



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA, BIOTECNOLOGÍA Y MATERIALES

PROYECCIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE:
EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL Y VALOR SOCIAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL QUÍMICA

VALENTINA CONSTANZA ANDREA GÓMEZ VÁSQUEZ

PROFESOR GUÍA:

FELIPE DÍAZ ALVARADO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

LUIS VARGAS DÍAZ

ÁLVARO OLIVERA NAPPA

SANTIAGO DE CHILE

2019

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniera Civil Química
POR: Valentina Constanza Andrea Gómez Vásquez
FECHA: 22-04-19
PROFESOR GUÍA: Felipe Díaz Alvarado

**PROYECCIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE:
EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL Y VALOR SOCIAL**

La producción y consumo de energía constituyen hoy la mayor fuente de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en Chile, debido a que la matriz de generación eléctrica actual se compone en más de un 50% por fuentes de combustibles fósiles. La creciente demanda energética nacional profundizará esta situación, salvo que se desarrolle una nueva matriz energética que aporte a la solución de este problema. El siguiente trabajo busca evaluar ambiental y socioeconómicamente escenarios de generación de energía eléctrica al año 2050 en Chile, prestando especial atención a su potencial de calentamiento global, para proponer qué tecnologías de generación eléctrica renovable son más atractivas para el país y que ayudan a combatir el cambio climático y los compromisos internacionales que tiene Chile con la reducción de GEI.

Se divide a Chile en macrozonas, identificando su potencial energético disponible para cada uno de sus recursos renovables (residuos, biomasa, solar, eólico, hídrico, marino y geotérmico). Se estima que el potencial bruto y técnico ERNC de Chile es de, respectivamente, 25.000 y 60 veces mayor a la capacidad instalada de generación actual. Se seleccionan 8 tecnologías ERNC y se realiza un análisis multicriterio considerando la disponibilidad del recurso, el costo nivelado de la energía, la aceptabilidad social, y el potencial de calentamiento global. Se obtiene que las más preferibles para Chile corresponden a la solar PV, eólica y solar CSP, y que entre las últimas se encuentran las tecnologías de biogás, biomasa y WTE.

Los escenarios de generación eléctrica que se evalúan son dos. El escenario A corresponde al escenario base, sostenido por las proyecciones realizadas por el Ministerio de Energía y que se compone principalmente de plantas nuevas a gas natural, solar PV, solar CSP, hidroeléctrica convencional y eólica. El escenario B se define como una alternativa más ambiciosa al escenario A, alcanzando una matriz 100% renovable al 2050, más diversa y con mejor distribución territorial, y, utilizando residuos como fuente energética. Además, el ingreso de nuevas centrales se compone únicamente por tecnologías ERNC.

La evaluación ambiental arroja que ambos escenarios reducen las emisiones de GEI en el sector energía. Al año 2050 el escenario A emite 26 millones $[tCO_{2eq}]$ menos que el año 2024. Incorporando las emisiones evitadas en el sector residuos, el escenario B logra evitar 52 millones $[tCO_{2eq}]$ en total. Considerando la meta del 30% de reducción de GEI al 2030 adquirida por Chile, el escenario B logra la meta con un 32% de reducción al 2030; el escenario A no, pues alcanza una reducción de un 27%.

En la evaluación socioeconómica se cuantificaron los costos y beneficios sociales de ambos escenarios y se concluye que ambos escenarios son rentables. El escenario A presenta un VAN Social de 3.694 $[MUSD]$ y el escenario B un VAN Social de 8.865 $[MUSD]$, siendo este último el más atractivo económicamente debido a los beneficios sociales obtenidos por una mayor reducción de emisiones de GEI. Del análisis de sensibilidad se obtiene que el VAN Social es altamente sensible al costo de venta de la energía.

Finalmente se concluye que el escenario B es la alternativa que genera un mayor bienestar para el país. Por lo tanto, una matriz energética 100% renovable y con preferencia por las ERNC, diversificada y con buena distribución territorial es a lo que debe apostar Chile.

Como desafío a futuro queda mejorar las estimaciones de los costos y beneficios sociales junto con agregar los que no han sido cuantificados en este trabajo, lo que en general, ayudaría a realizar una mejor evaluación de los proyectos e incluso hacer al escenario B más atractivo aún.

TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción	1
1.1	Cambio Climático	1
1.2	Emisiones de Gases Efecto Invernadero	2
1.3	Fuentes de Energía Eléctrica	3
1.3.1	Fuentes No Renovables	4
1.3.2	Fuentes Renovables	4
1.4	Matriz Eléctrica de Chile	6
1.4.1	Conceptos de Energía y Potencia	6
1.4.2	Capacidad Instalada de Generación	6
1.4.3	Generación Bruta Nacional	7
1.4.4	Integración de la red eléctrica	8
1.5	Desafíos de Chile entorno a cambio climático	10
1.5.1	Metas Sector Eléctrico	11
1.6	Objetivos	12
1.6.1	Objetivo General	12
1.6.2	Objetivos Específicos	12
1.7	Desarrollo Metodológico	12
1.8	Alcances	12
2	División y Diagnóstico del Territorio	13
2.1	División Territorial	13
2.2	Composición de la Matriz Eléctrica	13
2.3	Potencial Energético	14
2.3.1	Potencial Hidroeléctrico (ERNC)	15
2.3.2	Potencial Geotérmico	16
2.3.3	Potencial Marino	16
2.3.4	Potencial Eólico	18
2.3.5	Potencial Solar	18
2.3.6	Potencial Bioenergético	20
2.3.7	Potencial Waste to Energy (WTE)	21
2.4	Reflexiones del Diagnóstico Energético	22
3	Selección de Tecnologías de Generación Eléctrica	25
3.1	Tecnologías de Generación	25
3.1.1	Hidroeléctricas	25

3.1.2	Geotérmicas.....	25
3.1.3	Undimotriz	26
3.1.4	Eólicas	27
3.1.5	Solar	27
3.1.6	Bioenergía	28
3.1.7	WTE	29
3.2	Análisis Multicriterio de Tecnologías	29
3.2.1	Tecnologías	30
3.2.2	Criterios.....	30
3.2.3	Resultados Análisis Multicriterio.....	36
3.3	Reflexiones Selección de Tecnologías de Generación.....	37
4	Definición de Escenarios.....	39
4.1	Insumos para la elaboración.....	39
4.1.1	Proyección de Generación Eléctrica.....	39
4.1.2	Proyectos en Pruebas, Construcción y Licitación	39
4.1.3	Plan de Cierre Centrales a Carbón	40
4.1.4	Factor de Planta.....	41
4.1.5	Horizonte de Evaluación	42
4.2	Escenario A	43
4.3	Escenario B	48
4.4	Diferencias entre Escenarios	54
5	Evaluación Ambiental	55
5.1	Emisiones GEI Emitidas	55
5.2	Emisiones GEI Evitadas en el Sector Residuos	57
5.3	Balance de Emisiones GEI.....	58
5.4	Contribución a la Reducción de Emisiones GEI.....	60
6	Evaluación Socioeconómica	62
6.1	Estimación de Costos	63
6.1.1	Costos de Inversión de nuevas Centrales de Generación	63
6.1.2	Costos por Cierre de Centrales.....	64
6.1.3	Costos Variables.....	65
6.1.4	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	67
6.2	Estimación de Ingresos y Beneficios Sociales	68
6.2.1	Venta de Energía	68
6.2.2	Ahorros por reducción de Gases Efecto Invernadero.....	69
6.2.3	Recepción de Residuos Sólidos Municipales.....	70

6.2.4	Liberación de terreno en Rellenos Sanitarios.....	71
6.3	Flujo de Caja	71
6.4	Análisis de Sensibilidad	74
6.4.1	Variación del precio de venta de la energía.....	74
6.4.2	Variación del precio social del carbono	75
6.4.3	Variación del costo de disposición de RSM.....	75
6.4.4	Discusión Análisis de Sensibilidad	75
6.5	Reflexiones sobre la Evaluación Socioeconómica.....	76
7	Selección de Escenario.....	77
8	Conclusiones	78
	Glosario.....	81
	Bibliografía	83
	Anexos.....	90
	Anexo A: Estado de la Matriz Eléctrica por Territorio	90
	Anexo A.1: Detalle de Potencia Instalada y Generación Bruta Anual.....	90
	Anexo A.2: Cálculo del consumo eléctrico por zona.	91
	Anexo B: Cálculos Potenciales Energéticos	93
	Anexo B.1: Cálculo potencial undimotriz por metro de costa.	93
	Anexo B.2: Cálculo del Potencial Eólico.....	93
	Anexo B.3: Cálculo del Potencial Técnico WTE.....	97
	Anexo C: Insumos Elaboración de Escenarios.....	99
	Anexo C.1: Proyectos en Pruebas, Construcción y Licitación.....	99
	Anexo C.2: Cierre Centrales a Carbón.....	99
	Anexo C.3: Cálculo de Factor de Planta	99
	Anexo C.3: Proyección período 2018-2024.....	99
	Anexo D: Detalles Composición Matriz Eléctrica	100
	Anexo D.1: Escenario A.....	100
	Anexo D.2: Escenario B.....	100
	Anexo E: Detalles Evaluación Ambiental.....	101
	Anexo E.1: Emisiones Emitidas por Escenario.....	101
	Anexo E.2: Emisiones Evitadas por Escenario	101
	Anexo E.3: Balance Emisiones GEI por Escenario.....	101
	Anexo E.4: Indicador de Intesidad GEI por Escenario	101

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente el fenómeno del Cambio Climático (CC) es uno de los desafíos más grandes que enfrenta la humanidad. Detonada por las excesivas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el aumento de la temperatura de la atmósfera terrestre (calentamiento global) ha traído a muchas regiones del planeta y a Chile, consecuencias negativas tanto en sus sistemas físicos y biológicos, como en sus sistemas humanos y gestionados [1], [2].

Según el Ministerio de Energía, “*El cambio climático implica hoy una amenaza para la prosperidad del país y no enfrentarlo significa hipotecar nuestro desarrollo futuro*” [1].

Este trabajo pretende contribuir al cumplimiento de los compromisos internacionales que Chile ha asumido sobre cambio climático, y continuar instalando capacidades en materia del cambio climático a nivel nacional a través de una propuesta de renovación de la matriz de generación eléctrica chilena que permita aportar responsablemente (social y ambientalmente) en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.1 CAMBIO CLIMÁTICO

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en su artículo 1, define el cambio climático como: *cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables*. La CMNUCC diferencia, así, entre el **cambio climático** atribuible a las actividades humanas que alteran la composición atmosférica y la **variabilidad climática** atribuible a causas naturales [2].

Para poder entender las causas del calentamiento global es necesario explicar el balance energético de la Tierra: la Tierra recibe energía mediante la radiación solar. Al mismo tiempo, para equilibrar la energía entrante y absorbida, la Tierra debe, como promedio, irradiar la misma potencia al espacio, y lo hace mediante radiación infrarroja; una parte de ella cruza la atmósfera pero la mayor parte es absorbida y retenida por moléculas de GEI concentradas en la atmósfera (dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), entre otros), calentando las capas bajas de la atmósfera y evitando que todo el calor se pierda al espacio. Este efecto natural es el denominado Efecto Invernadero que permite tener una temperatura media global de $14,5 [^{\circ}C]$. Sin él, la temperatura sería de $-18 [^{\circ}C]$ y la Tierra no podría tener las condiciones de vida acostumbradas [3].

En la Figura 1 se muestra la variación de la temperatura superficial global promediada, tomando como referencia la temperatura del planeta antes del inicio de la revolución industrial (1881-1910). Se muestra también, la variación de las concentraciones de dióxido de carbono (CO_2) en la atmósfera (gas de efecto invernadero más importante) desde el año 1880 al 2016. En ella, se puede observar la innegable relación que existe entre ambas variables. Hay consenso científico internacional sobre la influencia humana en el cambio climático, provocada por las crecientes emisiones de GEI que se inician con la revolución industrial que están incrementando el efecto invernadero natural y por lo tanto aumentando la temperatura de la Tierra. De hecho, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) establece que *para limitar el cambio climático se requerirá una reducción sustancial y sostenida de las emisiones de gases de efecto invernadero* [2].

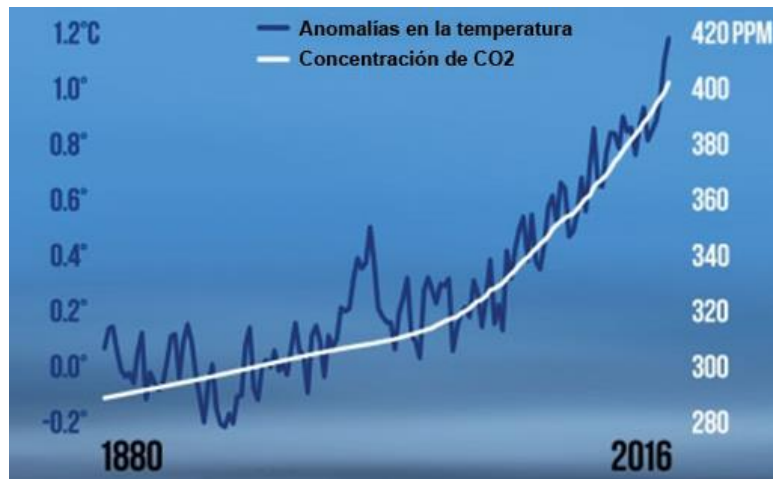


Figura 1: Variación de la Temperatura Global y Concentración de CO_2 en la atmósfera. Imagen extraída de [4].

1.2 EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO

La presente sección se basa en datos del Banco Mundial y en datos del Informe del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (INGEI) de Chile, serie 1990-2013, que contiene el 4° INGEI de Chile.

Los GEI incluidos en el INGEI de países en desarrollo como Chile, son el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6) [5]. Cada uno de estos gases afecta en distinto grado a la atmósfera y permanece durante un período de tiempo diferente [3].

La medida en la que un gas determinado contribuye al calentamiento global, según la perturbación que provoca al balance energético de la Tierra, se define como su **Potencial de Calentamiento Global**, GWP por sus siglas en inglés, y para hacer comparables los efectos de los diferentes gases, el GWP expresa el potencial de calentamiento de un determinado gas en comparación con el que posee la misma masa de dióxido de carbono durante el mismo periodo de tiempo y la unidad de medida para indicar su GWP se denomina **CO_2 equivalente** [CO_2eq]. A continuación, en la Tabla 1 se adjunta el GWP de los principales GEI calculado para un horizonte temporal de 100 años. A modo de ejemplo, el GWP del CH_4 , a 100 años, es de 25, que significa que, si la misma masa de CH_4 y de CO_2 se introducen en la atmósfera, el CH_4 atrapa 25 veces más de calor que el CO_2 durante los próximos 100 años.

Tabla 1: Potencial de Calentamiento Global de principales GEI. Horizonte temporal de 100 años. Elaboración propia [3].

Tipo de GEI	GWP [CO_2eq]
Dióxido de Carbono (CO_2)	1
Metano (CH_4)	25
Óxido Nitroso (N_2O)	298
Hidrofluorocarbonos (HFC)	124 – 14.800
Perfluorocarbonos (PFC)	7.390 – 17.200
Hexafluoruro de azufre (SF_6)	22.800

Según el Banco Mundial, las emisiones totales de GEI del año 2012 fueron superiores a los 54 millones [$Gg CO_2eq$] a nivel mundial, mientras que en Chile, fueron cercanas a las 100 mil [$Gg CO_2eq$], es decir, Chile aportó con el 0,20% aproximadamente de las emisiones totales del mundo [6], mientras que su aporte al PIB mundial fue aproximadamente 0,36% [7].

A pesar de que los números indiquen que Chile contribuye a la emisión de GEI mundial en promedio menos que otros países (comparando con su contribución al PIB mundial), la situación en Chile es preocupante, pues las emisiones de GEI totales del país están creciendo aceleradamente año a año. Así lo muestra la Figura 2, dónde, el balance de emisiones de GEI totales del país para el año 2013 contabilizaron 109.908,8 [Gg CO₂eq], incrementándose en un 113,4% desde 1990 y en un 19,3% desde el 2010 [5].

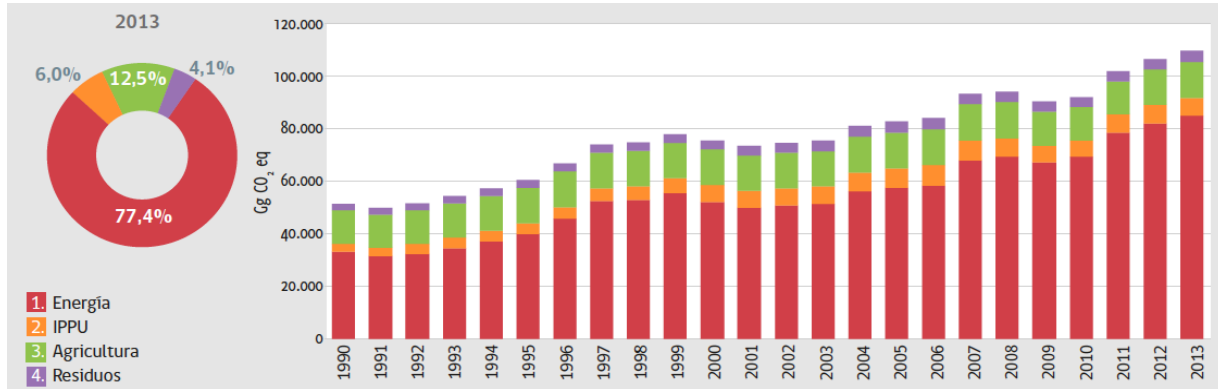


Figura 2: INGEI de Chile, emisiones de GEI (Gg CO₂ eq) por sector, serie 1990-2013. Imagen extraída de [5].

Con respecto a las emisiones totales de GEI de Chile por sector, el sector *Energía* representa el mayor aportante de las emisiones con un 77,4%, seguido del sector *Agricultura* (12,5%), del sector *IPPU* (*Procesos Industriales y uso de productos*) (6,0%), y finalmente del sector *Residuos* (4,1%) [5].

Específicamente, si se estudia el sector *Energía*, como muestra la Figura 3, se puede observar que el subsector de *generación eléctrica* es el mayor contribuyente con un 45,3% de las emisiones del sector *Energía*, equivalente a un 35,1% de las emisiones totales nacionales de GEI [5].

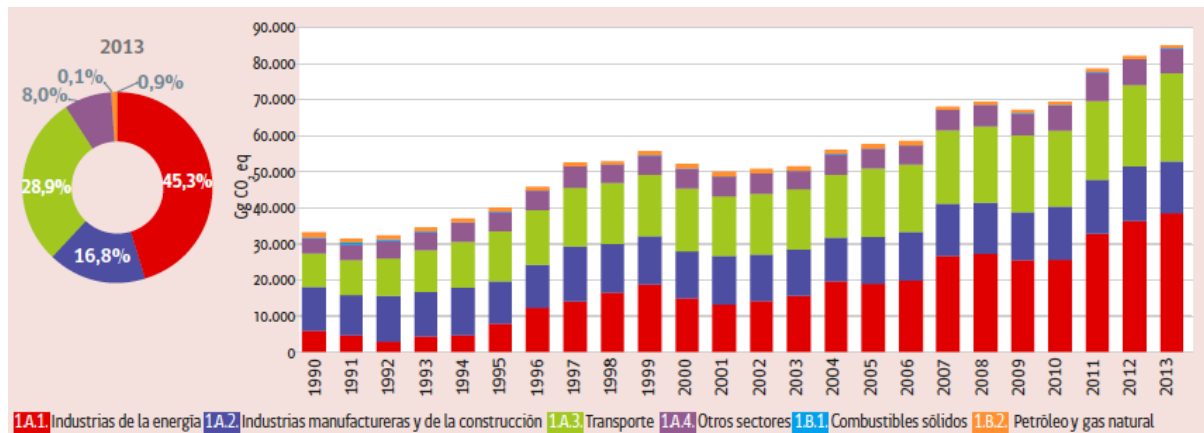


Figura 3: Sector Energía, emisiones de GEI (Gg CO₂ eq) por subcategoría, serie 1990-2013. Imagen extraída de [5].

Entonces, es importante destacar que la generación eléctrica en Chile hoy constituye la mayor fuente de emisiones GEI que tiene el país, y la creciente demanda de electricidad que tiene año a año el país provocará que esta situación se profundice [8], salvo que la matriz eléctrica cambie significativamente.

1.3 FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación de energía eléctrica es el proceso de transformación de recursos energéticos en electricidad. Estos recursos energéticos son formas naturales energía y se dividen principalmente entre renovables y no renovables [9, 10]:

1.3.1 Fuentes No Renovables

Los **recursos no renovables** son recursos limitados (finitos) y que se agotan a medida que se emplean, es decir, su velocidad de consumo es mayor a la velocidad de regeneración. La energía que utiliza estos recursos se define como **energía no renovable**. A continuación, en la Tabla 2 se adjuntan tipos de energía no renovable:

Tabla 2: Fuentes de Energía No Renovables.

Tipo de Energía	Recurso Energético	Descripción
Térmica Convencional	Combustibles Fósiles	Corresponde a la energía generada a partir de la quema controlada de combustibles fósiles, tales como: carbón, petróleo-diesel, gas natural o combustible mixto.
Nuclear	Potencia del átomo	Energía que se libera de las reacciones nucleares de fusión (unión de núcleos de átomos) y fisión (división de un núcleo de átomo).

1.3.2 Fuentes Renovables

Los **recursos renovables** corresponden a recursos que se restauran en períodos cortos de tiempo y no disminuyen u aquellos recursos cuyo ritmo de utilización es menor a su ritmo de renovación. La energía proveniente de estos recursos se define como **energía renovable**. A continuación, en la Tabla 3 se adjuntan tipos de energía renovable:

Tabla 3: Fuentes de Energía Renovables.

Tipo de Energía	Recurso Energético	Descripción
Bioenergía	Materia Orgánica (Biomasa)	Energía que viene del aprovechamiento de la energía química almacenada en la biomasa (fotosíntesis reciente).
Eólica	Viento	Energía que se extrae de la fuerza y movimiento del viento, aprovechando las corrientes de aire que existen en la Tierra.
Geotérmica	Calor Interno de la Tierra	Energía aprovechada de las altas temperaturas que ascienden en las fracturas de la corteza terrestre y se manifiestan en forma de géiseres, fumarolas, volcanes, fuentes termales, entre otros.
Hidráulica	Ríos	Aprovecha la energía cinética y potencial del agua cuando se encuentra a una altura superior respecto a un punto de descarga.
Marina	Mar / Océanos	Corresponde a la energía extraíble de los mares y océanos que puede tener diferencia procedencia: de las olas, de las mareas, de las corrientes marinas o de los gradientes marinos.
Solar	Sol	Es la energía aprovechada de la captación directa de radiación electromagnética solar proveniente del Sol.
Waste to Energy (WTE)	Residuos Sólidos Municipales (RSM)	Energía que viene del aprovechamiento de la energía química (poder calorífico) almacenada en los residuos.

Aunque para las energías renovables usualmente los impactos ambientales se consideran “pequeños”, hay algunas tecnologías que pueden tener un impacto mayor que otras en el medio ambiente [10]. En Chile, el Ministerio de Energía define como subconjunto de las energías renovables a las **energías renovables no convencionales (ERNC)**, como aquellos recursos y tecnologías menos desarrolladas y/o con poca penetración en los mercados energéticos presentes [11]. Específicamente, en la ley 20.257 publicada el año 2008 se considera como ERNC a la energía eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 [MW]), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía marina [12].

Para el caso específico de la energía WTE la ley 20.257 establece que se considera como ERNC, aquellas cuyas fuentes de energía sea la biomasa, entendiéndose como incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios. Adicionalmente la Comisión Nacional de Energía (CNE) podrá calificar como ERNC a aquellas centrales que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental. En consecuencia, el tratamiento de la parte biodegradable de los RSM en plantas WTE califica como una fuente ERNC mientras que la clasificación de una planta WTE que trate todas las fracciones de los RSM queda sujeta a la decisión de la CNE [12].

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus cifras en inglés), clasifica de manera similar a las fuentes de energía, entre convencionales (o no renovables) y renovables. Entre las renovables establece un subconjunto llamado energía verde, equivalente a la clasificación ERNC en Chile, pero no sólo las subclasifica por el carácter de madurez, sino que también se caracterizan por proporcionar un mayor beneficio ambiental en comparación con el resto [10]. Ver clasificación de la EPA en la Figura 4.

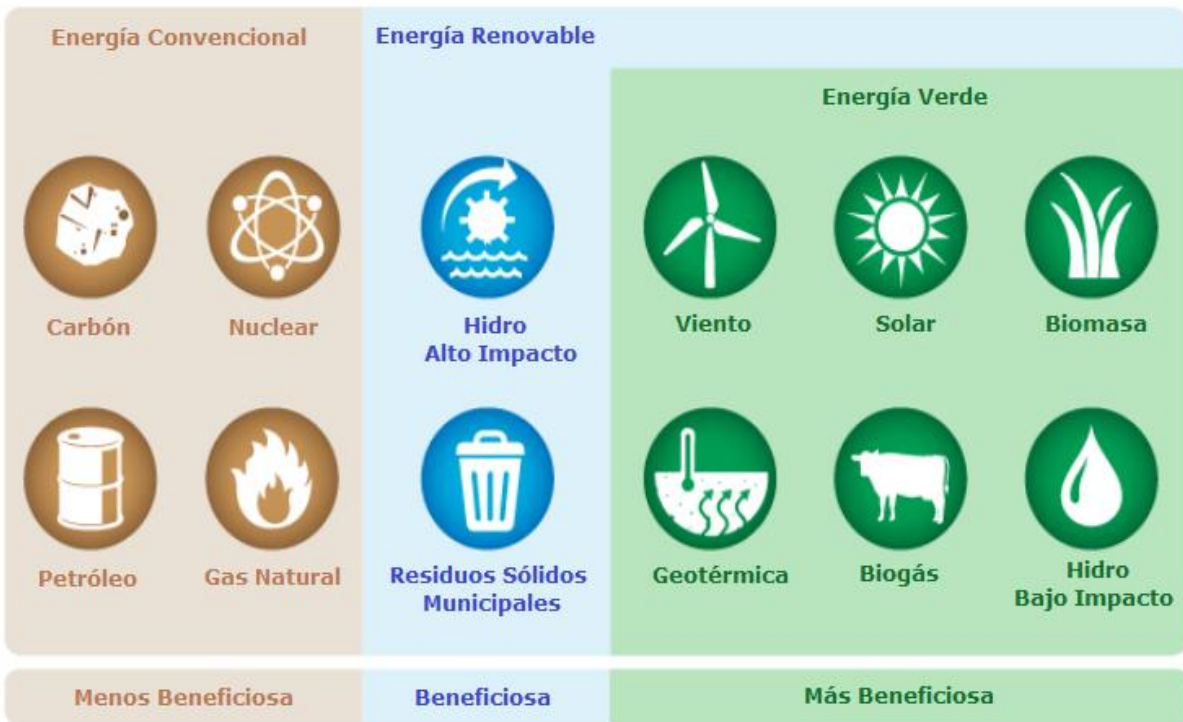


Figura 4: Clasificación fuentes de energía de la EPA. Fuente: Adaptada de [10].

1.4 MATRIZ ELÉCTRICA DE CHILE

1.4.1 Conceptos de Energía y Potencia

A continuación se introducen los conceptos de energía y potencia con objeto de entregar al lector la claridad necesaria de su significado, ya que ayudará a caracterizar la matriz eléctrica de Chile y, en general, para abordar todo este trabajo.

Erróneamente, los términos energía y potencia se suelen usar como sinónimos, sin embargo, no lo son y es necesario reconocer su diferencia. Energía es la cantidad de trabajo o calor entregado. Potencia es la velocidad a la cual se transfiere o convierte la energía, es decir, una medida de trabajo instantáneo. Entonces, la energía equivale a la potencia entregada en un intervalo de tiempo y se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Energía} = \text{Potencia} \cdot \text{tiempo} \quad (1)$$

En el sistema internacional la potencia se mide en Watts [W] y la energía en Joules [$J = W \cdot s$] [13]. Como ejemplo un calefactor de 2.000 [W] consumirá 2.000 [J] en cada segundo. Sin embargo, en los sistemas eléctricos el Joule es una unidad muy pequeña para caracterizar las magnitudes energéticas, por lo que es más conveniente y se suele medir la energía en unidades de potencia por unidades de tiempo y no en Joules. A modo de ejemplo, una central nuclear cuya potencia es de 300 [MW] es capaz de entregar en 7 días, funcionando 20 horas diarias, 42.000 [MWh] de energía:

$$300 [MW] \cdot 20 \left[\frac{h}{días} \right] \cdot 7 [días] = 42.000 [MWh] \quad (2)$$

1.4.2 Capacidad Instalada de Generación

El concepto de capacidad instalada de generación hace referencia a la capacidad de generación eléctrica que tiene el sistema, en términos de potencia neta instalada en la infraestructura. La capacidad instalada nacional del año 2017 asciende a 22.719 [MW]. Se categoriza aproximadamente en un 54% de energía térmica convencional (proveniente de combustibles fósiles), 27% de hidroelectricidad convencional (mayores a 20 [MW]) y 19% de ERNC, tal como muestra la Figura 5 [14].

