tecnología de almacenamiento de hidrógeno	USD/ MW/año
π_g^O	Costo variable de tecnología de generación g	USD/MW
π^{PLL}	Costo de energía eléctrica no suministrada	USD/MW
ρ_s	Probabilidad de ocurrencia del escenario s .	%
τ^{BS}	Duración de almacenamiento de energía en baterías	h
τ^{HS}	Duración de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno	h

3.1.4. Variables

Variable	Descripción	Unidad
$C_{n,s,t}^{FW}$	Consumo de leña en la zona n , escenario s y hora t	MW
$C_{n,s,t}^{GLP}$	Consumo de GLP en la zona n , escenario s y hora t	MW
$f_{k,s,t}^{gas}$	Flujo de gas transportado por tubería k en escenario s y hora h	MW
$\overline{F}_k^{gas}$	Capacidad de tubería k de hidrógeno	MW
$f_{j,s,t}^{heat}$	Flujo de gas transportado por tubería j en escenario s y hora h	MW
$\overline{F}_j^{heat}$	Capacidad de tubería j de agua caliente	MW
$G_{n,s,t}^{GNL}$	Gas natural consumido por el CHP en la zona n , escenario s y hora t	MW
$G_{h,n,s,t}$	Hidrógeno consumido por tecnología h , en la zona n , escenario s y hora t	MW
$G_{n,s,t}^{P2G}$	Hidrógeno producido por electrolizador en la zona n , escenario s y hora t	MW
$G_{n,s,d}^{HSE_0}$	Hidrógeno almacenado al comienzo del día representativo d , en la zona n , escenario s y hora t	MWh
$H_{h,n,s,t}$	Potencia térmica generada por tecnología h en la zona n , escenario s y hora t	MW
$H_{n,s,t}^{endu}$	Demanda térmica abastecida por tecnologías de usuario final en la zona n , escenario s y hora t	MW
$H_{n,s,t}^{dhn}$	Demanda térmica abastecida de manera distrital en la zona n , escenario s y hora t	MW
$\overline{H}_{h,n}$	Capacidad térmica de tecnología h en la zona n	MW
$i_{m,n,s,t}$	Variable cuadrática de corriente entre las zonas m y n , en el escenario s y hora t	A^2

Variable	Descripción	Unidad
Km_n^{Dx}	Kilómetros de red de baja tensión a instalar dentro de la zona n	km
Km_n^{GN}	Kilómetros de red de transporte de hidrógeno a instalar dentro de la zona n	km
Km_n^{HN}	Kilómetros de red de calefacción distrital a instalar dentro de la zona n	km
$P_{n,s,t}$	Potencia activa neta en zona n , escenario s y hora t	MW
$Q_{n,s,t}$	Potencia reactiva neta en zona n , escenario s y hora t	MVAr
$P_{h,n,s,t}$	Consumo eléctrico de tecnología h , en zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{P2G}$	Consumo eléctrico de electrolizador en zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{g,n,s,t}$	Potencia activa generada por tecnología g en la zona n , escenario s y hora t	MW
$Q_{g,n,s,t}$	Potencia reactiva generada por tecnología g en la zona n , escenario s y hora t	MVAr
$\overline{P_{g,n}}$	Capacidad eléctrica de generador g en la zona n	MW
$H_{n,s,t}^{LL}$	Demanda eléctrica no suministrada en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{LL}$	Demanda térmica no suministrada en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{m,n,s,t}$	Potencia activa en línea que une las zonas m y n , en el escenario s y hora t	MW
$Q_{m,n,s,t}$	Potencia reactiva en línea que une las zonas m y n , en el escenario s y hora t	MVAr
$\overline{P_n^{P2G}}$	Capacidad eléctrica de electrolizador en la zona n	MW
$P_{n,s,t}^{HS}$	Potencia neta de tecnología de almacenamiento de hidrógeno en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{HS+}$	Potencia de carga de tecnología de almacenamiento de hidrógeno en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{HS-}$	Potencia de descarga de tecnología de almacenamiento de hidrógeno en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{BS}$	Potencia neta de batería en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{BS+}$	Potencia de carga de batería en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{BS-}$	Potencia de descarga de batería en la zona n , escenario s y hora t	MW
$P_{n,s,t}^{HSE}$	Energía almacenada por la tecnología de almacenamiento de hidrógeno en la zona n , escenario s y hora t	MWh
$P_{n,s,t}^{BSE}$	Energía almacenada por batería en la zona n , escenario s y hora t	MWh
$Q_{n,s,t}^{BS}$	Potencia reactiva inyectada por batería en la zona n , escenario s y hora t	MVAr
$\overline{P_n^{BS}}$	Capacidad de batería en la zona n	MW
$\overline{P_n^{HS}}$	Capacidad de almacenamiento de hidrógeno en la zona n	MW

Variable	Descripción	Unidad
$v_{n,s,t}$	Variable cuadrática de voltaje en la barra asociada a zona n , en el escenario s y hora t	V^2
μ_l	Variable binaria, 1 si decide reforzar la línea de media tensión l	-

3.2. Descripción general

Se propone un modelo basado en optimización matemática que toma decisiones de inversión y operación. El modelo es de optimización estocástica de dos etapas. Las decisiones de inversión, que se toman en la primera etapa, son las capacidades de las tecnologías que suministran electricidad, calor e hidrógeno, junto a la capacidad de las redes para el transporte y distribución de cada vector energético, mientras que las decisiones de operación, que se toman en la segunda etapa, son la operación de las tecnologías de generación de cada vector de energía y almacenamiento en los distintos escenarios estocásticos. La fuente de incertidumbre proviene de escenarios hidrológicos y escenarios de disponibilidad de recurso eólico.

El fin del modelo es minimizar los costos de inversión y costos esperados de operación a través de un año. Al utilizar esta representación temporal, se permite capturar estacionalidades de demanda, temperaturas y recursos primarios con mayor detalle manteniendo la escalabilidad del modelo, pero sin considerar un crecimiento de la demanda. Las conclusiones obtenidas en este ejercicio se pueden extrapolar a un mayor horizonte de tiempo, considerando una proyección de la demanda proporcional a la considerada en el primer año y planificando dichos requerimientos.

El horizonte de tiempo se configura a través de un día representativo por cada mes del año con resolución horaria, de forma de capturar la variación horaria y mensual de las demandas y de los recursos renovables. Si bien estos días son independientes y desacoplados temporalmente entre ellos, el modelo permite el almacenamiento estacional de hidrógeno llevando energía de un mes a otro. Por su parte, los embalses permiten el manejo del agua dentro del día, pero no a través de los meses, dada su baja capacidad de almacenamiento, restringidos por factores medioambientales y sociales en la zona del caso de estudio.

Una de las características más importantes de este modelo es que captura varios vectores energéticos, particularmente redes de electricidad, redes de calor y redes de hidrógeno. Además, el modelo representa los flujos eléctricos mediante una formulación AC, es decir, considerando tanto potencias activas como reactivas. Esto es posible mediante una convexificación de las ecuaciones de flujo eléctrico que permiten escribir el modelo de la forma lineal entero mixto.

En la figura 3.1, se presenta un diagrama de las interacciones entre los vectores energéticos y las tecnologías que los acoplan. Como se observa, la demanda de energía térmica puede ser abastecida mediante una red de calefacción distrital, una red de hidrógeno con calderas conectadas en el usuario final y mediante bombas de calor aerotérmicas junto a calefactores eléctricos conectados al usuario final. Estas alternativas en su conjunto buscan desplazar de forma total o parcial el uso de leña y gas licuado de petróleo de acuerdo con los límites de emisiones de CO_2 y material particulado anuales que se buscan alcanzar.

La red distrital puede ser suministrada mediante bombas de calor aerotérmicas de tamaño industrial, cogeneradores en base a gas natural e hidrógeno, y calderas de hidrógeno. No se consideran pérdidas de energía térmica en las redes distritales.

Los requerimientos de energía eléctrica son abastecidos por generadores convencionales, renovables y baterías. La demanda de hidrógeno y su almacenamiento es abastecida por

equipos electrolizadores. De esta forma, existen interacciones entre los vectores energéticos electricidad-calor, hidrógeno-calor y electricidad-hidrógeno.

En la sección de Anexos de este documento se describen brevemente algunas de las tecnologías más relevantes incorporadas en el modelo.

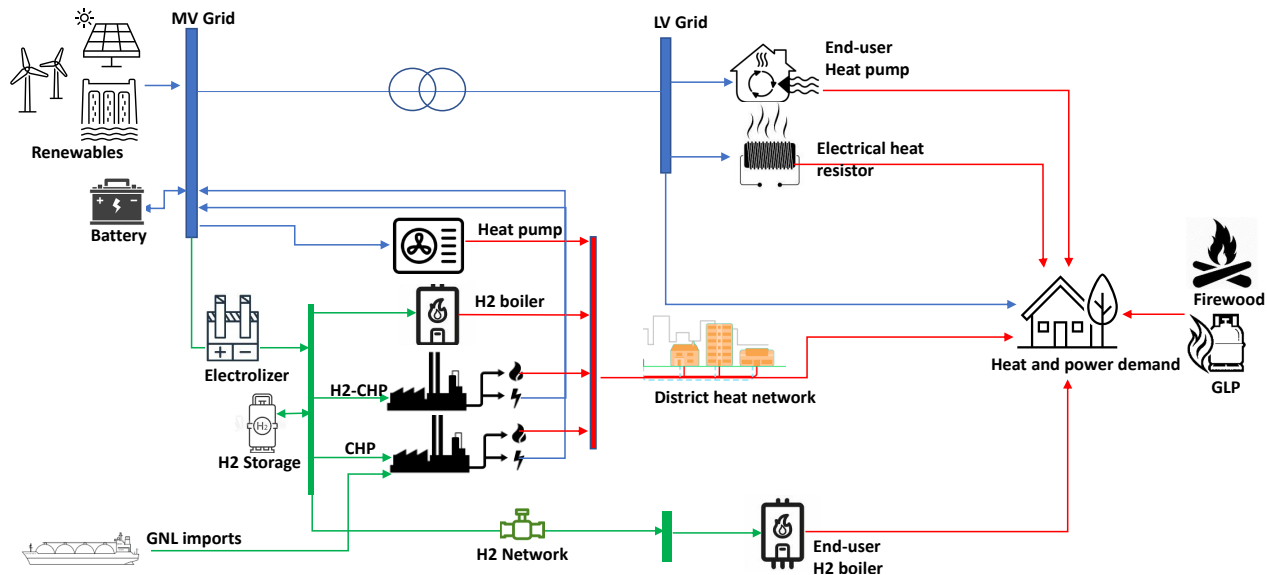


Figura 3.1: Diagrama de las interacciones de los vectores energéticos.

3.3. Modelo matemático

3.3.1. Función objetivo

La función objetivo busca minimizar el costo anualizado de inversión y el costo esperado de operación a través de 1 año. Cada escenario tiene asignada una probabilidad de ocurrencia. Cabe destacar, que el modelo considera la infraestructura y tecnologías ya existentes.

$$FO = \min \left\{ Inv + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \rho_s Ope_{s,t} \right\} \quad (3.1)$$

Los costos de inversión totales incluyen la inversión en tecnologías de generación térmica, eléctrica y de hidrógeno, además de almacenamiento en baterías y en estanques de hidrógeno. También, se consideran los costos de inversión en redes entre zonas y de distribución de energía dentro de cada zona para cada vector de energía. Para las redes entre zonas, la variable de decisión corresponde a la capacidad del enlace (dado que el largo es ya conocido), mientras que, para las redes dentro de la zona, la variable de decisión corresponde a los kilómetros de redes a instalar.

$$\begin{aligned} Inv = & \sum_{h \in H, n \in N} \pi_h^I \overline{H_{h,n}} + \sum_{g \in G, n \in N} \pi_g^I \overline{P_{g,n}} + \sum_{n \in N} \pi^{IBS} \overline{P_n^{BS}} + \sum_{n \in N} \pi^{IHS} \overline{P_n^{HS}} + \sum_{n \in N} \pi^{IP2G} \overline{P_n^{P2G}} + \\ & \sum_{n \in N} \pi^{kmDx} K m_n^{Dx} + \sum_{n \in N} \pi^{kmHN} K m_n^{HN} + \sum_{n \in N} \pi^{kmGN} K m_n^{GN} + \\ & \sum_{j \in \bar{J}} \pi^{IHN} D_j^{HN} \overline{F_j^{heat}} + \sum_{k \in \bar{K}} \pi^{IGN} D_k^{GN} \overline{F_k^{gas}} + \sum_{l \in \bar{L}} \pi_l^I \mu_l \end{aligned} \quad (3.2)$$

Los costos de operación se componen de los costos variables de generadores eléctricos, costos de consumo de leña, gas licuado de petróleo, gas natural y costos de energía no suministrada tanto eléctrica como térmica.

$$\begin{aligned} Ope_{s,t} = & \sum_{n \in N, g \in G} \pi_g^O P_{g,n,s,t} + \sum_{n \in N} \pi^{GLP} C_{n,s,t}^{GLP} + \sum_{n \in N} \pi^{FW} C_{n,s,t}^{FW} + \sum_{n \in N} \pi^{GNL} G_{n,s,t}^{GNL} + \\ & \sum_{n \in N} \pi^{PLL} P_{n,s,t}^{PLL} + \sum_{n \in N} \pi^{HLL} H_{n,s,t}^{HLL}, \end{aligned} \quad (3.3)$$

$\forall s \in S, t \in T$

3.3.2. Ecuaciones de balance

La ecuación 3.4 representa el balance del vector de energía eléctrica. La potencia activa neta en cada zona corresponde a la demanda total menos la generación y la energía no

suministrada. La demanda total corresponde a la suma de la demanda eléctrica actual y las potenciales demandas eléctricas para calefacción y síntesis de hidrógeno. La generación total de potencia activa está dada por la suma de los generadores diésel, generación renovable, baterías y cogeneración. Por su parte, la ecuación 3.5 indica que la potencia reactiva neta en cada zona es igual a la demanda de reactivos en la zona menos la inyección de reactivos por parte de los generadores y baterías.

$$P_{n,s,t} = P_{n,t}^D + \sum_{h \in \{Aux, HP, ASHP\}} P_{h,n,s,t} + P_{n,s,t}^{P2G} - P_{n,s,t}^{LL} - P_{n,s,t}^{BS} - \sum_{g \in G} P_{g,n,s,t}; \quad (3.4)$$

$$\forall n \in N, s \in S, \forall t \in T$$

$$Q_{n,s,t} = Q_{n,t}^D - Q_{n,s,t}^{BS} - \sum_{g \in G} Q_{g,n,s,t}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.5)$$

Para el vector de energía térmica, la demanda puede ser abastecida por medio de una red distrital suministrada por cogeneradores de gas natural, cogeneradores de hidrógeno, calderas de hidrógeno y bombas de calor de tamaño industrial; o bien, mediante tecnologías conectadas directamente al usuario final, tales como calderas de hidrógeno de tamaño residencial, bombas de calor eléctricas, estufas a leña, calefactores eléctricos convencionales y calderas de gas licuado de petróleo.

En la ecuación de balance de energía distrital se permite el intercambio bidireccional de flujos de energía entre dos localidades, como lo muestra la ecuación 3.8. Dichos flujos no pueden exceder la capacidad del enlace térmico (ecuación 3.9).

$$H_{n,t}^D - H_{n,s,t}^{LL} = H_{n,s,t}^{dhn} + H_{n,s,t}^{endu}, \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$H_{n,s,t}^{endu} = \sum_{h \in \{ASHP, FW, EHB, aux, GLP\}} H_{h,n,s,t}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$H_{n,s,t}^{dhn} = \sum_{h \in \{CHP, HCHP, HB, HP\}} H_{h,n,s,t} + \sum_{j \in From_n} f_{j,s,t}^{heat} - \sum_{j \in To_n} f_{j,s,t}^{heat}, \quad (3.8)$$

$$\forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$-\overline{F_j^{heat}} \leq f_{j,s,t}^{heat} \leq \overline{F_j^{heat}}, \quad \forall j \in \bar{J}, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.9)$$

Para el vector energético del hidrógeno, se considera que la suma del hidrógeno producido por el electrolizador junto a la potencia neta del almacenamiento debe ser igual al hidrógeno consumido por las calderas y el cogenerador como muestra la ecuación 3.10. Se permite el intercambio de flujos de gas entre zonas, sujetos a la capacidad máxima de la tubería a instalar, según la ecuación 3.11.

$$G_{n,s,t}^{P2G} + P_{n,s,t}^{HS} = \sum_{h \in \{CHP, EHB, HCHP, HB\}} G_{h,n,s,t} + \sum_{k \in From_n} f_{k,s,t}^{gas} - \sum_{k \in To_n} f_{k,s,t}^{gas}; \quad (3.10)$$

$$\forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$-\overline{F_k^{gas}} \leq f_{k,s,t}^{gas} \leq \overline{F_k^{gas}}; \quad \forall k \in \bar{K}, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.11)$$

3.3.3. Flujos en redes de media tensión

Se realiza la siguiente formulación de los flujos eléctricos AC en las redes de media tensión que conectan las ciudades y los puntos de generación, en base a variables cuadráticas del voltaje ($v_{n,s,t}$) en cada zona y de corriente en cada línea de la red ($i_{m,n,s,t}$).

El voltaje en cada zona está acotado por un valor mínimo y un valor máximo. Por su parte, la corriente en cada línea está limitada a su capacidad de corriente máxima.

La ecuación 3.16 relaciona los voltajes entre dos zonas consecutivas mediante los flujos y pérdidas de potencia activa y reactiva a través de la línea que los conecta y sus parámetros eléctricos.