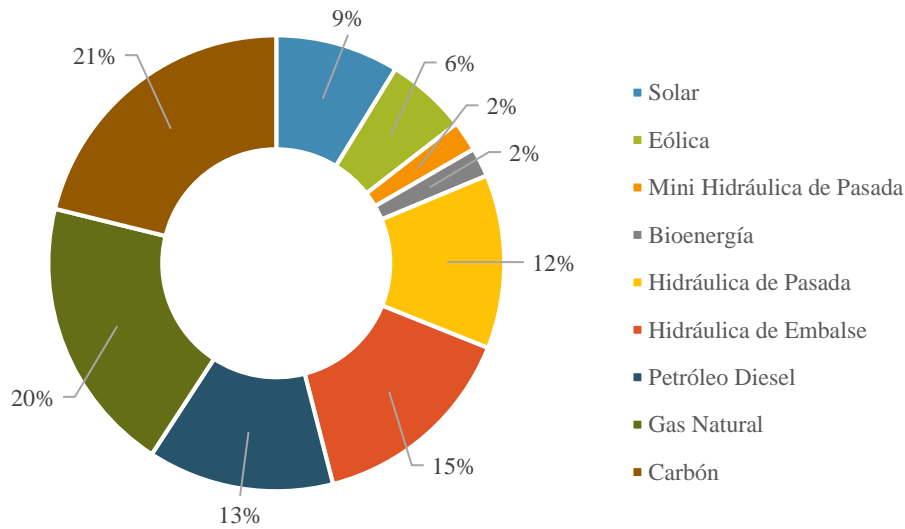


Figura 5: Capacidad Instalada de Generación año 2017. Elaboración propia a partir de [14].

1.4.3 Generación Bruta Nacional

La generación de energía eléctrica crece cada año en Chile, la Figura 6 muestra la generación eléctrica bruta nacional de los últimos 10 años. El 2007 la generación eléctrica fue de 55.373 [GWh], mientras que en el 2017 fue de 74.647 [GWh], teniendo un aumento de 34,8% en 10 años [15].

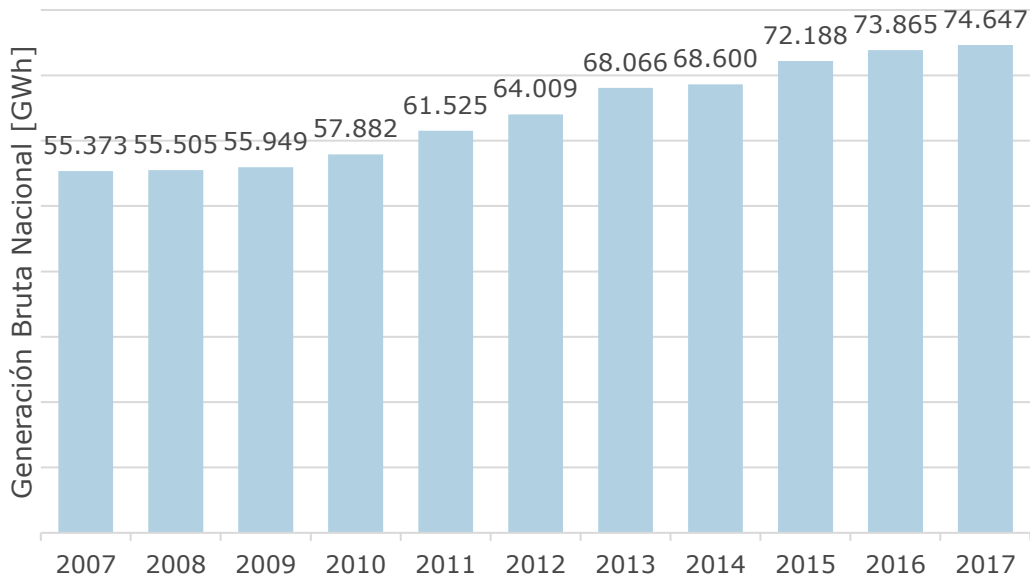


Figura 6: Generación Bruta Nacional serie 2007-2017, Elaboración propia a partir de [15].

Esta generación de electricidad en Chile ha sido satisfecha principalmente con mayor dependencia de combustibles fósiles (petróleo, carbón y sus derivados) y de centrales hidráulicas convencionales, que de energías renovables no convencionales (Ver Figura 7). A pesar de que estas últimas (ERNC) han tenido un aumento histórico en los últimos años -llegando a alcanzar el 16% de la generación eléctrica nacional el 2017- actualmente, la matriz eléctrica de Chile es abastecida en más de un 57% por combustibles fósiles y cerca de un 27% por centrales hidráulicas convencionales [14].

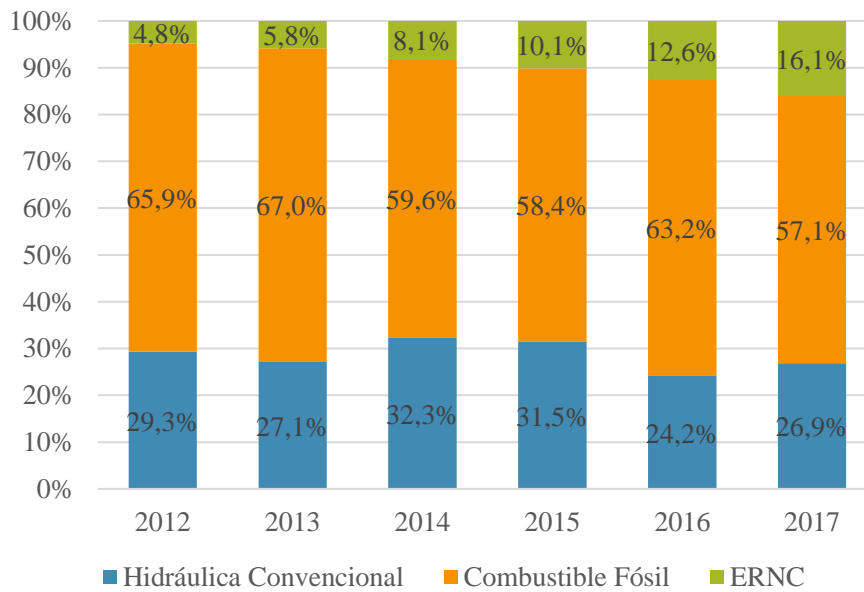


Figura 7: Porcentaje de abastecimiento de la matriz eléctrica de Chile según fuentes primarias serie 2012-2017. Elaboración propia a partir de [14]

La matriz actual no es favorable para reducir las emisiones de GEI, pues se utilizan combustibles fósiles para la generación de electricidad, y las termoeléctricas en general, son la principal causa de la significativa participación que tiene el sector de generación eléctrica en las emisiones totales de GEI en Chile [16].

Hoy, es inminente para Chile tornar hacia nuevas formas de energía y generación eléctrica que permitan disminuir su dependencia actual de combustibles fósiles y operar con tecnologías y fuentes más sostenibles para el medio ambiente, pues su matriz eléctrica actual está causando altos costos, ocasionando ingente daño ambiental. Más aún, las plantas termoeléctricas abastecidas con combustibles fósiles son cada vez más cuestionadas socialmente, generando rechazo en las comunidades [16].

Como se muestra la Figura 8, el suministro de energía eléctrica de Chile se compone de una amplia variedad de recursos energéticos; sin embargo, no todos los recursos energéticos tienen los mismos beneficios y costos ambientales [17]. Todas las formas de generación de electricidad tienen un impacto ambiental en nuestro aire, agua y tierra, pero varía. Producir y utilizar la electricidad de manera más eficiente reduce tanto la cantidad de combustible necesario para generar electricidad como la cantidad de GEI y otros tipos de contaminación atmosférica emitidos como resultado [18].

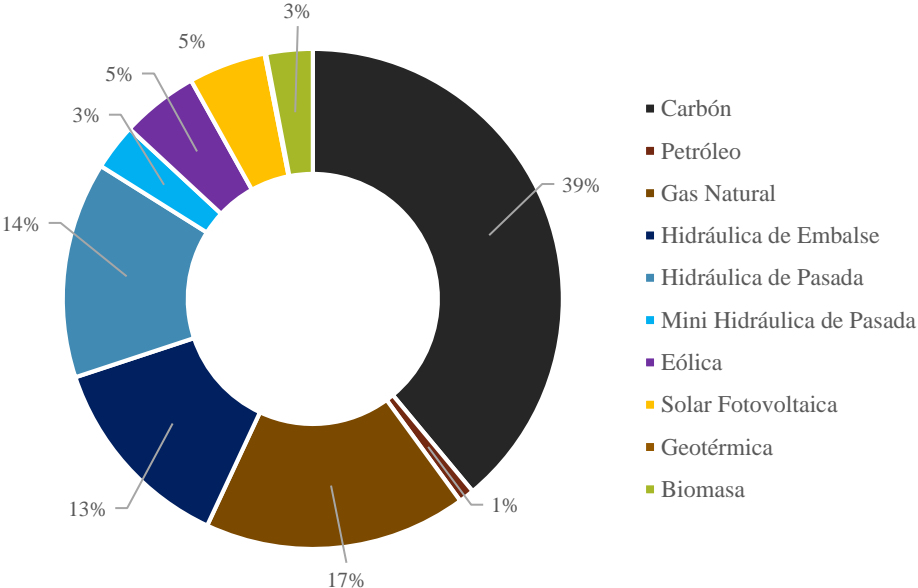


Figura 8: Porcentaje de abastecimiento de la matriz eléctrica de Chile según fuentes primarias año 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de [19]

1.4.4 Integración de la red eléctrica

En términos de interconexión eléctrica nacional, hasta el 2017, en Chile existían dos grandes sistemas interconectados: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), además del Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). Desde 2018 los dos primeros se interconectaron uniendo a Chile desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de los Lagos por el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [20–22]. En la Figura 9 se pueden ver los actuales sistemas de interconexión eléctrica de Chile.



Figura 9: Sistemas Eléctricos Nacionales.

Por otro lado, la conexión regional entre países de América del Sur es bastante baja en comparación con otras regiones del mundo como la Unión Europea. Más baja aún es la participación que tiene Chile en esta interconexión regional, pues, como muestra la Figura 10, presenta sólo una interconexión operativa y una en construcción, ambas con Argentina [23].

El sistema energético nacional está expuesto constantemente a amenazas que afectan a toda la sociedad. Los desastres naturales o cualquier falla repentina que pueda existir en las infraestructuras del sistema puede afectar al abastecimiento eléctrico del país, pues como se declara en el Ministerio de Energía “*los sistemas energéticos son el resultado de complejas interrelaciones de múltiples agentes, sectores, redes y canales de distribución*” [23]. De esta manera, el rol de la integración energética de Chile con países vecinos es fundamental, pues permite tener un sistema más resiliente, mejorando la estabilidad del suministro, absorbiendo fallas y cambios [20, 23].



Figura 10: Interconexión Regional de América del Sur. Fuente: Política Energética de Chile, Energía 2050 [23].

1.5 DESAFÍOS DE CHILE ENTORNO A CAMBIO CLIMÁTICO

Considerando el contexto mencionado, Chile y el Mundo ya han empezado a tomar acuerdos que permitan estabilizar el cambio climático. El IPCC establece que el límite acordado por la ciencia como máximo aceptable de calentamiento global es $2 [^{\circ}\text{C}]$ por encima de la temperatura de la era pre-industrial [2].

El principal foco en la lucha contra el CC, y para mantener el límite que establece la ciencia, es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La 21ª Conferencia de las Partes de la

Convención de Cambio Climático (COP21), más conocida como Acuerdo de París, que tuvo lugar en París en diciembre de 2015, corresponde al acuerdo más importante y jurídicamente vinculante entre los países parte de la CMNUCC para lograr mantener el CC bajo el umbral [17].

Hasta Abril del 2016, 161 países –incluido Chile- de los 195 estados miembros de la CMNUCC han iniciado el camino al anunciar su Contribución Nacional Tentativa (INDC) al nuevo tratado de cambio climático. En materia de mitigación, Chile se comprometió internacionalmente a una reducción de un 30% en la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero normalizadas al producto interno bruto (PIB) al año 2030, respecto al año 2007. De obtenerse financiamiento internacional, esta meta podría aumentar hasta un 45% de reducción de emisiones de GEI por unidad de PIB [5, 24].

1.5.1 Metas Sector Eléctrico

Considerando el compromiso internacional que el país ha adquirido en relación con el cambio climático, Chile ha elaborado Planes de Acción, Hojas de Rutas y/o Políticas Públicas sectoriales que ayuden al cumplimiento del compromiso y que permitan acercar y aportar desde cada sector al cumplimiento de la Contribución Nacional Tentativa de reducción de las emisiones GEI. El sector Energético ha establecido el año 2016 algunos compromisos en su Política Energética “Energía 2050” a saber:

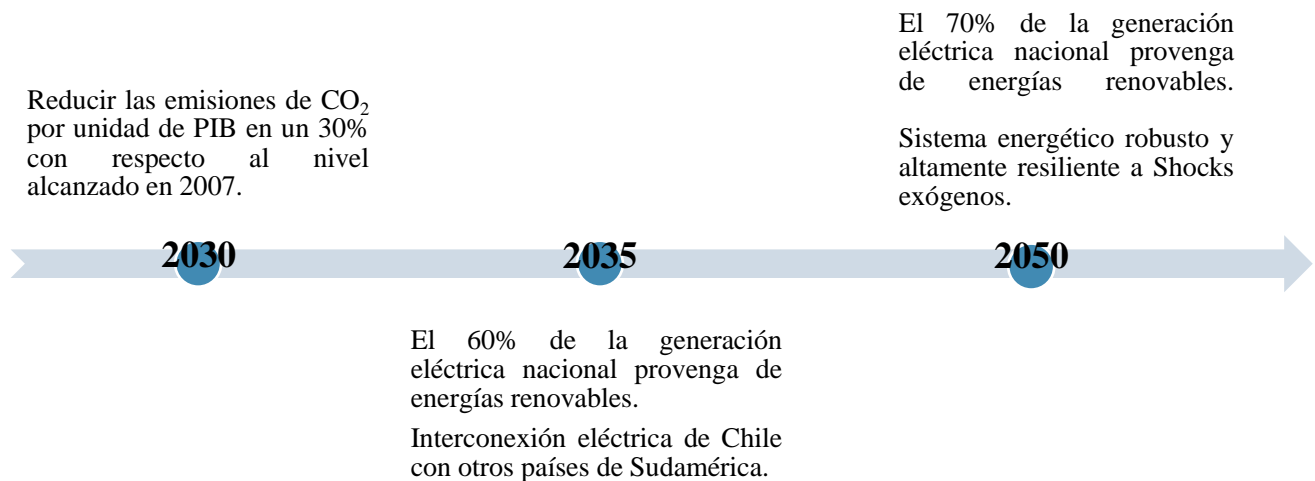


Figura 11: Compromisos Sector Energía adoptados por la Política Energética: Energía 2050. Fuente Elaboración propia a partir de los datos de [23].

Entre los múltiples esfuerzos realizados por cumplir estas metas, se ingresó en el año 2016 mediante la Ley N° 20.936 modificaciones a la Ley General de Servicio Eléctricos, lo siguiente:

“Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años.

El proceso de planificación energética deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo.”

A fines del año 2016 se dio comienzo al primer proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y los resultados definitivos se entregan con la publicación del Informe Final a comienzos del 2018 [8]. Tal como menciona la modificación a la Ley, el PELP debe tener en consideración políticas

medioambientales. En específico, una de las políticas consideradas en este proceso, corresponde al compromiso adquirido por Chile en la COP21, sobre la contribución en la reducción de emisiones de GEI. Sin embargo, este proceso presenta limitaciones, pues en sus proyecciones de generación eléctrica considera el ingreso de sólo 3 fuentes de energías renovables, solar, eólica e hidroeléctrica (dejando fuera todas las demás alternativas) y además asume que la contribución de estas fuentes a las emisiones de GEI es cero.

1.6 OBJETIVOS

El escenario antes descrito requiere repensar la matriz eléctrica de Chile. ¿Podría Chile tener una *mejor* matriz eléctrica?, ¿Podría Chile aprovechar *mejor* sus recursos energéticos renovables buscando mejores soluciones en un sentido ambiental y socioeconómico?. El presente trabajo espera responder estas preguntas aumentando el uso de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica.

1.6.1 Objetivo General

Evaluar ambiental y socioeconómicamente diferentes escenarios de generación de energía eléctrica al año 2050 en Chile.

1.6.2 Objetivos Específicos

- ❖ Diagnosticar el estado energético por zonas y sus potenciales recursos de generación de energía eléctrica; residuos, biomasa, solar, eólico, marino, hídrico y geotérmico.
- ❖ Seleccionar las técnicas de generación eléctricas más pertinentes para cada fuente.
- ❖ Definir diferentes escenarios de generación eléctrica al 2050.
- ❖ Calcular las emisiones GEI asociadas a cada escenario y evaluar su impacto ambiental.
- ❖ Evaluar mediante la herramienta de VAN Social los escenarios, y compararlos entre sí.

1.7 DESARROLLO METODOLÓGICO

Este trabajo se divide en 5 etapas, que darán a lugar a los capítulos siguientes. Estas etapas han cubierto, en primer lugar, la contextualización y revisión bibliográfica pertinente al diagnóstico energético de Chile, luego etapas de selección de tecnologías de generación, y de los escenarios de generación. Finalmente, se realizan las evaluaciones ambientales y socioeconómicas de cada caso.

1.8 ALCANCES

Se evalúan diferentes escenarios de generación de energía eléctrica al año 2050 en Chile pero no se consideran las posibles interconexiones eléctricas futuras con otros países pues estos cambios en el ámbito internacional representan proyecciones complejas de realizar que escapan del alcance de este trabajo.

2 DIVISIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL TERRITORIO

Para diagnosticar el estado energético del país, se divide Chile en zonas. Para cada una de las zonas se detalla su matriz eléctrica actual, considerando el consumo eléctrico, la potencia instalada y la generación eléctrica que posee cada una. Además, se identifica el respectivo potencial energético; una estimación del recurso energético renovable disponible (residuos, biomasa, solar, eólico, hídrico, marino y geotérmico), con el propósito de un posterior análisis comparativo. Todo lo anterior, se lleva a cabo mediante una revisión bibliográfica.

2.1 DIVISIÓN TERRITORIAL

Chile se divide en 5 macrozonas geográficas que, como resultado del clima y relieve, presentan condiciones biogeográficas, hidrológicas y vegetacionales similares: Norte Grande, Norte Chico, Zona Central, Zona Sur y Zona Austral [25]. Sus dimensiones y las regiones que contiene cada una de las zonas se detallan en la Figura 12.

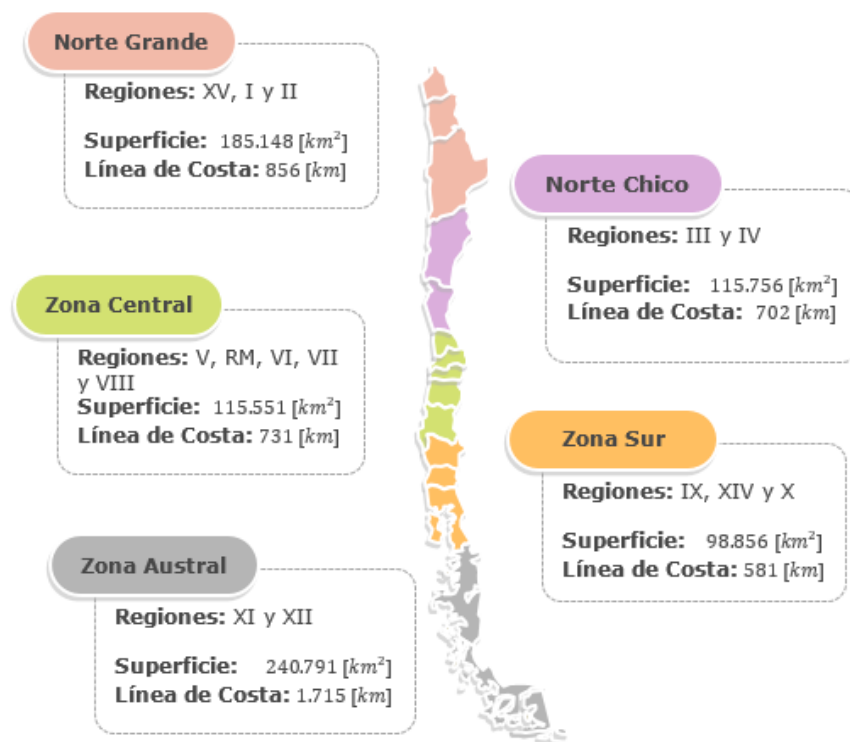


Figura 12: División Territorial de Chile en 5 macrozonas. Elaboración propia a partir de datos de [25–27].

2.2 COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA

En la Figura 13 se presenta el detalle de la matriz eléctrica distribuida territorialmente. Distinguiendo el tipo de fuente de energía, se entregan los datos de capacidad instalada, generación bruta y consumo eléctrico anual del año 2017 para cada zona.

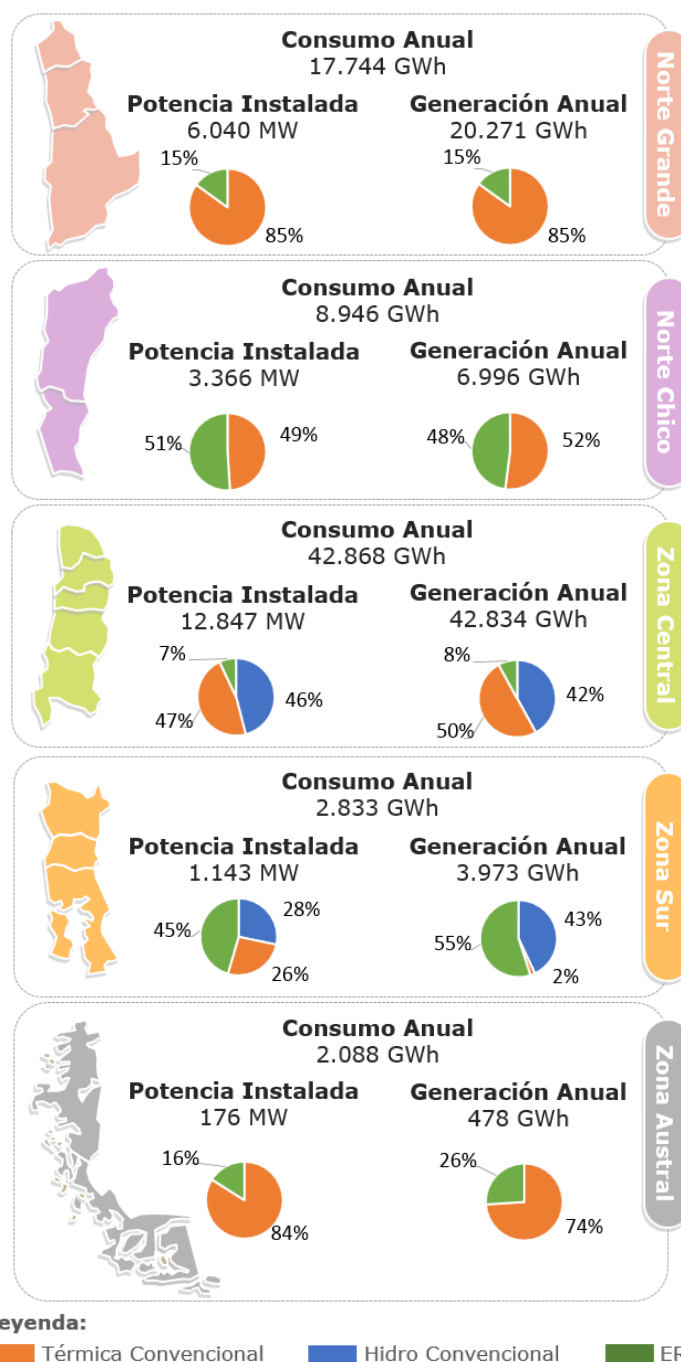


Figura 13: Estado de la Matriz Eléctrica año 2017. Elaboración propia a partir de los datos de [14, 19].

Los datos de capacidad instalada y generación bruta se obtienen de las estadísticas de electricidad de la Comisión Nacional de Energía [14], el desglose detallado por tipo de fuente se encuentra en el Anexo A.1. El consumo eléctrico por territorios, se calcula a partir del dato más reciente correspondiente al del Balance Nacional de Energía del año 2015 [19], detalles del cálculo en el Anexo A.2.

2.3 POTENCIAL ENERGÉTICO

El potencial de un recurso energético hace referencia a su disponibilidad en el territorio y periodo de evaluación. Dependiendo de su posibilidad y rentabilidad de extracción, existen distintos tipos de potenciales, pues no siempre es viable extraer todo el recurso existente. Sus categorías son: potencial bruto, técnico, y económico, las cuales se muestran en la Figura 14 [28, 29].

El **potencial bruto** considera toda la oferta geológica física máxima de un recurso, sin discriminar viabilidad técnica y económica de su aprovechamiento. Bajo esta aproximación todas las energías renovables suelen tener potenciales de gran magnitud. El **potencial técnico** es la fracción que es explotable, considerando, entre otras cosas, el desarrollo tecnológico y restricciones territoriales, legales y/o ambientales. Finalmente el **potencial económico** corresponde a la parte que es económicamente rentable [28, 29].

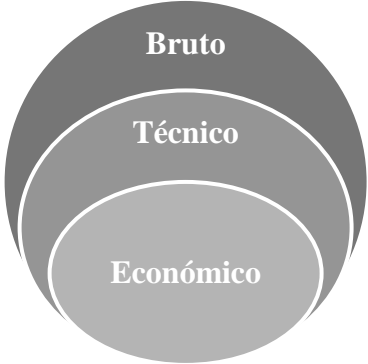


Figura 14: Clasificación Potenciales Energéticos. Elaboración propia.

Para diagnosticar el potencial energético de Chile se entregan a continuación aproximaciones de los potenciales bruto y técnico según disponibilidad en bibliografía para cada uno de los recursos evaluados.

2.3.1 Potencial Hidroeléctrico (ERNC)

En Chile, los derechos de aprovechamiento de aguas son consuntivos o no consuntivos. Los Derechos de Aprovechamiento de Aguas Consuntivos son aquellos que facultan a su titular para consumir totalmente las aguas en cualquier actividad. Los Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos (DAANC) son aquellos que permiten emplear el agua sin consumirla y obliga a restituirla en la forma que lo determine el acto de adquisición o de constitución del derecho [30]. Los DAANC son el elemento clave para la evaluación del potencial bruto hidroeléctrico de Chile, pues representan el volumen de agua que está legalmente disponible para fines de desarrollo hidroeléctrico [31].

El Ministerio de Energía, en colaboración con la Dirección General de Aguas (DGA) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile han desarrollado un “Explorador de DAANC”, herramienta geográfica para la evaluación energética de DAANC. En él se puede encontrar el Potencial Teórico Bruto Constituido de Chile que representa la energía hidroeléctrica producible con el DAANC solicitado. Se calcula a partir del caudal otorgado y el desnivel entre el punto de captación y el punto de restitución. De acuerdo a la última actualización del Explorador del año 2016, en Chile existe un potencial bruto hidroeléctrico de 26.633 [MW] a nivel nacional [31]. En la Tabla 4 se puede observar el desglose por zona.

Tabla 4: Potencial Bruto Hidroeléctrico de Chile [31].

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Bruto [MW]	7	97	13.043	9.144	4.343

El mismo año, a cargo del Ministerio de Energía, se realiza un estudio con la finalidad de identificar potenciales centrales hidroeléctricas, una estimación del potencial técnico hidroeléctrico de Chile. En el estudio se toma como base el potencial bruto de la Tabla 4 y se le aplican restricciones territoriales, ambientales, legales y técnicas. Con lo anterior se obtiene que el potencial hidroeléctrico técnico de Chile es de aproximadamente 15.701 [MW] y de éste aproximadamente 5.196 [MW] pertenecen a ERNC (centrales < 20 [MW]) [32]. El desglose por zona se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5: Potencial Técnico Hidroeléctrico de Chile [32].

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Técnico [MW]	0	10	6.722	5.029	3.940
Potencial Técnico ERNC [MW]	0	0	2.430	2.325	340

2.3.2 Potencial Geotérmico

El calor contenido al interior de la Tierra, se puede aprovechar mediante la obtención de fluidos geotérmicos calientes (agua, vapor o aire) desde yacimientos de las capas inferiores de la corteza terrestre, o mediante la inyección de agua fría desde la superficie hacia zonas profundas de rocas calientes -carentes de algún fluido subterráneo- de tal forma de producir vapor en el nivel inferior y luego recuperarlo para su posterior uso en la superficie [33, 34]. Los recursos geotérmicos son clasificados según el rango de temperatura, en general, recursos sobre 150 [°C] son utilizados para generación de electricidad, aunque en Alaska se ha visto un caso a temperatura de 74 [°C] [35].

Chile al formar parte del cinturón de Fuego del Pacífico contiene un gran potencial geotérmico. En la actualidad sólo existen estudios del potencial geotérmico exclusivamente proveniente de fluidos geotérmicos con temperaturas superiores a los 150 [°C]. Tales estudios han permitido una evaluación preliminar del potencial bruto geotérmico del país, del orden de 16.000 [MW] durante al menos 50 años [36, 37]. Sin embargo, no se cuenta con el detalle de su distribución por zona.

Ahora bien, según estudios en base a zonas geotérmicas ya exploradas de Chile se estima que el potencial técnico geotérmico de Chile explotable actualmente es aproximadamente de 2.085 [MW] [38]. El desglose por zona se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6: Potencial Técnico Geotérmico de Chile [38].

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Técnico [MW]	1.511	0	437	137	0

2.3.3 Potencial Marino

Para este estudio sólo se considera el potencial undimotriz (de oleaje) del mar pues existen mejores datos de su potencial en bibliografía y además porque la energía undimotriz (energía de las olas) es la energía marina más desarrollada [39].

Según investigaciones sobre el potencial undimotriz en el mundo, que estudian los kilowatts de potencia que tienen las olas por metro lineal de costa, se estima que Chile tiene uno de los más altos del mundo, llegando a alcanzar valores sobre $100 \left[\frac{kW}{m} \right]$ en la Zona Austral [40, 41].

El Departamento de Geofísica (DGF) de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía, con el apoyo del Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA), y la Dirección de Investigación, Programas y Desarrollo de la Armada (DIPRIDA) ha desarrollado un “Explorador de Energía Marina”, herramienta geográfica que presenta la primera versión del mapa del recurso energético marino para Chile, que cubre el territorio marítimo desde Arica al extremo Sur del país. Específicamente, en el explorador se puede encontrar el potencial marino por metro de costa en cada punto a lo largo de la costa chilena [42].

En la Tabla 7 se muestra el potencial undimotriz por metro de costa promedio obtenido del explorador marino para cada zona. A medida que se avanza hacia el Sur del país el potencial undimotriz por metro de costa es cada vez más alto. Para más detalles sobre la obtención de datos ver Anexo B.1.

Tabla 7: Potencial Undimotriz por metro de costa chilena [42].

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial por metro de costa $\left[\frac{kW}{m} \right]$	42	55	61	80	133

Ahora bien, utilizando los datos anteriores y ponderándolos por los metros de costa que tiene cada zona (datos de longitud de costa en la Figura 12), se tiene un potencial undimotriz bruto sobre los 393.077 [MW] a nivel nacional. Ver desglose por zona en la Tabla 8.

Tabla 8: Potencial Bruto Undimotriz de Chile.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Bruto [MW]	35.925	38.307	44.275	46.322	228.249

En relación al potencial técnico disponible en Chile, no existen estudios actualizados: el más reciente es del año 2009. Debido a que las tecnologías de energía marina están muy poco maduras, el resultado de este estudio es un resumen de las ubicaciones prioritarias que se han identificado para proyectos iniciales de energía undimotriz, sin embargo, los proyectos los caracterizan como pilotos o de pruebas y no comerciales [41]. En la Tabla 9 se muestra el potencial “técnico-piloto” por zona.

Tabla 9: Potencial Técnico-Piloto Undimotriz de Chile [41].

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Técnico [MW]	0	0	120	60	0

2.3.4 Potencial Eólico

El potencial eólico se estima a partir de la capacidad que tenga el viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son aerogeneradores de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente la mecánica en eléctrica [43].

El Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía y la empresa GIZ, ha desarrollado un “Explorador de Energía Eólica”, herramienta geográfica que presenta el más completo mapa de viento en Chile disponible públicamente. Entre otras cosas, en el explorador se puede encontrar la velocidad del viento para cualquier punto del territorio chileno [44].

El potencial eólico de cada zona se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento (función cúbica de la velocidad) [29]. Según los datos del viento entregados por el explorador, se obtiene un potencial bruto eólico total para Chile de 2.348.722 [MW]. El desglose por zona se muestra en la Tabla 10. (Ver detalle del cálculo en Anexo B.2)

Tabla 10: Potencial Bruto Eólico de Chile.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Bruto [MW]	232.868	285.905	236.704	258.579	1.334.715

Según estudios realizados, aplicando las restricciones territoriales, ambientales, legales y técnicas al potencial bruto, se estima que el potencial técnico eólico de Chile es de aproximadamente 38.778 [MW] [45, 46]. El desglose por zona se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11: Potencial Técnico Eólico de Chile.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Técnico [MW]	11.480	512	4.544	20.008	2.234

2.3.5 Potencial Solar

Como se mencionaba en la sección 1.3.2, la energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La Irradiancia Solar, que corresponde a la cantidad de energía solar que incide por unidad de área al día [$\frac{kWh}{m^2 dia}$], es el principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar [47].

La radiación solar que ingresa al planeta tiene una componente directa (radiación de haz directo) y una componente difusa que llega en todas las direcciones (radiación que se dispersa en la atmósfera fuera del haz directo a causa de moléculas, aerosoles y nubes). La suma de la radiación directa, difusa y reflejada del suelo y sus alrededores que llega a la superficie se denomina radiación solar total o global. Para los distintos tipos de aplicaciones, los datos de radiación solar se presentan en forma de Irradiancia Horizontal Global (GHI) e Irradiancia Normal Directa (DNI). El GHI es el parámetro más importante para aplicaciones fotovoltaicas (PV), mientras que DNI es el parámetro más importante para plantas de concentración solar (CSP) [29]. Las tecnologías de generación solar se detallan en el siguiente capítulo.

El Ministerio de Energía ha puesto a disposición otra herramienta de tipo geográfica denominada “Explorador Solar”, la cual ha sido diseñada para el análisis en línea del recurso solar que permite, de manera gráfica, realizar una evaluación preliminar del potencial energético solar sobre cualquier sitio de Chile. Según el explorador, la zona norte de Chile, principalmente en el desierto de Atacama y zonas próximas, posee la mayor incidencia solar del mundo, alcanzando valores de GHI y DNI de 7,5 y 11 $[\frac{kWh}{m^2 día}]$ respectivamente [48].

A continuación, en la Tabla 12 se muestra la irradiancia solar promedio de GHI y DNI obtenida del explorador para cada zona. Se puede observar que a medida que se avanza hacia el Sur del país la intensidad es cada vez menor [48].

Tabla 12: Irradiancia Solar Global promedio por zona.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
GHI $[\frac{kWh}{m^2 día}]$	7	6,5	5	4	2,7
DNI $[\frac{kWh}{m^2 día}]$	10	9,2	6,6	5	2,5

Considerando las irradiancias solares recién descritas, la superficie total que tiene cada zona (datos en Figura 12) y la cantidad de horas de sol que hay en un día (valor que típicamente corresponde a 8 $[\frac{h}{día}]$) [29], se obtiene un potencial bruto solar para Chile de 458.970.588 $[MW]$ considerando la GHI o de 596.916.163 $[MW]$ considerando la DNI. Ver desglose por zona en la Tabla 13.

Tabla 13: Potencial Bruto Solar de Chile.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Bruto GHI $[MW]$	162.004.500	94.051.750	72.219.375	49.428.000	81.266.963
Potencial Bruto DNI $[MW]$	231.435.000	133.119.400	95.329.575	61.785.000	75.247.188

Según estudios, se estima que el potencial solar técnico de Chile sin considerar superposición entre las tecnologías es de 1.339.483 $[MW]$ a nivel nacional, donde 829.409 $[MW]$ corresponden al potencial solar PV y 510.074 $[MW]$ al potencial solar CSP [45]. Su desglose por zona lo muestra la Tabla 14.

Tabla 14: Potencial Técnico Solar de Chile.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Técnico PV $[MW]$	684.444	137.360	7.605	0	0
Potencial Técnico CSP $[MW]$	480.928	29.146	0	0	0

2.3.6 Potencial Bioenergético

La biomasa es el término general con el que se llama a productos de origen orgánico, tales como madera, paja, frutas, pastos, cereales, purines, entre otros. La biomasa contiene energía química almacenada en sus moléculas y enlaces, que puede ser liberada en forma de calor por la ruptura de esos enlaces. A la transformación energética de la biomasa se le llama bioenergía [29].

Existen numerosas maneras de transformar la biomasa en energía que varían según la fuente de biomasa y el producto que se desea obtener, que puede ser calor, combustible para transporte, químicos o electricidad; siendo este último el producto deseado en este trabajo. El potencial bioenergético estará determinado entonces por la cantidad de biomasa disponible para ser convertida en electricidad y por su poder calorífico como indicador de la energía química que puede ser transformada [49].

La biomasa proviene de dos fuentes principalmente: de **residuos** (residuos de animales, forestales, agricultura, desechos orgánicos domiciliarios etc.) o de **cultivos energéticos** que corresponden a plantaciones vegetales, como por ejemplo plantaciones de remolacha, caña de azúcar, pastos energéticos o árboles con el fin de producir energía [29].

En Chile, la producción de bioenergía proviene principalmente del manejo forestal y de bosques nativos, de los residuos forestales y de la industria maderera, como también, de biogás generado por la descomposición anaeróbica de residuos de animales (estiércol principalmente).

Existen pocos estudios e información actualizada sobre la biomasa disponible y aprovechable para fines energéticos. Por un lado, existe el Explorador de Bioenergía Forestal de Chile desarrollado por encargo del Ministerio de Energía, durante los años 2012-2013 por la Universidad Austral de Chile con la colaboración de la Corporación Nacional Forestal (CONAF), que muestra el potencial energético a partir del manejo sostenible del bosque nativo y la superficie potencialmente disponible para establecer plantaciones con fines energéticos [50, 51]. Por otro lado, los estudios sobre el potencial extraíble de residuos son más antiguos aún, y el más actual encontrado es del año 2008 que cuenta con estimaciones sobre el potencial a partir de residuos agropecuarios, agrícolas, de la industria forestal, de la industria maderera y del manejo de plantaciones [49]. Sumando los potenciales de ambas fuentes, se obtiene un potencial bioenergético bruto de 38.737 [MW] y técnico de 14.749 [MW] a nivel nacional, el desglose por zona y por fuente de biomasa se muestra en la Tabla 15 y Tabla 16.

Tabla 15: Potencial Bruto Bioenergético de Chile.

Tipo de Fuente	Potencial Bruto [MW]				
	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Residuos Agropecuarios	0	51	3.265	680	0
Residuos Agrícolas	0	0	292	308	0
Residuos Manejo Forestal y de la Industria Maderera	0	1	1.081	354	0
Manejo Bosque Nativo	0	1	2.107	5.040	5.301
Cultivos Energéticos	0	258	5.162	4.912	9.923
Todas	0	311	11.907	11.294	15.224

Tabla 16: Potencial Técnico Bioenergético de Chile.

Tipo de Fuente	Potencial Técnico [MW]				
	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Residuos Agropecuarios	0	11	673	141	0
Residuos Agrícolas	0	0	154	163	0
Residuos Manejo Forestal y de la Industria Maderera	0	0	215	71	0
Manejo Bosque Nativo	0	0	444	1.054	1.117
Cultivos Energéticos	0	0	110	1.642	8.954
Todas	0	11	1.596	3.071	10.071

Todas las estimaciones de estos estudios se llevan a cabo bajo el criterio de manejo sostenible de los bosques o del recurso en cuestión, esto quiere decir que la biomasa extraída respeta las tasas de crecimiento, asegurando la sostenibilidad del recurso.

2.3.7 Potencial Waste to Energy (WTE)

La presente sección se concentra en la estimación del potencial energético de aquellos residuos de origen domiciliario o asimilables a domiciliario que están siendo recolectados por los municipios y depositados en algún lugar de disposición final autorizado (sea relleno sanitario o vertedero).

En este contexto, el año 2010 fue publicado el Primer Reporte del Manejo de Residuos Sólidos en Chile, según el cual se clasifica como residuo sólido municipal (RSM) a “*aquel generado en los hogares y sus asimilables, como residuos generados en vías públicas, el comercio, oficinas, edificios e instituciones tales como escuelas entre otros*”. En dicho documento se detalla la cantidad de RSM dispuestos a nivel nacional, regional y comunal del año 2009, junto con una caracterización nacional de su composición. Además presenta una estadística del comportamiento histórico de la generación nacional de RSM, la cual crece a una tasa anual de aproximadamente 3% desde el año 2002 al año 2009 [52].

Tal como en el caso del potencial bioenergético, el potencial WTE bruto se determina a partir de la cantidad de RSM ponderado por su poder calorífico.

Suponiendo que se mantiene la tendencia de crecimiento de la generación de RSM, se estima una generación nacional de 7,9 [millones t] para el año 2018 y de 13 [millones t] para el año 2050. Además, considerando que el poder calorífico de los RSM de Chile es de aproximadamente $6 \left[\frac{MJ}{kg} \right]$ [53] se puede estimar que su potencial WTE bruto nacional para el año 2018 es de 2.754 [MW] y de 4.510 [MW] al año 2050. Ver desglose por zona en la Tabla 17.

Tabla 17: Potencial WTE Bruto de Chile para los años 2018 y 2050.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Bruto Año 2018 [MW]	211	137	1.961	398	46
Potencial Bruto Año 2050 [MW]	346	224	3.211	652	76

Sobre el potencial técnico WTE no existen estudios a nivel nacional. Sin embargo, se realiza una estimación considerando ciertas restricciones ambientales y técnicas (para mayor detalle ver Anexo B.3), con la cual se obtuvo un potencial técnico WTE disponible para el año 2018 de 349 [MW] y de 571 [MW] para el 2050. Ver desglose por zona en la Tabla 18.

Tabla 18: Potencial WTE Técnico de Chile para los años 2018-2050.

Zona	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
Potencial Técnico Año 2018 [MW]	27	17	248	50	6
Potencial Técnico Año 2050 [MW]	44	28	407	83	10

2.4 REFLEXIONES DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

Del estado de la matriz eléctrica actual:

- Tanto la generación eléctrica anual como el consumo presentan diferencias sustanciales entre zonas. Un ejemplo de ello es la Zona Central que posee un consumo anual de 42.834 [GWh] al año, en comparación con la Zona Austral que consume 2.833 [GWh]. Esta diferencia responde a la distribución poco homogénea de los principales consumidores de electricidad (habitantes e industrias) que tiene el país.
- La generación y el consumo eléctrico anual para cada zona son similares, esto quiere decir, que cada zona genera lo que aproximadamente consume. Esto podría ser una buena señal en términos de distribución de las cargas ambientales para cada territorio.
- Los porcentajes de participación de ERNC en las diferentes zonas difieren en cantidades bastante grandes (tanto en la potencia instalada, como en la generación eléctrica anual). Por ejemplo, el norte grande y la zona austral poseen un porcentaje de participación ERNC similar al promedio nacional (~16%), en cambio el norte chico y la zona sur superan el promedio y alcanzan valores cercanos al 50%, sin embargo, en la zona central ocurre todo lo contrario, y alcanza escasamente un 8% de participación. Con respecto a los porcentajes de participación de las energías térmicas convencionales o las hidroeléctricas convencionales ocurre algo similar que con las ERNC. Un ejemplo extremo de ello es el norte grande que posee un porcentaje de participación de centrales térmicas convencionales cercano al 85%, lo cual demuestra una pésima señal ambiental para esta zona.

A continuación, se presentan dos tablas resumen con los principales resultados de los potenciales energéticos. En la Tabla 19 se presenta una comparación de los potenciales bruto y técnico ERNC obtenidos por zona, incluyendo como referencia el potencial actual instalado en cada zona. La Tabla 20 presenta el detalle del potencial técnico ERNC por recurso energético disponible para cada zona.

Tabla 19: Potencial ERNC en Chile.

Potencial ERNC	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral	Total Chile
Bruto Disponible al 2018	231.704.011	133.444.157	95.637.465	62.110.737	76.829.765	599.726.135
Técnico Disponible al 2018	1.178.390	167.046	16.980	25.651	12.651	1.400.718
Instalado al 2017	6.040	3.366	12.847	1.143	176	23.572

Tabla 20: Potencial Técnico ERNC disponible al 2018 en Chile.

Potencial Técnico	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral	Total Chile
Hidro (ERNC)	0	0	2.430	2.325	340	5.095
Geotérmico	1.511	0	437	137	0	2.085
Marino	0	0	120	60	0	180
Eólico	11.480	512	4.544	20.008	2.234	38.778
Solar PV	684.444	137.360	7.605	0	0	829.409
Solar CSP	480.928	29.146	0	0	0	510.074
Bioenergético	0	11	1.596	3.071	10.071	14.749
WTE	27	17	248	50	6	348
Total ERNC	1.178.390	167.046	16.980	25.651	12.651	1.400.718

De los resultados de los potenciales energéticos:

- De los resultados de la Tabla 19 es evidente ver que Chile tiene zonas donde las ERNC presentan condiciones privilegiadas, el potencial bruto e incluso el potencial técnico obtenido superan con creces (25.000 y 60 veces respectivamente) a nivel nacional la potencia instalada actual de la matriz eléctrica del país. A pesar de ello, las ERNC tiene un escaso 16% de participación en la matriz actual. El aprovechamiento de una fracción significativa del potencial ERNC plantea interesantes desafíos a futuro.

- El principal recurso energético ERNC en Chile es el solar, pues representa más del 90% de todo el potencial técnico ERNC que tiene el país. Este recurso se encuentra disponible principalmente en el norte grande y norte chico. Además del inmenso potencial del recurso solar, el norte grande presenta potenciales técnicos atractivos ($>100[MW]$) para los recursos: geotérmicos y eólicos, y el norte chico: eólicos. La zona central, presenta potencial técnico atractivo ERNC: hidroeléctrico, geotérmico, undimotriz, eólico, solar, biomasa y WTE, la zona sur: hidroeléctrico, geotérmico, eólico, y biomasa, finalmente la zona austral: hidroeléctrico, eólico y biomasa.
- Las brechas que existen entre el potencial bruto y técnico son muy grandes, desaprovechando por restricciones técnicas, legales y/o ambientales, en más de un 99% el recurso disponible. La reducción de estas brechas son otro desafío por asumir, en donde la innovación y el desarrollo tecnológico en los procesos de conversión de energía juegan un rol fundamental.

3 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo a los recursos energéticos disponibles identificados anteriormente, se presentan, en esta sección, las distintas tecnologías de generación eléctrica existentes para cada uno. También, se comparan las alternativas de generación eléctrica, entre fuentes y tecnologías en términos técnicos, socioeconómicos y ambientales mediante un análisis multicriterio con el objetivo de elaborar un ranking de mejores tecnologías que sirva como insumo en la elaboración de escenarios de la sección siguiente. La selección de tecnologías que se comparan en el análisis multicriterio, considera como criterio excluyente el desarrollo tecnológico, ya que es requisito mínimo para realizar una evaluación de una determinada tecnología en un contexto de implementación comercial con datos realistas y confiables.

3.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Según la disponibilidad de recursos que posee el país, a continuación, se presentan las diferentes tecnologías de generación eléctrica para cada fuente de energía.

3.1.1 Hidroeléctricas

El funcionamiento básico de las centrales hidroeléctricas consiste en aprovechar la energía cinética del agua, para accionar un sistema de turbina que está acoplado a un generador eléctrico. Principalmente existen 2 tipos de centrales y se describen a continuación [29, 39]:

- **Centrales de Embalse:** Se almacena un volumen considerable de agua en grandes embalses construidos antes de las turbinas formando lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Con esta tecnología, gracias al almacenamiento, aunque haya sequías, se puede producir energía eléctrica durante largos períodos de tiempo.
- **Centrales de Pasada:** Es una instalación que canaliza una porción del agua que fluye por un río a través de un canal o tubería para impulsar un sistema turbina-generador, devolviendo luego el caudal al río aguas abajo del punto de toma. Típicamente, un proyecto de pasada de un río tendrá un almacenamiento de agua a corto plazo y resultará en poca o ninguna inundación de la tierra en relación con su estado natural. Esto genera menor impacto que la otra alternativa.

Las centrales **mini-hidroeléctricas** que son las consideradas como ERNC en Chile de acuerdo con la regulación nacional vigente, corresponden a las centrales hidroeléctricas que tienen un tamaño menor a 20[MW]. Por lo tanto, una central de embalse o una de pasada menor a ese tamaño podría entrar en la categoría de ERNC. Sin embargo, en la práctica las centrales mini-hidro corresponden únicamente a centrales de pasada, por lo que en este estudio se hará referencia a este tipo de centrales [54, 55].

3.1.2 Geotérmicas

Las centrales geotérmicas funcionan de manera similar a las centrales térmicas tradicionales, convirtiendo el calor en electricidad mediante un sistema turbina-generador, sin embargo, su diferencia es la fuente de calor; en los proyectos geotérmicos, el calor es suministrado por fluidos geotérmicos subterráneos mientras que en las centrales térmicas tradicionales es suministrado por combustibles fósiles.

Dependiendo del tipo de recurso geotérmico con el que se trabaje existen tres tipos de plantas/tecnologías [33, 34]:

- **Plantas de Vapor Seco:** Utilizan como fuente geotermal a los fluidos subterráneos de vapor seco (mínimo al 99,995%) que moviliza turbinas de vapor y los generadores eléctricos acoplados a ellas. Este tipo de plantas son poco comunes debido a que los pozos de vapor puro son escasos.
- **Plantas de Vapor Flash:** Son el tipo más común de plantas de electricidad geotérmica en operación hoy en día. Utilizan como fuente de entrada la mezcla de vapor (fase gaseosa) y salmuera (fase líquida), la cual es separada por sus fases. El vapor se envía directamente a movilizar una turbina acoplada a un generador eléctrico mientras que la fase líquida se reinyecta al pozo geotermal o se envía a una planta complementaria denominada Planta Binaria que se describe a continuación.
- **Plantas Binarias:** Utilizan como fuente geotermal líquidos calientes que se ingresan a un intercambiador de calor, adentro del cual se calienta y vaporiza un fluido secundario el cual consiste generalmente en un fluido orgánico con punto de ebullición bajo. Los vapores orgánicos impulsan a su vez un sistema turbina/generador y luego son condensados, reciclados y reenviados a los intercambiadores de calor a través de una bomba. El líquido geotermal enfriado es reinyectado al reservorio.

Tal como se expuso en la sección 2.3.2, en Chile, hasta el momento sólo existen estudios del potencial geotérmico exclusivamente proveniente de fluidos geotérmicos de composición mixta (vapor + salmuera). Las centrales geotérmicas que trabajan este tipo de recurso son compuestas por plantas de vapor flash y por plantas binarias trabajando de forma complementaria para así aprovechar de manera más eficiente la energía de todo el fluido, tanto de su fase gaseosa como su fase líquida [33, 56]. En Chile, la única central geotérmica instalada a la fecha corresponde a la Central Geotérmica Cerro Pabellón y se compone de una planta de generación a condensación (vapor flash) de 40 [MW], y de una planta binaria con una capacidad de 10 [MW], sumando un total de 50 [MW] [57]. Por todo lo anterior, para la evaluación de tecnologías se considerará este tipo de configuración mixta.

3.1.3 Undimotriz

Todas las tecnologías de energía undimotriz se encuentran conceptualmente en fase de investigación y desarrollo intensivo o en fase de prototipo y demostración precomercial. Al tener un desarrollo tecnológico incipiente, existen diversos equipos undimotrices de aprovechamiento energético que se están estudiando, los cuales pueden ser agrupados principalmente según los siguientes criterios [58, 59]:

- **Localización:** Pueden estar ubicados en el borde costero, en el fondo del mar, flotando en la superficie, o flotando a media profundidad. Según su ubicación, es el tipo movimiento utilizado para la conversión de energía, por ejemplo, los dispositivos flotantes aprovechan el movimiento oscilatorio vertical del mar, mientras que uno en el fondo del mar aprovecha el movimiento horizontal de las olas que en profundidad.
- **Mecanismo:** El movimiento de las olas acciona a las componentes móviles de los dispositivos undimotrices, esta energía mecánica se transforma a electricidad mediante diversos tipos de generadores eléctricos: sistemas neumáticos que funcionan con aire comprimido, hidráulicos que funcionan con un fluido a presión, los mecánicos que transfieren directamente el movimiento del dispositivo al generador eléctrico, entre otros.

Tanto la localización como el mecanismo utilizado pueden originar múltiples combinaciones. Sin embargo, dado que las tecnologías se encuentran todavía en fase de desarrollo, es incompatible para este trabajo poder considerarlas en el análisis dada la poca información disponible que existe en literatura

sobre los parámetros técnicos, ambientales, económicos y sociales que se requieren para la evaluación más adelante.

3.1.4 Eólicas

La producción de energía eléctrica se realiza mediante generadores eólicos (aerogeneradores), equipos que funcionan según un principio sencillo: la energía del viento hace girar dos o tres palas en forma de hélice alrededor de un rotor, el cual está conectado a un eje principal, que hace girar un generador para producir electricidad. En palabras simples, un aerogenerador funciona de forma opuesta a un ventilador doméstico. En lugar de utilizar la electricidad para hacer viento, como un ventilador, las turbinas eólicas utilizan el viento para hacer electricidad [60, 61].

Existen diversas turbinas con diseños y tamaños adecuados para diferentes perfiles de viento. La configuración típica corresponde a centrales eólicas con turbinas de eje horizontal, donde el viento hace girar las aspas o palas de un aerogenerador, ubicadas en tierra firme (on-shore) que son las que se han desarrollado en Chile hasta la actualidad, en general en zonas costeras [14]. También se pueden construir sobre el mar (off-shore), sin embargo, esta modalidad no se considera en este trabajo pues no se cuenta con la información del recurso eólico sobre el mar.

3.1.5 Solar

Las tecnologías solares se pueden clasificar en dos grandes familias: fotovoltaicas (PV) y de concentración solar (CSP) [62, 63]:

- **Solar PV:** Se basa en celdas compuestas por materiales semiconductores que convierten energía solar lumínica en energía eléctrica en forma de corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico. Las centrales PV están formadas principalmente por módulos o paneles fotovoltaicos (conjunto de celdas fotovoltaicas), los que se combinan con inversores de potencia, transformadores y sistemas de montaje (con y sin seguimiento al sol). Existe una amplia gama de tecnologías de celdas en el mercado actual que suelen clasificarse en tres generaciones, dependiendo del material básico utilizado y del nivel de madurez comercial. En este trabajo se hablará en términos generales de la tecnología solar PV, sin distinguir el tipo de celda utilizado, en caso de ser necesario se considerará las celdas policristalinas de silicio que son las más comunes del mercado.
- **Solar CSP:** Mediante el uso de espejos o lentes concentra la energía solar en receptores. En el receptor, la radiación solar se absorbe y se convierte en calor, calentando un fluido de trabajo que es utilizado en un ciclo de energía térmica para generar electricidad (o a un sistema de almacenamiento para su uso posterior). La característica única de CSP es la capacidad de almacenar fluido caliente en un sistema de almacenamiento de energía térmica. La energía térmica almacenada se puede aprovechar entre la puesta y la salida del sol o durante el tiempo nublado para proporcionar electricidad constantemente. Actualmente existen cuatro tecnologías CSP disponibles: Cilindro parabólico, Torre solar, Fresnel lineal y Disco stirling, que se diferencian principalmente por el método de concentración de radiación solar (foco lineal o foco puntual) y por el tipo de receptor (fijo o móvil).

A pesar de que existen diferentes “sub-tecnologías” de generación CSP, con el objetivo de mantener un número manejable de tecnologías en este trabajo, para la posterior comparación con el resto de las fuentes renovables, se ha decidido considerar las diferentes tecnologías CSP como una sola tecnología. Mismo supuesto se considera para los diferentes tipos de celdas PV.

3.1.6 Bioenergía

Las alternativas de transformación de la biomasa en electricidad se pueden clasificar en dos grupos: bioquímicas y termoquímicas. Cada camino contiene diferentes procesos asociados que varían según el tipo de materia orgánica que reciben y el producto obtenido. A continuación, en la Figura 15 se presenta un diagrama que muestra los procesos de conversión a electricidad que existen asociados a las diferentes fuentes de biomasa identificadas en el capítulo anterior (sección 2.3.6).

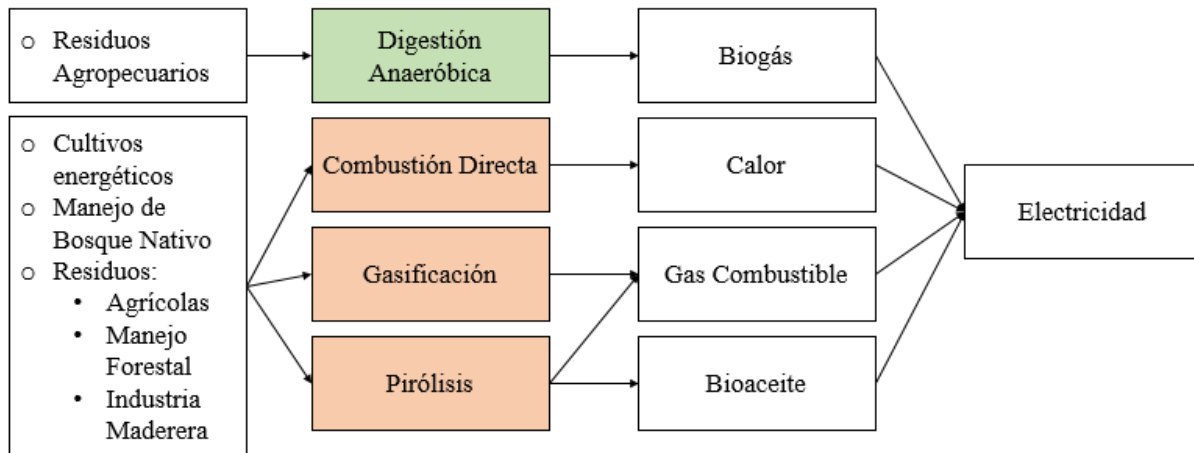


Figura 15: Rutas de conversión de biomasa y sus procesos. En color verde rutas bioquímicas, en color rojo rutas termoquímicas. Elaboración propia a partir de [29, 64, 65].

En las conversiones bioquímicas, las moléculas orgánicas de la biomasa son degradadas en partículas más pequeñas mediante la acción de microorganismos. En el caso de las conversiones termoquímicas, son procesos de transformación por altas temperaturas (sobre los 200 [°C]) y no intervienen agentes vivos. A continuación se detallan cada uno de los procesos [29, 62, 66]:

- **Combustión Directa:** Corresponde a la oxidación completa por combustión directa de biomasa en presencia de aire u oxígeno que libera dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y calor. El calor generado es utilizado para producir electricidad a través de un sistema turbina-generador, previa evaporación de agua por medio del calor producido por la combustión (ciclo de vapor).
- **Gasificación:** Proceso de oxidación parcial de la biomasa, que termina en la descomposición de esta en monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2), además de CO_2 y algunos hidrocarburos como metano (CH_4). Para ello se aplica calor a la biomasa en un ambiente bajo oxígeno por lo que no se puede generar combustión. El resultado de este proceso es un gas cuyas características específicas dependerán de los parámetros de gasificación, como la temperatura y el oxidante utilizado (aire, vapor u oxígeno). Luego este gas es quemado para la generación de electricidad mediante turbinas a vapor o gas.
- **Pirólisis:** Descomposición térmica de la biomasa en ausencia de oxígeno (ambiente anaeróbico) que produce un sólido (carbón), un líquido (aceite de pirólisis o bioaceite) y un producto gaseoso. Las cantidades relativas de los tres subproductos dependen de la composición de la biomasa, de la temperatura de funcionamiento y del tiempo de residencia utilizado en el proceso. El gas y el aceite se utilizan más tarde para la generación de electricidad a través turbinas y/o motores.

- **Digestión Anaeróbica:** Proceso en que la biomasa se recoge en tanques libres de oxígeno llamados digestores, en donde es descompuesta por bacterias anaeróbicas que producen CH_4 y otros subproductos para formar un gas natural renovable llamado biogás, luego este gas se utiliza para la generación de electricidad a través de motores, turbinas de gas o de vapor.