La ecuación 3.17 define el flujo de potencia activa en la línea que une las zonas m y n como la potencia neta del punto de llegada de la línea (n), una componente de pérdidas proporcional a la resistencia eléctrica de la línea, y la suma de los flujos que llegan a la zona n desde otros puntos de la red menos los flujos que van desde la zona n a otros puntos de la red. De forma análoga, la ecuación 3.18 define el flujo de potencia reactiva en la línea que une ambas zonas.

$$i_{m,n,s,t} = |I_{m,n,s,t}|^2; \quad \forall (m,n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.12)$$

$$i_{m,n,s,t} \leq \bar{I}_{m,n}^2; \quad \forall (m,n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.13)$$

$$v_{n,s,t} = |V_{n,s,t}|^2; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.14)$$

$$\underline{V}^2 \leq v_{n,s,t} \leq \overline{V}^2; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.15)$$

$$v_{n,s,t} = v_{m,s,t} - 2(R_{m,n}P_{m,n,s,t} + X_{m,n}Q_{m,n,s,t}) + i_{m,n,s,t}(R_{m,n}^2 + X_{m,n}^2); \quad (3.16)$$

$$\forall (m, n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$P_{m,n,s,t} = P_{n,s,t} + R_{m,n}i_{m,n,s,t} + \sum_{fr \ n=i} P_{i,j,s,t} - \sum_{to \ n=j} P_{i,j,s,t}; \quad (3.17)$$

$$\forall (m, n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$Q_{m,n,s,t} = Q_{n,s,t} + X_{m,n}i_{m,n,s,t} + B_n^{sh}v_{n,s,t} + \sum_{fr \ n=i} Q_{i,j,s,t} - \sum_{to \ n=j} Q_{i,j,s,t}; \quad (3.18)$$

$$\forall (m, n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

La formulación anterior se completa con las siguientes ecuaciones no lineales. La ecuación 3.19 modela la capacidad de potencia aparente de las líneas, mientras que la ecuación 3.20 relaciona los flujos de potencia con el voltaje en la zona emisor y corriente en la línea.

$$P_{m,n,s,t}^2 + Q_{m,n,s,t}^2 \leq \overline{S_{m,n}}^2; \quad \forall (m, n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.19)$$

$$v_{n,s,t} \cdot i_{m,n,s,t} \geq P_{m,n,s,t}^2 + Q_{m,n,s,t}^2; \quad \forall (m, n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.20)$$

Con el objetivo de mantener la escalabilidad del modelo y un tiempo computacional no muy elevado, se busca que el modelo sea completamente lineal. Por lo tanto, las ecuaciones 3.19 y 3.20, se aproximan a las ecuaciones lineales 3.21 y 3.22 respectivamente, mediante rectas y planos tangentes.

$$-\frac{-\alpha P_{m,n,s,t} + \overline{S_{m,n}}}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \leq Q_{m,n,s,t} \leq \frac{-\alpha P_{m,n,s,t} + \overline{S_{m,n}}}{\sqrt{1 - \alpha^2}}; \quad \forall (m, n) \in N \times N, \quad (3.21)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall \alpha \in (-1, 1)$$

$$\tilde{V}_n i_{m,n,s,t} \geq \tilde{P}_{m,n}^2 + \tilde{Q}_{m,n}^2 + 2\tilde{P}_{m,n}(P_{m,n,s,t} - \tilde{P}_{m,n}) + 2\tilde{Q}_{m,n}(Q_{m,n,s,t} - \tilde{Q}_{m,n}); \quad (3.22)$$

$$\forall (m, n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

Con $\tilde{V}_n = 1[p.u.]$ y con $\tilde{P}_{m,n}$ y $\tilde{Q}_{m,n}$ distintos puntos predefinidos (conjunto de puntos factibles operacionalmente, es decir que respeten los límites de capacidad de la línea) para cada línea tales que:

$$\tilde{P}_{m,n}^2 + \tilde{Q}_{m,n}^2 \leq \overline{S_{m,n}}^2 \quad \forall (m,n) \in N \times N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.23)$$

3.3.4. Redes de distribución de energía

Se asume que la demanda de energía térmica se distribuye de forma uniforme en las calles dentro de cada ciudad. Bajo el supuesto anterior, cada kilómetro de red a instalar abastece una fracción de la demanda térmica punta de la ciudad. Dicha fracción está representada por la variable de decisión de kilómetros de red a instalar de cada red sobre los kilómetros totales de las calles de zona en las cuales se distribuye la demanda.

Para el caso de la red distrital, la suma de las capacidades de las tecnologías conectadas a la red debe ser menor o igual a la fracción de demanda máxima de zona que será abastecida mediante esta vía [24].

$$\sum_{h \in \{HP, CHP, HB, HCHP\}} \overline{H_{h,n}} \leq Km_n^{HN} \frac{H_n^{max}}{Km_n}; \quad \forall n \in N \quad (3.24)$$

De forma análoga, la suma de las capacidades de las tecnologías que se conectan a la red eléctrica de baja tensión debe ser menor o igual a la fracción de demanda que será abastecida por estas tecnologías. En este caso, la variable de decisión representa los kilómetros de red de baja tensión que son necesarios reforzar debido a la incorporación de estas nuevas cargas eléctricas.

$$\sum_{h \in \{ASHP, Aux\}} \overline{H_{h,n}} \leq Km_n^{Dx} \frac{H_n^{max}}{Km_n}; \quad \forall n \in N \quad (3.25)$$

Al instalar calderas a hidrógeno conectadas al usuario final, es necesario instalar una red de distribución de hidrógeno, capaz de transportar y distribuir el combustible desde los pies del electrolizador en la zona n hacia los consumidores finales. Bajo el mismo supuesto de las redes anteriores, la capacidad de las calderas tiene que ser menor o igual a la fracción de demanda punta que va a ser abastecido por esta vía.

$$\overline{H_{h=EHB,n}} \leq Km_n^{GN} \frac{H_n^{max}}{Km_n}; \quad \forall n \in N \quad (3.26)$$

3.3.5. Generación de energía térmica

La potencia térmica entregada por las bombas de calor aerotérmicas es igual a la potencia eléctrica consumida multiplicada por su COP (*Coefficient of Performance*) y está sujeta a su capacidad máxima. El COP de estas tecnologías varía en función de la temperatura del lugar, capturando la disminución de su eficiencia en los días más fríos.

$$H_{h,n,s,t} = P_{h,n,s,t} COP_t; \quad \forall h \in \{ASHP, HP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.27)$$

$$H_{h,n,s,t} \leq \overline{H_{h,n}}; \quad \forall h \in \{ASHP, HP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.28)$$

La potencia térmica entregada por las calderas de hidrógeno es igual al hidrógeno consumido por su poder calorífico superior y está sujeta a su capacidad máxima.

$$H_{h,n,s,t} = G_{h,n,s,t} \eta_h; \quad \forall h \in \{EHB, HB\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.29)$$

$$H_{h,n,s,t} \leq \overline{H_{h,n}}; \quad \forall h \in \{EHB, HB\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.30)$$

Se incorporan dos modelos de cogeneradores. En el primer modelo están los cogeneradores híbridos que utilizan como combustible mezclas de hidrógeno y gas natural, cabe destacar que se permite que no exista hidrógeno en la mezcla siendo puramente gas natural el combustible. En el segundo modelo están los cogeneradores que utilizan sólo hidrógeno como combustible.

Para ambas tecnologías descritas en el párrafo anterior, la potencia térmica debe ser menor o igual a la capacidad térmica máxima del cogenerador ponderado por un factor de disponibilidad de esta tecnología, el cual da cuenta de los mantenimientos anuales de la máquina según la ecuación 3.31. Las ecuaciones 3.32 y 3.33 indican que potencia eléctrica y térmica generadas corresponden al consumo del combustible primario ponderado por una eficiencia eléctrica y térmica respectivamente. La generación entre una hora y otra no puede ser mayor que una rampa de toma o desprendimiento de carga máximo como muestra la ecuación 3.34.

$$H_{h,n,s,t} \leq N^{CHP} \overline{H_{h,n}}; \quad \forall h \in \{HCHP, CHP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.31)$$

$$P_{g,n,s,t} = (G_{n,s,t}^{GNL} + G_{h,n,s,t}) \eta^{eCHP}; \quad \forall g \in \{HCHP, CHP\}, h \in \{CHP\}, \quad (3.32)$$

$$\forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

$$H_{h,n,s,t} = (G_{n,s,t}^{GNL} + G_{h,n,s,t})\eta^{hCHP}; \quad \forall h \in \{CHP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.33)$$

$$-R_g \overline{H_{h,n}} \leq H_{h,n,s,t-1} - H_{h,n,s,t} \leq R_g \overline{H_{h,n}}; \quad \forall g \in \{CHP\}, \forall h \in \{CHP\}, \quad (3.34)$$

$$\forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

Para el caso de cogeneradores híbridos, se tiene que el hidrógeno presente en la mezcla no puede ser mayor a un porcentaje máximo de dicha mezcla. Este límite se encuentra en porcentaje de volumen. Debido a que en este trabajo se utilizan unidades de energía, se convierte dicho límite utilizando los valores de poder calorífico superior del gas natural y del hidrógeno.

$$G_{h,n,s,t} \leq \overline{L}^{H_2,energy} (G_{h,n,s,t} + G_{n,s,t}^{GNL}); \quad h \in \{CHP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.35)$$

$$\overline{L}^{H_2,energy} = \frac{\overline{L}^{H_2,vol} HV^{H_2}}{(1 - \overline{L}^{H_2,vol}) HV^{GNL} + \overline{L}^{H_2,vol} HV^{H_2}} \quad (3.36)$$

3.3.6. Generación y almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno producido por el electrolizador es igual a la potencia activa consumida por una eficiencia de conversión. Su consumo de potencia se limita a la capacidad eléctrica del electrolizador.

$$G_{n,s,t}^{P2G} = P_{n,s,t}^{P2G} \eta^{P2G}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.37)$$

$$P_{n,s,t}^{P2G} \leq \overline{P_n^{P2G}}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.38)$$

A continuación, se presenta el modelo de almacenamiento de hidrógeno. Para todo el conjunto de horas dentro de cada día representativo, la potencia de carga neta (descarga menos carga) está acotada por la capacidad de carga del estanque de almacenamiento. La energía contenida en el estanque no puede ser mayor que la potencia máxima de carga por la duración del almacenamiento en horas. Dentro de cada día representativo y a partir del segundo bloque horario, la energía contenida en el bloque horario actual se calcula en base a la energía contenida en la hora anterior más la carga y menos la descarga en la hora actual, como se muestra en la ecuación 3.42.

$$P_{n,s,t}^{HS} = P_{n,s,t}^{HS-} - P_{n,s,t}^{HS+}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.39)$$

$$-\overline{P_n^{HS}} \leq P_{n,s,t}^{HS} \leq \overline{P_n^{HS}}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.40)$$

$$P_{n,s,t}^{HSE} \leq \overline{P_n^{HS}} \tau^{HS}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.41)$$

$$P_{n,s,t}^{HSE} = P_{n,s,t-1}^{HSE} - P_{n,s,t}^{HS-} + P_{n,s,t}^{HS+} \eta^{HS}; \quad \forall d \in D, \forall n \in N, \forall s \in S, \\ \forall t \in \{24(d-1) + 2, \dots, 24d\} \quad (3.42)$$

La condición inicial $G_d^{HSE_0}$ para cada día representativo (excepto el primero), se calcula en función de la condición inicial y el estado de carga en la hora 24 del día representativo anterior, como se muestra en la ecuación 3.43. Luego, la energía en la primera hora de cada día representativo, está dada por la condición inicial descrita anteriormente, más la carga y menos la descarga en la primera hora.

$$G_{n,s,d}^{HSE_0} = (1 - \eta^{loss}) \cdot (G_{n,s,d-1}^{HSE_0} + N_d^{days} \cdot (P_{n,s,t=24d}^{HSE} - G_{n,s,d-1}^{HSE_0})); \quad \forall d \in D, \forall n \in N, \forall s \in S \quad (3.43)$$

$$P_{n,s,t=24(d-1)+1}^{HSE} = G_{n,s,d}^{HSE_0} - P_{n,s,t=24(d-1)+1}^{HS-} + P_{n,s,t=24(d-1)+1}^{HS+} \eta^{HS}; \quad \forall d \in D, \forall n \in N, \forall s \in S \quad (3.44)$$

Finalmente, se impone que la energía en la hora 24 del último día representativo, debe ser igual a la energía inicial del primer día, en este caso igual a cero.

$$P_{n,s,t=1}^{HSE} = P_{n,s,t=Card(D) \cdot 24}^{HSE} = 0; \quad \forall n \in N, \forall s \in S \quad (3.45)$$

3.3.7. Generación y almacenamiento de energía eléctrica

La ecuación 3.46 modela las centrales con capacidad de regulación y corresponde a un modelo de cota final conocida. En dicho modelo, la suma de las potencias activas en un conjunto de horas T_m , no puede ser mayor que la capacidad de generación del embalse ponderada

por un factor de planta asociado al conjunto de horas y ponderada por la cardinalidad del conjunto. Este modelo se utiliza en embalses pequeños y medianos en horizontes de tiempo cortos, decidiendo el movimiento de energía dentro del período (por ejemplo, un día) pero no el movimiento de energía entre períodos. Dadas las restricciones sociales en el sistema del caso de estudio, no se consideran embalses de gran capacidad, por lo que se valida el uso de este modelo.

$$\sum_{t \in T_d} P_{g,n,s,t} \leq \overline{P_{g,n}} P F_{n,s,d}^{Dam} Card(T_m); \quad \forall d \in D, \forall g \in \{Dam\}, \forall n \in N, \forall s \in S \quad (3.46)$$

Para las centrales renovables no despachables, la potencia generada en cada hora no puede ser mayor que la capacidad de la central por un factor de disponibilidad del recurso en dicha hora.

$$P_{r,n,s,t} \leq \overline{P_{r,n}} \alpha_{r,s,t}; \quad \forall r \in R, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.47)$$

Para las centrales diésel, la potencia generada debe ser siempre menor o igual a su capacidad. Además, la diferencia de potencia entre dos horas consecutivas no puede superar la rampa de toma o desprendimiento de carga máxima.

$$P_{g,n,s,t} \leq \overline{P_{g,n}}; \quad \forall g \in \{Oil\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.48)$$

$$-R_g \overline{P_{g,n}} \leq P_{g,n,s,t-1} - P_{g,n,s,t} \leq R_g \overline{P_{g,n}}; \quad \forall g \in \{Oil\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.49)$$

La carta de operación que relaciona la potencia activa y reactiva de cada generador con su capacidad se modela según la ecuación 3.50. Al igual que para los límites de transmisión en las líneas, se definen rectas tangentes que forman la región factible de los puntos de operación de potencia activa y reactiva. Bajo la hipótesis de que los generadores eólicos y solares buscarán inyectar el máximo de potencia activa, debido a que se requieren de estrategias de control más sofisticadas para la inyección de reactivos, se impuso que solo los generadores síncronos pueden inyectar reactivos, vale decir, los generadores diésel y generadores hidroeléctricos de pasada y embalse.

$$-\frac{-\alpha P_{g,n,s,t} + \overline{S_{g,n}}}{\sqrt{1-\alpha^2}} \leq Q_{g,n,s,t} \leq \frac{-\alpha P_{n,s,t}^g + \overline{S_{g,n}}}{\sqrt{1-\alpha^2}} \quad \forall \alpha \in (-1, 1), \forall g \in G, \quad (3.50)$$

$$\forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T$$

Para las baterías se utiliza un modelo con duración predeterminada, en el cual la variable de decisión de inversión es la capacidad de carga o potencia de la batería, es decir, el modelo decide una potencia para un conjunto acotado de duraciones posibles. La potencia de carga y descarga deben ser menores que su capacidad. Además, la energía contenida en la batería debe ser menor o igual que su capacidad multiplicada por el tiempo de duración. La ecuación 3.53 acopla los estados de carga entre dos horas consecutivas. La ecuación 3.55 modela la cantidad de energía reactiva que puede inyectar la batería de la misma forma que se modela para los generadores.

$$P_{n,s,t}^{BS} = P_{n,s,t}^{BS-} - P_{n,s,t}^{BS+}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.51)$$

$$-\overline{P_n^{BS}} \leq P_{n,s,t}^{BS} \leq \overline{P_n^{BS}}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.52)$$

$$P_{n,s,t}^{BSE} = P_{n,s,t-1}^{BSE} - P_{n,s,t}^{BS-} + P_{n,s,t}^{BS+} \eta^{BS}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.53)$$

$$P_{n,s,t}^{BSE} \leq \overline{P_n^{BS}} \tau^{BS}; \quad \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.54)$$

$$-\frac{-\alpha P_{n,s,t}^{BS} + \overline{S_n^{BS}}}{\sqrt{1-\alpha^2}} \leq Q_{n,s,t}^{BS} \leq \frac{-\alpha P_{n,s,t}^{BS} + \overline{S_n^{BS}}}{\sqrt{1-\alpha^2}}; \quad \forall \alpha \in (-1, 1), \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.55)$$

3.3.8. Seguimiento de perfiles de demanda

Se agregan las siguientes restricciones con el objetivo de que las tecnologías conectadas al usuario final no puedan operar solo en las demandas punta y que un mismo cliente pueda tener más de tecnología conectada en su vivienda. La ecuación 3.58 indica que la suma de las potencias térmicas generadas por las tecnologías conectadas a la red distrital debe seguir un perfil de demanda térmica. Dicha restricción aplica también para las calderas a hidrógeno de usuario final y para la suma de las potencias de las bombas de calor residenciales con los calefactores auxiliares. El perfil que deben seguir estas tres agrupaciones de tecnologías puede ser el perfil de demanda total, el perfil de agua caliente sanitaria o el perfil de demanda de calefacción. Para el caso de la leña y del GLP, estos deben seguir sus respectivos perfiles de demanda actual, es decir, no hay reemplazo entre estos energéticos.

$$h_{p,n,t} \cdot \sum_{h \in \{HP, CHP, HB, HCHP\}} \overline{H_{h,n}} \leq \sum_{h \in \{HP, CHP, HB, HCHP\}} H_{h,n,s,t}; \quad \forall p \in P, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.56)$$

$$h_{p,n,t} \cdot \sum_{h \in \{Aux, ASHP\}} \overline{H_{h,n}} \leq \sum_{h \in \{Aux, ASHP\}} H_{h,n,s,t}; \quad \forall p \in P, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.57)$$

$$h_{p,n,t} \cdot \sum_{h \in \{EHB\}} \overline{H_{h,n}} \leq \sum_{h \in \{EHB\}} H_{h,n,s,t}; \quad \forall p \in P, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.58)$$

$$h_{p,n,t} \cdot \overline{H_{h,n}} \leq H_{h,n,s,t}; \quad \forall p \in \{HT\}, h \in \{FW\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.59)$$

$$h_{p,n,t} \cdot \overline{H_{h,n}} \leq H_{h,n,s,t}; \quad \forall p \in \{DHW\}, h \in \{GLP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.60)$$

Por otra parte, la leña y GLP utilizados no pueden ser mayor que el actual, para evitar intercambios entre consumos de leña y GLP que no son factibles (la leña no puede abastecer la demanda de agua caliente sanitaria).

$$H_{h,n,s,t} \leq H_{n,t}^{DFW}; \quad h \in \{FW\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.61)$$

$$H_{h,n,s,t} \leq H_{n,t}^{DGLP}; \quad h \in \{GLP\}, \forall n \in N, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.62)$$

3.3.9. Límite de emisiones

La ecuación 3.63 establece que la suma esperada anual de emisiones de CO_2 debido al uso de diésel, gas natural y gas licuado de petróleo debe ser menor que un límite anual establecido. De forma análoga, la ecuación 3.64 indica que el material particulado esperado producido por el uso de leña debe ser menor que el límite anual establecido.

Vale la pena precisar que si bien la leña produce CO_2 durante su combustión se considera para efectos climáticos como carbono neutral, por lo tanto, no se considera en la restricción de la ecuación 3.63.

$$\sum_{s \in S} \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \rho_s (P_{g=Oil,n,s,t} CE_{oil} + G_{n,s,t}^{GNL} CE_{GNL} + C_{n,s,t}^{GLP} CE_{GLP}) \leq CET \quad (3.63)$$

$$\sum_{s \in S} \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \rho_s C_{n,s,t}^{FW} PM^{FW} \leq PMT \quad (3.64)$$

Los diferentes valores de estos límites definen los casos de estudios que serán presentados en el próximo capítulo.

Capítulo 4

Casos de estudio y datos de entrada

El modelo detallado en el capítulo anterior se va a aplicar a una red real ubicada en el sur de Chile: el Sistema Mediano de Aysén (SMA). Corresponde a uno de los tres sistemas eléctricos presentes en la Región de Aysén, junto a los Sistemas Medianos de General Carrera y Palena, los cuales se encuentran aislados del Sistema Eléctrico Nacional chileno.

La región de Aysén está ubicada en la zona austral de Chile, tiene una población en torno a las 105.000 habitantes y una superficie cercana a los 108 $[km^2]$. Sus principales actividades económicas son la pesca, ganadería e industria forestal. Su clima es frío oceánico de bajas temperaturas, con abundantes precipitaciones, fuertes vientos y mucha humedad, su temperatura media anual es de 8°C aproximadamente.

Como se mencionó en la introducción de esta tesis, el sistema en estudio es relevante y atractivo de analizar debido a que se caracteriza por una fuerte dependencia del consumo de leña para calefacción y de gas licuado de petróleo para el abastecimiento de agua caliente sanitaria, generando niveles muy elevados de material particulado y CO_2 .

4.1. Casos de estudio

Para un estudio acabado del modelo y estudiar los impactos de los límites de emisiones de material particulado y CO_2 en los costos totales del sistema y en el portafolio óptimo, se definen los siguientes casos de estudio:

- **Caso 0:** Se impone que el consumo de leña y consumo de GLP decididos por el optimizador sean iguales al consumo actual. Este ejercicio es equivalente a planificar solamente el vector energético de la electricidad, restringido a no invertir en nuevas centrales diésel pero si en renovables y baterías junto a expansión de redes. Este caso es relevante pues permite obtener las emisiones esperadas de material particulado y CO_2 del caso base o actual.
- **Caso 1:** No se establecen restricciones de emisiones esperadas de material particulado y CO_2 , no obstantex, se elimina la condición del uso de leña y GLP del caso anterior. La relevancia de este caso es que permite saber si la solución actual, puede ser optimizada

al realizar la planificación conjunta.

- **Caso 2:** Se establece un límite de emisiones de CO_2 igual a cero y no se restringe el límite de emisiones de material particulado. Este caso indica el costo del desplazamiento del GLP y de la generación diésel actual, teniendo un sistema eléctrico 100 % renovable.
- **Caso 3:** Se establece un límite de emisiones de material particulado esperado igual a una sexta parte del resultante del caso 0 y un límite de emisiones de CO_2 igual a la mitad de las emisiones de este gas respecto al caso 0. El límite de emisiones de material particulado establecido representa de manera simplificada una reducción de estas emisiones a niveles recomendados por la OMS en términos de salud de los habitantes. Por otra parte, se busca también la reducción de emisiones de CO_2 del caso actual (evitando el uso intensivo de la generación diésel existente para generación eléctrica).
- **Caso 4:** En este caso se restringe a cero las emisiones esperadas de material particulado y no se restringen las emisiones de CO_2 . Este caso es relevante para analizar el costo del reemplazo total del uso de leña. Por otra parte, al compararlo con el caso 2, permite establecer el consumo de energía térmica que es más costoso de reemplazar.
- **Caso 5:** En este caso de estudio se impone límite cero tanto a las emisiones de material particulado como a las emisiones de CO_2 . Este caso representa un sistema 100 % renovable y libre de todo tipo de emisiones.

4.2. Datos de entrada

4.2.1. Redes existentes

Cabe destacar que el modelo incluye como datos de entrada la capacidad de la infraestructura ya existente, sin asignarle un costo de inversión adicional, tanto para tecnologías de generación térmica como eléctrica.

Actualmente el sistema del caso de estudio cuenta solamente con red eléctrica, es decir, no posee redes de calefacción distrital, redes de gas, ni terminales de regasificación de gas natural licuado. Los principales combustibles utilizados en la región son el diésel y gas licuado de petróleo. Además, como se ha mencionado con anterioridad, la leña es el principal medio para calefacción, mientras que el gas licuado de petróleo es el principal combustible para el suministro de agua caliente sanitaria.

La distribución geográfica del sistema eléctrico existente se presenta en la figura B.1 en la sección de Anexos. La capacidad instalada se compone de: dos centrales hidroeléctricas de pasada de 6.8 y 3 [MW] denominadas “Puerto Aysén” y “Monreal” respectivamente, la primera ubicada en la ciudad homónima y la segunda al sur de la ciudad de Coyhaique; una central hidroeléctrica de 11 [MW] con capacidad de regulación denominada “Lago Atravesado” ubicada al sur de la ciudad de Coyhaique; una central eólica de 3.78 [MW] ubicada en el sector de “Alto Baguales”; centrales diésel cuya capacidad suma 32.3 [MW] distribuidas en las localidades de Puerto Chacabuco, Puerto Aysén, Coyhaique, Villa Mañihuales y Puerto Ibáñez. Además, se considerará como existente la central hidroeléctrica de pasada “San Víctor” de 3 [MW], dado que la fecha de entrada para su operación está programada para Agosto de 2021.

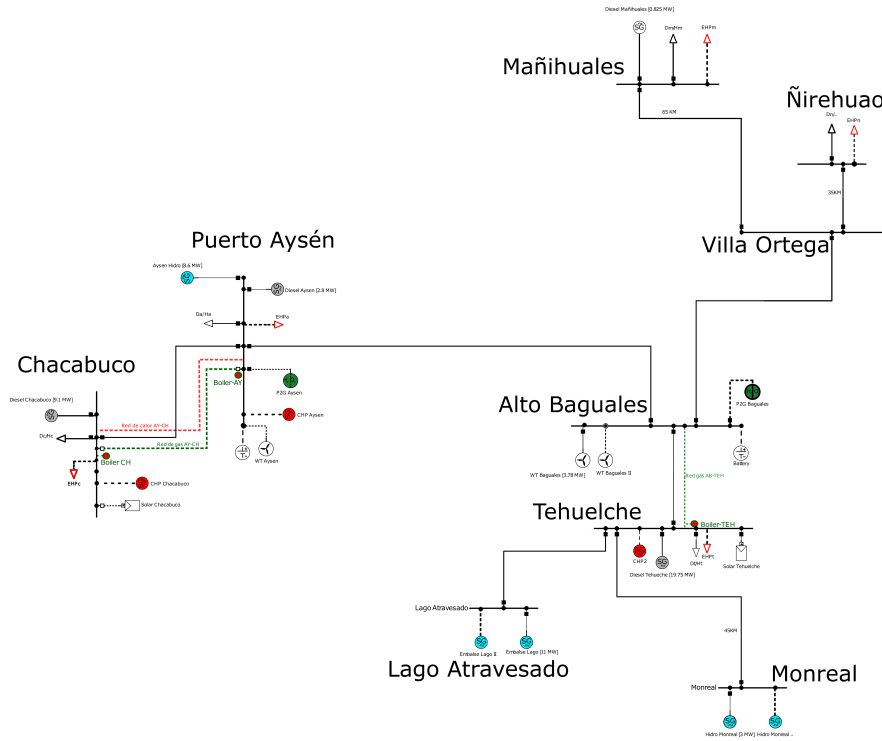


Figura 4.1: Diagrama unilineal completo

La topología del sistema eléctrico es radial, con largas líneas de media tensión entre los principales puntos de generación y demanda del sistema, por lo tanto, los perfiles de voltaje y la presencia de potencia reactiva no es despreciable. Esto hace válido y necesario el modelo convexo de flujos eléctricos AC presentado en el capítulo 3 de este documento.

4.2.2. Redes y tecnologías candidatas

En la figura 4.1 se presenta un diagrama unilineal que considera tanto la infraestructura existente como las tecnologías y redes candidatas del sistema completo. Se definieron tres macrozonas en base a las distancias físicas entre las zonas que representan las ciudades y los puntos de generación.

En la figura 4.2 se identifica la macrozona 1, que contempla las ciudades de Puerto Aysén y Puerto Chacabuco. Las centrales y redes candidatas para esta zona son:

- Central eólica en Puerto Aysén junto a baterías.
- Generación solar en la ciudad de Chacabuco.
- Central de cogeneración en base a gas natural
- Central de cogeneración en base a hidrógeno verde.
- Red de calefacción distrital dentro de cada zona.
- Bombas de calor y calefactores eléctricos convencionales en cada ciudad, junto a refuerzo de la red de baja tensión.
- Electrolizador y almacenamiento de hidrógeno en Puerto Aysén.
- Red de distribución de hidrógeno y calderas de usuario final en cada zona.

- Red de hidrógeno entre ambas ciudades.
- Red de calor entre ambas zonas.
- Refuerzo de la línea eléctrica entre ambas zonas.

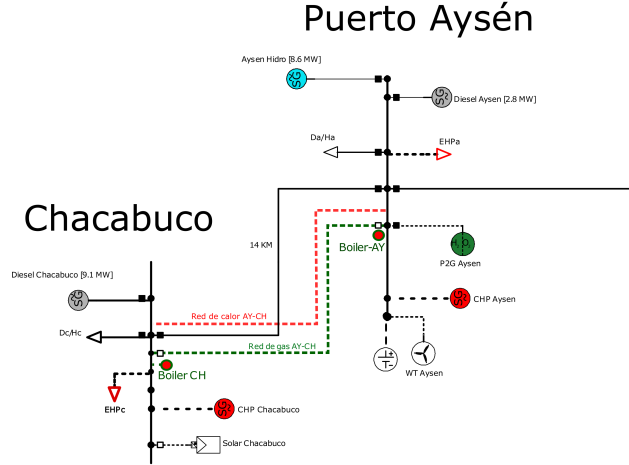


Figura 4.2: Diagrama unilineal Macrozona 1

En la figura 4.3 se identifica la macrozona 2, que considera la ciudad de Coyhaique, representada por la zona "Tehuelche" que concentra las demandas, junto a las zonas en que se encuentran las centrales Monreal, Lago Atravesado y Alto Baguales. Para esta macrozona, las tecnologías y redes consideradas son:

- Central eólica en Alto Baguales y baterías.
- Central hidroeléctrica de pasada en Monreal.
- Central hidroeléctrica de embalse en Lago Atravesado.
- Generación solar en Coyhaique.
- Refuerzo de todas las líneas existentes entre las zonas.
- Electrolizador y almacenamiento de hidrógeno en Alto Baguales.
- Red de hidrógeno entre Alto Baguales y Coyhaique.
- Red de distribución de hidrógeno y calderas de usuario final en Coyhaique.
- Central de cogeneración en base a gas natural
- Central de cogeneración en base a hidrógeno verde.
- Red de calefacción distrital en Coyhaique.
- Bombas de calor y calefactores eléctricos convencionales en Coyhaique junto a refuerzo de la red de baja tensión.

Finalmente, en la figura 4.4 se identifica la macrozona 3, que comprende las localidades de Villa Ortega, Mañihuales y Ñirehuao. Cabe destacar que la zona de Villa Ortega se considera solamente como un intermediario en el cual no existe demanda ni generación. En esta zona, debido a su baja densidad de demanda térmica y las largas longitudes entre ellas, se

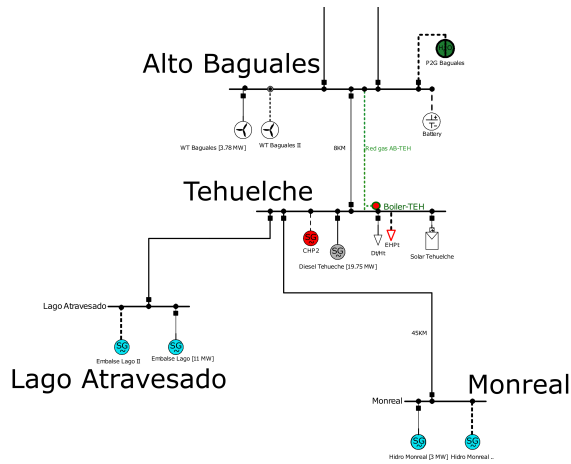


Figura 4.3: Diagrama unilineal Macrozona 2

consideran como candidatas bombas de calor de usuario final, junto a calefactores eléctricos convencionales y refuerzo de la red eléctrica de baja tensión en las zonas de demanda. Al igual que en las zonas anteriores, se considera la opción de reforzar las líneas eléctricas que interconectan las zonas mediante el refuerzo de líneas en paralelo.

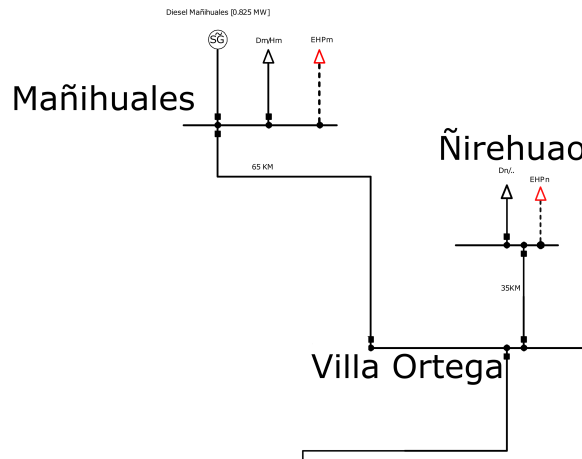


Figura 4.4: Diagrama unilineal Macrozona 3

Es importante destacar que para la interconexión entre las tres macrozonas, solo se considera la posibilidad de reforzar las líneas eléctricas existentes mediante líneas en paralelo, es decir, línea de refuerzo entre Puerto Aysén-Alto Baguales, y entre Alto Baguales-Villa Ortega.

4.2.3. Perfiles de demandas

El perfil de la demanda eléctrica total para cada día representativo se presenta en la figura 4.5. Los perfiles fueron obtenidos en base al estudio de “Tarificación de los Sistemas Medianos de la Comisión Nacional de Energía para el período 2018-2022” [35] y corresponden a los perfiles proyectados para el año 2020 (año de simulación). Dichos datos son horarios anuales, por lo que se obtuvieron días representativos como días promedio para cada mes. Además, ya se encuentran desagregados en las zonas de demanda, es decir, se encuentran distribuidos

entre las localidades de Puerto Aysén, Chacabuco, Mañihuales, Ñirehuao y Coyhaique (zona Tehuelche).

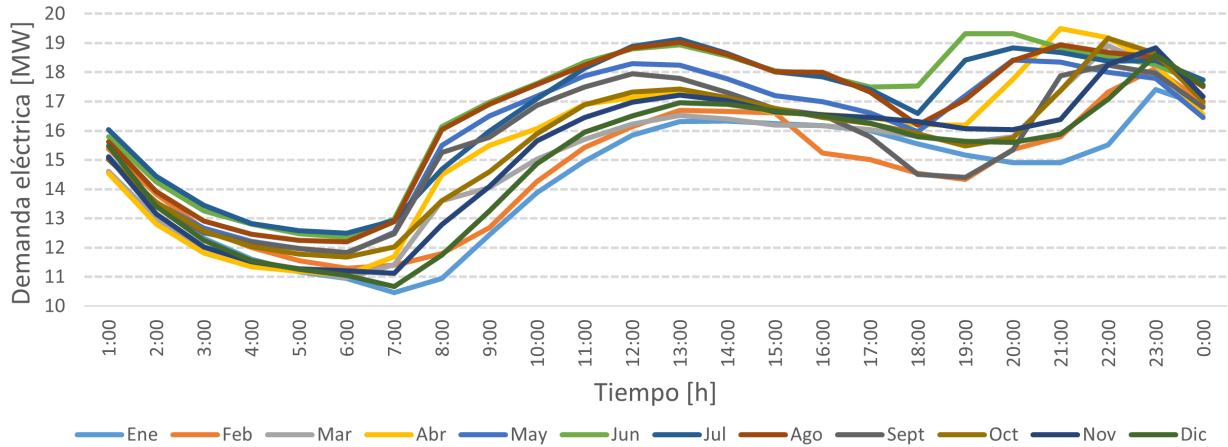


Figura 4.5: Perfiles de demanda eléctrica

El perfil de la demanda térmica total para cada día representativo se presenta en la figura 4.6, cuya área bajo la curva multiplicada por la cantidad de días de cada mes corresponde a la suma de la demanda térmica anual. Este perfil se compone de la suma de la demanda térmica para calefacción y demanda térmica para agua caliente sanitaria. A continuación, se detalla el procedimiento para la generación de los perfiles de cada una de estas demandas.

Demanda de agua caliente sanitaria

En primer lugar, se estimó la demanda anual de agua caliente sanitaria. Para ello, se obtuvo la demanda de GLP del sector residencial en la región, presentada en el Balance Nacional de Energía [36]. Se amplificó dicho dato por la proporción de clientes pertenecientes al sistema mediano de Aysén sobre los clientes totales de la región. Posteriormente, en base al estudio de [34], se estimó que un 58 % de la demanda de GLP está destinado para el uso de agua caliente sanitaria, de esta forma se descuenta el consumo destinado a cocción de alimentos, entre otros.

Para obtener el perfil horario mensual de la demanda de agua caliente sanitaria, se tomaron perfiles horarios anuales normalizados de [37] y se obtuvieron los días representativos para cada mes como el promedio de los días de cada uno. Luego, se ajustó un parámetro de amplificación tal que la suma de la demanda de los días representativos ponderada por el factor 365/12 (número de días que se repite cada hora modelada) fuese igual a la demanda anual del sistema. Se desagregó la demanda total en cada zona de carga, en la misma proporción en la que se distribuye la demanda eléctrica total del sistema.

Demanda de leña

Para el consumo total de leña se obtuvieron los datos del Balance Nacional de Energía, el cual entrega el consumo regional anual de leña [36]. De forma análoga al consumo de agua caliente sanitaria, se ponderó por la fracción de clientes de la región que pertenecen al sistema mediano de Aysén.

Para la generación de perfiles horarios, en este caso se ajustó un factor H proporcional a la diferencia entre la temperatura ambiental y una temperatura de confort de 18°C en cada hora del año, de forma que la demanda en cada hora está dada por la ecuación 4.1. Las temperaturas en cada hora del año fueron obtenidas de los datos meteorológicos históricos de la región, utilizando los datos verificados para el año 2018. Dicho factor H debe cumplir que la suma de la demanda en todas las horas del año debe ser igual a la demanda anual aproximada en el párrafo anterior. Luego, se procedió a la obtención de los días representativos y se distribuyó la demanda total en cada zona de carga.

$$H_t^{F_{wood}} = H \cdot (T_{amb_t} - 18^{\circ}) \quad (4.1)$$

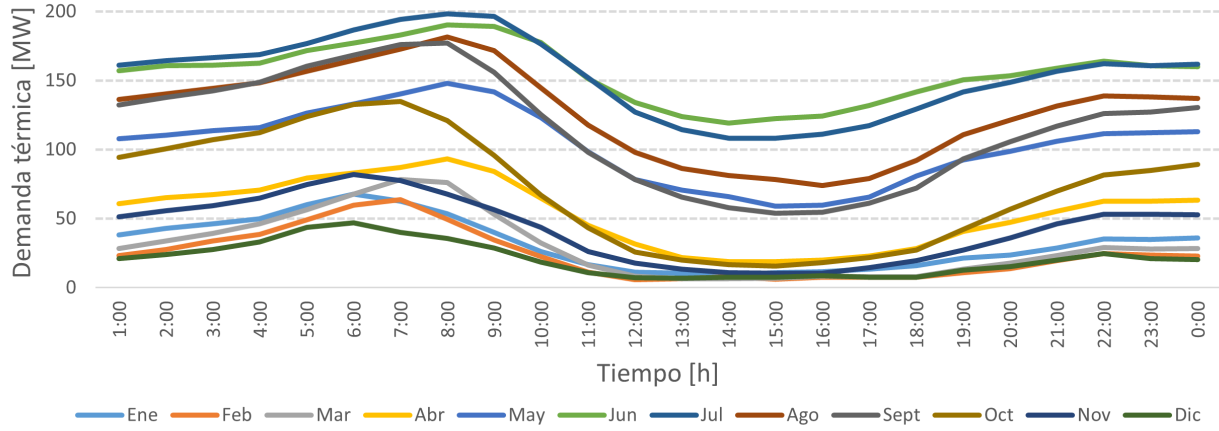


Figura 4.6: Perfiles de demanda térmica

En la tabla 4.1 se presenta la distribución de la demanda anual eléctrica y térmica total del sistema en cada una de las zonas identificadas como puntos de demanda. Además, se presenta la densidad lineal térmica, calculada como la suma de la demanda anual de calefacción y de agua caliente sanitaria sobre la longitud de las calles en las cuales se distribuye dicha demanda.