La producción de energía y los impactos de la biomasa dependen en gran medida de la materia prima específica utilizada, así como de la tecnología aplicada para extraer la energía. Para poder aprovechar todos los recursos identificados en el capítulo anterior, tal como indica la Figura 15, se debe considerar a la digestión anaeróbica para tratar los residuos de origen animal y al menos uno de los procesos de conversión termoquímicos para tratar los cultivos energéticos y los residuos lignocelulósicos (del manejo forestal, de bosque nativo, del sector agrícola y de la industria maderera). Al igual que en el caso de las tecnologías solar PV y CSP, para mantener un número manejable de tecnologías renovables, se ha decidido considerar las diferentes tecnologías de conversión termoquímica como una sola tecnología.

3.1.7 WTE

Las tecnologías WTE son esencialmente las mismas que las de generación de bioenergía mencionadas en la parte anterior, sin embargo, la tecnología de digestión anaeróbica normalmente solo trata la parte orgánica de los RSM previamente separados en el origen, como tecnología complementaria de tratamiento, por lo que no será considerada en el análisis ya que implica una mayor restricción en comparación con las tecnologías termoquímicas que permiten tratar tanto la fracción orgánica como la inorgánica de los RSM [66].

De las conversiones termoquímicas, la tecnología más desarrollada en el mundo para los RSM es la combustión, con una distribución a nivel mundial predominante, representando el 91% de las plantas operativas. La gasificación cuenta con un 8% de participación y el pirólisis con un 1% . De la experiencia de gasificación en el mercado no se ha podido obtener mucha información y del escaso 1% de participación de la pirólisis no se pueden extraer datos operativos confiables pues sus plantas se encuentran en proceso de demostración u implementación [66]. A pesar de que las tecnologías de gasificación y pirólisis se encuentran desarrolladas para el uso con biomasa, su aplicación con RSD todavía se considera en etapa de demostración e implementación a nivel comercial. Debido a todo lo anterior, se decide escoger la combustión como tecnología WTE para realizar el análisis comparativo con el resto de las tecnologías renovables.

3.2 ANÁLISIS MULTICRITERIO DE TECNOLOGÍAS

La selección de tecnologías de energías renovables más adecuadas para una zona o lugar determinado está compuesta normalmente por una serie de criterios medioambientales, socioeconómicos y técnicos muchas veces contradictorios. Por ejemplo, los beneficios de alguna tecnología pueden incluir una reducción de las emisiones de GEI, mientras que paralelamente podría tener como inconveniente que la tecnología sea muy costosa. De esta manera, es necesario poder contar con metodologías de selección que puedan abordar estos conflictos y compensaciones a la hora de evaluar qué tecnología de energía renovable es más sostenible y apropiada en un lugar determinado.

El análisis multicriterio (AMC) es útil para problemas en los que hay un número finito de alternativas que deben evaluarse sobre la base de una serie de criterios contradictorios que presentan diferentes formas de datos e información. El AMC se está convirtiendo en un método cada vez más popular para abordar la naturaleza multidimensional y compleja de las evaluaciones de sostenibilidad. Se ha aplicado ampliamente para evaluar y comparar la sostenibilidad de diferentes tecnologías, planes y políticas de energía renovable, tanto en áreas o regiones específicas, como también para evaluaciones más genéricas [67].

Específicamente en este trabajo se utiliza el proceso analítico jerárquico (AHP, por sus cifras en inglés) como metodología de análisis multicriterio que permite agrupar los diferentes criterios en una única evaluación. El objetivo es obtener un número que represente la sostenibilidad de la tecnología ERNC, donde el mayor valor haga referencia a la mejor tecnología y el menor a la peor. Este número que corresponde al puntaje total de cada tecnología se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$Puntaje\ tecnología_i = \sum_j a_j \cdot w_{ij} \quad (3)$$

Donde a_j corresponde al ponderador que tiene el criterio j , que da cuenta de la importancia relativa del criterio en la evaluación; y w_{ij} corresponde al puntaje que obtiene la tecnología i en el criterio j .

3.2.1 Tecnologías

El primer paso en el análisis multicriterio es identificar las alternativas a comparar. En la sección anterior se estudiaron las tecnologías de generación eléctrica disponibles y ocho tecnologías renovables no convencionales han sido seleccionadas para ser evaluadas, bajo los criterios excluyentes de madurez tecnológica y de pertinencia asociada a los recursos disponibles que se identificaron para Chile. Las alternativas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 21: Alternativas de generación eléctrica a considerar.

Tecnología	Descripción
Mini-hidro	Centrales de pasada menores a 20 [MW]
Geotérmica	Combinación de centrales flash con centrales binarias
Eólica	Centrales eólicas sobre tierra
Solar PV	Representa a las tecnologías PV en general
Solar CSP	Representa a las tecnologías CSP en general
Biogás	Representa a la conversión bioquímica (digestión anaeróbica) para el caso de los residuos de origen animal
Biomasa	Representa a las conversiones termoquímicas en general para los residuos lignocelulósicos y los cultivos energéticos
WTE	Tecnología de combustión para los RSM

3.2.2 Criterios

Los criterios utilizados para evaluar la sostenibilidad de los sistemas de generación eléctrica se dividen principalmente en cuatro aspectos: técnicos, económicos, sociales y ambientales. A continuación, se explican los criterios escogidos y los indicadores utilizados para cuantificarlos.

3.2.2.1 Variabilidad del recurso energético

La variabilidad del suministro de energía siempre ha sido una preocupación en el sector energético y a menudo se incluye como criterio en los AMC de los sistemas de energía renovable [68]. Este criterio es importante ya que suele reflejar si el suministro de energía está sujeto a interrupciones, pues algunos recursos energéticos son variables y sólo se pueden despachar al sistema eléctrico parcialmente. La presencia de tales interrupciones afecta a la estabilidad y continuidad del suministro de energía, lo que podría terminar provocando costos por compensación, por ejemplo, inversiones asociadas a un sistema de almacenamiento energético.

La fiabilidad del suministro de energía se evalúa generalmente de manera cualitativa (por ejemplo en [69–72]). Se evaluará aquí utilizando una escala cualitativa que oscila entre 1, que indica una disponibilidad del recurso altamente variable o discontinua, y 5 indicando disponibilidad estable y continua. La disponibilidad del recurso energético también puede evaluarse cuantitativamente, por ejemplo, mediante el factor de planta (es decir, la relación entre la potencia real generada por una central y la potencia máxima teórica de la instalación).

En la Tabla 22 se presentan las puntuaciones de disponibilidad del recurso asignadas a cada tecnología, estas son determinadas a partir de información encontrada en literatura [67, 73]. Se considera que las tecnologías menos fiables son la solar PV, seguida de la eólica, pues los paneles solares PV no funcionan durante la noche, y las turbinas eólicas no pueden funcionar cuando no hay viento o cuando las velocidades del viento son demasiado altas. La geotérmica, bioenergía y WTE son las que proporcionan el suministro de energía más estable, debido a que sus recursos energéticos tienen suministro constante durante el tiempo. Para el caso de la geotermia, su recurso energético, el fluido geotermal, tiene disponibilidad permanente, invariable ante fluctuaciones meteorológicas. La biomasa por su cuenta, materia prima para la bioenergía y WTE, también puede asegurar disponibilidad permanente si se cuenta con una etapa previa de almacenamiento.

Tabla 22: Resultados del criterio de Disponibilidad del Recurso Energético.

Tecnología	Disponibilidad del Recurso
Mini-hidro	3
Geotérmica	5
Eólica	2
Solar PV	2
Solar CSP	4
Biogás	5
Biomasa	5
WTE	5

3.2.2.2 Costo Nivelado de Energía

A la hora de evaluar diferentes tecnologías o sistemas de energías renovables, los costos asociados son obviamente muy decisivos y se consideran un criterio clave en las evaluaciones. Los criterios de costos considerados en estudios anteriores suelen incluir uno o más de los siguientes costos: de inversión, de operación y mantenimiento, de combustible, costo nivelado de la electricidad, etc. [68, 74]

El costo nivelado de la electricidad (abreviado como LCOE, por sus siglas en inglés) es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad, y es usado como un criterio de valorización único que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto (costos de inversión,

operación y mantenimiento, de combustible etc.), siendo una herramienta útil para una comparación económica. Este método calcula los costos en base a la cantidad de electricidad neta suministrada a la red, generando un valor presente del costo de generación por unidad de electricidad producida [kWh], que es la razón entre el total de gastos que se realizan durante la vida útil del proyecto y el total de electricidad que se espera generar [74].

Un problema del LCOE es que deja a un lado aquellos costos relacionados a la incorporación de recursos de generación adicionales a causa de fuentes de energía renovables que son variables (por ejemplo, la eólica y la solar PV) y que necesitan del respaldo de centrales auxiliares. Sin embargo, en este AMC, la crítica al LCOE para las fuentes de energía variables ya está considerada en el criterio estudiado anteriormente.

Los resultados de los LCOE de las diferentes tecnologías se obtienen del estudio “Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad” realizado por la empresa ASSET Chile por encargo del Ministerio de Energía en el año 2017 [75]. El estudio tuvo por objetivo realizar una evaluación económica y financiera acerca de la competitividad actual y futura de las distintas tecnologías de generación de electricidad que son y podrían ser parte de la matriz de generación chilena. En la Tabla 23 se muestran los LCOE estimados. Los valores más altos los tienen las tecnologías de bioenergía seguida de la tecnología solar CSP y la geotérmica; mientras que los más bajos corresponden a la tecnología solar PV y eólica.

Tabla 23: Resultados del criterio Costo Nivelado de Energía.

Tecnología	Costo Nivelado de Energía [$\frac{USD}{MWh}$]
Mini-hidro	127
Geotérmica	148
Eólica	103
Solar PV	80
Solar CSP	149
Biogás	155
Biomasa	155
WTE	155

Es importante mencionar que el estudio presenta un valor generalizado para las tecnologías de bioenergía, por lo que se les asigna este mismo valor tanto la tecnología de biogás como a la de biomasa. Además, el estudio no cuenta con una estimación del LCOE de tecnologías WTE, por lo que, por similitud de los procesos de conversión, se asume el mismo valor que para las tecnologías de bioenergía.

3.2.2.3 *Aceptabilidad Social*

Este criterio se basa en una evaluación de la aceptación pública de las diferentes tecnologías y/o fuentes de energía renovable. Este es un criterio muy importante, considerando que, de los 50 conflictos socioambientales relacionados a centrales de generación eléctrica identificados por el Instituto Nacional de Derechos Humanos a lo largo de todo Chile, el 44% corresponde a proyectos de energías renovables (24% hidroeléctrica convencional, 10% mini-hidroeléctrica, 4% biomasa, 4% eólico y 2% geotérmico) [76]. La oposición pública al desarrollo e instalación de ciertos tipos de centrales eléctricas son obstáculos claves para la expansión del sector eléctrico, un ejemplo claro de esto fue el proyecto

HidroAysén que contemplaba la construcción de cinco represas en la Patagonia y que estuvo en conflicto por más de 6 años con la ciudadanía (alcanzando una desaprobación de un 74%) y que terminó finalmente en 2017 cuando fue anunciada su cancelación definitiva [77].

La evaluación de la aceptabilidad social de las tecnologías de energía renovable (y en general) no es sencilla. A pesar de que existen muchas encuestas que generalmente muestran altos niveles de apoyo público a la energía renovable en un principio, los proyectos reales a menudo se encuentran con la oposición local, contribuyendo a que se rechacen numerosas solicitudes de permiso o a que permanezcan un tiempo considerable en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Un ejemplo de este fenómeno es la Encuesta Nacional de Energía realizada por el Ministerio de Energía el año 2016, en dónde, a modo de ejemplo, alrededor del 60% indicó que estaba de acuerdo con la construcción de centrales geotérmicas en Chile, sin embargo, solo el 41% reporta estar de acuerdo con la construcción de ellas en su comuna o cerca, el mismo efecto ocurre con el resto de las tecnologías teniendo variaciones porcentuales desde un 9% hasta 25% (Ver Figura 16) [78].

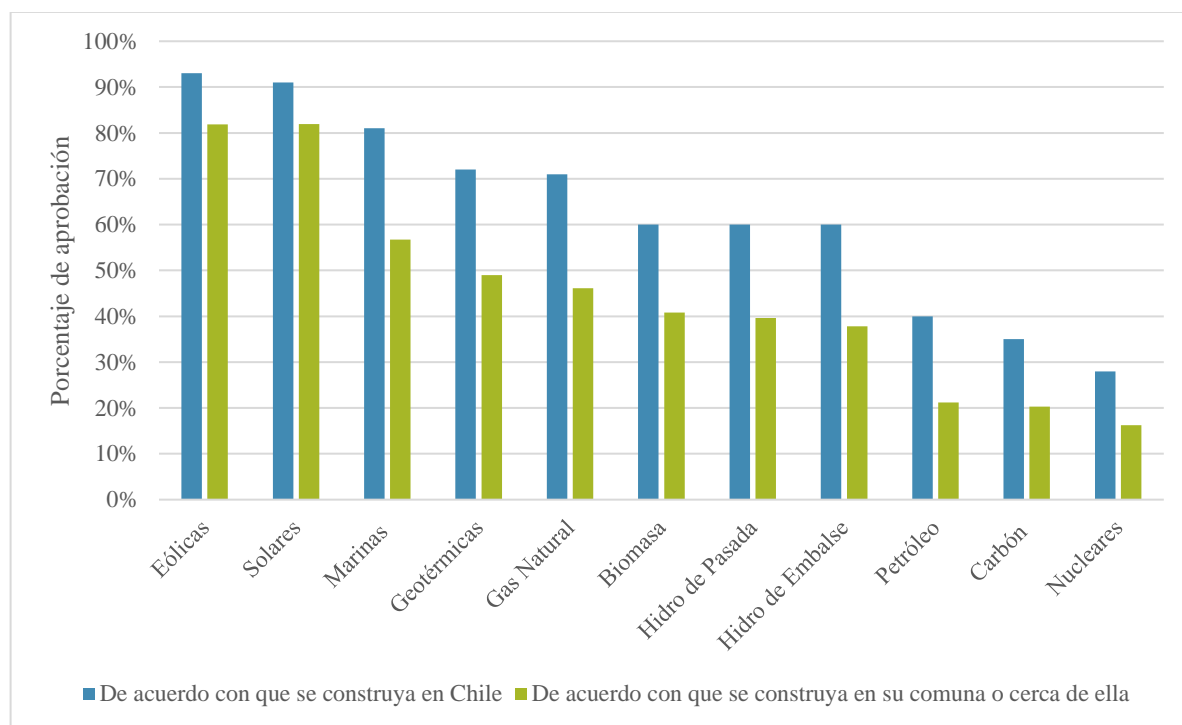


Figura 16: Resultados de Aprobación de centrales eléctricas de la Encuesta Nacional de Energía 2016. Adaptado de [78].

La aceptación social se basa aquí en una escala que va del 0%, que indica aprobación mínima, al 100%, que indica aprobación máxima. Los valores de las alternativas se obtienen de los resultados para la pregunta de la encuesta nacional de energía que expresa si se está de acuerdo con la construcción de la central en su comuna o cerca de ella, pues como se explicaba anteriormente, los principales conflictos en la construcción de centrales eléctricas son con las comunidades que viven cerca de los lugares de construcción.

Dado que la encuesta se realizó a un nivel de tecnologías menos específico que el que se plantea en este trabajo, a todas las tecnologías de bioenergía y a la tecnología WTE, por similitud, se les asigna el porcentaje de la categoría biomasa de la encuesta. Lo mismo ocurre con las tecnologías solar PV y CSP, que se le asigna el porcentaje asignado a la categoría solar, de igual manera ocurre con la tecnología mini-hidro, asignándole el porcentaje de la categoría general de centrales hidráulicas de pasada. A continuación, en la Tabla 24 se adjuntan los resultados para este criterio.

Tabla 24: Resultados del criterio de Aceptabilidad Social.

Tecnología	Aceptabilidad Social [%]
Mini-hidro	40
Geotérmica	49
Eólica	82
Solar PV	82
Solar CSP	82
Biogás	41
Biomasa	41
WTE	41

3.2.2.4 Potencial de Calentamiento Global

Este criterio se refiere al total de emisiones de GEI de un determinado sistema de generación eléctrica renovable. En este caso, se utilizan las estimaciones de las emisiones de GEI obtenidas de los Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de las diferentes tecnologías renovables, medidas en emisiones CO_2 equivalente por unidad de energía producida ($\frac{g_{CO_2eq}}{kWh}$ ó $\frac{tCO_2eq}{GWh}$).

Un ACV es una técnica para la evaluación de los aspectos ambientales y los potenciales impactos asociados a un producto, servicio o proceso a lo largo de su ciclo de vida; desde la adquisición de la materia prima y/o insumos, la producción u elaboración del producto o servicio, hasta el uso y la disposición final, de acuerdo con el objetivo y alcances establecidos. En este caso el proceso a evaluar es la generación de energía eléctrica, normalmente para este tipo de procesos se considera las siguientes etapas de vida [62, 79]:

- i. **Procesos Ascendentes/Previos (Upstream Processes):** Instalación y construcción de la planta, producción de materiales y fabricación de componentes del sistema.
- ii. **Procesos Operativos (Operational Processes):** Son los procesos propios asociados a la conversión del recurso en electricidad, incluida la producción y transporte de los combustibles a la planta y la operación y mantenimiento de la planta.
- iii. **Procesos Descendentes/Finales (Downstream Processes):** Desmantelamiento de la instalación y eliminación o reciclaje del material.

Durante los últimos treinta años, se han publicado miles de ACV para la variedad de tecnologías de generación de electricidad. Estos ACV han mostrado resultados de amplio alcance e incluso contradictorios. La variabilidad puede atribuirse a las tecnologías evaluadas y/o a métodos y supuestos propios del ACV (por ejemplo, diferentes diseños de sistemas, sistemas comerciales frente a sistemas conceptuales, supuestos operativos del proceso, mejoras tecnológicas a lo largo del tiempo etc.) [62, 67, 79–81].

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) del Departamento de Energía de Estados Unidos, lideró en 2013 el Proyecto de Armonización de la Evaluación del Ciclo de Vida, un estudio que ofrece a los responsables de la toma de decisiones e inversionistas, estimaciones más precisas de las emisiones de GEI del ciclo de vida para la generación renovable y convencional de energía eléctrica, aclarando las estimaciones inconsistentes y contradictorias publicadas en la literatura y reduciendo la incertidumbre. Desarrollaron y aplicaron un enfoque sistemático para revisar la extensa literatura de ACV, identificando las principales causas de variabilidad en los resultados y, cuando fue posible, reducir

la variabilidad en las estimaciones de emisiones de GEI a través de un procedimiento llamado "armonización". Esta metodología se divide en dos pasos, en donde combina los resultados de múltiples estudios, como sigue [79]:

- *Revisión de la literatura:* Consideró más de 2.100 estudios publicados de ACV sobre generación de electricidad a escala de servicios públicos a partir de tecnologías eólica, solar PV, solar CSP, bioenergía, geotérmica, energía marina, energía hidroeléctrica, nuclear, gas natural y carbón. A la muestra anterior se le realizó una revisión por parte de múltiples expertos para seleccionar referencias que cumplieran con criterios estrictos de calidad, relevancia y transparencia. Menos del 15% del conjunto original de referencias pasó este proceso de revisión.
- *Armonización y análisis de datos.* Después de la revisión de literatura, el NREL aplicó la armonización de los sistemas de generación y de los principales parámetros de rendimiento y características técnicas de los recursos energéticos para ajustar las estimaciones de emisiones de GEI publicadas a un conjunto coherente de métodos y supuestos; asegurando que los estudios utilizaran un conjunto de procesos y parámetros de medición comparables (por ejemplo, los límites del sistema, tipos de GEI evaluados) como también asegurando que se utilizaran similar factor de planta, eficiencia térmica, poder calorífico etc.

Hasta la fecha el NREL ha terminado sus estudios para 4 tecnologías de energías renovables: solar PV, solar CSP, eólica y geotérmica [82–85].

Otra de las revisiones más exhaustivas encontradas en la literatura en relación a los impactos de tecnologías de generación eléctrica es la del IPCC, a través de su programa “Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation” (SRREN) del año 2011 [62]. Allí se realiza una revisión de 2.165 estudios de ACV, filtrando según una serie de criterios, similares a los utilizados por el NREL, que finalmente los llevó a tomar en consideración 984 para sus conclusiones y recomendaciones dirigidas específicamente a tomadores de decisiones. De este estudio se pueden obtener los datos faltantes para las tecnologías hidráulicas y de bioenergía.

Finalmente, para la tecnología WTE se utiliza como estimación un estudio elaborado en el año 2013 por el Joint Institute for Strategic Energy Analysis (JISEA) por encargo del Departamento de Energía de Estados Unidos, que realiza una armonización de los ACV para este tipo de tecnologías [86].

A continuación, en la Tabla 25 se entregan los valores del potencial de calentamiento global para cada tecnología analizada, extraídos de los 3 estudios recientemente mencionados.

Tabla 25: Resultados del criterio Potencial de Calentamiento Global.

Tecnología	Potencial de Calentamiento Global [$\frac{gCO_2eq}{kWh}$]
Mini-hidro	12
Geotérmica	47
Eólica	11
Solar PV	40
Solar CSP	20
Biogás	50
Biomasa	32
WTE	570

Es importante mencionar que la bioenergía se diferencia de las demás tecnologías de energías renovables ya que forma parte del ciclo del carbono terrestre. El CO_2 emitido desde la biomasa (en su proceso de transformación en electricidad) fue absorbido previamente de la atmósfera por la propia biomasa durante su crecimiento y volverá a ser absorbido si el sistema de bioenergía se gestiona de forma sostenible, aunque las emisiones y la absorción no están necesariamente en equilibrio temporal entre sí (por ejemplo, debido a los largos períodos de rotación de las masas forestales). Por ello, a este tipo de CO_2 emitido se considera que es de tipo neutral en la cuantificación de las emisiones GEI de los ACV (es decir, no se contabiliza) y se le denomina CO_2 biológico. Sin embargo, los procesos de generación de electricidad a partir de biomasa tienen otras emisiones CO_2 asociadas al procesamiento y transporte de la biomasa (denominadas CO_2 fósil) y que sí son contabilizadas en los ACV, junto con las emisiones directas de metano y otros GEI provenientes de los propios procesos de conversión. Estas últimas emisiones son las que se ven reflejadas en la Tabla 25 para las tecnologías de bioenergía.

Además de los cambios en el carbono atmosférico que recién se mencionaba, el uso de la bioenergía puede causar cambios en las reservas de carbono terrestre. El cambio en el uso de la tierra ocurre cuando el suelo se transforma de un uso a otro, por ejemplo, de bosque a tierra agrícola o a áreas urbanas. Dado que los diferentes tipos de tierras tienen un potencial de almacenamiento de carbono diferente (por ejemplo, mayor para los bosques que para las zonas agrícolas o urbanas), los cambios en el uso del suelo pueden dar lugar a emisiones o a la absorción de carbono. Sin embargo, han sido pocas las investigaciones de ACV que consideran los efectos por el cambio en el uso del suelo, que la información y los datos aún no son confiables y no se consideran en los estudios en los que se basa este trabajo [62].

Por último, es importante destacar que las fuentes de energía que utilizan como materia prima a los residuos, evitan en muchos casos emisiones GEI asociadas al manejo y gestión de residuos. Si bien estas no son emisiones propias de los procesos de generación eléctrica, sí es importante considerarlas pues están aportando a reducir las emisiones en otro sector. Incluso, la mayoría de los estudios que han hecho un balance entre lo que emite una tecnología de este tipo y lo que evita en el sector de residuos, concluyen que, en la mayoría de los casos se podría estar evitando muchas más emisiones de las que se estarían generando [62, 87, 88]. Sin embargo, este efecto se considerará en más detalle en la evaluación ambiental, por mientras en esta sección, para realizar la comparación entre tecnologías, sólo se considerarán las emisiones propias de los procesos de generación eléctrica.

3.2.3 Resultados Análisis Multicriterio

Los criterios de evaluación recién descritos toman valores que se encuentran en diferentes rangos, y también poseen diferentes unidades. Por ejemplo, para los residuos estudiados, el potencial de calentamiento global toma valores desde 11 a 570 $[\frac{gCO_2eq}{kWh}]$, mientras que la variabilidad del recurso toma valores cualitativos del 1 a 5. Dichos valores no son comparables entre sí, y para la evaluación multicriterio es necesario que lo sean. Por ello, es necesario que los valores de los criterios se conviertan en puntajes normalizados, para que se encuentren todos en la misma escala y sin unidades.

Para los criterios que se buscan minimizar, como el costo nivelado de energía y el potencial de calentamiento global, se asigna puntaje 1 a la tecnología que tome el menor valor existente del criterio y 0 a la que tome el mayor, y el resto de los residuos toman un valor intermedio (de forma lineal). Para el caso de los criterios que se buscan maximizar, como lo son la disponibilidad del recurso y la aceptación social, se asigna puntaje 1 a la tecnología que tome el valor mayor existente del criterio y 0 a la que tome el menor.

El siguiente paso, luego de normalizar los resultados de los criterios, es determinar el ponderador que tiene cada criterio en la evaluación, para dar cuenta de su importancia relativa. En esta ocasión, se considera que todos los criterios escogidos: técnico, económico, social y ambiental (pilares de la

sostenibilidad) tienen la misma importancia o peso, es decir igual a $\frac{1}{4}$. Finalmente, la tecnología con mayor puntaje hará referencia a la “mejor” tecnología y el menor valor hará referencia a la “peor” bajo los criterios de evaluación considerados.

A continuación, en la Tabla 26 se presentan los resultados normalizados de cada criterio y el puntaje total obtenido para cada tecnología según la ecuación (3), junto con su respectiva posición de preferencia.

Tabla 26: Resultados Análisis Multicriterio.

Tecnología	Puntajes Normalizados				Puntaje Total	Posición
	Disponibilidad Recurso	LCOE	Aceptabilidad Social	GWP		
Minihidro	0,67	0,37	0,00	1,00	0,51	5
Geotérmica	1,00	0,09	0,21	0,94	0,56	4
Eólica	0,00	0,69	1,00	1,00	0,67	3
Solar PV	0,00	1,00	1,00	0,95	0,74	1
Solar CSP	0,67	0,08	1,00	0,98	0,68	2
Biogás	1,00	0,00	0,02	0,93	0,49	7
Biomasa	1,00	0,00	0,02	0,96	0,50	6
WTE	1,00	0,00	0,02	0,00	0,26	8

3.3 REFLEXIONES SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Sobre el supuesto general utilizado en las tecnologías solar PV, solar CSP y biomasa que consistía en considerar a sus diferentes subcategorías como una sola tecnología resulta ser razonable ya que al revisar en literatura los parámetros a evaluar en este trabajo, se encuentra que las diferentes subcategorías presentan valores de magnitud similares entre ellas. Además, considerando que este es un estudio macro y pretende ser una guía general para la toma de decisiones de proyectos eléctricos, el supuesto asumido es aceptable.

La información proveniente de los estudios de ACV utilizada, se basa en datos obtenidos de distintas experiencias a nivel internacional, por lo tanto, representan un promedio general y no aborda los aspectos particulares del contexto chileno. Esto podría ser causa de imprecisiones en los supuestos considerados ya que el contexto particular de cada país influye en un correcto ACV. Sin embargo, representa una buena aproximación dada la poca disponibilidad de datos en el contexto chileno, por la incipiente aplicación de ACV que existe en el país. Estos resultados deben ser considerados como indicadores de relaciones e impactos relativos, más que como estimaciones precisas.

Según los resultados del ranking, las tecnologías de generación a partir de residuos (biogás, biomasa y WTE) obtienen los últimos lugares, sin embargo, es importante recordar que esta evaluación no considera los beneficios de reducir las emisiones en otros sectores. Por lo tanto, una evaluación que sí considere estos beneficios podría lograr mejores posiciones para estas tecnologías.

Por último, es importante mencionar que en el futuro es posible que las posiciones del ranking varíen debido al dinamismo que pueden presentar algunas tecnologías en sus puntajes por cada criterio. Por ejemplo, es esperable que las tecnologías ERNC que han tenido un desarrollo incipiente en el país presenten disminución en su LCOE a futuro, los casos más favorables corresponden a las tecnologías solar CSP y solar PV, para las cuales se espera una disminución de un 50% aproximadamente al 2050,

mientras que el resto presentaría disminuciones inferiores entre un 10% y un 20%, a excepción de la minihidro que, al ser considerada una tecnología madura en el contexto chileno, se espera que sus valores se mantengan constantes. Lo anterior provocaría que las tecnologías solares CSP y PV se consoliden en las mejores posiciones del ranking, mientras que para el caso de la minihidro probablemente ocurra lo contrario y disminuya su posición.

Con respecto a la aceptabilidad social, en la medida que exista una correcta participación ciudadana en la planificación de proyectos de generación eléctrica, todas las tecnologías debiesen aumentar su nivel de aceptación social, pues ayudaría a prevenir conflictos futuros. También, es posible suponer que las tecnologías que utilizan residuos para generar energía (biogás, biomasa y WTE) puedan conseguir una aceptabilidad aún mayor a la actual en la medida que se sociabilice y promueva que son tecnologías estarían ayudando a una problemática adicional, como es el manejo de residuos en Chile. Lo anterior ayudaría a que las tecnologías biogás, biomasa y WTE presenten mejores posiciones en el ranking.

El criterio disponibilidad del recurso, y GWP requieren un análisis más complejo. El criterio de disponibilidad del recurso debiese considerar al cambio y la variabilidad climática proyectada para Chile a futuro, en conjunto con el avance tecnológico de las técnicas de generación. La variabilidad del criterio GWP dependerá de los compromisos e incentivos nacionales e internacionales que se hagan para ayudar en el avance tecnológico de las técnicas de generación con objeto de disminuir a futuro el GWP que cada una tiene.