Zona	Demanda eléctrica anual [MWh]	Demanda térmica anual [MWh]	Largo de redes [km]	Densidad lineal térmica [MWh/km]
Chacabuco	21.576	107.520	30	3.584
Puerto Aysén	24.997	124.492	60	2.075
Tehuelche	86.697	431.781	90	4.798
Mañihuales	2.374	11.932	15	795
Ñirehuao	347	1.730	6	288
Total	135.991	677.456	201	3.370

Tabla 4.1: Distribución de la demanda total en cada zona y densidad lineal térmica

4.2.4. Perfiles de generación renovable

Los perfiles para la generación hidroeléctrica de pasada y los factores de planta mensuales para las centrales hidroeléctricas con regulación fueron obtenidos a partir de los anexos presentados por la empresa Edelayesen para el estudio “Tarificación de los Sistemas Medianos de la Comisión Nacional de Energía para el período 2018-2022” [35]. En estos archivos se presenta un perfil horario anual para cada central del sistema. Por otro lado, en base a la hidrología histórica entre los años 1990 y 2016, se obtuvieron tres factores de planta para cada central, representando el conjunto de los peores escenarios o secos, el conjunto de escenarios medios y escenarios más húmedos. En base a la cantidad de años que representa cada escenario sobre el total de años, se determinó la probabilidad de ocurrencia de cada uno, resultando de un 60 %, 30 % y 10 % para los escenarios húmedo (H1), medio (H2) y seco (H3) respectivamente.

Los perfiles para la generación solar y eólica fueron obtenidos de los Exploradores Solar [38] y Eólico [39] respectivamente, pertenecientes al Ministerio de Energía. El perfil de generación solar es invariante en los escenarios y fue obtenido directamente como día promedio mensual con resolución horaria desde el explorador. Para la generación eólica se extrajeron perfiles en base a la data histórica en el período de años 1980-2013 con datos horarios anuales. Con los datos históricos se construyeron tres perfiles, tomando el de mayor y menor factor de planta, junto a un perfil cuyo factor de planta fuese igual al factor de planta promedio de la muestra. Se determinó la probabilidad de ocurrencia de cada escenario en base al número de repeticiones de cada perfil en términos de factor de planta para los escenarios extremos, y el resto de la probabilidad fue asignada a el escenario medio, resultando de 1/34, 30/34 y 3/34 para los escenarios de alta (W1), media (W2) y baja (W3) disponibilidad de recurso eólico.

Tomando los 3 escenarios hidrológicos y los 3 escenarios de disponibilidad de viento, se realizó la combinatoria entre ellos formando 9 escenarios totales, como se muestra en la figura 4.7, en la cual también se presenta la probabilidad de cada uno de ellos, obtenida como la multiplicación de la probabilidad del escenario eólico e hidrológico que lo conforman.

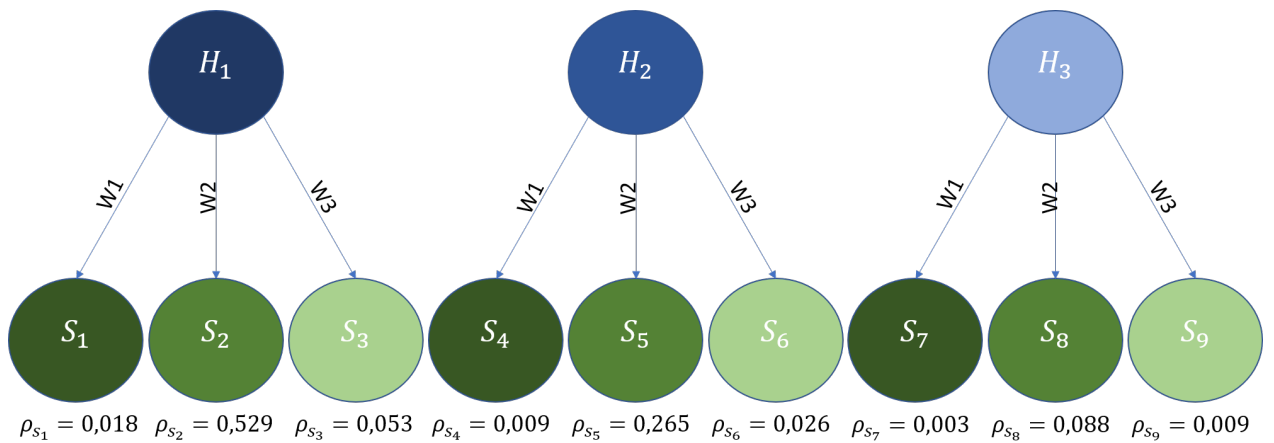


Figura 4.7: Construcción y probabilidad de escenarios.

4.2.5. Costos de tecnologías

En la tabla 4.2 se presentan los costos de inversión y costos variables de tecnologías de generación eléctrica basados en el estudio de [40]. No se consideran costos de operación y mantenimiento adicionales. Para el caso de las baterías, se asumió un costo por energía de 550 [USD/MWh], con el cual se calcularon los costos de capacidad para baterías de 2 y 4 horas de duración.

Tecnología	Costo Inversión [USD/kW]	Costo Variable [USD/MWh]	Vida útil [años]
Eólica	1900	-	25
Solar	1000	-	25
Hidro Pasada	3000	0.1	40
Hidro Embalse	3200	-	40
Baterías @2hrs	1100	-	15
Baterías @4hrs	2200	-	15
Diesel	500	120	20

Tabla 4.2: Costos de tecnologías de generación eléctrica

Como se mencionó en el capítulo 2, se consideran costos de construcción de redes entre ciudades y dentro de ciudades. Los costos de inversión para las redes de hidrógeno y calefacción distrital fueron estimados a partir de [21] y de [22]. Para el caso de redes eléctricas fueron estimados a partir de [41]. Estos costos se presentan en la tabla 4.3.

Tipo de Red	Entre ciudades [USD/km*KW]	Dentro de ciudades [USD/km]	Vida útil [años]
Eléctrica	3.10	62000	40
Hidrógeno	4.06	154000	50
Calor	7.77	768000	50

Tabla 4.3: Costos de construcción de redes entre ciudades y dentro de ciudades

Los costos de las tecnologías que generan energía térmica e hidrógeno se presentan en la tabla 4.4 y fueron estimados a partir de [21].

En base a los costos de inversión presentados anteriormente se calcularon las anualidades de las inversiones, considerando una tasa de descuento de un 10% y la vida útil de cada tecnología. La anualidad para cada tecnología se calculó según la ecuación 4.2, donde c_i representa el costo de inversión anualizado de la tecnología i , t representa su vida útil, r la tasa de descuento y C_i el costo de inversión total.

$$C_i = c_i \cdot \frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^t} \right) \quad (4.2)$$

En la tabla 4.5 se presentan los costos, poderes caloríficos superiores y factores de emisión de los combustibles presentes en este trabajo. Para el caso de la leña, el costo del metro

Tecnología	Costo Inversión [USD/kW]	Eficiencia	Vida útil [años]
CHP	1050	0.6 eléctrica 0.3 térmica	30
ASHP Distrital	680	2-4	20
ASHP Usuario Final	1037	2-4	20
Calefactor	245	0.9	15
Electrolizador	1000	0.65	20
Almacenamiento Hidrógeno	1900	0.9	30
Caldera Distrital	105	0.9	20
Caldera Usuario final	97	0.9	20

Tabla 4.4: Costos de tecnologías de generación térmica y de hidrógeno.

cúbico se estimó a partir de [42], mientras que el factor de emisión de material particulado se obtuvo del estudio de [43].

Combustible	Costo	Poder calorífico superior	Factor emisión
Leña	24 [USD/m ³]	1.28 [MWh/m ³]	5.98 [kgMP/m ³]
GLP	1.25 [USD/kg]	0.0146 [MWh/kg]	3.1 [kgCO ₂ /kg]
Diesel	120 [USD/MWh]	-	0.84 [tonCO ₂ /MWh]
GNL	80 [USD/MWh]	-	0.4 [tonCO ₂ /MWh]

Tabla 4.5: Parámetros de combustibles

El modelo propuesto fue implementado en el software FICO®Xpress Optimization [44] y se resolvió mediante el método numérico de barrera de Newton.

Capítulo 5

Resultados y discusión

5.1. Curvas de costos frente a límites de emisiones

En la figura 5.1 se presentan los costos totales del sistema, es decir, el valor de la función objetivo para distintos límites de emisiones de material particulado y para tres distintos niveles de emisiones de CO_2 . Por su parte, la figura 5.2 presenta estas mismas curvas pero normalizadas a la demanda total del sistema (suma de demanda térmica más eléctrica), con el objetivo de tener una señal de precio por cada MWh abastecido en cada escenario. Como se esperaba, los costos comienzan a aumentar significativamente al exigir menores emisiones de material particulado, teniendo un incremento drástico para niveles menores de 1000 [ton]. Además, es claro que al exigir un menor nivel de emisiones de CO_2 el costo es mayor, dado que se debe reemplazar la infraestructura en generación eléctrica en base a diésel.

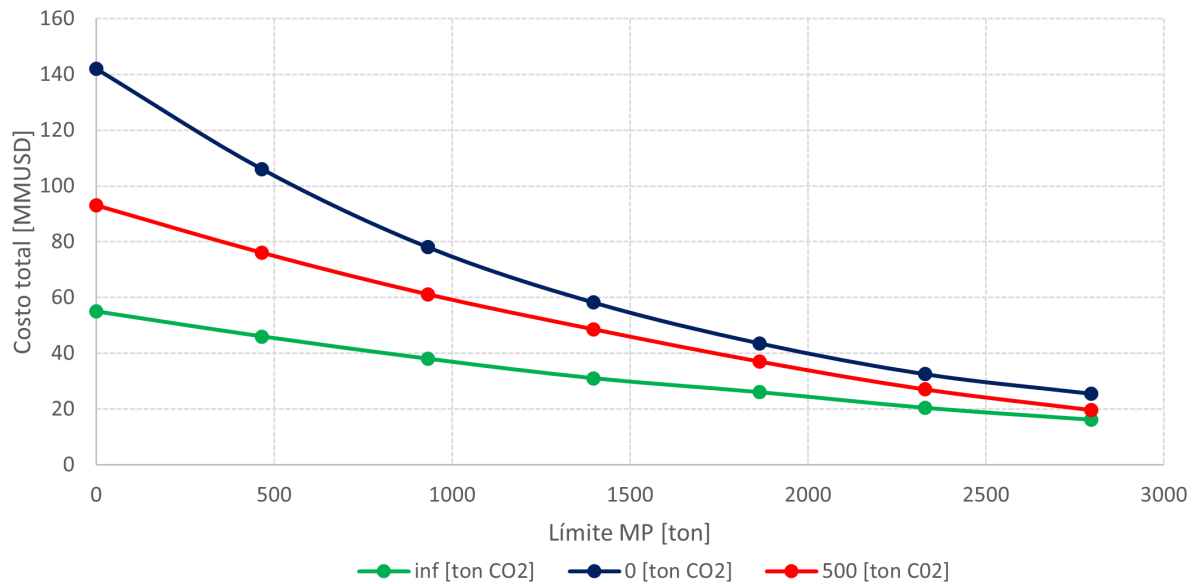


Figura 5.1: Curva de costo frente a distintos límites de emisiones de MP

De forma análoga, en la figura 5.3 se presentan los costos totales del sistema frente a distintos límites de emisiones de CO_2 , para tres distintos niveles de emisiones de material

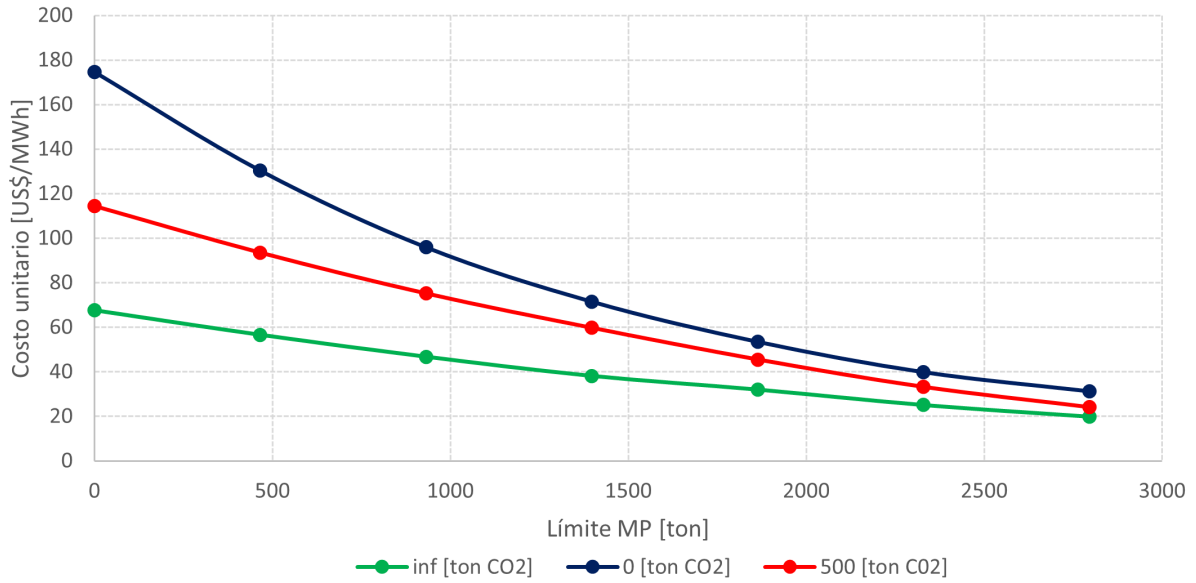


Figura 5.2: Curva de costo unitario frente a distintos límites de emisiones de MP

particulado. La figura 5.4 presenta los costos por MWh suministrado para estos casos. Se puede observar que los costos comienzan a aumentar significativamente al restringir las emisiones esperadas de CO_2 . Al forzar a cero las emisiones de CO_2 , los costos son considerablemente más altos que para un límite de 2000[ton], dado que se impone que bajo ningún escenario se puedan utilizar los generadores diésel existentes, incluyendo el escenario más extremo en cuanto a disponibilidad de recursos renovables. El aumento es más significativo aún al imponer menores límites de emisiones de material particulado, dado que se requiere de mayor inversión en infraestructura eléctrica para abastecer la nueva demanda eléctrica para calefacción.

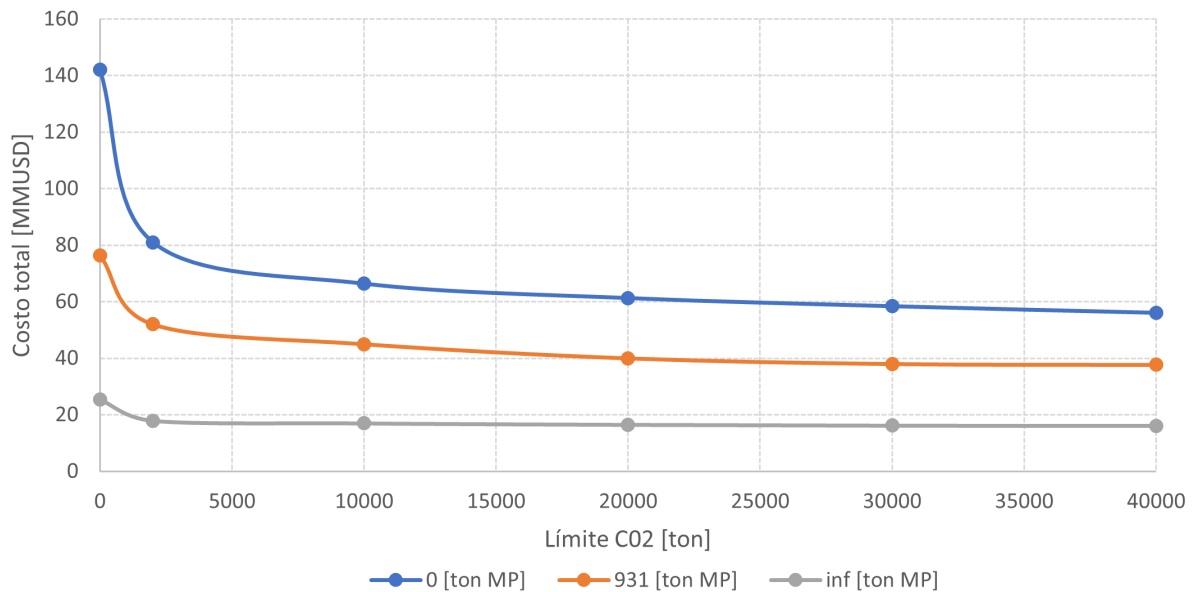


Figura 5.3: Curva de costo frente a distintos límites de emisiones de CO_2

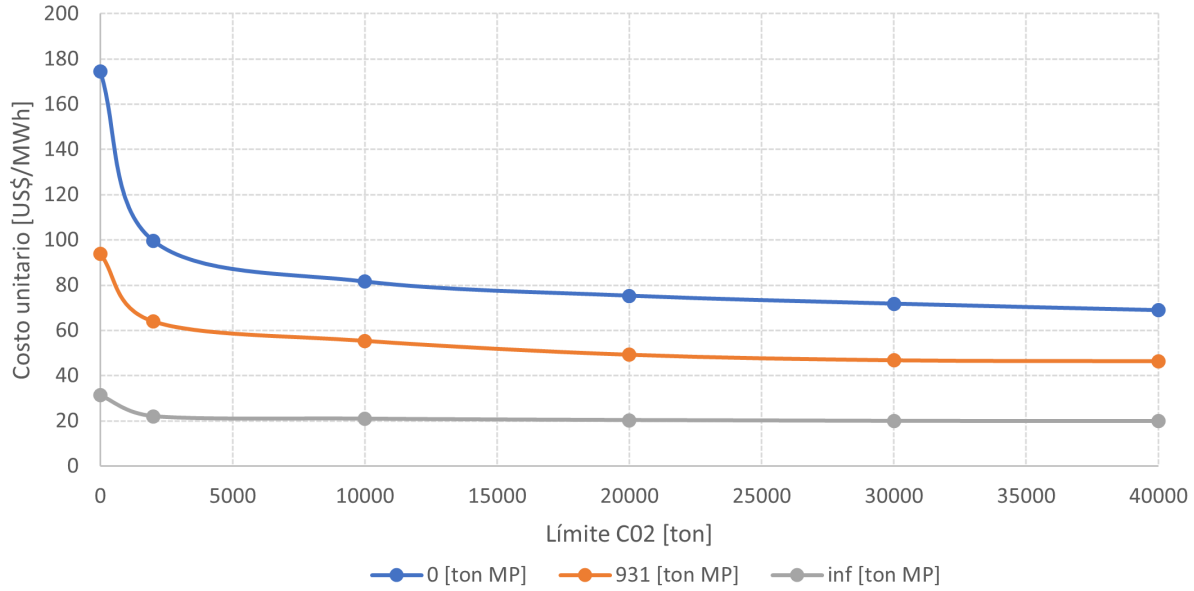


Figura 5.4: Curva de costo unitario frente a distintos límites de emisiones de CO2

5.2. Portafolios y métricas para casos de estudio

En la tabla 5.1 se presentan los portafolios óptimos para los seis casos de estudio. Se presentan también los costos totales, costos de operación y costos de inversión para cada uno de ellos. Además, se calculó el cociente entre los costos mencionados anteriormente y la demanda de energía total (suma de demanda térmica y demanda eléctrica). Finalmente, se repite este último cálculo, pero agregando la valorización de la infraestructura actual, lo que permite estimar el impacto de las soluciones en la tarifa para el cliente final (CT'). Por su parte, en la tabla 5.2 se presentan las inversiones en redes de transmisión y distribución de energía.

En el caso 0 no existen inversiones como resultado de la optimización, el modelo decide operar el sistema con la infraestructura eléctrica existente y con leña y GLP para el abastecimiento de calefacción y agua caliente sanitaria respectivamente. El resultado anterior indica que la infraestructura existente es suficiente para el suministro de demanda eléctrica actual. Considerando que no existe crecimiento de la demanda respecto al año base en el horizonte de evaluación, este resultado era el esperado.

Luego, al permitir la optimización del sector térmico en el caso 1, el modelo desplaza considerablemente el consumo de GLP y muy levemente el consumo de leña, reduciendo en aproximadamente un 39 % las emisiones de CO_2 y tan solo un 0.5 % las emisiones de material particulado, pese a no existir límites sobre las emisiones. En cuanto a los costos totales, estos se reducen en un 15 %. Para ello, se invierte en bombas de calor de usuario final junto a calefactores eléctricos y en 2.9 [MW] de capacidad de generación eólica. Existe inversión en redes de distribución eléctrica dentro de las ciudades, pero no en redes eléctricas entre las ciudades.

Al comparar los casos 0 y 1 se infiere que la situación actual puede ser optimizada en términos económicos y en el desempeño ambiental, validando la hipótesis de los beneficios de

la planificación integrada. Por otra parte, se infiere de los resultados que la leña no tiende a ser desplazada por señales de precio, dado su bajo costo de operación (24 [US \$/m³]) y alto poder calorífico (1.28 [MWh \$/m³]).

Para el caso 2, se observa que los costos totales aumentan un 34 % respecto al caso 0. Al reducir las emisiones de CO_2 a cero, se tiene una reducción de un 1.3 % de emisiones de material particulado. Dado que los generadores diésel no pueden operar, el modelo invierte en tecnología de generación eólica, hidroeléctrica de embalse y pasada, solar y baterías. La inversión en tecnología solar, pese a tener un bajo factor de planta, se justifica por el hecho de que no se requiere de instalar de líneas adicionales entre ciudades ni desde el punto de generación al punto de consumo. Con respecto a las tecnologías de generación térmica, se mantiene como solución las bombas de calor de usuario junto a calefactores, teniendo un leve aumento en el tamaño de las inversiones en bombas de calor, pero una reducción en la inversión en calefactores convencionales respecto al caso 1. Dado que en este caso solamente se está restringiendo las emisiones de CO_2 y la leña se considera carbono neutral, se observa que esta misma sigue siendo muy económica frente a los costos de inversión de las demás tecnologías y no se ve desplazada de forma natural sin restricciones a las emisiones de material particulado.

Para el caso 3, se tiene un aumento del costo total de un 180 %, una reducción de aproximadamente un 83 % y de un 50 % de las emisiones de material particulado y CO_2 respectivamente, considerando como base al caso 0. Al igual que en los casos 1 y 2, el modelo decide la inversión en bombas de calor y calefactores eléctricos para abastecer mayores requerimientos de calefacción y de agua caliente sanitaria, dados los límites de emisiones impuestos. Existen inversiones en generación eólica e hidroeléctrica y baterías, pero a diferencia del caso 2, no existe inversión en generación solar. Para este caso, se invierte en líneas eléctricas entre ciudades, reforzando las líneas Baguales-Tehuelche, Tehuelche-Lago Atravesado y Tehuelche-Monreal con líneas en paralelo, dado que se requiere de mayor capacidad de estas mismas para evacuar la energía desde los sectores donde existe la generación eólica e hidro que se decidió invertir, hasta los puntos de demanda la cual se vio incrementada con el ingreso de bombas de calor.

Para el caso 4, se observa un aumento de 189 % de los costos totales respecto al caso 0. En este caso, el desplazamiento total de leña provoca un aumento de un 300 % de las emisiones de CO_2 respecto al caso 0. En este caso existe inversión en tecnología de cogeneración y bombas de calor distritales, requiriendo de infraestructura para redes de calefacción distrital dentro las ciudades Puerto Chacabuco y Coyhaique. Solo se requiere de refuerzo de la línea que conecta las barras Tehuelche-Lago Atravesado. Las inversiones en hidroeléctrica de pasada, generación eólica y baterías disminuyen respecto al caso 3, dado que la cogeneración aporta también con capacidad eléctrica, además de un mayor uso de la tecnología diésel existente. La condición que gatilla la inversión en redes de calefacción distrital se explica por la relajación en las restricciones de emisiones de CO_2 , resulta más económico para el modelo la inversión en cogeneración, utilizando importaciones de gas natural sin restricción ambiental para generar energía térmica y eléctrica a la vez, reduciendo la inversión en bombas de calor eléctricas, refuerzos de líneas eléctricas de media y baja tensión y de nuevas centrales renovables para abastecer la demanda térmica. Por otra parte, al comparar los casos 2 y 4, se infiere que el desplazamiento de leña para calefacción es bastante más costo que el de GLP para agua

caliente sanitaria.

Finalmente, en el caso 5 se tiene un aumento de un 650 % de los costos totales respecto al caso 0. De los casos de estudio, este es el único en cual aparecen inversiones en electrolizadores y cogeneradores en base hidrógeno, no obstante, predominan las bombas de calor de usuario final. Dado que se trata de un sistema con nulas emisiones, se vuelve necesario el almacenamiento tanto de corto plazo en baterías como en almacenamiento estacional con hidrógeno. A diferencia del hidrógeno, las baterías no pueden almacenar energía de un mes a otro, limitando la flexibilidad de desplazar los excedentes de los meses con mayor recurso y menor demanda a los meses con mayores requerimientos de calor. Para las redes entre ciudades, se requiere de las mismas inversiones del caso 3, además de la construcción de una red de hidrógeno entre Puerto Aysén y Puerto Chacabuco. Se observa que se construye una red distrital en Puerto Chacabuco. Todas las ciudades requieren de refuerzos en la red eléctrica de distribución debido a la electrificación.

	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Costo total [MM USD]	18.99	16.12	25.48	53.44	54.96	142.42
Costo inversión [MM USD]	0.00	3.02	14.41	49.98	40.21	142.41
Costo operación [MM USD]	18.99	13.10	11.07	3.46	14.75	0.01
Emisiones CO2 [ton]	22087	13488	0	11043	88338	0
Emisiones MP [ton]	2796	2781	2759	466	0	0
ENS (eléctrica)	0	0	0	0	0	0
ENS (térmica)	0	0	0	0	0	0
CHP [MWth]	0	0	0	0	22.3	0
CHP-H2 [MWth]	0	0	0	0	0	6.9
ASHP Distrital [MWe]	0	0	0	0	11.6	9.66
ASHP Distrital [MWth]	0	0	0	0	29.71	24.74
ASHP Usuario final [MWe]	0	6.6	8.3	63.9	55.3	65.8
ASHP Usuario final [MWth]	0	16.9	21.3	163.6	141.6	168.5
Boilers Distrital [MWth]	0	0	0	0	0	0
Boilers Usuario final [MWth]	0	0	0	0	0	0
Calefactor [MWth]	0	7.3	3.1	6.2	1.9	0.0
Electrolizador [MWe]	0	0	0	0	0	15.2
Hidro Embalse [MW]	0	0	5.9	18.5	21.2	34.5
Hidro Pasada [MW]	0	0	10.2	41.1	13.4	95.8
Eólica [MW]	0	2.9	19.9	47.1	1.34	328.7
Solar [MW]	0	0	18.7	0	0	5.8
Batería [MW]	0	0	4.3	7.3	5.8	13.1
CT unitario [USD/MWh]	23.35	19.82	31.32	65.70	67.56	175.08
CI unitario [USD/MWh]	0.00	3.71	17.71	61.44	49.43	175.07
CO unitario [USD/MWh]	23.35	16.08	13.61	4.25	18.13	0.01
CT' unitario [USD/MWh]	39.40	35.87	47.37	81.75	83.61	191.13

Tabla 5.1: Portafolios y métricas para casos de estudio

Redes entre zonas (eléctrica/térmica/hidrógeno) : 1 si se instala, 0 sino						
Línea	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Chacabuco-Pto Aysén	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/1
Pto Aysén-Baguales	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Baguales-Tehuelche	0/0/0	0/0/0	0/0/0	1/0/0	0/0/0	1/0/0
Tehuelche-L.Atravesado	0/0/0	0/0/0	0/0/0	1/0/0	1/0/0	1/0/0
Tehuelche-Monreal	0/0/0	0/0/0	0/0/0	1/0/0	0/0/0	1/0/0
Alto Baguales-Villa Ortega	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Villa Ortega-Mañihuales	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Villa Ortega-Nirehuao	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Redes dentro de zonas (eléctrica/térmica/hidrógeno): km a instalar						
Chacabuco	0/0/0	3.67/0/0	3.67/0/0	23.26/0/0	16.87/11.79/0	1.15/28.75/0
Puerto Aysén	0/0/0	7.34/0/0	7.34/0/0	30.98/0/0	53.07/0/0	60/0/0
Tehuelche	0/0/0	11.02/0/0	11.02/0/0	89.34/0/0	63.45/26.17/0	90/0/0
Mañihuales	0/0/0	1.83/0/0	1.83/0/0	1.83/0/0	14.60/0/0	15/0/0
Nirehuao	0/0/0	0.73/0/0	0.73/0/0	0.73/0/0	5.34/0/0	6/0/0

Tabla 5.2: Inversión en redes para casos de estudio

5.3. Descripción de la operación en casos de estudio

A continuación, se realiza una breve descripción de la operación esperada anual y la operación en una condición de estrés para los casos 0 (caso actual) y 3 (con emisiones de MP de acuerdo con límite OMS). En la sección de Anexos, se pueden encontrar estos resultados para todos los casos de estudio.

Para el caso 0, en la figura 5.5 se presenta la operación esperada de energía térmica para cada día representativo. Se observa que la operación de la leña y del GLP son los actuales. Por su parte, en la figura 5.6 se presenta la operación esperada de energía eléctrica. Se observa que la generación es mayoritariamente en base a recursos renovables, operando con la generación diésel existente en meses en los cuales existe menor factor de planta para la central de embalse. La generación eólica tiene un mayor perfil de generación en los meses de verano.

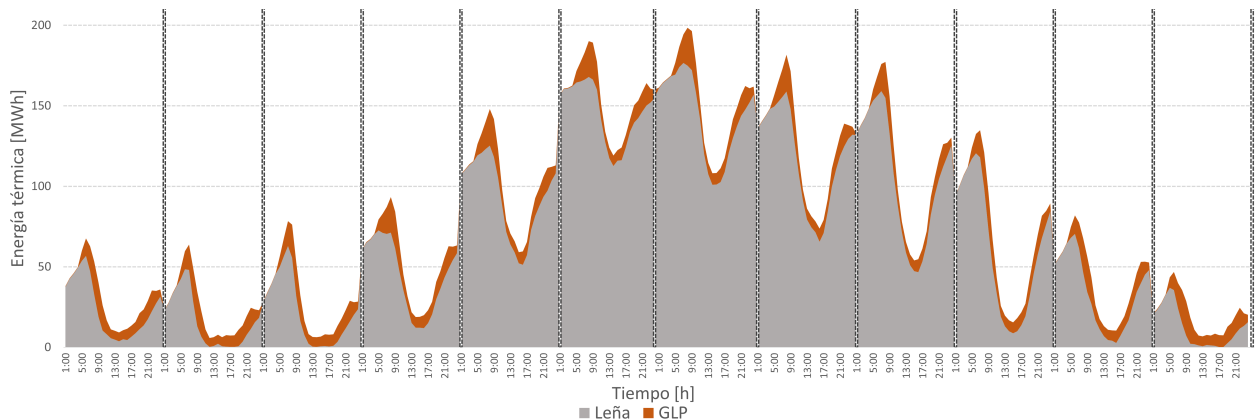


Figura 5.5: Operación térmica : anual para Caso 0

En la figura 5.7 se observa la operación del día representativo de Julio (de mayor demanda)

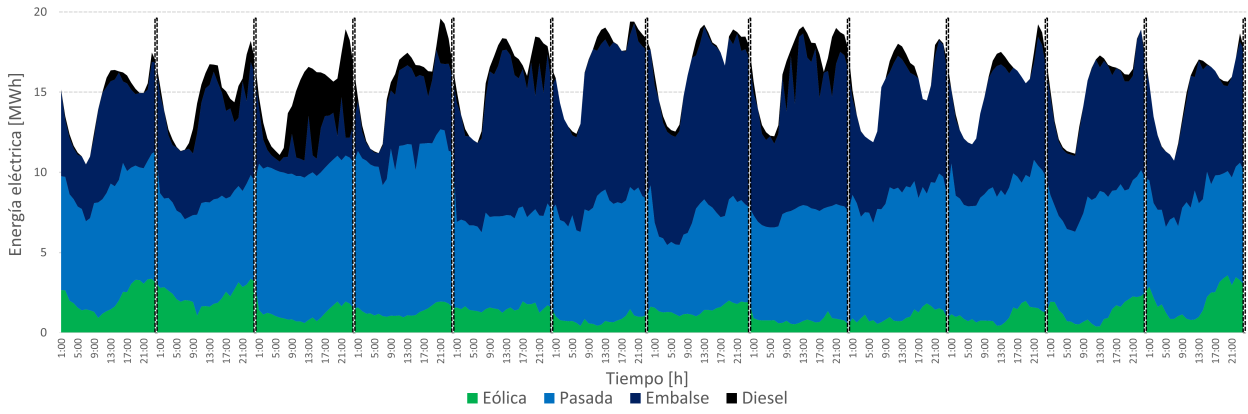


Figura 5.6: Operación eléctrica anual para Caso 0

en el escenario de menor disponibilidad de recursos renovables. A la izquierda se observa la operación de la energía térmica, el *peak* de demanda ocurre cerca de las 8 de la mañana en la cual existe mayor consumo de agua caliente sanitaria. La demanda eléctrica en este día es abastecida principalmente por generación hidroeléctrica, dado que el perfil de generación eólica es escaso. La central de embalse modula la operación de diésel de forma de optimizar la operación del sistema. Dado que no existe electrificación de los requerimientos de calor, el perfil de generación eléctrica agregado no tiene relación con el perfil de demanda térmica.

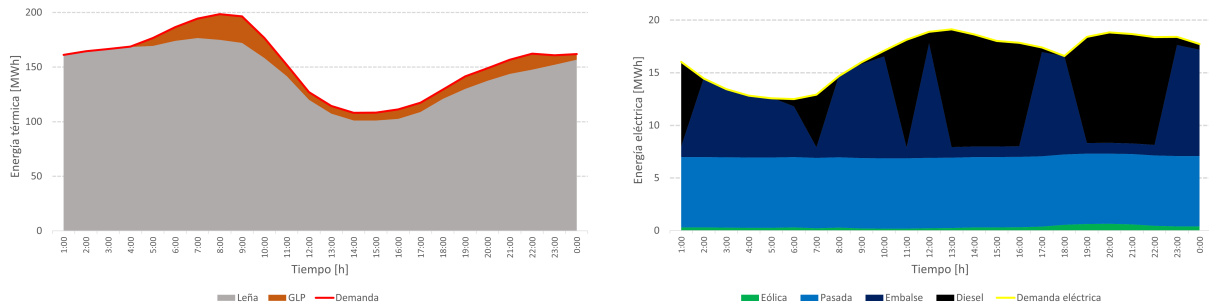


Figura 5.7: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 0.

En la figura 5.8 se observa la operación de energía térmica esperada en cada día representativo para el caso de estudio 3. La demanda es abastecida a lo largo del año principalmente por bombas de calor, que abastecen requerimientos tanto de agua caliente sanitaria como de calefacción. Se observa que se disminuye considerablemente el uso de leña, manteniendo el perfil horario a lo largo del año pero en menor proporción, esto representa que existen viviendas que pueden seguir utilizando leña y reemplazan el GLP por bombas de calor para abastecer la demanda de agua caliente sanitaria. El resto de las viviendas abastecen su demanda total de energía térmica mediante bombas de calor. Los calefactores eléctricos convencionales sólo operan en las horas en las cuales existe una disminución de la eficiencia de las bombas de calor debido a la menor temperatura ambiente.

En la figura 5.9 se presenta la operación esperada del vector de energía eléctrica. A diferencia del caso 0, el perfil de generación sigue el perfil de demanda térmica, dado que existe electrificación de los requerimientos de calor. Dada la mayor inversión en renovables, la ge-

neración eólica toma una relevancia mayor respecto al caso base y la generación diésel opera solamente en días más fríos.