4 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

En esta sección se construyen dos escenarios de generación eléctrica a nivel nacional al 2050 que sean pertinentes y atractivos para su comparación. En cada uno de ellos se define cuánto, cuándo, cómo y dónde se genera. Se elaboran a partir del diagnóstico energético y el ranking de tecnologías hechos en los capítulos anteriores, como también, a partir de reportes técnicos y proyecciones que se han hecho en Chile en los últimos años.

4.1 INSUMOS PARA LA ELABORACIÓN

Antes de definir los escenarios y marcar las respectivas diferencias, se describen las características que son comunes para ambos y que servirán como insumos para su elaboración.

4.1.1 Proyección de Generación Eléctrica

La proyección de la generación eléctrica anual que se utilizará en ambos escenarios se elabora a partir de las tasas de crecimiento de la demanda eléctrica proyectada al 2050 en el Programa de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [8]. Esta proyección, considera factores como el crecimiento económico, producción minera, eficiencia energética, penetración del transporte eléctrico, climatización eléctrica, generación distribuida, entre otros. En la Figura 17 se muestran las proyecciones de generación eléctrica del año 2018 al año 2050 en la cual se basan ambos escenarios.

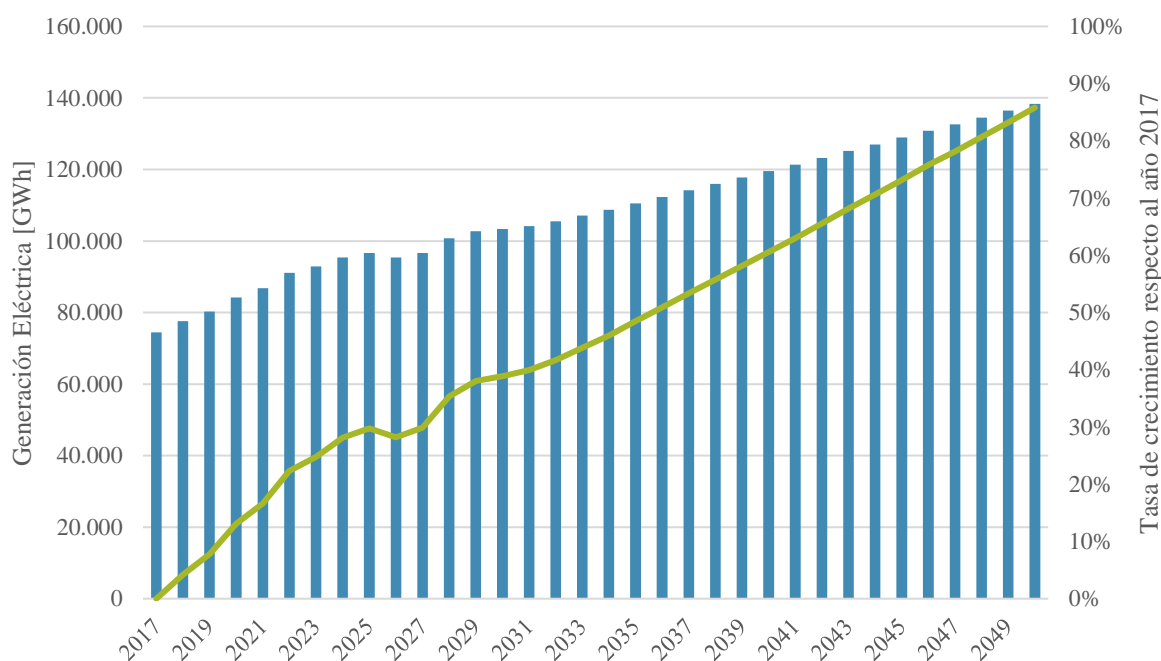


Figura 17: Proyecciones de Generación Eléctrica Anual, periodo 2018-2050 [8].

Al año 2050 se espera tener una demanda eléctrica de 138.452 [GWh], creciendo en aproximadamente un 86% con respecto a la generación eléctrica del año 2017 (74.513 [GWh]).

4.1.2 Proyectos en Pruebas, Construcción y Licitación

Los proyectos de generación eléctrica demoran un tiempo considerable antes que recién entren en operación. Independiente del escenario en cuestión, se debe considerar los proyectos que ya se encuentran actualmente en período de prueba, construcción o con licitación y que pretenden entrar en

operación en los próximos años, pues representan la proyección que existirá del sector eléctrico en el corto plazo que no es modificable.

Los datos de las centrales en pruebas, construcción o licitación fueron obtenidos de la CNE [14]. A continuación, en la Tabla 27 se muestra la potencia instalada existente a fines del año 2017 y las centrales que se encuentran en prueba, construcción o con licitación, con período de ingreso en operación entre el año 2018 y el año 2024.

Tabla 27: Resumen de la Capacidad Instalada nacional existente, en prueba, en construcción o licitación.

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]		
	Existente al 2017	En Prueba, Construcción o Licitación (2018-2024)	Total al año 2024
Carbón	5.175	375	5.004
Gas Natrual	5.067	99	5.166
Petróleo-Diesel	3.097	498	3.595
De Embalse	3.402	0	3.402
De Pasada	2.776	1.049	3.825
Biogás	56	5	61
Biomasa	426	0	426
Eólica	1.311	987	2.297
Geotérmica	0	48	48
Mini-hidro	492	99	591
Solar PV	1.729	866	2.595
Solar CSP	0	110	110
WTE	0	0	0

El detalle de ingreso en operación de las centrales por año y por zona se detallan en el Anexo C.1.

4.1.3 Plan de Cierre Centrales a Carbón

En el marco de la Política Energética 2050 y la lucha contra el Cambio Climático, a comienzos del 2018, el Gobierno y cuatro compañías Generadoras de centrales a carbón anunciaron el fin de nuevos desarrollos de plantas a carbón y la constitución de un cronograma para el cese programado y gradual de generación eléctrica a carbón. Es decir, en Chile no se construirán más centrales a carbón y de aquí al 2050 se establecerá un calendario de cierre para las centrales existentes [89].

Para efectos de este trabajo se supone un plan de cierre hipotético. El plan contempla que al año 2035 el 50% del parque de centrales a carbón se encuentre cerrado, y que al 2050 el 100%. Específicamente, el plan de cierre fue elaborado teniendo en consideración diversos aspectos, entre de los cuales se puede mencionar:

- ❖ Se cierran primero aquellas centrales a carbón de mayor antigüedad, lo cual suele coincidir con que mientras más antigua es la central, peor es su potencial de calentamiento global.
- ❖ Equilibrio en el cierre de centrales entre empresas dueñas.
- ❖ Equilibrio geográfico en el cierre de centrales, es decir, que cada macrozona presente un cierre equitativo en el tiempo de acuerdo con su capacidad instalada.

A continuación, en la Figura 18 se muestra la disminución de la potencia instalada de centrales a carbón en el sistema eléctrico chileno, hasta llegar a 0 el año 2050. La última central a carbón se pondrá en operación el año 2018, para respetar la vida útil de la planta, ésta será la última en cerrar el año 2050. Así, desde el 2019 se proyecta comenzar el plan de cierre.

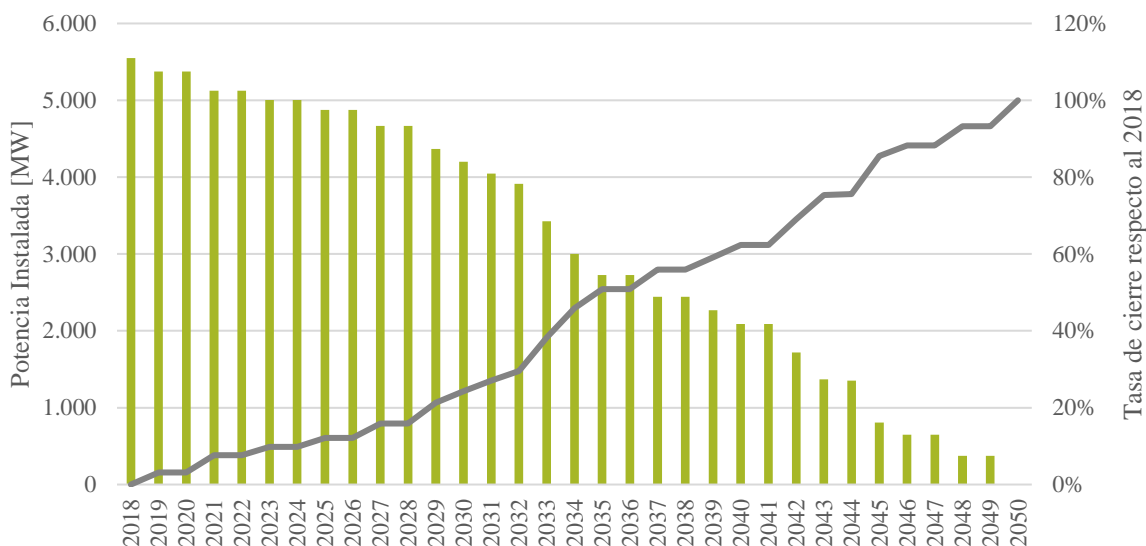


Figura 18: Plan de cierre centrales a carbón 2018-2050.

El detalle de cierre por año y por zona de detallan en el Anexo C.2.

4.1.4 Factor de Planta

El Factor de Planta es la razón entre la energía real generada por una central eléctrica y la energía máxima que hubiera producido si subiera trabajado al 100%. Dicho de otro modo, es el cociente entre la energía generada en un período y el producto entre la potencia máxima instalada y el número de horas del período.

$$Factor\ de\ Planta = \frac{Energía\ generada\ en\ el\ período\ i}{Potencia\ instalada \cdot horas\ del\ período\ i} \quad (4)$$

En la práctica, el factor de planta nunca es 100%, y se ve disminuido por diferentes razones:

- ❖ Operaciones de mantenimiento, posibles fallas en el equipamiento de la central, etc.
- ❖ Variabilidad del recurso energético, como es en el caso de la tecnología PV y la eólica a causa de su alto índice de variabilidad.
- ❖ La ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción.

En la Tabla 28, se muestra el factor de planta para cada tecnología, estos valores se obtienen del promedio que ha presentado Chile en sus últimos 3 años (2015-2016-2017). Para el caso de las tecnologías que no existen aún en el país se obtuvo de literatura. Ver detalle en Anexo C.3

Tabla 28: Factor de Planta según tecnología.

Tecnología	Factor de Planta
Carbón	65%
Gas Natural	50%
Petróleo-Diesel	6%
De Embalse	32%
De Pasada	45%
Biogás	66%
Biomasa	66%
Eólica	26%
Geotérmica	70%
Mini-hidro	42%
Solar PV	25%
Solar CSP	55%
WTE	70%

De esta manera, la potencia que se debiese instalar año a año para satisfacer la proyección de generación eléctrica anual del sistema eléctrico (estimada en 4.1.1) se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$Potencia\ Instalada = \frac{Energía\ generada\ anual}{Factor\ de\ planta \cdot 365\ días \cdot 24 \frac{horas}{días}} \quad (5)$$

4.1.5 Horizonte de Evaluación

Considerando los factores de planta recién mencionados, al proyectar la generación eléctrica anual que aportarían las centrales ya programadas para entrar en operación desde el 2018 al 2024 (utilizando la ecuación 5), se obtiene que la producción de electricidad extra requerida por el sistema durante esos años es satisfecha por completo por estas centrales y no requiere del ingreso de otras centrales, al menos durante esos años. Por lo tanto, el horizonte de evaluación de los escenarios comenzará recién en el año 2025 y se extenderá hasta el año 2050. A continuación, en la Figura 19 se muestra cómo quedaría la composición de la generación eléctrica anual desde el año 2018 al año 2024 en términos porcentuales.

Los detalles de potencia instalada y generación eléctrica por zona y por año para el período 2018-2024 se encuentran en el Anexo C.4.

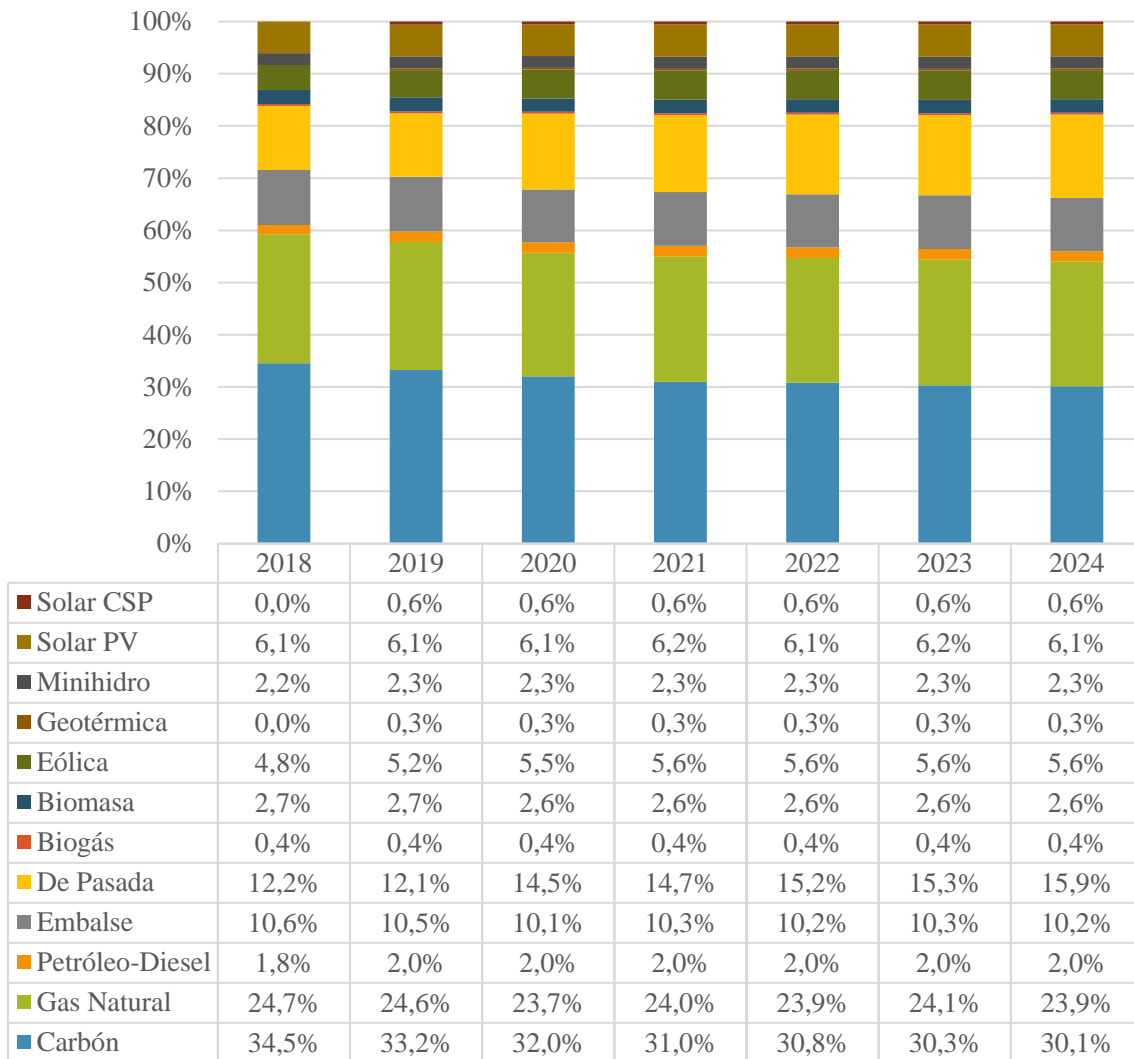


Figura 19: Distribución porcentual de la matriz de Generación Eléctrica por tecnología, periodo 2018-2024.

4.2 ESCENARIO A

Este escenario corresponde al escenario de línea base (business as usual), que representa a la tendencia futura que se ha estimado para la generación eléctrica nacional según algunas proyecciones realizadas por el Ministerio de Energía. En específico, este escenario se basa en las proyecciones que realiza el PELP el año 2017 [8], donde se abastece a la demanda futura de electricidad con el ingreso de sólo 5 tecnologías de generación: solar PV, solar CSP, eólica, y en menor medida hidroeléctrica de pasada y termoeléctricas a gas natural. Dado que el PELP no considera un plan de cierre de las centrales a carbón pues el anuncio por parte el gobierno de esta medida fue posterior a la creación del documento, en este escenario se hace una adaptación de las proyecciones del PELP con el objetivo de poder incorporar tal medida.

Cerrar centrales a carbón significa cerrar centrales de base, es decir, centrales que están destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica y de forma continua. En sus proyecciones el PELP considera 2 tipos de centrales de base solar CSP y de gas natural, por lo tanto, la sustitución de las centrales a carbón, en este caso, se realiza considerando solo estos 2 tipos de centrales (en la misma

proporción utilizada por el PELP para estas 2 tecnologías). El resto de la demanda eléctrica se abastece con la misma tendencia original del PELP.

A continuación, en la Figura 20 se muestra la generación eléctrica anual para el periodo de simulación 2025-2050 del escenario A y en la Figura 21 expresada en términos porcentuales. Además, en la Figura 22 se presenta su capacidad instalada. El detalle específico por zona y por año del escenario se encuentra en el Anexo D.1.

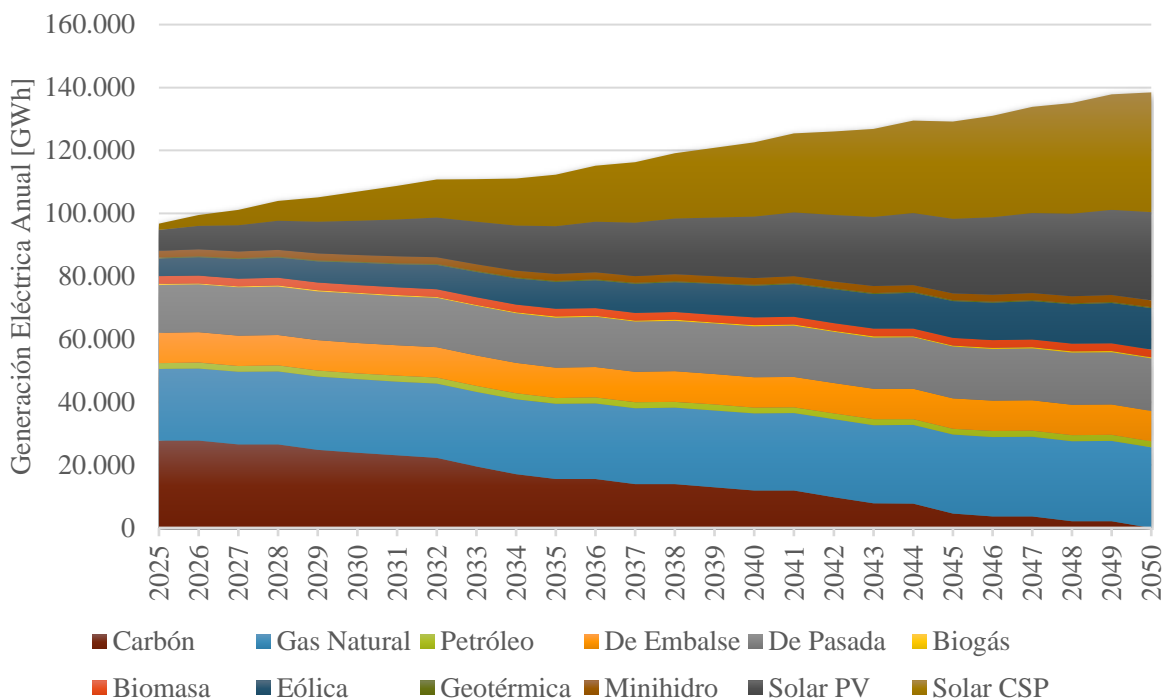


Figura 20: Generación Eléctrica Anual Escenario A, periodo 2025-2050.

En la Figura 20 se puede ver como la generación a carbón disminuye a lo largo del tiempo, y se anula al llegar al año 2050. Mientras, la tecnología solar CSP, solar PV y eólica aumentan su participación considerablemente, la hidroeléctrica de pasada y térmicas de gas natural también, pero con menor intensidad. Estas 5 tecnologías terminan cubriendo toda la demanda en este escenario, pues cerca del 88% de la generación de energía eléctrica del año 2050 se abastece con ellas (27,5% solar CSP - 20,2% solar PV – 18,5% gas natural – 12,1% hidroeléctrica de pasada y 9,5% eólica) (Ver Figura 21).

Es interesante destacar que, las tres tecnologías ERNC consideradas en este escenario: solar PV, solar CSP y eólica, van en coherencia con los resultados del ranking obtenido del AMC, pues son las tres tecnologías que tienen mejor posición en el ranking.

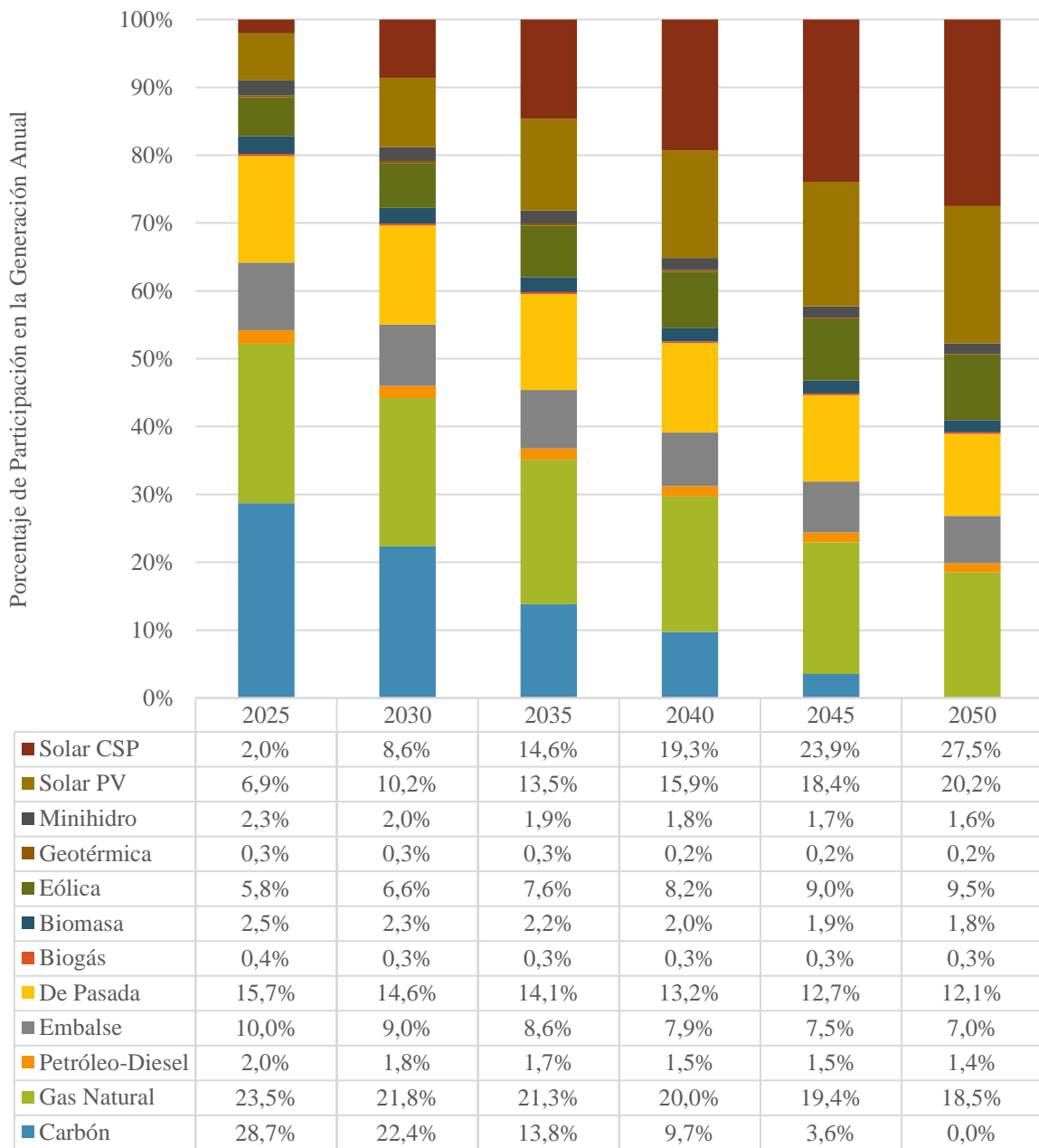


Figura 21: Matriz de porcentajes de Generación Eléctrica Anual Escenario A, periodo 2025-2050.

Con respecto a las metas de participación de energías renovables (ER) que adquirió el país (60% de ER al año 2035 y 70% al año 2050), estas se cumplen con holgura, ya que, como muestra la Figura 21, para el año 2035 se alcanza un 63,1% de participación de ER (40,4% de ERNC) y para el año 2050 se alcanza un 80,2% (61,1% de ERNC). La energía térmica e hidroeléctrica convencional representan respectivamente un 36,8% y 22,7% al año 2035 y un 19,4% y 19,6% al año 2050.

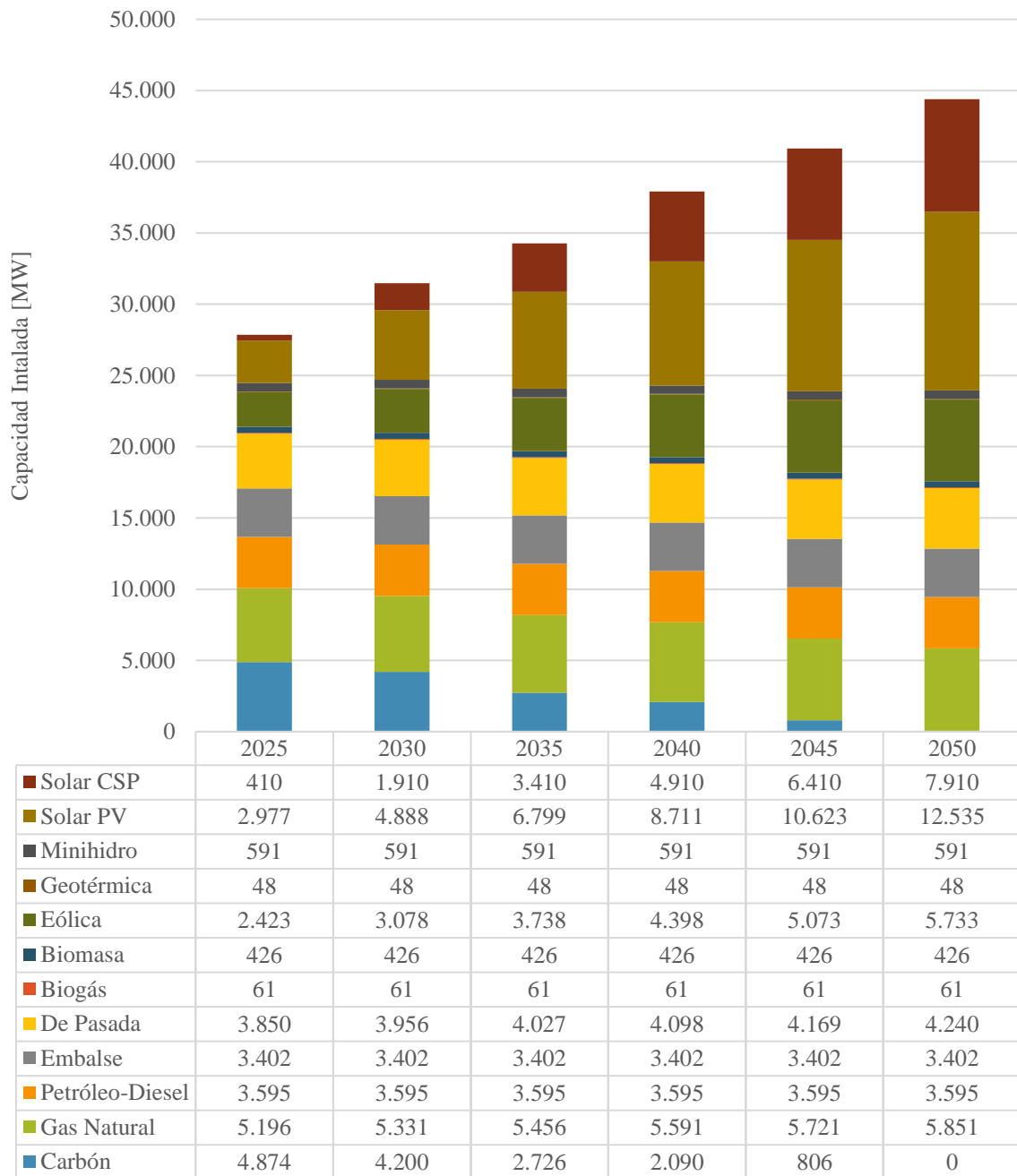


Figura 22: Capacidad Instalada Escenario A, periodo 2025-2050.

En consecuencia, con la potencia instalada ocurre algo similar que con la generación eléctrica y al año 2035 se tiene una capacidad instalada de 43,9% ERNC, 34,4% de térmica convencional y 21,7% de hidroeléctrica convencional (ver Figura 22). Para el año 2050, estos números varían a 61,5%, 21,3% y 17,2% respectivamente.

Finalmente, la distribución territorial (por zonas) que alcanza la generación eléctrica nacional el año 2050, se muestra en la Figura 23 (gráfico superior), y se compara con la distribución que tiene la matriz el año 2017 (gráfico inferior).