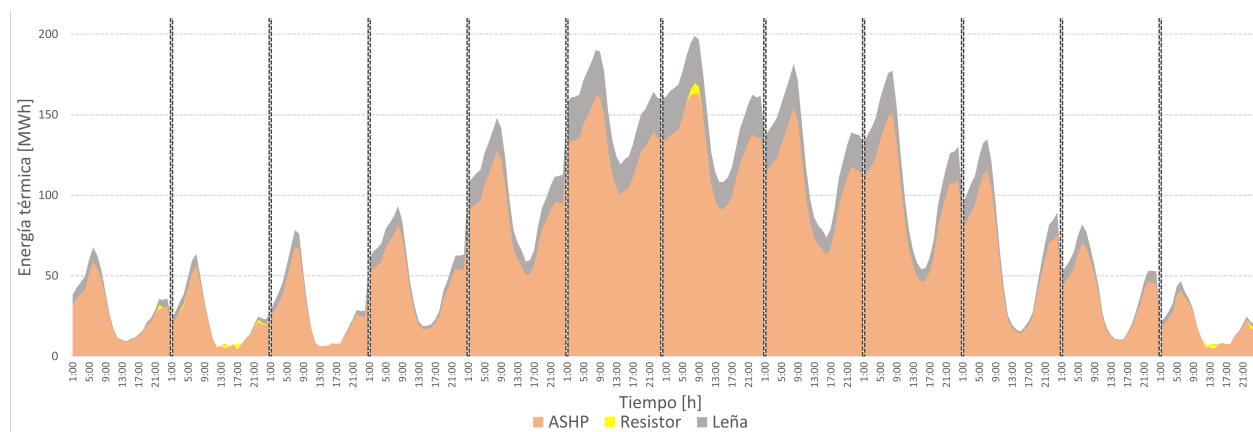


Figura 5.8: Operación térmica anual para Caso 3

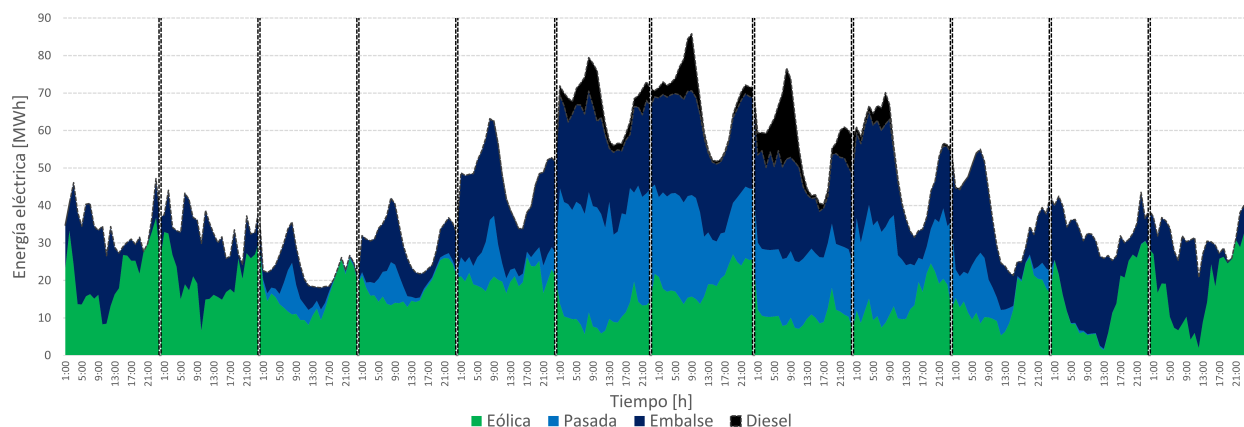


Figura 5.9: Operación eléctrica anual para Caso 3

Para la situación de estrés descrita anteriormente, se observa que el calefactor opera en la hora de mayor demanda y la leña sigue su perfil actual en menor proporción. Desde el lado eléctrico, se observa que la demanda eléctrica punta del sistema pasa de ser cercana a los 20 [MW] en el mediodía, a ser de aproximadamente 87 [MW] en horas de la mañana, evidenciando la necesidad de la inversión en las líneas eléctricas entre zonas y dentro de zonas descritas anteriormente. La generación hidroeléctrica de embalse opera abasteciendo las demandas punta, así mismo se realiza un arbitraje energético con baterías, de forma cargarse en horas con mayor disponibilidad de energía eólica, descargándose en horas de mayor demanda.

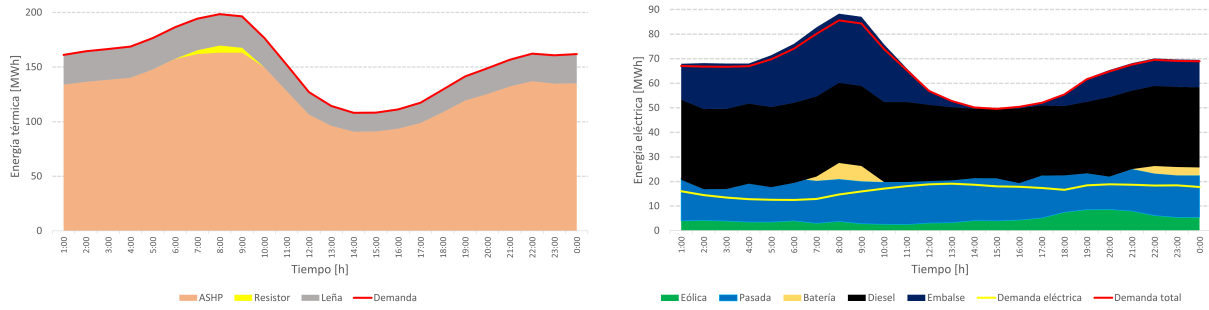


Figura 5.10: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 3.

5.4. Valor de la planificación integrada

Para verificar el aumento en el desempeño económico y ambiental de la planificación integrada por sobre la planificación separada de los vectores de energía, se realizó el ejercicio de planificar el sistema sin permitir inversiones para la expansión de la generación eléctrica, pero sí permitiendo la electrificación del calor, inversión en electrolizadores y en redes distritales.

En la tabla 5.3 se observan los costos de la planificación integrada y de la planificación solo del calor para los límites establecidos en el caso 3. Como se observa, bajo los supuestos y alternativas consideradas en este trabajo, una planificación solo del vector del calor es infactible, dado que los requerimientos de energía térmica aumentan considerablemente la demanda eléctrica, que no se puede abastecer sin considerar expansión de la generación eléctrica y sin considerar demanda no suministrada. Por otra parte, si bien se permite la instalación de cogeneradores en base a gas natural, sus emisiones de CO_2 no permiten alcanzar los límites impuestos.

Planificación	CT[MMUSD]	ENS [MWh]	HNS [MWh]	MP [ton]	C02 [ton]
Solo calor	Infactible	0	0	466	14464
Integrada	53.44	0	0	466	14464

Tabla 5.3: Valor de planificación integrada.

Luego, si se elimina la restricción de emisiones de CO_2 , permitiendo mayor instalación en cogeneración a gas natural y mayor uso de la generación diésel existente, se obtienen los resultados presentados en la tabla 5.4. Como se observa, mediante la planificación integrada se logra una reducción de costos y de emisiones de CO_2 respecto a la planificación solo del calor.

Planificación	CT[MMUSD]	ENS [MWh]	HNS [MWh]	MP [ton]	C02 [ton]
Solo calor	52.38	0	0	466	154122
Integrada	45.92	0	0	466	64835

Tabla 5.4: Valor de planificación integrada al eliminar restricción de emisiones de CO_2 .

5.5. Sensibilidad frente al costo de red distrital

Finalmente, dado que uno de los parámetros con mayor incertidumbre es el costo de las redes de calefacción distrital, existiendo diferentes valores en la literatura internacional y en estudios nacionales, se realizó un análisis de sensibilidad de las soluciones frente a la variación de este costo. Se utilizó la cota superior para el costo por kilómetro de red del rango entregado en [45].

En la tabla 5.5 se presenta el portafolio junto a las métricas descritas anteriormente para el problema original. En la tabla 4.3 se presentan las inversiones en redes. Se observa que si bien las soluciones siguen apuntando a la electrificación mediante bombas de calor, predominan la instalación de bombas distritales por sobre las de usuario final. No obstante, en la ciudad de Puerto Aysén, se opta por la electrificación mediante bombas de calor de usuario final, dada su baja densidad de demanda térmica respecto a las otras ciudades, es decir, la instalación de un kilómetro de red en esta localidad abastece una menor fracción de la punta de demanda térmica que un kilómetro de red en Coyhaique o Chacabuco.

Se infiere que, para estos parámetros de costos, el aumento de costos de inversión debido a la instalación de redes de calefacción distrital por sobre la instalación en redes eléctricas de baja tensión, es menor que el ahorro generado al optar por la tecnología de bombas de calor distritales sobre bombas de calor de usuario final, no obstante, este resultado depende de la densidad lineal de demanda térmica en las ciudades.

	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Costo total [MM USD]	18.99	15.99	25.17	50.72	50.71	138.39
Costo inversión [MM USD]	0.00	3.09	14.10	47.27	38.02	138.38
Costo operación [MM USD]	18.99	12.90	11.07	3.45	12.69	0.01
Emisiones CO ₂ [ton]	22087	12182	0	11043	85648	0
Emisiones MP [ton]	2796	2781	2759	466	0	0
ENS (eléctrica)	0	0	0	0	0	0
ENS (térmica)	0	0	0	0	0	0
CHP [MWth]	0	0	0	0	24.07	0
CHP-H2 [MWth]	0	0	0	0	0	7.42
ASHP Distrital [MWe]	0	7.29	7.58	61.30	53.92	60.22
ASHP Usuario final [MWe]	0	1.47	1.68	4.85	15.62	15.10
Boilers Distrital [MWth]	0	0	0	0	0	0
Boilers Usuario final [MWe]	0	0	0	0	0	0
Calefactor [MWth]	0	1.93	0.6	0.7	0.36	0
Electrolizador [MWe]	0	0	0	0	0	16.16
Hidro Embalse [MW]	0	0	5.15	18.16	20.44	35.95
Hidro Pasada [MW]	0	0	11.03	40.94	11.94	95.75
Eólica [MW]	0	2.63	21.44	47.65	6.28	323.57
Solar [MW]	0	0	16.20	0	0	7.01
Batería [MW]	0	0	2.04	5.14	6.54	13.03
CT unitario [USD/MWh]	23.35	19.66	30.95	62.38	62.37	170.22
CI unitario [USD/MWh]	0.00	3.80	17.34	58.14	46.76	170.21
CO unitario [USD/MWh]	23.35	15.86	13.61	4.24	15.61	0.01
CT' unitario [USD/MWh]	39.40	35.71	47.00	78.43	78.42	186.30

Tabla 5.5: Casos de estudio - Sensibilidad

Redes entre zonas (eléctrica/térmica/hidrógeno) : 1 si se instala, 0 sino						
Línea	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Chacabuco-Pto Aysén	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/1
Pto Aysén-Baguales	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Baguales-Tehuelche	0/0/0	0/0/0	0/0/0	1/0/0	0/0/0	1/0/0
Tehuelche-L.Atravesado	0/0/0	0/0/0	0/0/0	1/0/0	1/0/0	1/0/0
Tehuelche-Monreal	0/0/0	0/0/0	0/0/0	1/0/0	0/0/0	1/0/0
Alto Baguales-Villa Ortega	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Villa Ortega-Mañihuales	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Villa Ortega-Nirehuao	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0
Redes dentro de zonas (eléctrica/térmica/hidrógeno): km a instalar						
Chacabuco	0/0/0	0.72/2.95/0	0/3.67/0	0/30/0	0/30/0	0/30/0
Puerto Aysén	0/0/0	7.34/0/0	7.34/0/0	20.72/0.63/0	59.76/0/0	56.89/3.11/0
Tehuelche	0/0/0	0/11.02/0	0/11.02/0	0/88.55/0	0/90/0	0/90/0
Mañihuales	0/0/0	1.83/0/0	1.83/0/0	1.83/0/0	15/0/0	15/0/0
Nirehuao	0/0/0	0.73/0/0	0.73/0/0	0.73/0/0	5.34/0/0	6/0/0

Tabla 5.6: Inversión en redes para casos de estudio - Sensibilidad

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

En primer lugar, se verifica la hipótesis de investigación, ya que se demostró que la planificación integrada conlleva a un aumento del desempeño económico y ambiental respecto de la planificación de forma separada de los vectores energéticos. Esto se evidencia claramente al comparar los resultados del caso 0 (situación actual) y caso 1 (situación actual optimizada), destacando que la situación actual puede ser optimizada sin necesidad de incorporar restricciones de emisiones. Del mismo modo, al realizar la planificación solo del vector de energía térmica e integrada para el caso 3, se observa un aumento del desempeño económico y ambiental en la integración.

También se verifica que, bajos los supuestos y alternativas utilizadas en esta modelación, la solución que predomina para el desplazamiento de los combustibles fósiles y la leña son las bombas de calor. Como se presentó en los resultados, la inversión en renovables favorece la electrificación de los requerimientos de energía térmica. En cuanto a la elección de la tecnología específica de bombas de calor, del análisis de sensibilidad se concluye que esta depende de los costos de redes de calefacción distrital y la densidad lineal de energía térmica dentro de la ciudad. Para un escenario con altos costos de redes distritales, predomina la instalación de bombas de calor de usuario final, mientras que, para un escenario de menores costos de infraestructura de estas redes, predomina la inversión en bombas de calor distritales, ya que la diferencia entre los costos de las redes eléctricas de distribución y las redes distritales no es suficiente para contrarrestar la diferencia de costos de inversión entre las opciones de bombas de calor. Estas diferencias también dan cuenta del alto impacto los parámetros de costos de inversión de las tecnologías y redes en las soluciones del problema.

La inversión en la tecnología de cogeneración se ve favorecida al permitir mayores emisiones de CO_2 , llevando a emisiones mayores de este contaminante que el caso actual, por lo que no se alinea con una política integral de descarbonización. Esto también ocurre con el uso de diésel para abastecer los requerimientos de energía eléctrica adicionales para la electrificación.

Se concluye que la inversión en tecnología de producción y almacenamiento de hidrógeno sólo es competitiva para abastecer demanda térmica en escenarios con muy bajas o nulas emisiones de CO_2 y material particulado, aprovechando el beneficio del almacenamiento estacional que posee el hidrógeno.

Se concluye que el GLP para la producción de agua caliente sanitaria puede ser desplazado mediante bombas de calor, reduciendo los costos totales y sin la necesidad de imponer impuestos o límites a las emisiones de CO_2 al realizar una planificación integrada. Por su parte, la leña como combustible para calefacción, tiene un bajo costo y un alto poder calorífico, lo que implica que no sea desplazada naturalmente por aspectos económicos, requiriendo establecer límites de emisiones de material particulado o penalizando estas mismas mediante la valorización costo social de sus emisiones en la salud de las personas. Otra alternativa para disminuir las emisiones de material particulado no analizada en este trabajo, es el uso sustentable y eficiente de la leña, a través de procesos adicionales de filtrado o mejores procesos de combustión. Una tercera alternativa es un subsidio a las tecnologías de electrificación del calor, incentivando la inversión de los usuarios finales en ellas.

En cuanto a trabajos futuros y mejoras a la modelación, se propone incorporar y evaluar el impacto de medidas de eficiencia energética, tales como la decisión de inversión mejoramiento de aislación térmica en las viviendas, la inversión en recambio de estufas de leña por otras más eficientes y de menores emisiones de material particulado, junto a filtros de partículas para leña y la sensibilidad frente a mejor calidad de esta misma.

En cuanto a trabajos futuros para la investigación y aportes al estado del arte, se propone estudiar la integración del vector energético del transporte, mediante vehículos eléctricos y/o vehículos en base a celdas combustible de hidrógeno, de forma de tener una integración aún mayor en la planificación de los vectores energéticos del sistema. Así mismo, se propone evaluar la exportación de hidrógeno verde a otras regiones del país o al extranjero de forma de aprovechar los beneficios e ingresos que podría traer al sistema su venta como combustible verde.

Otros trabajos futuros interesantes de explorar son considerar restricciones de reserva de potencia activa para el control primario y secundario de frecuencia, y por otra parte un mecanismo óptimo de respuesta de la demanda.

Bibliografía

- [1] P. Perez, C. Menares, and C. Ramírez, “Pm2.5 forecasting in coyhaique, the most polluted city in the americas,” *Urban Climate*, vol. 32, p. 100608, 2020.
- [2] F. Jalil-Vega, I. García Kerdan, and A. D. Hawkes, “Spatially-resolved urban energy systems model to study decarbonisation pathways for energy services in cities,” *Applied Energy*, vol. 262, p. 114445, 2020.
- [3] M. Jradi and S. Riffat, “Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 396–415, 2014.
- [4] P. Mancarella, “Mes (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models,” *Energy*, vol. 65, pp. 1–17, 2014.
- [5] G. Strbac, “Demand side management: Benefits and challenges,” *Energy Policy*, vol. 36, pp. 4419–4426, 12 2008.
- [6] P. Mancarella and G. Chicco, “Real-time demand response from energy shifting in distributed multi-generation,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, pp. 1928–1938, 12 2013.
- [7] T. Capuder and P. Mancarella, “Techno-economic and environmental modelling and optimization of flexible distributed multi-generation options,” *Energy*, vol. 71, 07 2014.
- [8] L. Zhang, N. Good, and P. Mancarella, “Building-to-grid flexibility: Modelling and assessment metrics for residential demand response from heat pump aggregations,” *Applied Energy*, vol. 233–234, pp. 709–723, 01 2019.
- [9] A. Vijay and A. Hawkes, “Demand side flexibility from residential heating to absorb surplus renewables in low carbon futures,” *Renewable Energy*, vol. 138, 08 2019.
- [10] X. Liu, J. Wu, N. Jenkins, and A. Bagdanavicius, “Combined analysis of electricity and heat networks,” *Applied Energy*, vol. 162, pp. 1238–1250, 2016.
- [11] X. Liu, “Combined analysis of electricity and heat networks [ph. d. thesis],” *Cardiff University*, 2013.
- [12] G. Li, R. Zhang, T. Jiang, H. Chen, L. Bai, H. Cui, and X. Li, “Optimal dispatch

- strategy for integrated energy systems with cchp and wind power,” *Applied Energy*, vol. 192, pp. 408–419, 2017.
- [13] Z. Li, W. Wu, M. Shahidehpour, J. Wang, and B. Zhang, “Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 12–22, 2016.
 - [14] M. Geidl and G. Andersson, “Optimal power flow of multiple energy carriers,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 145–155, 2007.
 - [15] Z. Jing, X. Jiang, Q. Wu, W. Tang, and B. Hua, “Modelling and optimal operation of a small-scale integrated energy based district heating and cooling system,” *Energy*, vol. 73, pp. 399–415, 2014.
 - [16] I. van Beuzekom, B.-M. Hodge, and H. Slootweg, “Framework for optimization of long-term, multi-period investment planning of integrated urban energy systems,” *Applied Energy*, vol. 292, p. 116880, 2021.
 - [17] X. Zhang, G. Strbac, P. Djapic, and F. Teng, “Optimization of heat sector decarbonization strategy through coordinated operation with electricity system,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 2858–2863, 2017. Proceedings of the 9th International Conference on Applied Energy.
 - [18] A. Ahmed and P. Mancarella, “Strategic techno-economic assessment of heat network options for distributed energy systems in the uk,” *Energy*, vol. 75, pp. 182–193, 2014.
 - [19] M. Wang, H. Yu, R. Jing, H. Liu, P. Chen, and C. Li, “Combined multi-objective optimization and robustness analysis framework for building integrated energy system under uncertainty,” *Energy Conversion and Management*, vol. 208, p. 112589, 2020.
 - [20] X. Liu and P. Mancarella, “Modelling, assessment and sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems,” *Applied Energy*, vol. 167, pp. 336–352, 2016.
 - [21] E. A. Martínez Ceseña and P. Mancarella, “Energy systems integration in smart districts: Robust optimisation of multi-energy flows in integrated electricity, heat and gas networks,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 1122–1131, 2019.
 - [22] A. Saint-Pierre and P. Mancarella, “Integrated electricity and heat active network management,” in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–7, June 2016.
 - [23] E. A. Martínez Ceseña, T. Capuder, and P. Mancarella, “Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 348–357, Jan 2016.
 - [24] F. Jalil Vega and A. Hawkes, “Spatially resolved optimization for studying the role of hydrogen for heat decarbonization pathways,” *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, vol. 6, 04 2018.