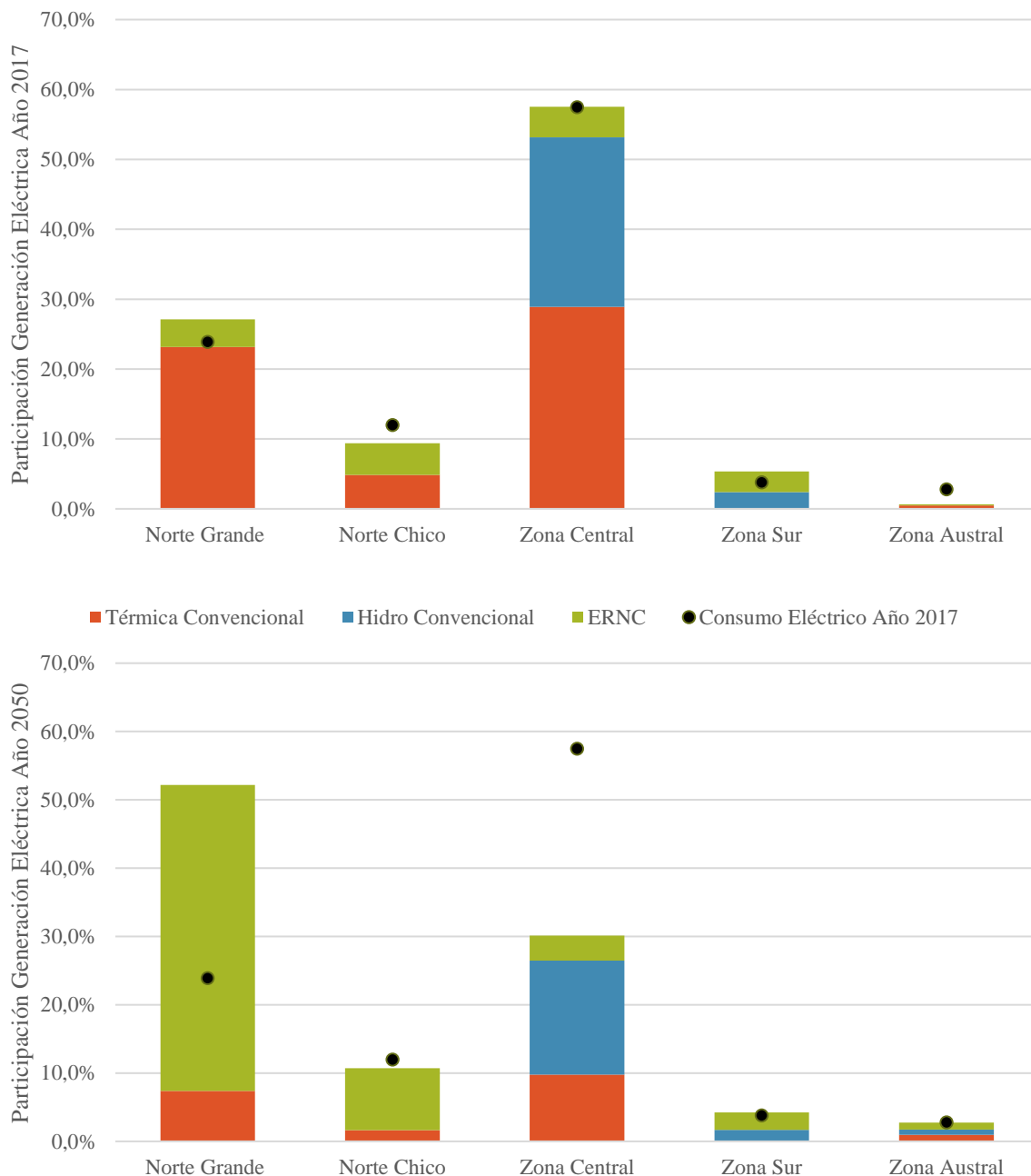


Figura 23: Comparación Territorial de la Generación Eléctrica de los años 2017 (gráfico superior) y 2050 (gráfico inferior).

Sobre la distribución territorial de la generación eléctrica, se puede apreciar que todas las zonas presentan una variación en sus porcentajes de participación en la generación con respecto al año 2017. La variación más notoria la presenta el Norte Grande que aumenta de un 27% a un 52,2% y la Zona Central que disminuye de un 57,6% a un 30,2%. Esto se debe principalmente al exceso de potencial e intensidad del recurso solar y eólico que existe en el Norte Grande del país lo que hace que la expansión de proyectos eléctricos en ese territorio sean una prioridad para los inversionistas por sobre otras zonas.

Además, tomando como supuesto que los porcentajes de consumo del 2017 se mantienen al 2050, los resultados de distribución territorial para el año 2050 entre consumo y generación difieren significativamente, de hecho, el norte grande estaría produciendo más del doble de lo que consume, mientras que en la zona central ocurre lo contrario y estaría generando mucho menos de lo que consume.

4.3 ESCENARIO B

El segundo escenario es una versión más ambiciosa que el escenario de línea base con respecto a una serie de criterios que se mencionan a continuación:

❖ Matriz 100% renovable al 2050

Se propone que la matriz al año 2050 sea 100% renovable, esto significa que todas las centrales termoeléctricas convencionales deben cerrar. En la sección 4.1.3 ya se tiene el plan de cierre de las centrales a carbón, por lo que sólo falta elaborar un plan de cierre para el resto de las centrales (gas natural y petróleo). En consecuencia, se elabora un plan para las centrales restantes, teniendo en consideración los mismos aspectos que se utilizaron en el plan de cierre de las centrales a carbón (antigüedad, equilibrio entre zonas y entre empresas) y en la Figura 24 se presenta dicho plan.

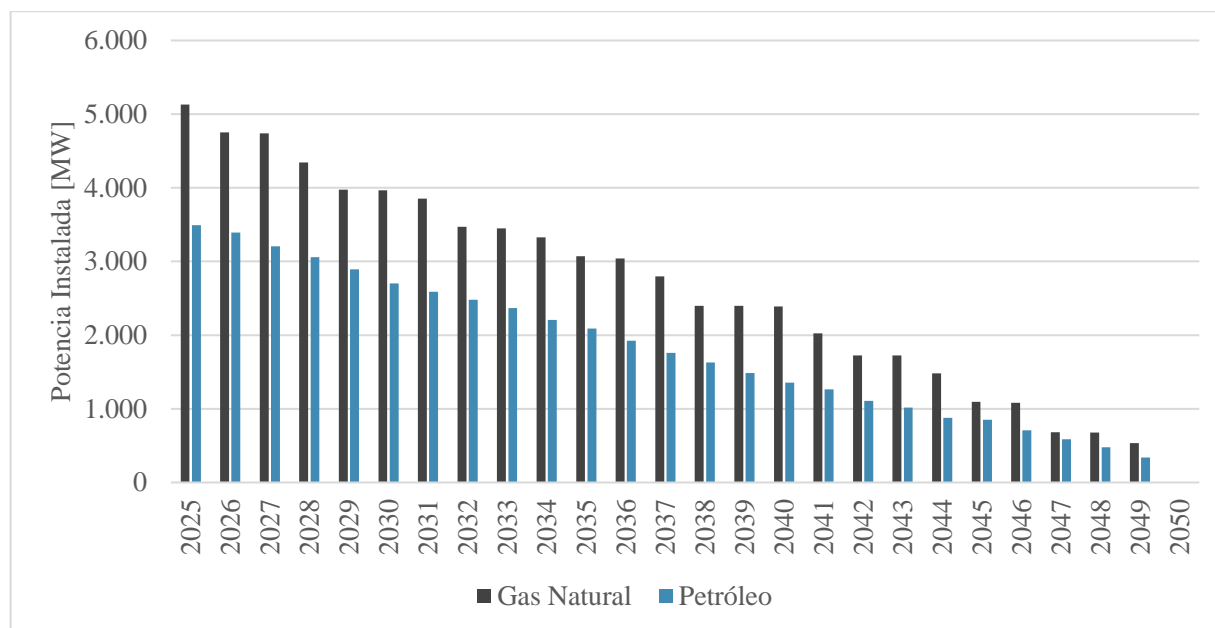


Figura 24: Plan de cierre centrales a gas natural y a petróleo.

Entonces, una vez aplicado el plan de cierre, queda para el año 2050 un 0% de participación de centrales a carbón, a gas natural y petróleo en la generación eléctrica nacional.

❖ Utilización de residuos como fuente energética

La gestión de residuos es hoy otro de los grandes desafíos para el país, pues en la actualidad esta gestión se resume principalmente en actividades de eliminación, mediante la disposición final de los residuos en rellenos sanitarios y vertederos, teniendo así una mínima actividad de prevención, reutilización, reciclaje o de valorización energética, actividades que tienen prioridad según la Ley N°20.920, promulgada en el año 2016, que establece la jerarquía del manejo de residuos [90].

Para colaborar en la transición que Chile debe tener a tecnologías y tratamientos con mayor jerarquía en el manejo de residuos, se propone que este escenario utilice la generación de energía eléctrica a partir de residuos como prioridad. Esta propuesta se traduce en que al 2050 la matriz eléctrica utilice todo el potencial técnico proveniente de residuos que fue identificado en las secciones 3.1.6 y 3.1.7 (potencial bioenergético y potencial WTE respectivamente). Sin embargo, esta propuesta tiene que convivir con otros criterios que se mencionan más adelante, por lo que el porcentaje sugerido de aprovechamiento del 100% del potencial a partir de residuos, podría ser menor en la medida que sea necesario para aportar al cumplimiento del resto de los criterios.

❖ **Diversificación y priorización de las ERNC en el ingreso de centrales**

Otro punto de diferenciación respecto al escenario base, es el fortalecimiento de las ERNC por sobre el ingreso de energías renovables convencionales (hidroeléctricas convencionales). Además, que el ingreso de ERNC sea diverso, procurando que todas las diferentes tecnologías de generación eléctricas que son posibles en el país tengan participación, a diferencia de lo que ocurre en el caso del escenario A en donde el ingreso de ERNC proviene sólo de las tecnologías solar PV, solar CSP y eólica. Para lo anterior se propone que la demanda energética extra que se requiere proveer del 2025 al 2050 en este escenario se abastezca únicamente por el ingreso ERNC, y que ese ingreso sea diverso, donde todas las tecnologías ERNC seleccionadas en este trabajo alcancen como mínimo un 5% de participación en la matriz de generación al año 2050. Esta condición se considera siempre y cuando ese porcentaje de participación signifique un ingreso de centrales (potencia) que no supere el potencial técnico máximo identificado para cada tecnología en la sección 2.3 (cota superior). Además, para determinar los porcentajes de participación entre las propias ERNC se utiliza como insumo el ranking elaborado en la sección 3.2.3, que sigue el siguiente orden de preferencia: Solar PV > Solar CSP > Eólica > Geotérmica > Minihidro > Biomasa > Biogás > WTE.

❖ **Distribución Territorial**

A diferencia del escenario A, se prioriza que la distribución de los ingresos de centrales a lo largo de Chile sea de acuerdo con las demandas propias de consumo eléctrico que tiene cada zona, en palabras simples, que se produzca lo que se consume en cada zona. Sin embargo, al igual que todos los criterios, este debe convivir con los demás, y en algunas ocasiones puede ocurrir que no coincida 100% la generación con el consumo de la zona respectiva.

❖ **Porcentaje de centrales de base**

Como ya se ha mencionado, las centrales de base corresponden a las que están destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica y de forma continua, dada la mínima variabilidad que presentan en su recurso energético. Al 2017, el sistema eléctrico cuenta con un porcentaje de generación de centrales de base cercano al 50% [14]. Para no modificar mayormente la seguridad del sistema se propone que el porcentaje de generación de centrales de base al año 2050 de un 45% como mínimo.

En un ejercicio exhaustivo por considerar todos los criterios anteriores para la elaboración del escenario, se obtiene como meta para la generación eléctrica al 2050 que su composición sea: 20% solar CSP, 13,7% Solar PV, 13% Eólica, 11,9% Biomasa, 10,9% De Pasada, 9,5% Geotérmica, 8% Minihidro, 7% De Embalse, 3,7% Biogás y 2,5% WTE. Con este horizonte de generación eléctrica, se calcula la potencia que se debe incorporar por cada tecnología utilizando la ecuación 4 y finalmente, se realiza la incorporación de esta potencia al sistema de manera paulatina desde el 2025 al 2050.

A continuación, en la Figura 25 se muestra la generación eléctrica anual para el periodo de simulación 2025-2050 del escenario B y en la Figura 26 expresada en términos porcentuales. Además, en la Figura 27 se presenta su capacidad instalada. El detalle específico por zona y por año del escenario se encuentra en el Anexo D.2.

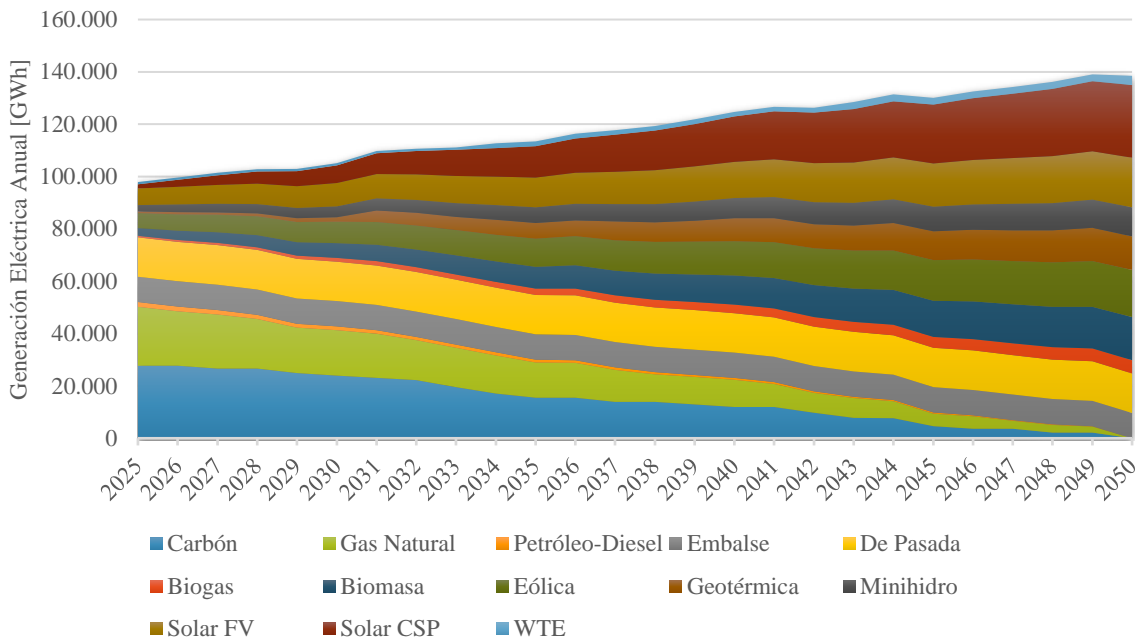


Figura 25: Generación Eléctrica Anual Escenario B, periodo 2025-2050.

En la Figura 25 se puede ver como la generación eléctrica de las centrales a carbón, gas natural y petróleo disminuye a lo largo del tiempo, y se anula al llegar al año 2050. Por otro lado, las hidroeléctricas convencionales no disminuyen su producción, pero tampoco la aumentan, manteniendo constante su generación. Finalmente, las protagonistas de este escenario son las ERNC, que con la incorporación de una gran diversidad de tecnologías, aumentan considerablemente su producción a lo largo del tiempo, terminando con cerca del 82% de la generación de energía eléctrica del año 2050 (20% solar CSP – 13,7% solar PV – 13% eólica – 11,9% biomasa – 9,2% geotérmica – 8% minihidro – 3,7% biogás y 2,5% de WTE) (Ver Figura 26).

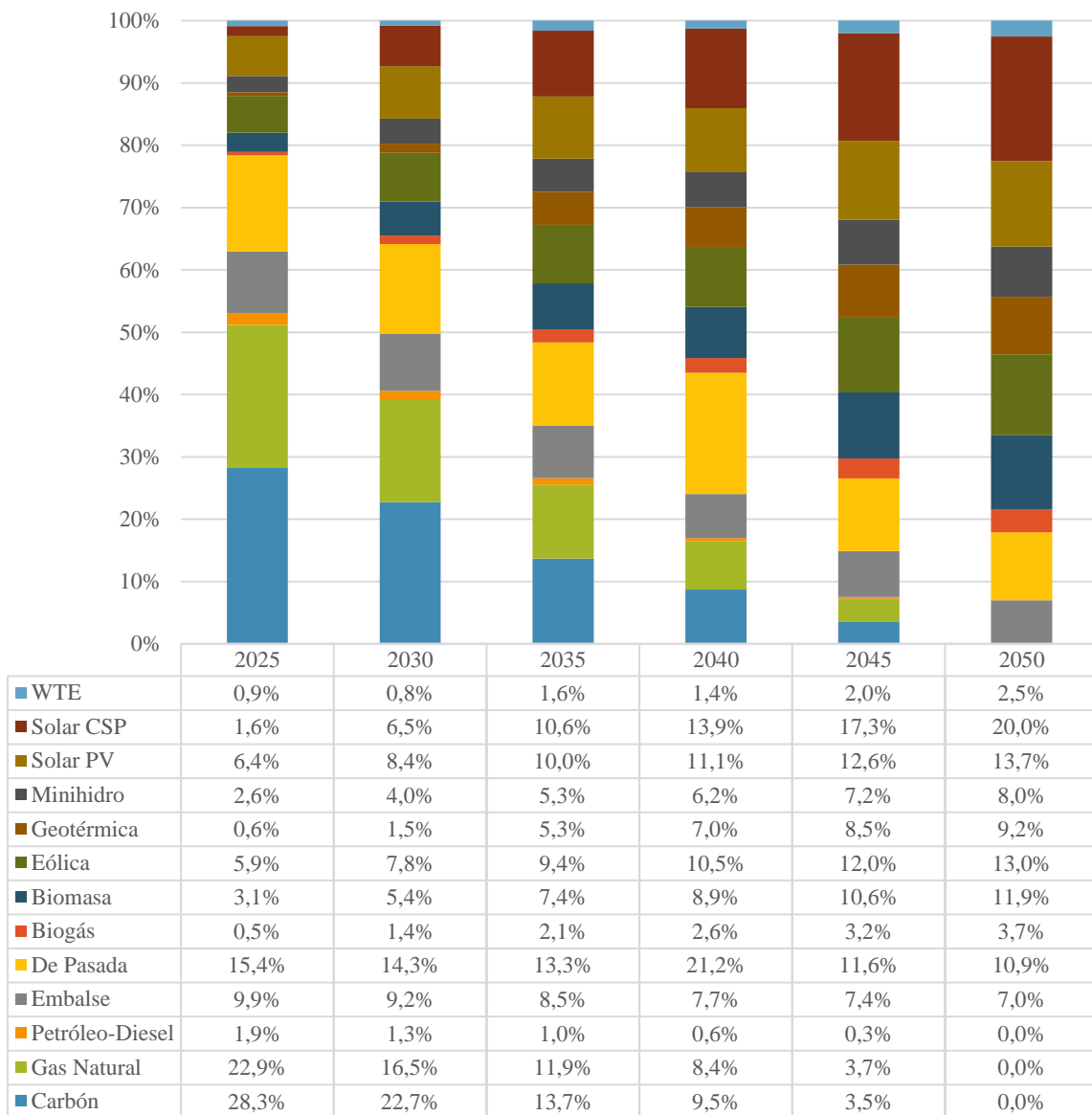


Figura 26: Matriz de porcentajes de Generación Eléctrica Anual Escenario B, periodo 2025-2050.

Con respecto a las metas de participación de las ER (60% al año 2035 y 70% al año 2050), estas se cumplen con mejores resultados que en el escenario A, pues para el año 2035 se alcanza un 73,7% de participación de ER (52,1% de ERNC) mientras que para el año 2050 se alcanza el 100% (82% de ERNC). La energía térmica e hidroeléctrica convencional representan respectivamente un 26,6% y 21,8% al año 2035 y un 0% y 17,9% al año 2050.

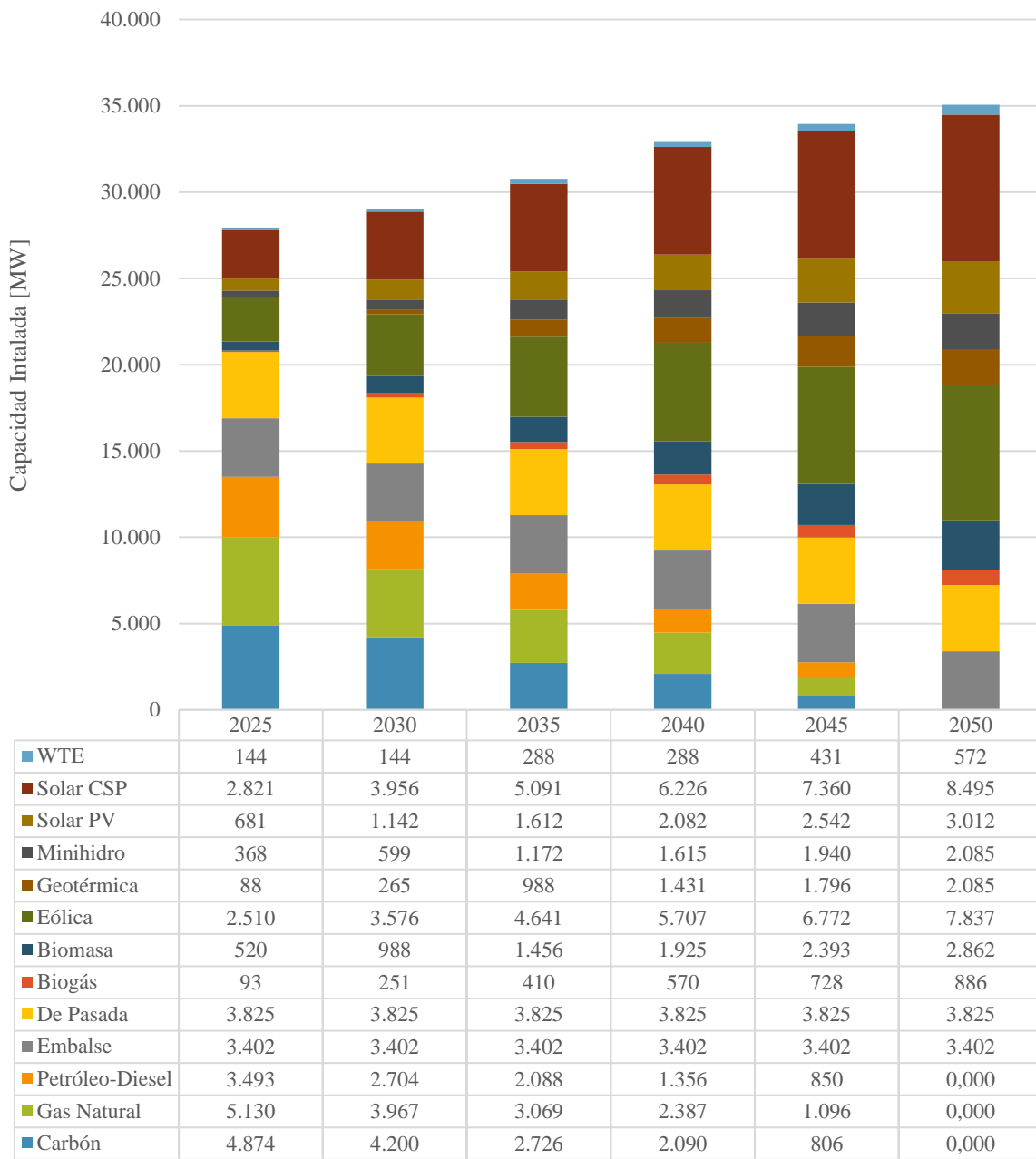


Figura 27: Capacidad Instalada Escenario B, periodo 2025-2050.

Según la Figura 27, al 2035 se proyecta una capacidad instalada de 52,9% ERNC, 24,6% de térmica convencional y 22,5% de hidroeléctrica convencional. Para el año 2050, estos números varían a 81,3%, 0% y 18,7% respectivamente.

Finalmente, la distribución territorial (por zonas) que alcanza la generación eléctrica nacional el año 2050, se muestra en la Figura 28 (gráfico superior), y se compara con la distribución que tiene la matriz el año 2017 (gráfico inferior).

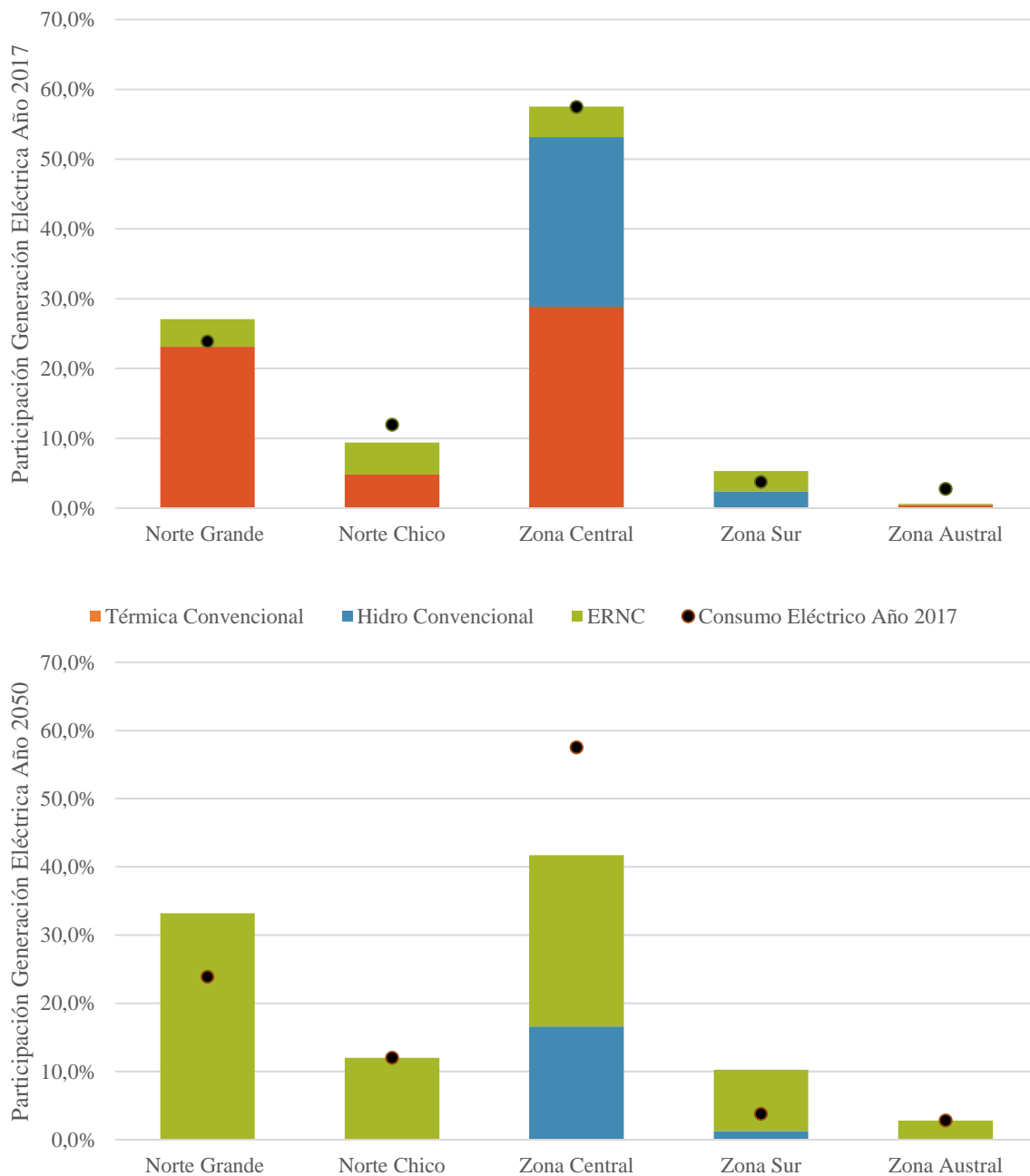


Figura 28: Comparación Territorial de la Generación Eléctrica de los años 2017 (gráfico superior) y 2050 (gráfico inferior).

A pesar de que en este escenario se utiliza como criterio que se mantenga en equilibrio la distribución territorial entre lo que se genera y consume en cada zona, en la Figura 28, se puede observar que al 2050 este equilibrio no se logra. Sin embargo, si comparamos estos resultados con los del escenario A, se aprecia que existe una mejora sustancial.

Las variaciones más notorias entre los porcentajes de generación y consumo de este escenario se presentan en la Zona Central al disminuir su porcentaje de generación (pasando de un 57,6% a un 41,7%, y a los aumentos que presenta el Norte Grande (de un 27,1% a un 33,2%) y la Zona Sur (de un 5,3% a un 10,3%). Estas tendencias son provocadas por el exceso de potencial e intensidad del recurso solar que existe en el Norte Grande del país y al gran potencial bioenergético que presenta la Zona Sur.

4.4 DIFERENCIAS ENTRE ESCENARIOS

A modo de cierre del capítulo, a continuación, se sintetizan las principales diferencias entre los escenarios A y B:

- El escenario A sólo considera el cierre de centrales termoeléctricas a carbón, el escenario B considera el cierre de todas las termoeléctricas (carbón, petróleo y gas natural).
- El escenario A considera ingresos de centrales renovables convencionales, ERNC y centrales a gas natural. El escenario B considera sólo el ingreso de centrales ERNC.
- El escenario B presenta mejor distribución territorial que el escenario A.
- El escenario B es más diversificado que el escenario A.
- El escenario B alcanza el 100% de energías renovables al 2050, el escenario A el 80%.

5 EVALUACIÓN AMBIENTAL

La evaluación ambiental de este trabajo consiste en estimar las emisiones GEI de cada uno de los escenarios, como medida del potencial de calentamiento global que representa cada uno.

5.1 EMISIONES GEI EMITIDAS

Para el cálculo de las emisiones de GEI anuales emitidas por los procesos de generación eléctrica que presenta cada escenario se utiliza la siguiente ecuación:

$$GEI_{emitidas} = \sum_i FE_i \cdot GE_i \quad (6)$$

Donde,

$GEI_{emitidas}$: Corresponde a las emisiones GEI anuales emitidas por los procesos de generación eléctrica [tCO_2eq].

FE_i : Factor de emisión de la tecnología i , medido en términos de emisiones GEI emitidas por unidad de energía producida [$\frac{tCO_2eq}{GWh}$].

GE_i : Generación eléctrica anual de la tecnología i [GWh].

El factor de emisión representa al potencial de calentamiento global de cada tecnología, obtenidas de los Análisis de Ciclo de Vida encontrados en literatura. En la sección 3.2.2.4 estos datos ya fueron extraídos para las ERNC (Tabla 25), para el resto de las tecnologías (hidroeléctricas y térmicas convencionales) se extraen de la misma literatura. A continuación, en la Tabla 29 se presentan los factores de emisión GEI para todas las tecnologías involucradas en los escenarios.

Tabla 29: Factores de Emisión GEI por Tecnología.

Tecnología	Factor de Emisión [$\frac{tCO_2eq}{GWh}$]
Carbón	1.000
Gas Natural	470
Petróleo	840
Hidro de Embalse	12
Hidro de Pasada	12
Mini-hidro	12
Geotérmica	47
Eólica	11
Solar PV	40
Solar CSP	20
Biogás	50
Biomasa	32
WTE	570

En la Figura 29 y Figura 30 se obtienen los resultados de las emisiones GEI anuales emitidas para los escenarios A y B respectivamente (Ver detalles por zona y por año en Anexo E.1). Es importante recordar que hasta el año 2024, ambos escenarios presentan idéntica composición en la matriz de generación, por lo tanto, sus emisiones durante el 2018 y 2024 son iguales.

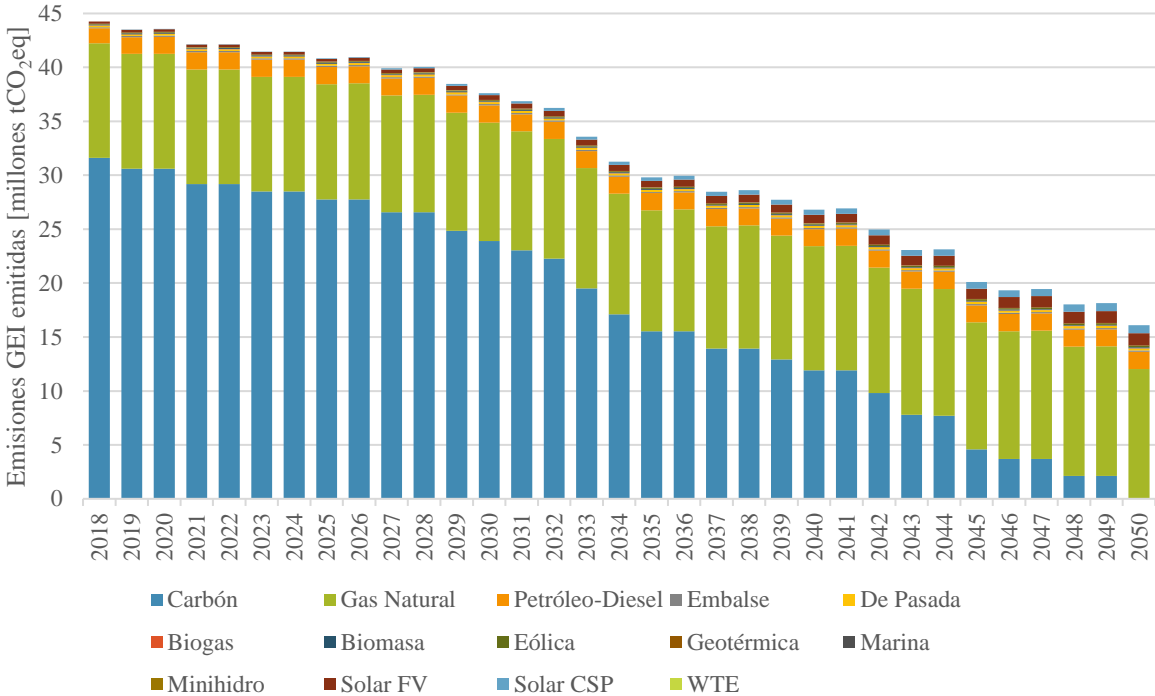


Figura 29: Emisiones GEI Anuales Emitidas, escenario A.

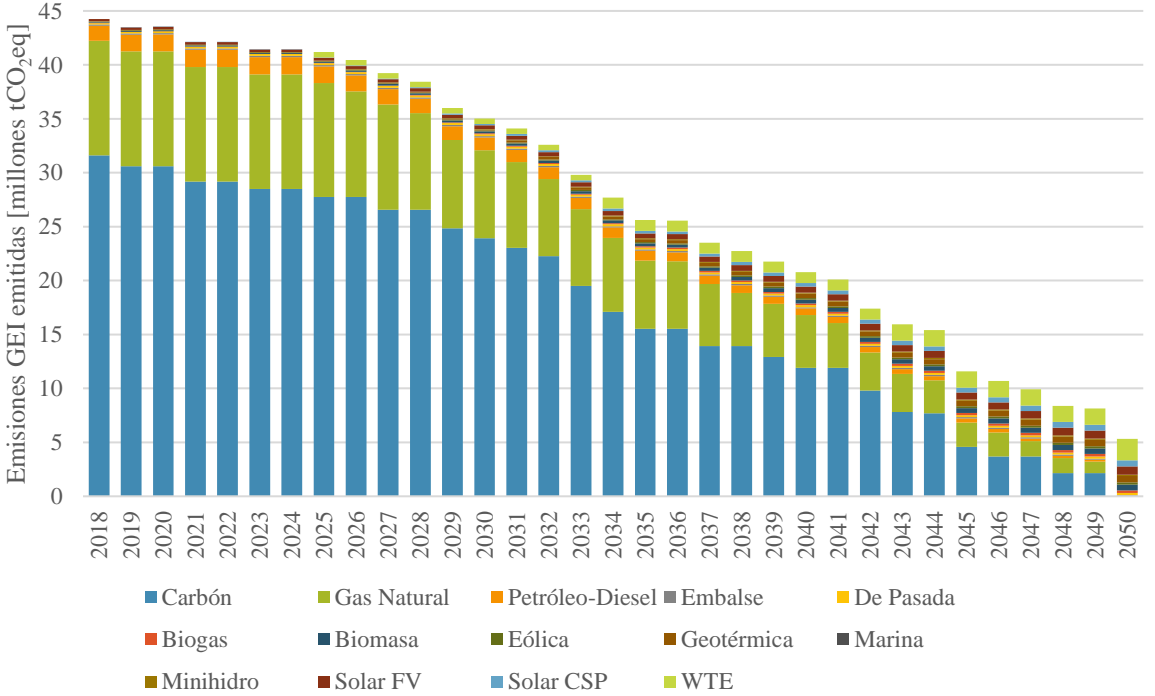


Figura 30: Emisiones GEI Anuales Emitidas, escenario B.

Al año 2050 el escenario de línea base alcanza valores cercanos a las 16 millones [tCO₂eq], y el escenario B, 5 millones [tCO₂eq] lo cual se traduce, respectivamente, en un 61% y un 87% de reducción de las emisiones con respecto al año 2024. La principal causa de esta diferencia es la presencia de tecnologías térmicas convencionales en el escenario A dado su alto factor de emisión, de hecho, las emisiones de estas tecnologías terminan siendo más del 75% de las emisiones del año 2050 en este escenario. Por su cuenta, el escenario B, al año 2050 la tecnología que tiene más participación en sus emisiones es la WTE con cerca de un 40%. Lo anterior, se puede observar en la Figura 31 que da cuenta del detalle de las emisiones del año 2050 en cada escenario.

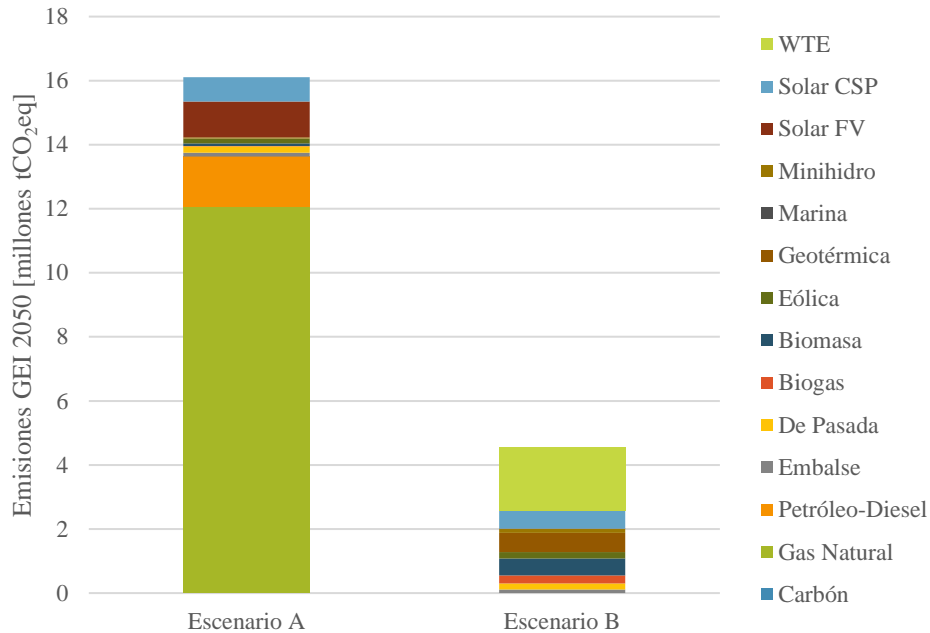


Figura 31: Detalle emisiones GEI Emitidas año 2050.

5.2 EMISIONES GEI EVITADAS EN EL SECTOR RESIDUOS

La producción de energía a partir de residuos tiene una consideración especial con respecto a otras fuentes de energía, pues utiliza como materia prima a los residuos. La utilización de estos residuos, al mismo tiempo de estar emitiendo emisiones GEI propias de los procesos de generación de eléctrica (calculadas recién en la sección anterior), está evitando emisiones en el sector de residuos, pues el aprovechamiento energético de estos residuos evita la disposición de esa fracción en rellenos sanitarios y vertederos, actividades que tienen altas tasas de emisiones GEI resultantes de los procesos microbiológicos que ocurren en la descomposición de los residuos [91].

Entonces, en esta sección se estiman las emisiones GEI evitadas en el sector residuos a causa de la utilización de residuos como materia prima en la generación de electricidad. Estas emisiones evitadas se calculan a partir de la siguiente fórmula:

$$GEI_{evitadas} = \sum_i TR_i \cdot GE_i \quad (7)$$

Donde,

$GEI_{evitadas}$: Corresponde a las emisiones GEI anuales evitadas en el sector residuos a causa de la generación eléctrica a partir de residuos [tCO₂eq].

TE_i : Representa a la tasa de emisiones evitadas de GEI de la tecnología i , medida en términos de emisiones de GEI evitadas por unidad de energía producida $[\frac{tCO_2eq}{GWh}]$.

GE_i : Generación eléctrica anual a partir de residuos de la tecnología i $[GWh]$.

En la Tabla 30 se presentan las tasas de emisiones evitadas de GEI de las tecnologías que utilizan residuos como fuente de materia primas, las cuales fueron extraídas desde literatura [91, 92].

Tabla 30: Tasa de emisiones GEI evitadas.

Tecnología	Tasa de emisiones GEI evitadas $[\frac{tCO_2eq}{GWh}]$
Biogás	400
Biomasa	400
WTE	1.670

En la Figura 32 se presentan las emisiones GEI evitadas para ambos escenarios (Ver detalles por zona y por año en Anexo E.2). En ella es posible distinguir que para el escenario A, las emisiones evitadas se mantienen constantes, esto ocurre porque en este escenario no se proyectan ingresos de tecnologías que generen a partir de residuos. Por otro lado, en el escenario B se aumenta el nivel de emisiones evitadas considerablemente a lo largo del tiempo, llegando a evitar cerca de 14,5 millones $[tCO_2eq]$ dado por el progresivo ingreso de tecnologías de generación eléctrica a partir de residuos en la proyección.

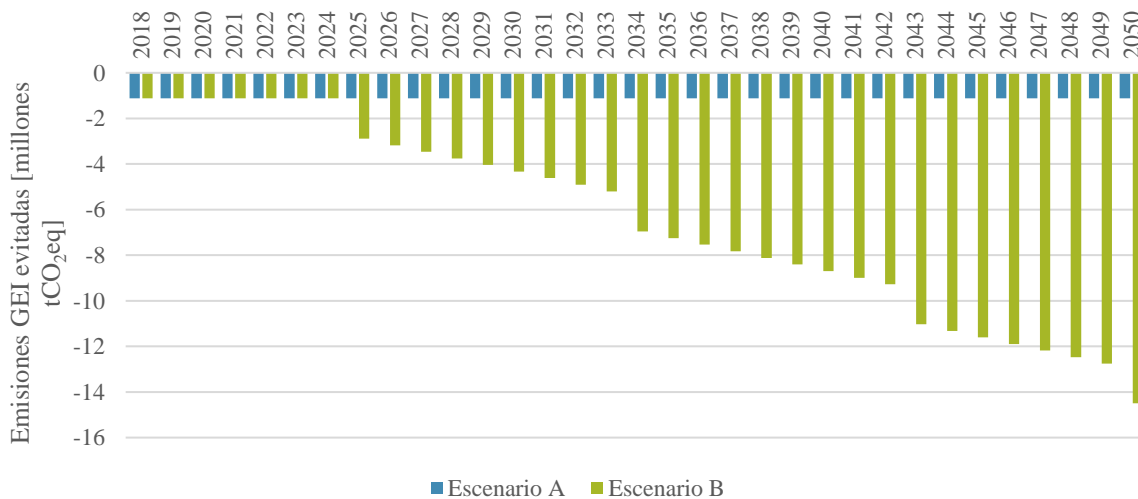


Figura 32: Emisiones GEI Evitadas, escenario A y B.

5.3 BALANCE DE EMISIONES GEI

Dado que existen emisiones GEI emitidas y evitadas, es necesario realizar un balance de masa para expresar el cambio neto en las emisiones GEI que representa cada escenario para el país. Para lo anterior se aplica la siguiente fórmula:

$$GEI_{Balance} = GEI_{emitidas} - GEI_{evitadas} \quad (8)$$

El resultado de los balances de los escenarios A y B se representan en la Figura 33 y Figura 34 respectivamente (Ver detalles por zona y por año en Anexo E.3). El balance del escenario A no es significativo pues las emisiones evitadas son menores y se mantienen constante a lo largo del tiempo, quedando así, la curva del balance muy similar a la curva de las emisiones emitidas. Sin embargo, el balance del escenario B muestra resultados más interesantes, pues demuestra que las emisiones evitadas por la valorización energética de residuos son significativas con respecto a las emisiones emitidas por el sector eléctrico, a tal punto, que desde el año 2045 las emisiones evitadas en el sector residuos son superiores en magnitud a las emitidas por el propio sector eléctrico.

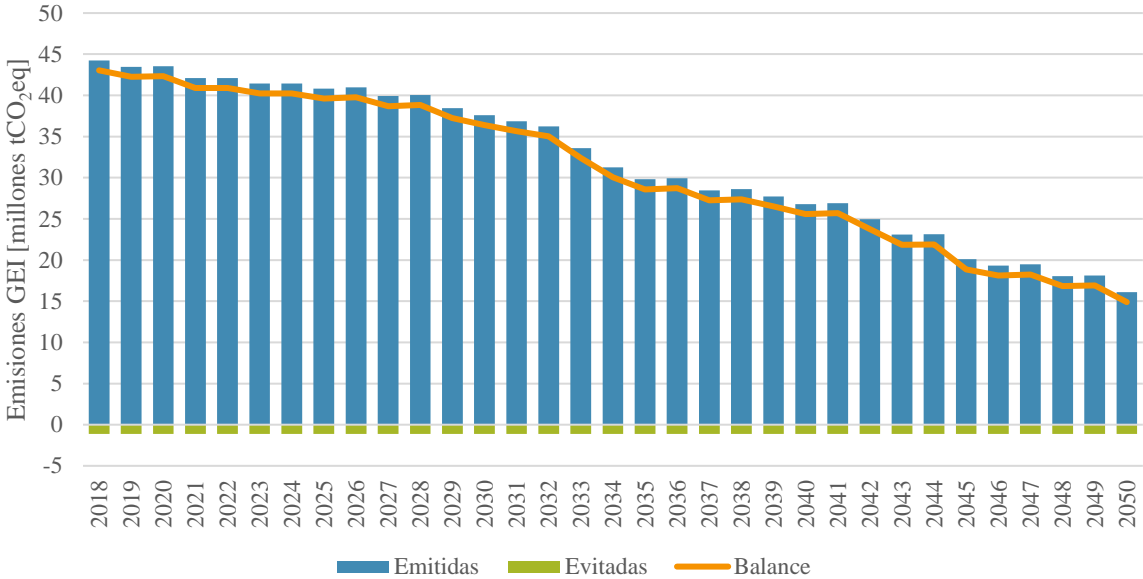


Figura 33: Balance Emisiones GEI, escenario A.

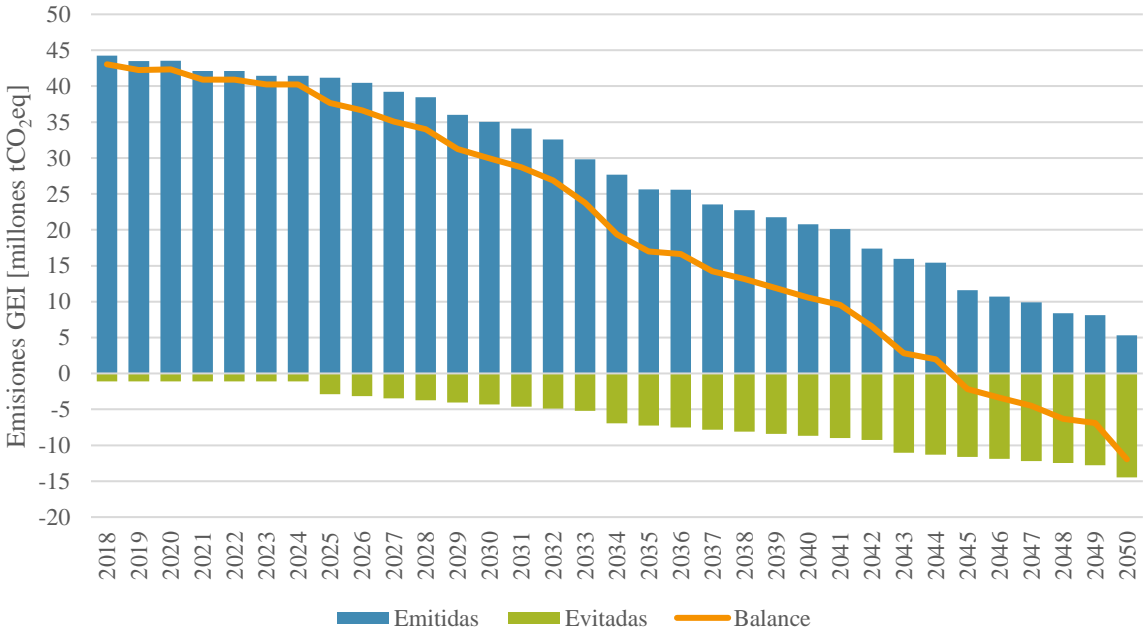


Figura 34: Balance Emisiones GEI, Escenario B.

5.4 CONTRIBUCIÓN A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES GEI

En el documento de la Contribución Tentativa de Chile (INDC) para el acuerdo climático se establece que, *Chile se compromete al 2030 a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB, en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso*. Este indicador de intensidad de GEI se expresa en toneladas de CO₂ equivalentes por millones de pesos chilenos al 2011 $\left[\frac{tCO_2eq}{MM\ CLP\$2011} \right]$ [93]. Si bien esta meta hace alusión a las emisiones GEI totales del país, para poder evaluar la contribución en este caso, se asimilará esta meta a las emisiones asociadas a la generación de electricidad.

Dado esto, se realiza el cálculo del indicador de emisiones por unidad de PIB en cada escenario. Estos valores se presentan en la Figura 35, y son comparados con el valor de referencia (año 2007) y con la meta de reducción al año 2030 (Ver detalle en Anexo E.4).

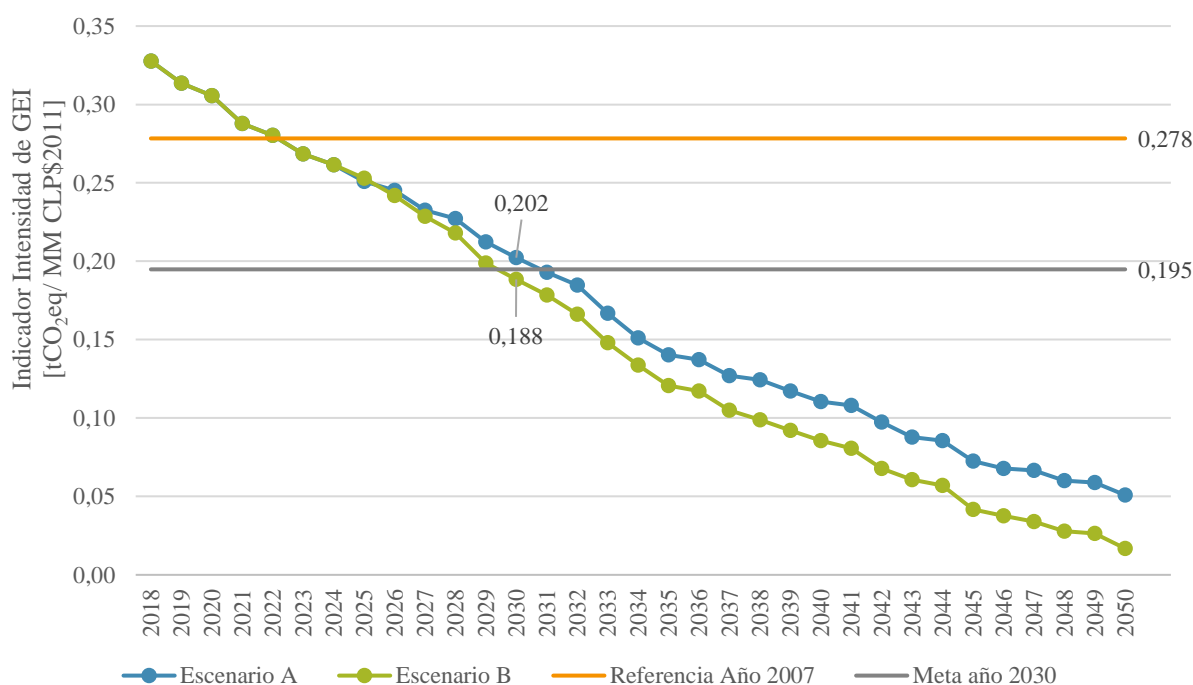


Figura 35: Indicador de Intensidad GEI.

En los resultados de la Figura 35 se aprecia que el indicador de intensidad GEI del sector eléctrico al año 2030 llega a una reducción de un 32% en el escenario B, excediendo la meta en un 2%, y, a una reducción de un 27% en el escenario A, faltando un 3% para cumplir con la meta.

A pesar de que los resultados de la Figura 35 resultan ser favorables para el escenario B, estos resultados no logran representar el beneficio total que genera el escenario B con respecto a mitigación, pues el indicador utilizado sólo considera a las emisiones emitidas del sector eléctrico y no considera a las emisiones evitadas en el sector residuos. Es importante considerar lo anterior ya que el escenario B no sólo está cumpliendo con la meta sectorial, sino que también está aportando a evitar emisiones en otros sectores.

Esta idea de evitar más emisiones podría ayudar a que Chile fuese más allá de los compromisos adquiridos en la COP21, ayudando a que el mundo se acerque a un escenario mucho mejor entre los proyectados por el IPCC. De hecho, el reciente reporte del IPCC del año 2018, establece un nuevo límite

para el calentamiento global de 1,5 [°C] por encima de la temperatura de la era pre-industrial; a diferencia de los 2 [°C] establecidos por el IPCC en el año 2014 [94]. Por lo tanto, los compromisos adquiridos en la COP21 por Chile y el mundo no son suficientes para lograr mantener el CC bajo este nuevo umbral y se requiere actualizar la INDC según estas últimas proyecciones. Para lograr limitar el calentamiento en 1,5 [°C] el IPCC en su nuevo reporte establece que se deberán disminuir al 2030 en un 45% las emisiones de GEI globales con respecto al 2010. Escenarios como el B, que logran evitar más emisiones podrían permitir acercar a Chile a estas nuevas metas de reducción de GEI.

6 EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA

Este trabajo busca evaluar dos escenarios de proyección de generación eléctrica para Chile (del 2025 al 2050) prestando especial atención a su potencial de calentamiento global. Considerando que se trata de una planificación a nivel país y de largo plazo, es pertinente realizar una evaluación social y económica, situándose desde el punto de vista del bienestar social (de todo el país). Para lo anterior, se utiliza la herramienta del VAN Social que mide y cuantifica los costos e ingresos de cada escenario, considerando los beneficios sociales por la disminución de emisiones GEI que genera cada uno. Finalmente, se comenta sobre los resultados y otros aspectos sociales relevantes que no son cuantificados en esta evaluación.

La evaluación socioeconómica se realiza para la fracción de la matriz de generación eléctrica en que difieren ambos escenarios entre el periodo 2025 y 2050, representada principalmente por los ingresos nuevos que tiene cada escenario. Esta fracción se ilustra en la Figura 36 por el área encerrada por la línea punteada.

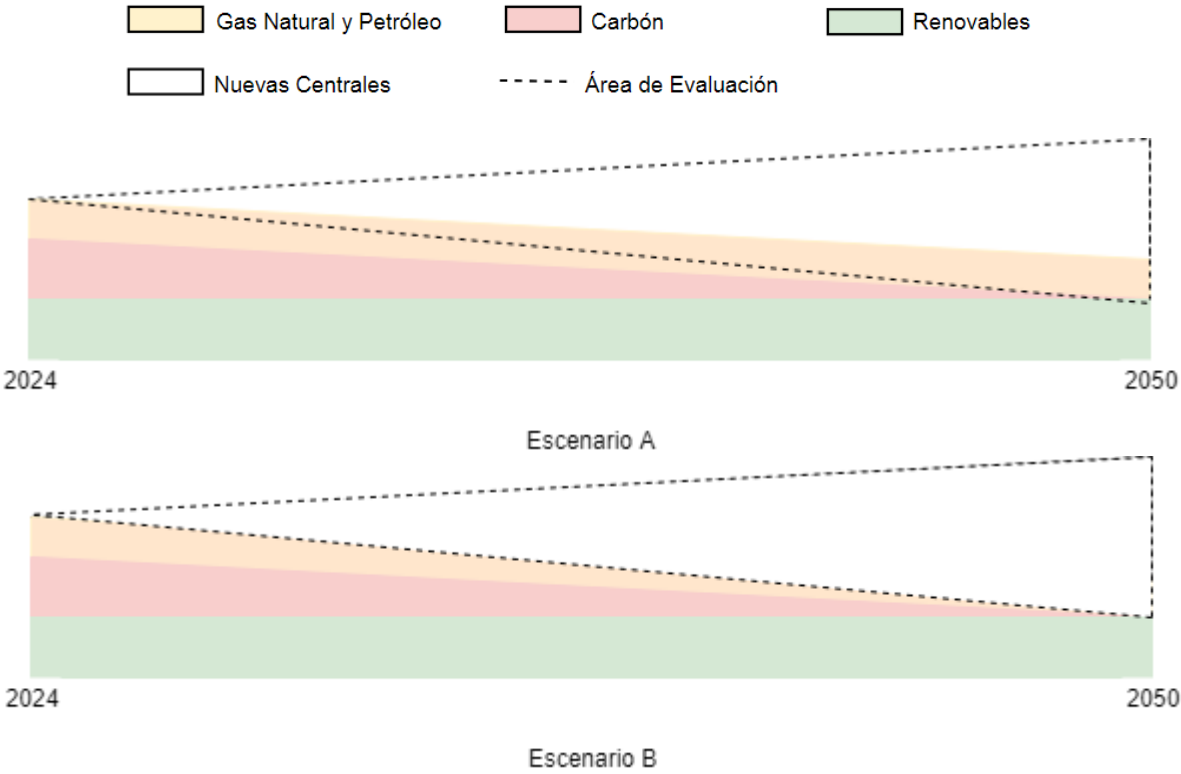


Figura 36: Esquema ejemplificador de los límites de evaluación de la matriz de generación eléctrica.

De la Figura 36 se observa que la fracción de la matriz de generación que es abastecida por las nuevas centrales (representadas por el color blanco) es menor para el caso A que en el caso B. Esto se debe a que el escenario A no contempla el plan de cierre de las centrales a gas natural y petróleo (representadas en color naranja) y, por lo tanto, no se debe reemplazar esa fracción con nuevas plantas generadoras.

Para hacer comparables las evaluaciones socioeconómicas de ambos escenarios, el escenario A debe incluir en su límite de evaluación la fracción de plantas a gas natural y petróleo que sería cerrada en el escenario B. De lo contrario, los proyectos tendrían tamaños diferentes y harían injusta su comparación.

Para recordar, en el escenario A el ingreso de nuevas centrales se compone de las tecnologías solar PV, solar CSP, eólica, hidroeléctrica de pasada, y gas natural; para el escenario B se compone de solar PV, solar CSP, eólica, geotérmica, biomasa, biogás, minihidro y WTE.

6.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS

6.1.1 Costos de Inversión de nuevas Centrales de Generación

Los costos de inversión de las distintas tecnologías de generación se obtienen de las trayectorias de costos proyectadas por el PELP (Ver Figura 37) [45]. Las proyecciones realizadas por el PELP fueron basadas en reportes internacionales e información recabada por la CNE con el objetivo de construir trayectorias de costos asociadas al contexto chileno, considerando la situación actual que cada tecnología tiene en el país.