- [25] F. Jalil Vega and A. Hawkes, “Spatially resolved model for studying decarbonisation pathways for heat supply and infrastructure trade-offs,” *Applied Energy*, vol. 210, 06 2017.
- [26] P. Fu, D. Pudjianto, X. Zhang, and G. Strbac, “Integration of hydrogen into multi-energy systems optimisation,” *Energies*, vol. 13, no. 7, 2020.
- [27] M. Berger, D. Radu, R. Fonteneau, T. Deschuyteneer, G. Detienne, and D. Ernst, “The role of power-to-gas and carbon capture technologies in cross-sector decarbonisation strategies,” *Electric Power Systems Research*, vol. 180, p. 106039, 2020.
- [28] P. Fu, D. Pudjianto, and G. Strbac, “Integration of power-to-gas and low-carbon road transport in great britain’s future energy system,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, 01 2021.
- [29] T. Estermann, M. Newborough, and M. Sterner, “Power-to-gas systems for absorbing excess solar power in electricity distribution networks,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 32, pp. 13950–13959, 2016.
- [30] S. Clegg and P. Mancarella, “Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (p2g) on electrical and gas transmission networks,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1234–1244, 2015.
- [31] S. Clegg and P. Mancarella, “Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 566–575, 2016.
- [32] I. Petkov and P. Gabrielli, “Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems,” *Applied Energy*, vol. 274, p. 115197, 2020.
- [33] G. Pan, W. Gu, Y. Lu, H. Qiu, S. Lu, and S. Yao, “Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2662–2676, 2020.
- [34] Ministerio de Energía, “Informe final de usos de la energía de los hogares en Chile,” 2018. Disponible en línea: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf.
- [35] Comisión Nacional de Energía, “Informe técnico definitivo estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera, Cuadrileno 2018-2022,” 2019. Disponible en línea: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/>.
- [36] Comisión Nacional de Energía, “Balance Nacional de Energía año 2018,” 2018. Disponible en línea: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>.
- [37] Ministerio de Energía, “Evaluación de proyectos de calefacción distrital para ciudad de Coyhaique y Puerto Williams,” 2019. Disponible en línea: <https://energia.gob.cl/>

educacion/energia-distrital.

- [38] Ministerio de Energía, “Explorador Solar.” Disponible en línea: <https://solar.minenergia.cl>.
- [39] Ministerio de Energía, “Explorador Eólico.” Disponible en línea: <https://eolico.minenergia.cl>.
- [40] Ministerio de Energía, “Informe de actualización de antecedentes. Planificación energética de largo plazo,” 2019. Disponible en línea: <https://energia.gob.cl/documentos/informes-de-actualizacion-de-antecedentes-pelp-2018-2022>.
- [41] Comisión Nacional de Energía, “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución,” 2017. Disponible en línea: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2016-2020-y-servicios-asociados/>.
- [42] SEREMI de Energía Aysén, “Reporte de leña certificada.” Disponible en línea: https://energia.gob.cl/sites/default/files/lena_aysen_10_nov_2020.pdf.
- [43] J. E. Houck and D. R. Broderick, “Pm2.5 emission reduction benefits of replacing conventional uncertified cordwood stoves with certified cordwood stoves or modern pellet stoves,” *OMNI Environmental Services, Inc., Prepared for Hearth, Patio and Barbecue Association*, 2005.
- [44] FICO Xpress Optimization. Disponible en línea: <https://www.fico.com/en/products/fico-xpress-optimization>.
- [45] Ministerio de Medio Ambiente, “Hoja de ruta de calefacción distrital para Chile,” 2016. Disponible en línea: <http://achbiom.cl/wp-content/uploads/2017/08/documento-hoja-de-ruta.pdf>.
- [46] M. Qadrdan, R. Fazeli, N. Jenkins, G. Strbac, and R. Sansom, “Gas and electricity supply implications of decarbonising heat sector in gb,” *Energy*, vol. 169, pp. 50–60, 2019.

Anexo A

Descripción de las tecnologías utilizadas

Redes de calefacción distrital

Son redes tradicionalmente subterráneas, capaces de transportar energía térmica en forma de agua caliente sanitaria desde distintos puntos de generación hacia los usuarios finales.

Cogeneradores

Son equipos que consumen un combustible, tradicionalmente gas natural o hidrógeno, para producir de forma simultánea energía térmica y eléctrica, haciendo un uso más eficiente del combustible primario.

Calderas de gas

Son equipos que mediante combustión del gas generan energía térmica para el suministro de agua caliente sanitaria. El gas que consumen puede ser gas natural, hidrógeno o gas licuado de petróleo.

Bombas de calor

Son dispositivos que consumen energía eléctrica para alimentar un intercambiador que calor, capaz de absorber la energía térmica del medio ambiente (ya sea de las masas de aire del exterior del tipo *air source* o de los suelos) y desplazarla a un punto de consumo. Dicha energía se utiliza directamente para calefacción como aire acondicionado, o bien, para el suministro de agua caliente sanitaria.

Dado que la energía eléctrica consumida solo es utilizada para accionar el intercambiador de calor, el cociente entre la energía térmica suministrada sobre la energía eléctrica consumida suele ser mayor que 1. A dicho coeficiente se le conoce como COP y para las bombas de calor aerotérmicas, este coeficiente está directamente relacionado con la temperatura ambiente del medio del cual se extraer el calor. En particular, la curva de COP vs Temperatura ambiente utilizada para este trabajo basada en los resultados presentados en [46] se presenta en la figura A.1:

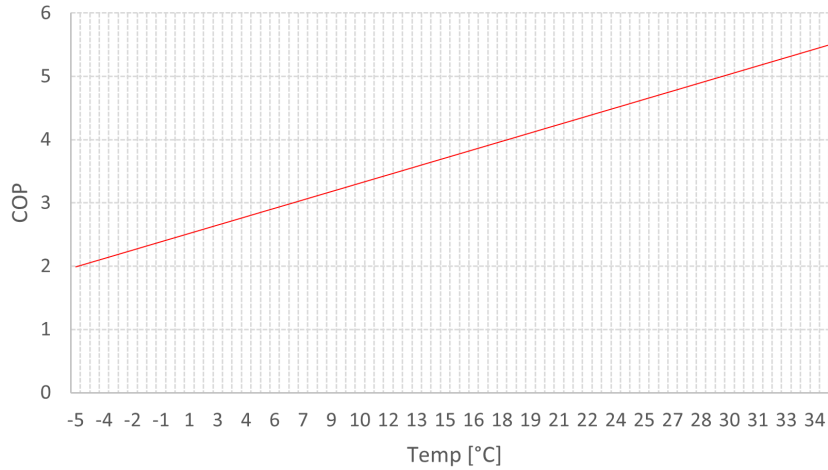


Figura A.1: COP en función de la temperatura

Calefactores eléctricos

Son resistencias que consumen energía eléctrica para generar energía térmica en forma de aire caliente. Dado que no utilizan una fuente de energía adicional (como las bombas de calor), su eficiencia es menor a 1. Su ventaja es que su costo de inversión es mucho menor que el de una bomba de calor.

Electrolizadores

Son dispositivos que consumen energía eléctrica para generar hidrógeno como producto principal y oxígeno como producto secundario, mediante la hidrólisis del agua. Su consumo de agua es bastante menor que su consumo eléctrico. El hidrógeno sintetizado puede ser utilizado directamente en estado gaseoso en equipos como calderas de hidrógeno o mezclado con gas natural. Por otro lado, el hidrógeno puede ser comprimido para ser almacenado en tanques o en estado líquido mediante condensación.

Anexo B

Ubicación geográfica del Sistema Mediano de Aysén

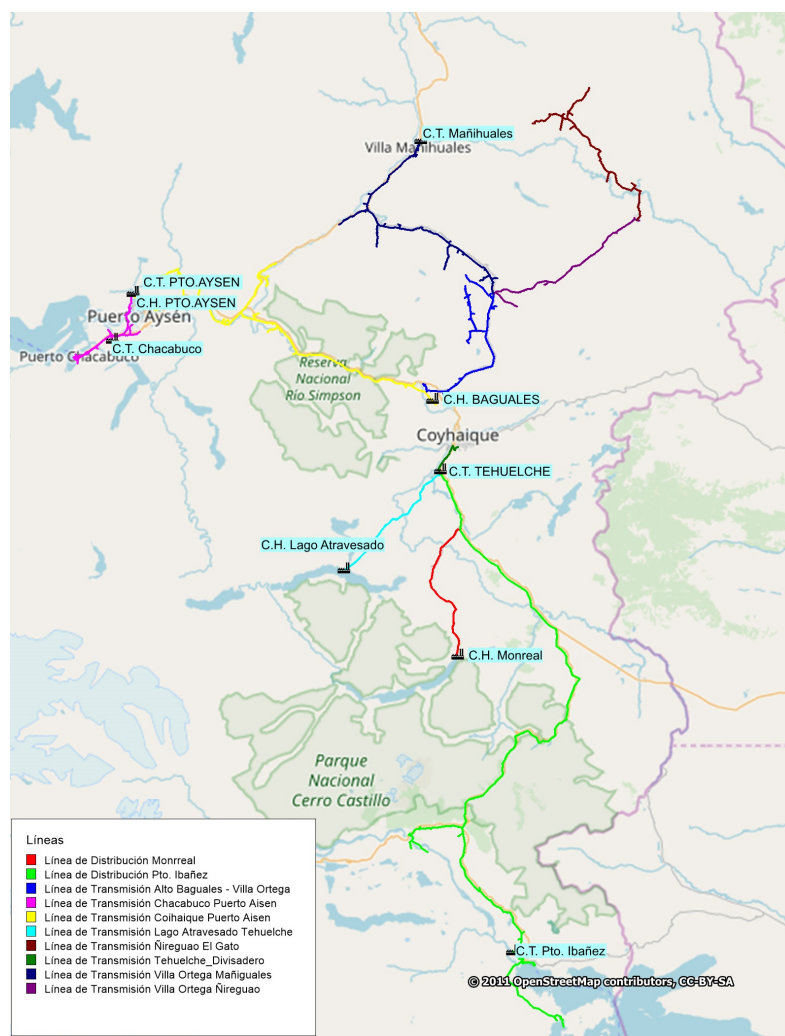


Figura B.1: Ubicación geográfica del Sistema Mediano de Aysén

Anexo C

Descripción de la operación para casos de estudio

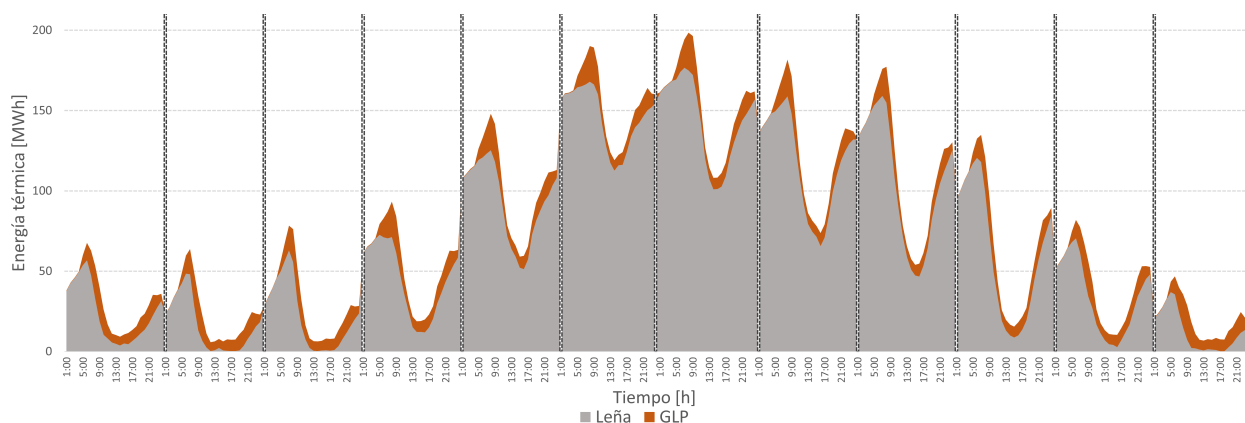


Figura C.1: Operación térmica anual para Caso 0

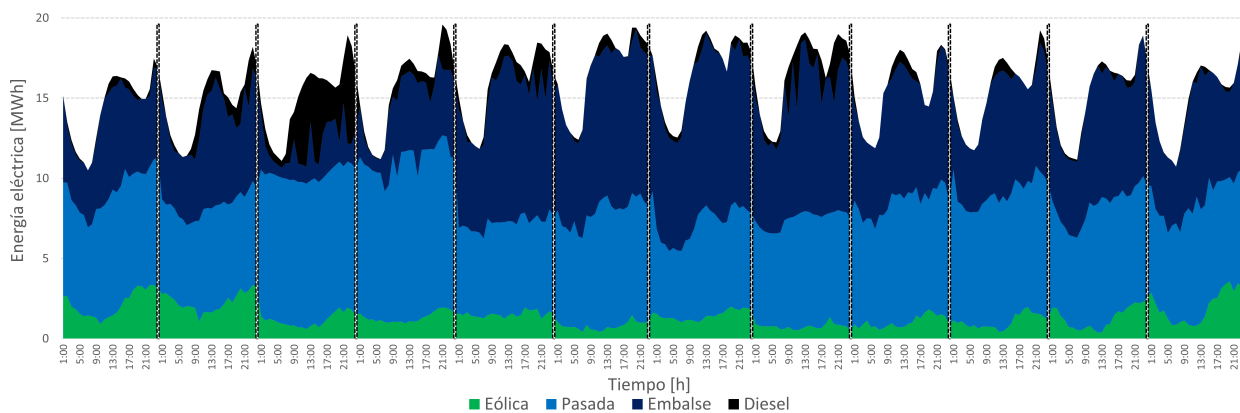


Figura C.2: Operación eléctrica anual para Caso 0

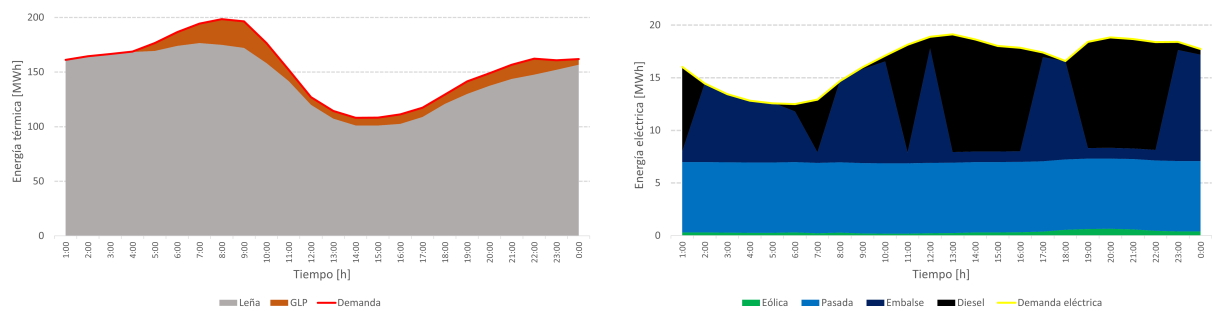


Figura C.3: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 0.

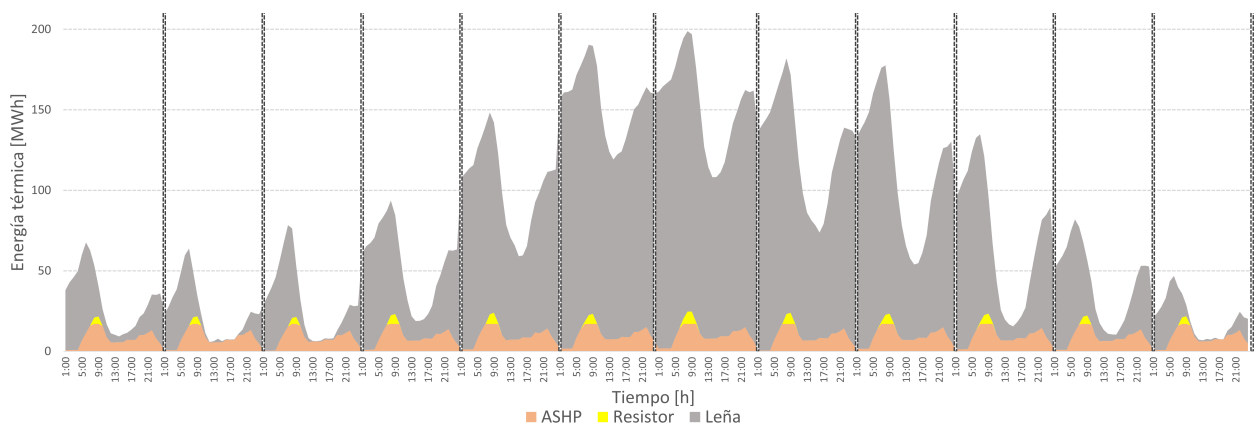


Figura C.4: Operación térmica anual para Caso 1

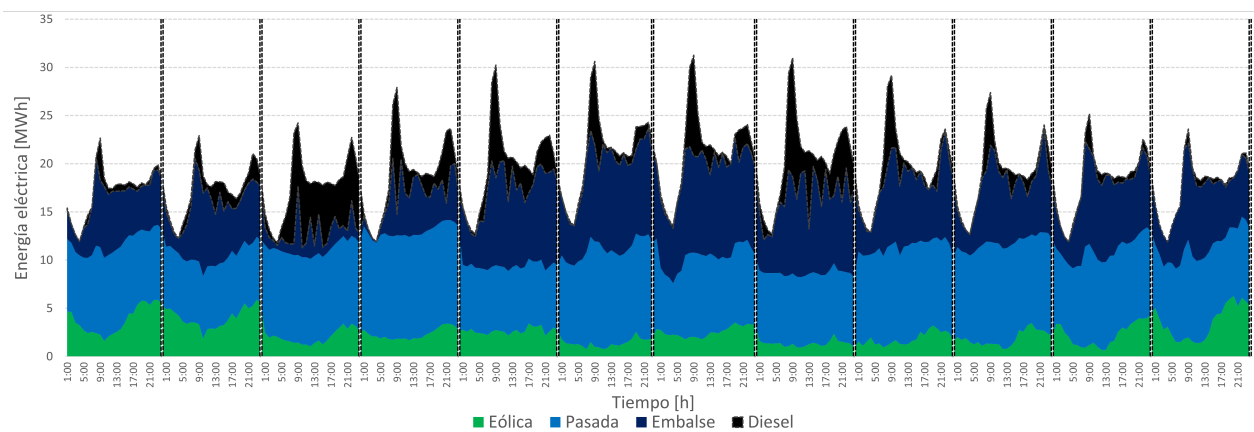


Figura C.5: Operación eléctrica anual para Caso 1

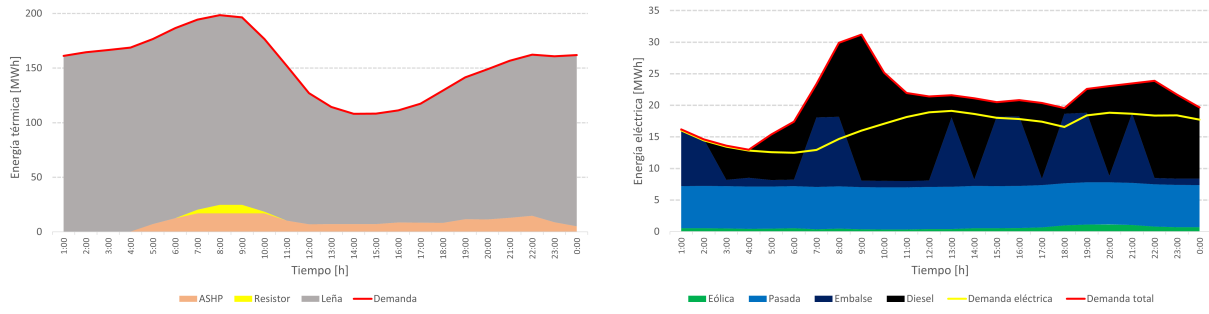


Figura C.6: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 1.

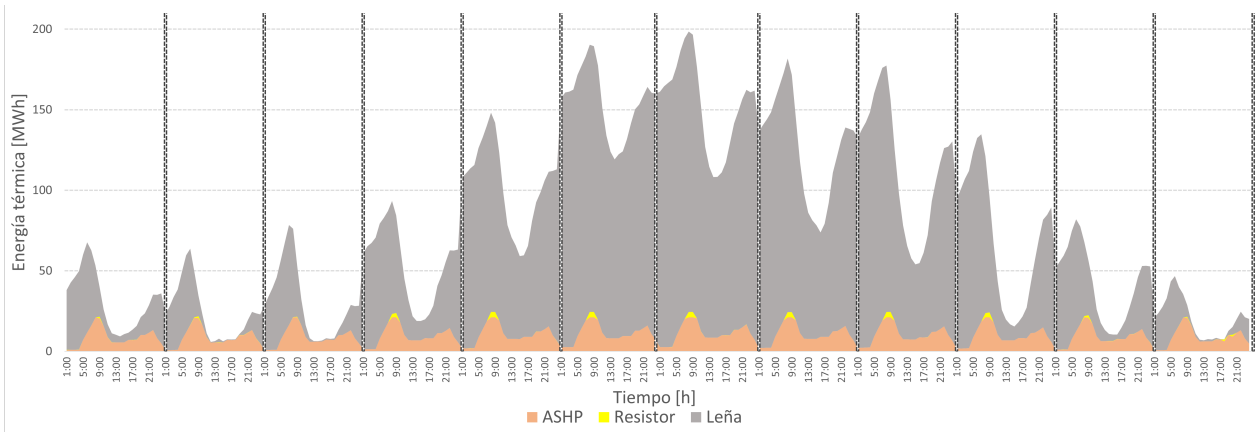


Figura C.7: Operación térmica anual para Caso 2

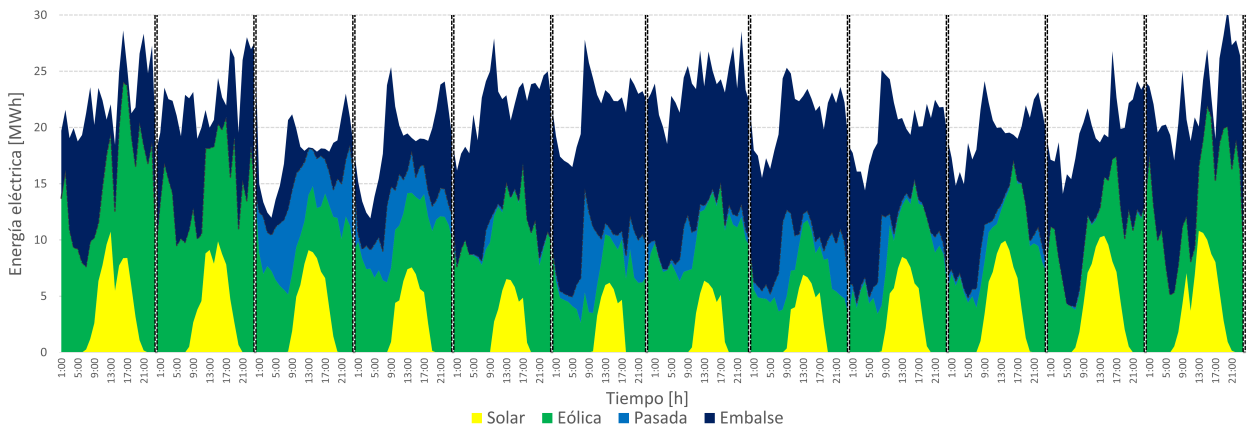


Figura C.8: Operación eléctrica anual para Caso 2

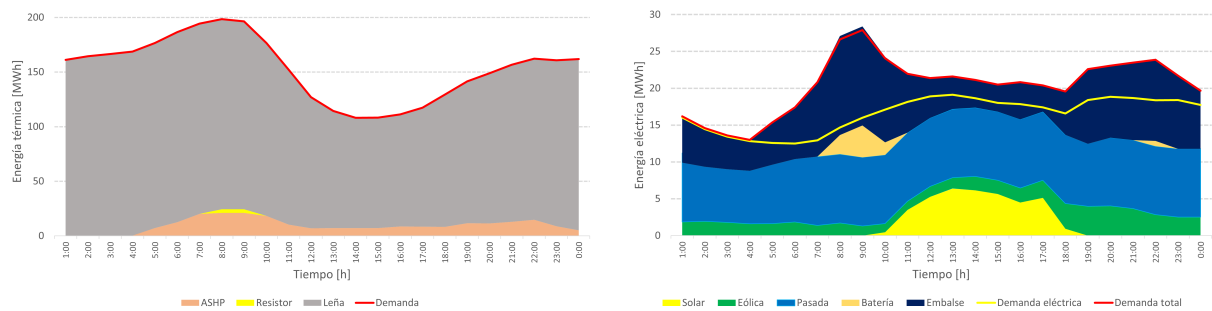


Figura C.9: Operación día típico de Julio en peor escenario-Caso 2.

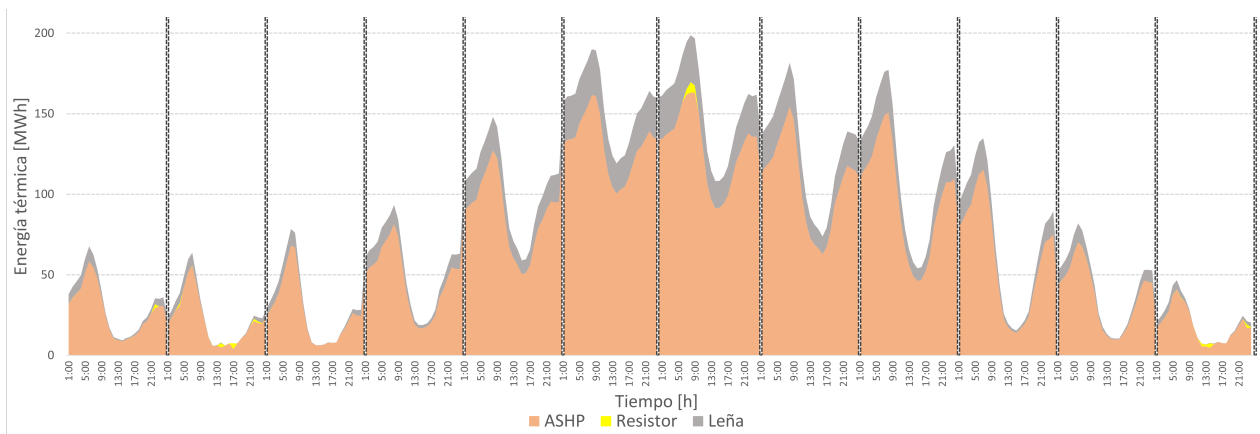


Figura C.10: Operación térmica anual para Caso 3

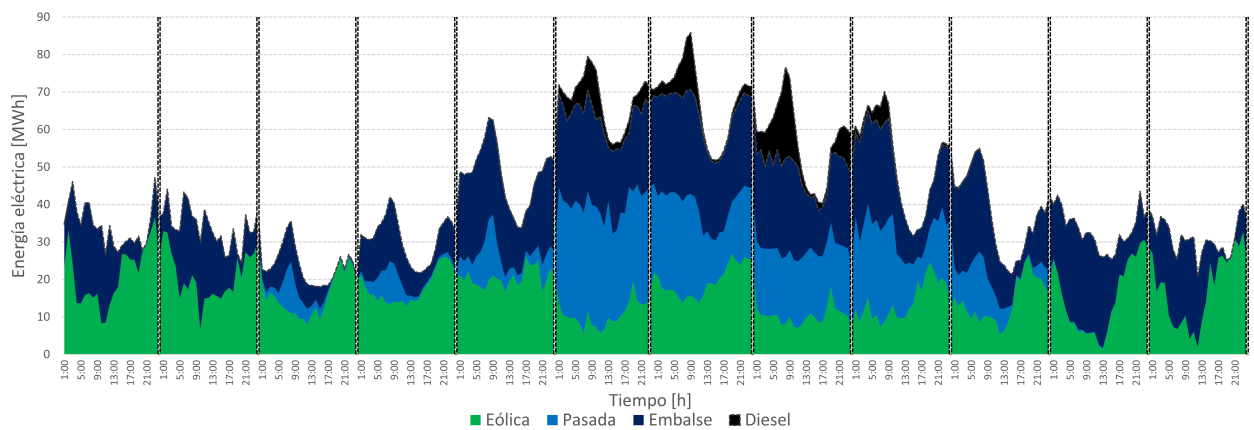


Figura C.11: Operación eléctrica anual para Caso 3

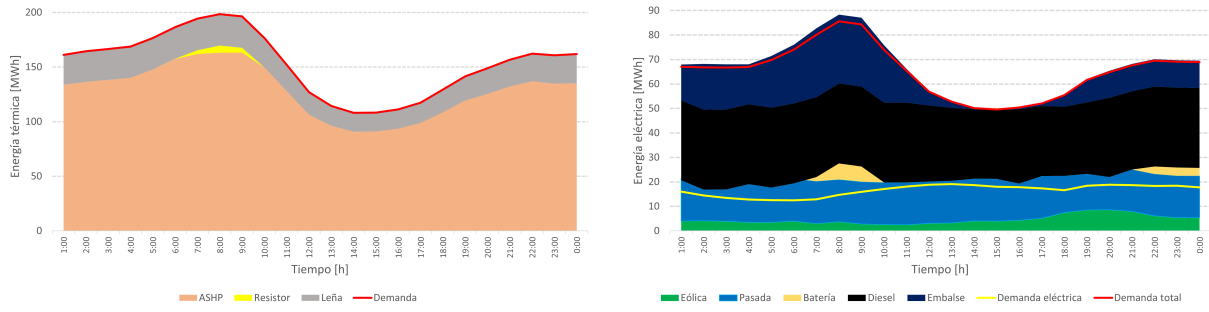


Figura C.12: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 3.

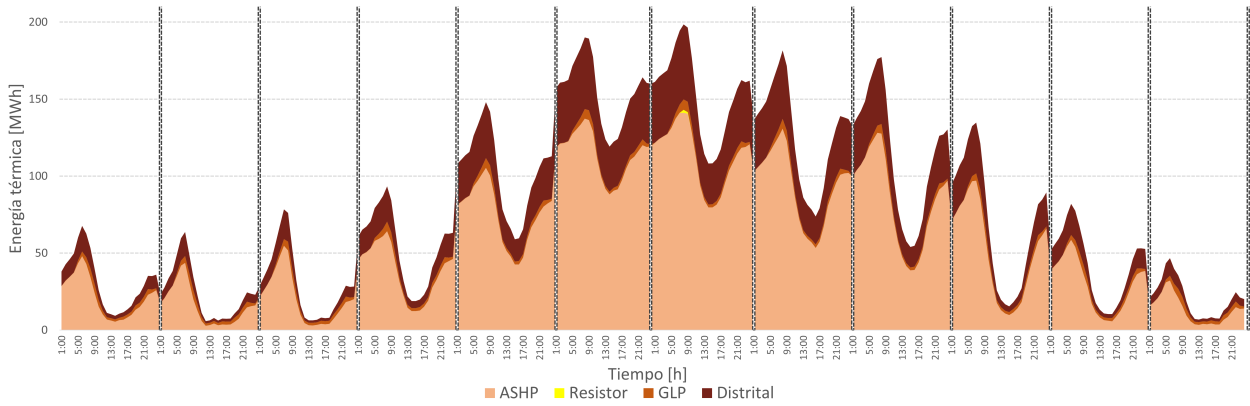


Figura C.13: Operación térmica anual para Caso 4

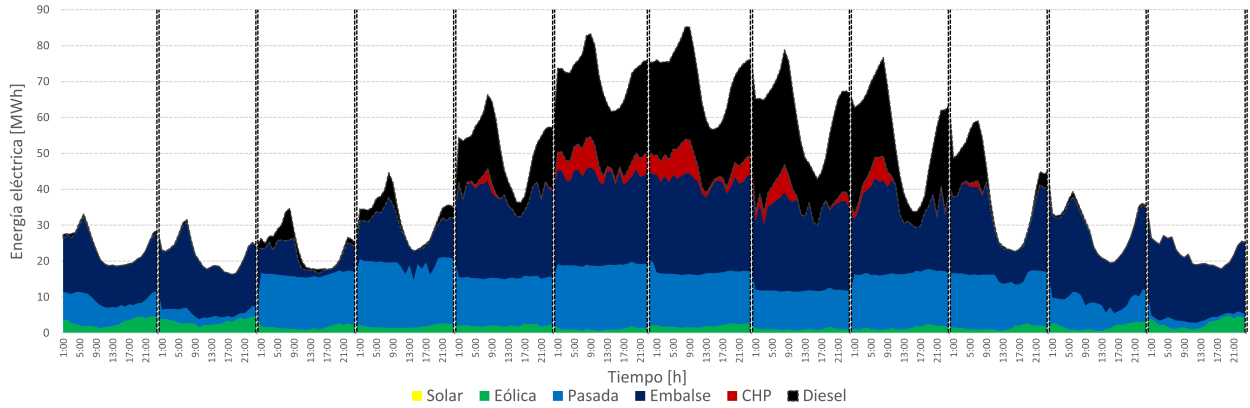


Figura C.14: Operación eléctrica anual para Caso 4

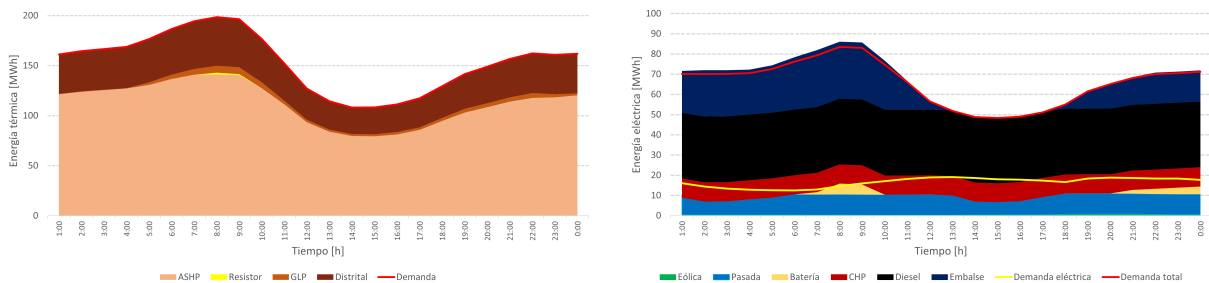


Figura C.15: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 4.

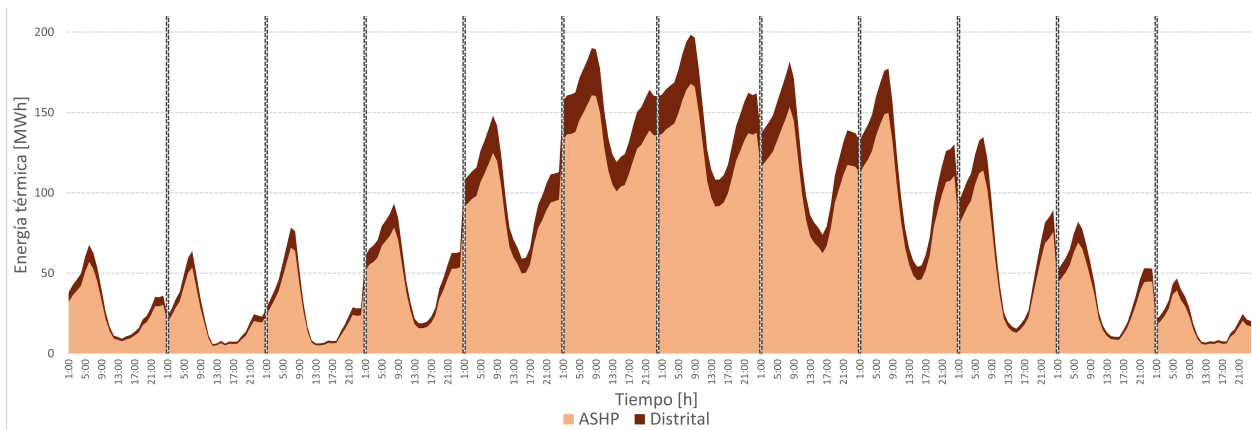


Figura C.16: Operación térmica anual para Caso 5

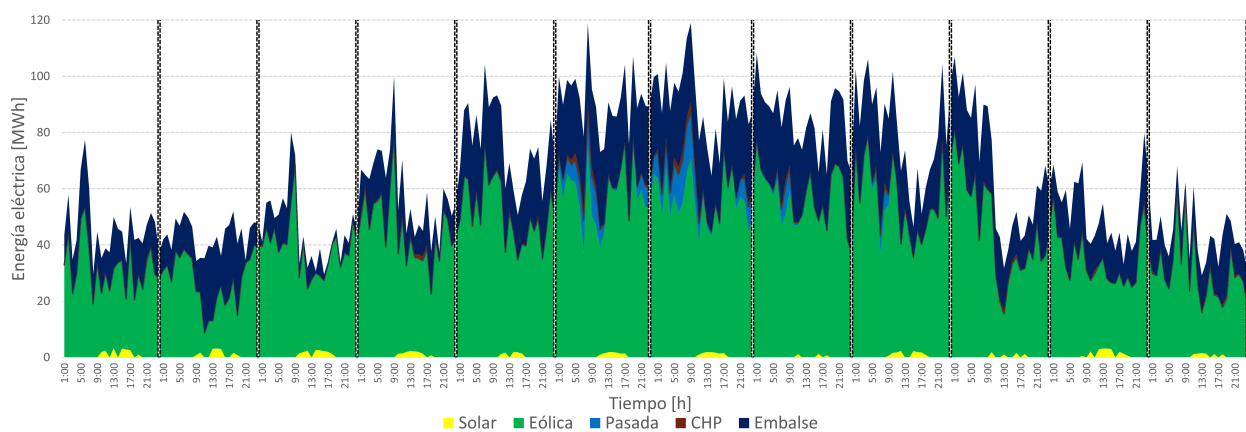


Figura C.17: Operación eléctrica anual para Caso 5

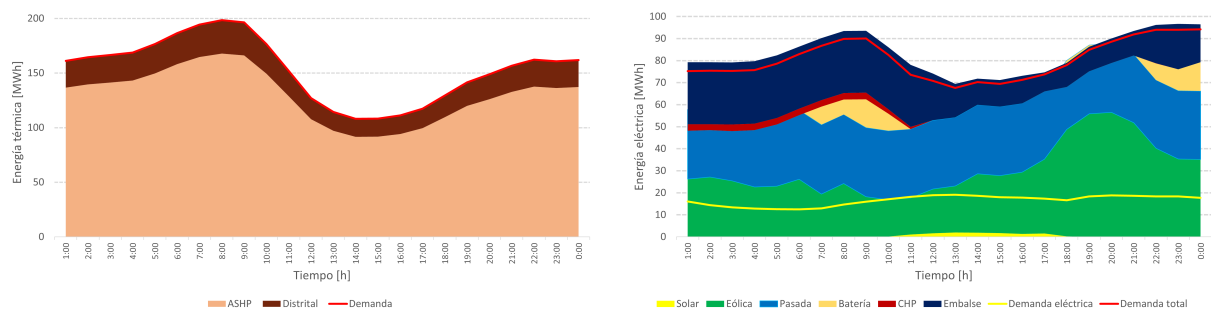


Figura C.18: Operación día típico de Julio en peor escenario para Caso 5.