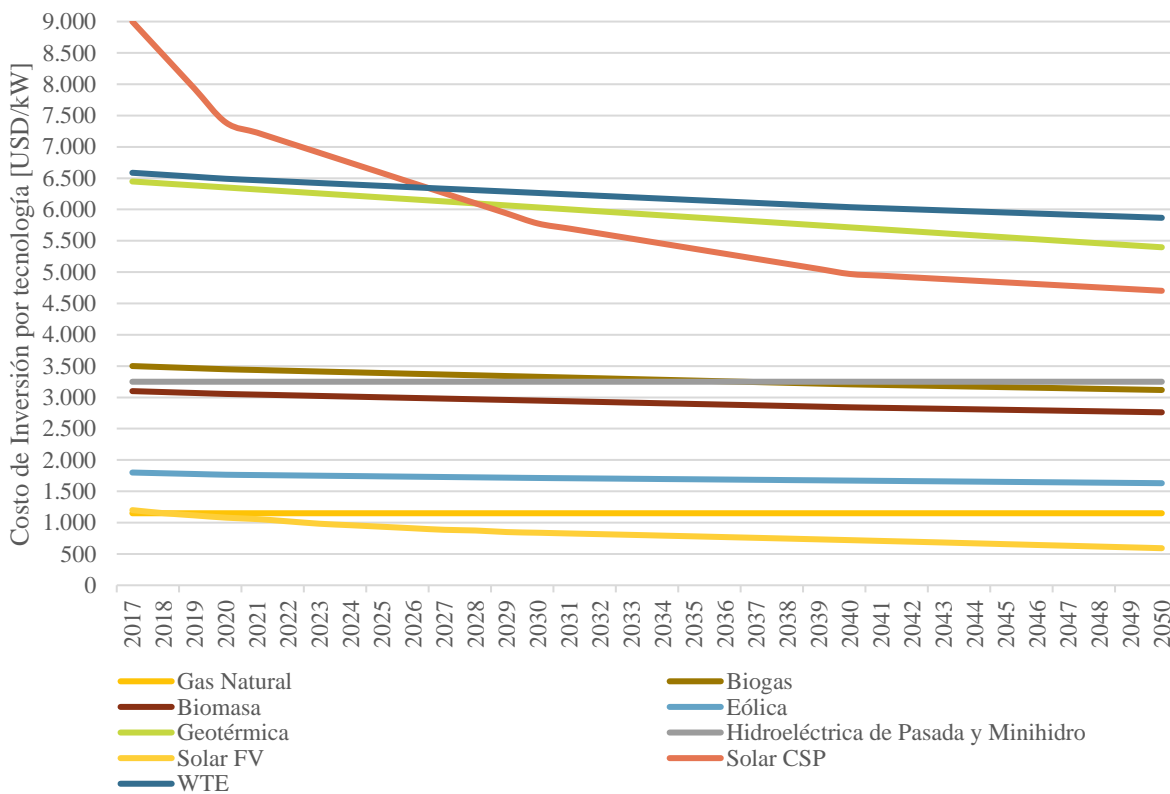


Figura 37: Proyección de Costos de Inversión por Tecnología [45].

Los costos están en un rango de $600 \left[\frac{USD}{kW} \right]$ hasta $9.000 \left[\frac{USD}{kW} \right]$. Las tecnologías con mayores costos corresponden a la solar CSP, geotérmica y WTE, con costos intermedios las tecnologías de biogás, biomasa, hidroeléctrica de pasada y minihidro, mientras que las con menores costos son la eólica, gas natural y solar PV. Además, debido al desarrollo incipiente que tienen las tecnologías ERNC en el país, es posible observar que ellas presentarán una disminución en sus costos a lo largo del tiempo. Para las tecnologías de gas natural, hidroeléctrica de pasada y minihidro no se considera evolución en el tiempo, ya que son consideradas tecnologías maduras.

Como se menciona en secciones anteriores, la mayoría de los conflictos socioambientales que existen hoy en Chile están relacionados a la instalación de centrales de generación eléctrica [76]. Una mayor oposición social al desarrollo de proyectos provoca un aumento en sus tiempos de construcción, que a su vez provoca un alza en los costos de inversión. Para representar esta disposición social sobre la

instalación de proyectos eléctricos el PELP decide incorporar un factor de aumento en el costo de inversión para algunas tecnologías. Basado en la experiencia que tiene el país, las tecnologías que se corrigen con el factor de aumento corresponden a la eólica, hidroeléctrica (de pasada y minihidro) y gas natural. Para esta última, se considera el factor de corrección en todo el país, y para el resto se considera desde la zona central hacia el sur. A continuación, en la Tabla 31 se muestran dichos factores.

Tabla 31: Factor de aumento en el costo de inversión por disposición social de proyectos [45].

Tecnología	Factor de aumento en costo de inversión
Gas Natural	1,09
Hidroeléctrica	1,13
Eólica	1,06

Finalmente, considerando los costos de inversión por tecnología (Figura 37), los factores de aumento recién mencionados (Tabla 31) y los respectivos ingresos de centrales (Anexo D) se obtienen los costos de inversión por año para cada escenario de la Figura 38. La mayoría de las inversiones anuales en ambos escenarios se encuentran en un rango entre 2.000 y 3.000 *MUSD*, sin embargo, el escenario B presenta mayores costos de inversión en comparación con el escenario A debido a que el escenario B requiere la instalación de un mayor número de nuevas plantas por el plan de cierre extra que asume, y también debido a que este escenario considera tecnologías más costosas como la geotérmica y WTE. Además, existen algunos saltos grandes en los costos de inversión en el escenario B que superan los 3.000 *MUSD*, esto se debe al ingreso concentrado de tecnologías más costosas.

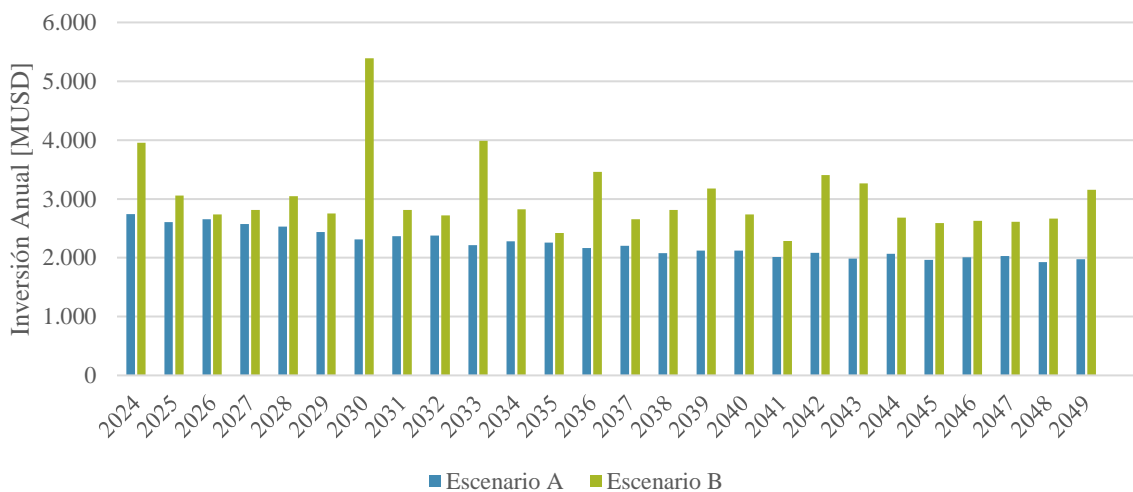


Figura 38: Inversión Anual, escenarios A y B. El año 2024 corresponde al año 0 de la evaluación, en dónde se realiza el primer ingreso de centrales (primera inversión).

6.1.2 Costos por Cierre de Centrales

Corresponden a los costos asociados al desmantelamiento de las centrales que se contemplan cerrar según los planes de cada escenario: para el escenario A, asociados al cierre de centrales a carbón; y para el escenario B, los asociados al cierre de centrales a carbón, a gas natural y a petróleo. En términos generales, en el desmantelamiento de una central se requieren una serie de actividades, tales como evaluaciones en terreno, planes de remediación y cierres, desarrollo de contratos y selección de contratistas, remoción y recuperación de equipos, demolición, remediación ambiental, restauración de sitios, eliminación de residuos etc., todas estas actividades involucran costos.

A continuación, en la Figura 39 se muestran los costos estimados de desmantelamiento por potencia instalada para las centrales a carbón, a gas natural y a petróleo obtenidos de bibliografía [95].

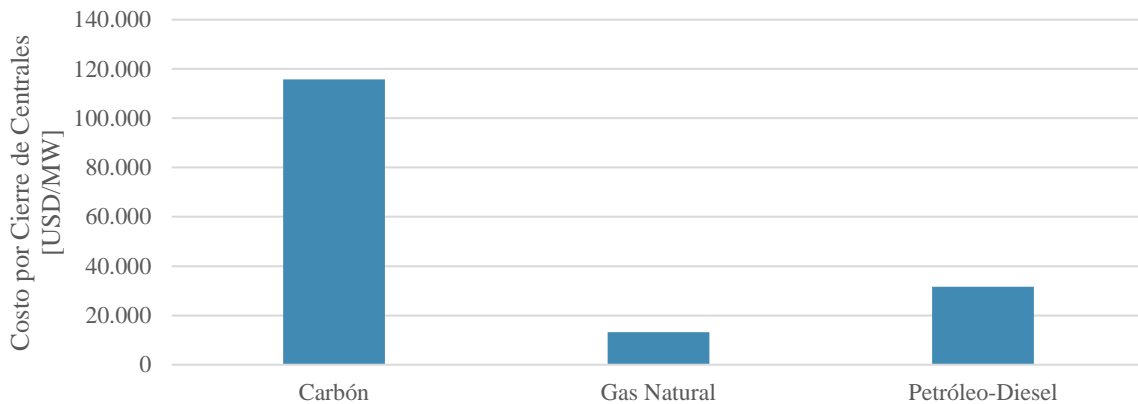


Figura 39: Costos por cierre de centrales según tecnología [95].

Utilizando los costos anteriores y los planes de cierre que considera cada uno de los escenarios, se obtiene la inversión anual por el cierre de centrales para cada caso. Los resultados se presentan en la Figura 40. De los resultados, es posible apreciar que el Escenario B presenta mayores inversiones anuales que el escenario A. Esto se debe a que el escenario B, además de considerar el cierre a carbón, considera el cierre de las centrales a gas natural y petróleo. Aún así, la diferencia en la inversión anual entre ambos escenarios no es significativa pues los costos de cierre de las centrales a gas natural y petróleo son bajos en comparación con los costos de cierre de las centrales a carbón.

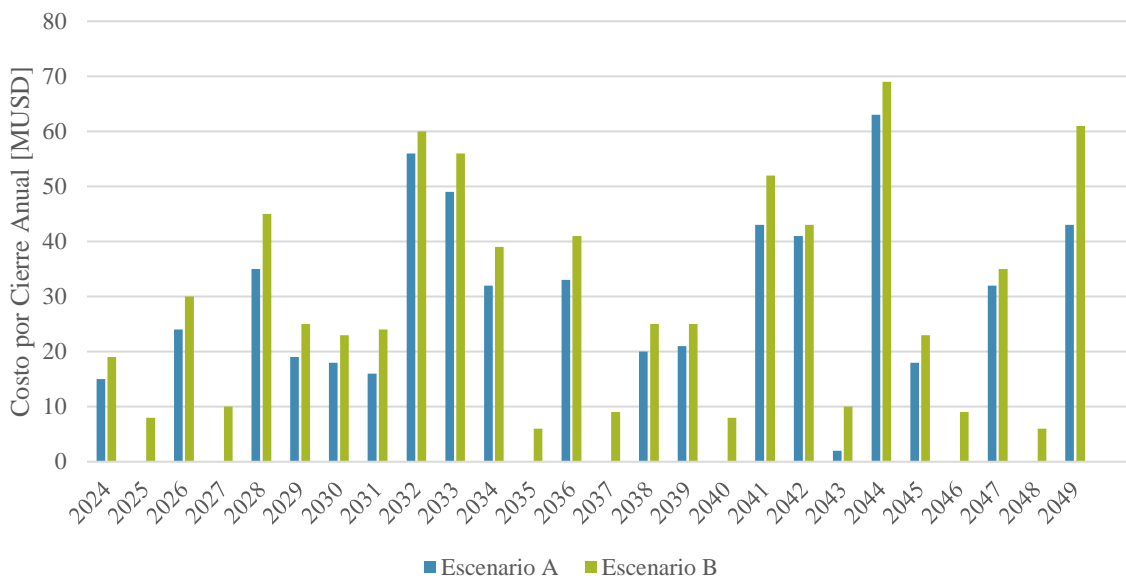


Figura 40: Inversión anual por cierre de centrales.

6.1.3 Costos Variables

Estos costos reflejan todos aquellos aspectos que presentan una variación en función de la producción, en este caso, de la generación eléctrica de cada central. Estas estimaciones son obtenidas a partir de la suma de los costos variables combustibles (CVC) y costos variables no combustibles (CVNC). Los CVC están directamente relacionados al costo del insumo principal utilizado para la producción de energía, y los CVNC corresponden al resto de los costos derivados de la producción de energía, pero que no corresponden a costos asociados a los combustibles, por ejemplo, insumos secundarios, inspecciones,

repuestos, etc. A continuación, en la Figura 41, se muestran los costos variables por tecnología extraídos del PELP [45].

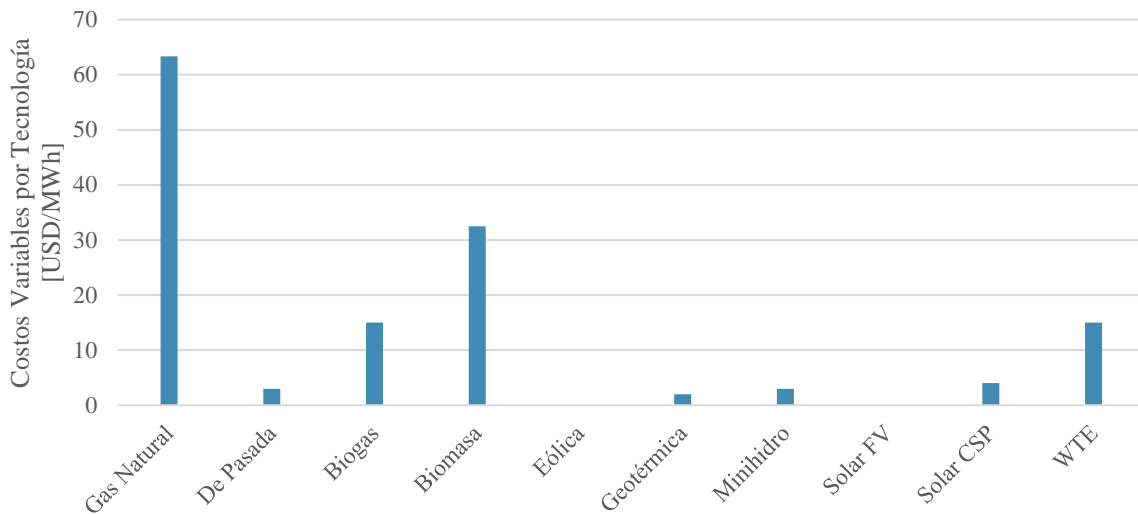


Figura 41: Costos variables por tecnología [45].

Se estima que los costos variables son constantes a lo largo del tiempo, a excepción de la generación a gas natural, en la cual se estima un alza en el costo variable de 63 a 73 $\left[\frac{USD}{MWh}\right]$ desde el año 2025 al año 2050 [45], ocasionada principalmente por el aumento proyectado del precio del combustible (gas natural).

Considerando los datos de la Figura 41 y la composición de la fracción de generación a evaluar, se obtienen los costos variables anuales para cada escenario, resultados que se exponen Figura 42. Se observa que en ambos casos los costos aumentan con el tiempo, siendo lo esperable ya que, a medida que se avanza en los años la fracción de la matriz de generación eléctrica que se abarca en la evaluación es mayor (recordar Figura 36). Los costos variables anuales en el escenario A superan sustancialmente a los del escenario B, esto se debe principalmente a que el escenario A considera entre sus tecnologías a la tecnología de gas natural, que según los datos de la Figura 41 es la tecnología más costosa.

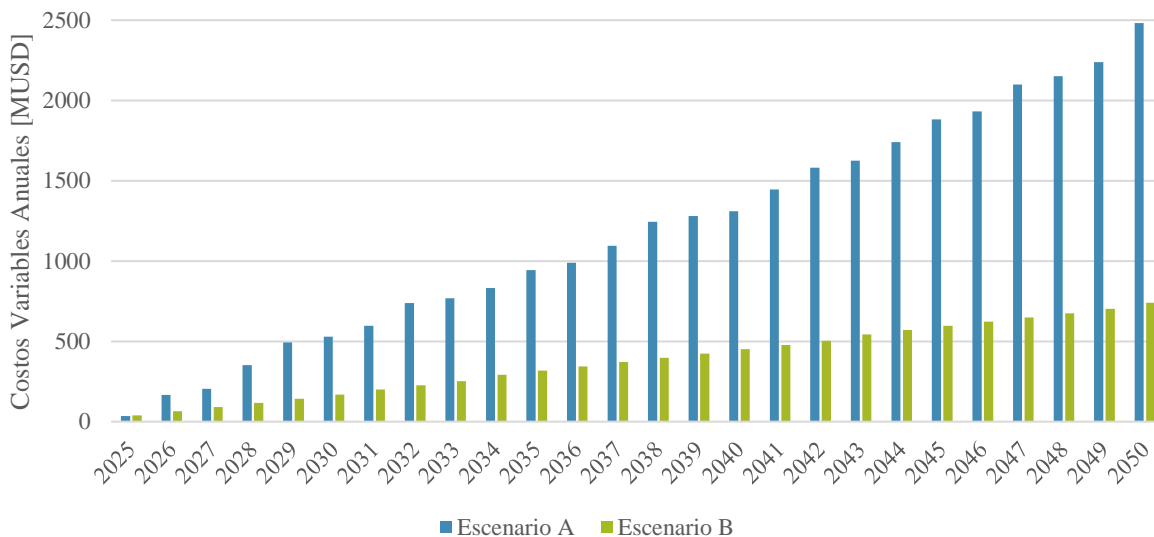


Figura 42: Costos variables anuales para cada escenario.

6.1.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

Como su nombre lo indica, corresponden a los costos fijos necesarios para mantener en operación una central, dependientes de la capacidad de la central, pero independientes de la cantidad de energía que esta genera. Estos costos consideran, entre otros, sueldos, contratos de mantenimiento etc. Al igual que el resto de los costos, éstos son obtenidos del PELP [45] y se presentan en la Figura 43.

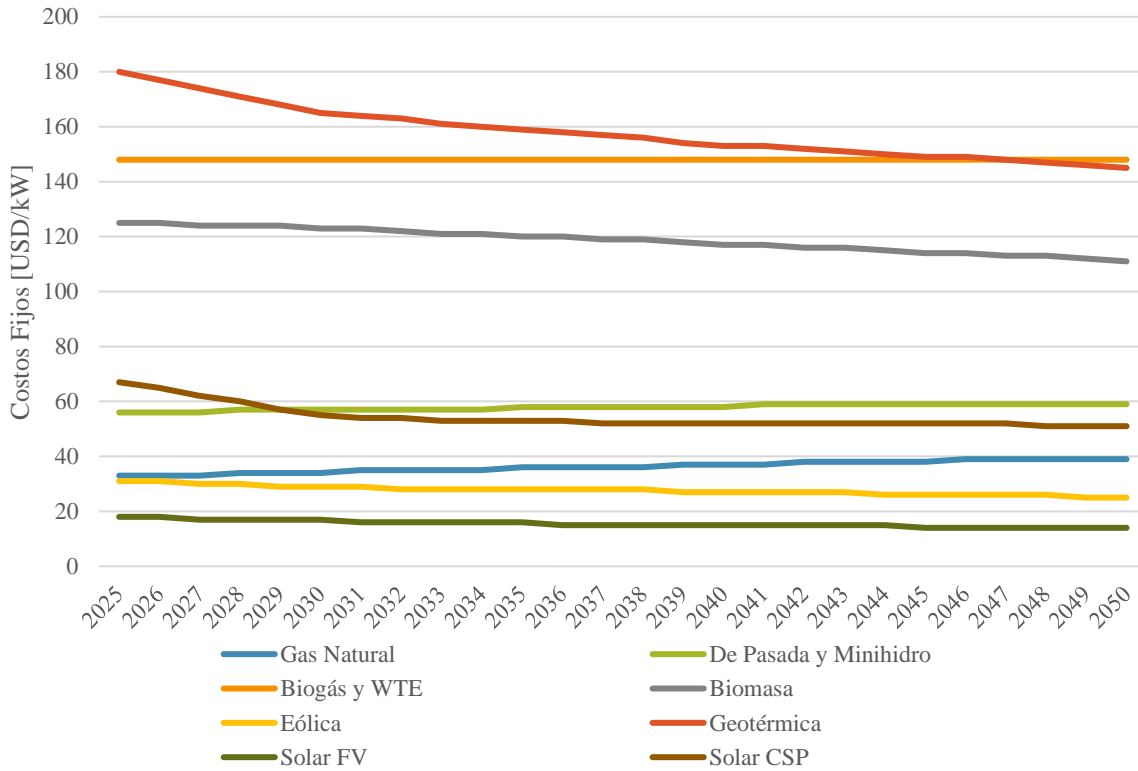


Figura 43: Costos fijos por tecnología [45].

Según los datos de la Figura 43 las tecnologías con costos más altos corresponden a la geotérmica, biogás, WTE y Biomasa, mientras que las con costos más bajos son solar PV, eólica y gas natural.

Considerando los datos de la Figura 43 y la potencia instalada a evaluar en cada escenario, se obtienen los costos fijos anuales para cada caso, resultados que se exponen en la Figura 44. Se observa que en ambos casos los costos aumentan con el tiempo, siendo lo esperable ya que, a medida que se avanza en los años la potencia instalada que se abarca en la evaluación es mayor. Los costos fijos anuales en el escenario B superan a los del escenario A, debido a que el escenario B considera tecnologías diferentes para las nuevas centrales. Tales tecnologías, como biogás, biomasa y WTE, son más costosas que las tecnologías del escenario A.

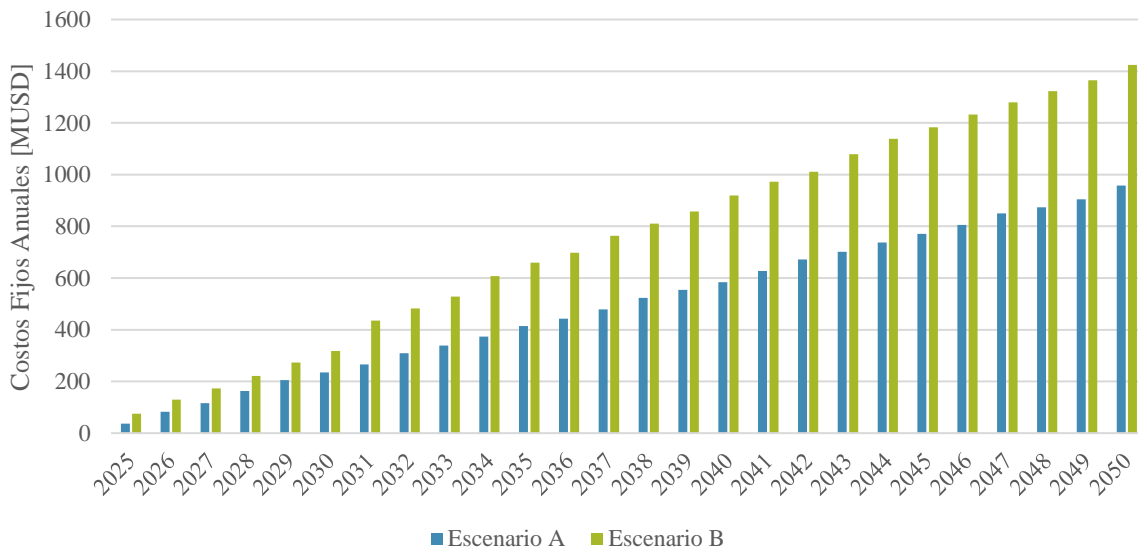


Figura 44: Costos fijos anuales de operación y mantenimiento.

6.2 ESTIMACIÓN DE INGRESOS Y BENEFICIOS SOCIALES

6.2.1 Venta de Energía

El ingreso por venta de energía al sistema eléctrico se obtiene a partir de la multiplicación de la energía anual generada por el precio de venta. Ambos escenarios evalúan la misma fracción de la matriz de generación eléctrica por lo tanto sus ingresos por venta de energía son iguales. La Figura 45 presenta una proyección del promedio anual del precio energía (costo marginal) hasta el año 2050, de la zona central de Chile sacada desde bibliografía [66]. Para el cálculo en este trabajo, se asume para todo Chile esta proyección.

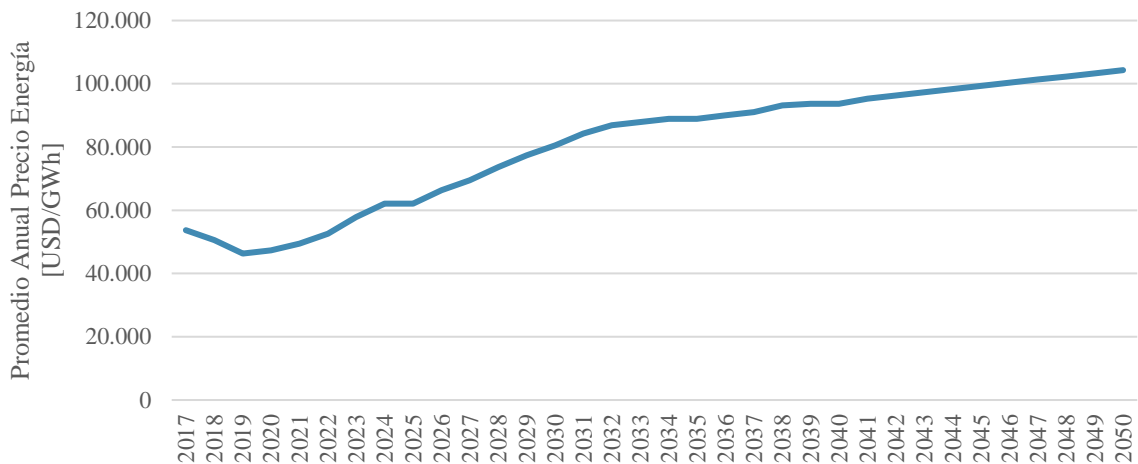


Figura 45: Proyección del promedio anual del precio de la energía [66].

Considerando la proyección anterior y la cantidad de energía anual generada a evaluar, se obtienen los ingresos por venta de energía anual para ambos escenarios, en la Figura 46 se muestran los resultados. Tal como se espera, los ingresos aumentan a medida que pasa el tiempo, pues tanto la energía generada como el precio aumentan al pasar los años.

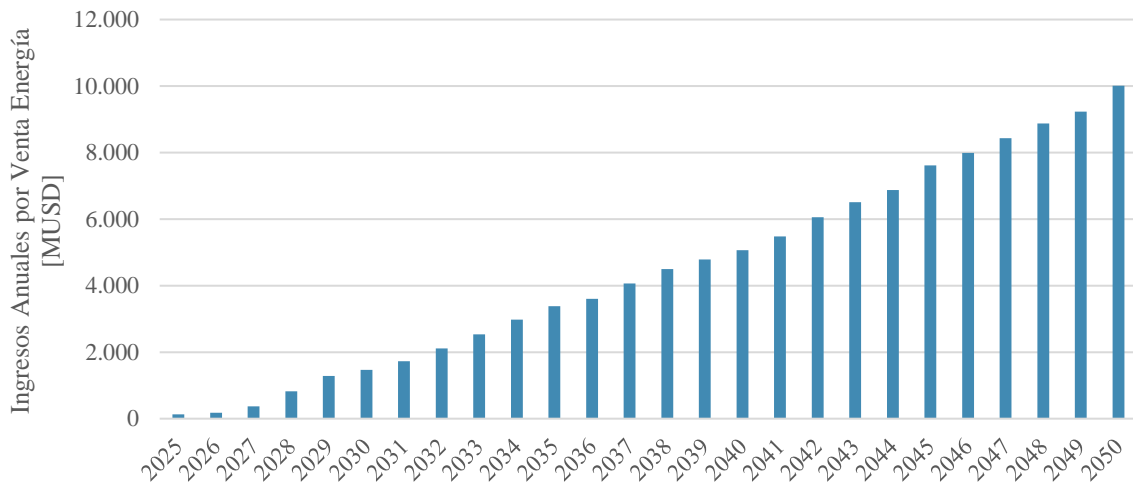


Figura 46: Ingresos anuales por venta de energía. Escenario A y B.

6.2.2 Ahorros por reducción de Gases Efecto Invernadero

Dado los compromisos internacionales adquiridos por Chile en materia de mitigación, el gobierno a través del Ministerio del Desarrollo Social (MDS) ha trabajado, entre otras cosas, en la estimación de un Precio Social del CO_2 , con el objetivo de poder incorporar en las evaluaciones de proyectos los beneficios o costos sociales por disminuir o aumentar las emisiones de GEI. Para la cuantificación del precio social el MDS propone: *seguir el modelo de Reino Unido y estimar un precio sombra a partir de la disposición de Chile de reducir, y por ende de pagar, emisiones de GEI conforme a su meta de mitigación*. Este valor se obtiene a partir del análisis de los costos marginales de reducción o abatimiento de CO_2 que permiten cumplir con las metas de mitigación de Chile bajo el Acuerdo de París y da como resultado un precio social de carbono que corresponde a $32,5 \left[\frac{USD}{tCO_2eq} \right]$ [96].

El MDS establece que, *este precio se deberá utilizar para valorar los aumentos o disminuciones por tonelada de CO_2 equivalente en la Evaluación Social de Proyectos de inversión, cuando se compare la cantidad de emisiones de CO_2 equivalente de la situación base (optimizada) con las emisiones de las distintas alternativas de proyecto* [96]. Considerando como situación base el nivel de emisiones de la matriz generación del año 2024, y las emisiones evitadas tanto en el sector energía como en el sector residuos para cada uno de los escenarios, se utiliza la ecuación 9 para realizar el cálculo de los beneficios anuales por reducción de emisiones. Los resultados se muestran en la Figura 47.

$$\begin{aligned}
 & \text{Ahorro por reducción } GEI_{año_i} & (9) \\
 & = \text{Precio Social } GEI \cdot [GEI_{emitidas_{2024}} - GEI_{emitidas_{año_i}} \\
 & + GEI_{evitadas_{2024}} - GEI_{evitadas_{año_i}}]
 \end{aligned}$$

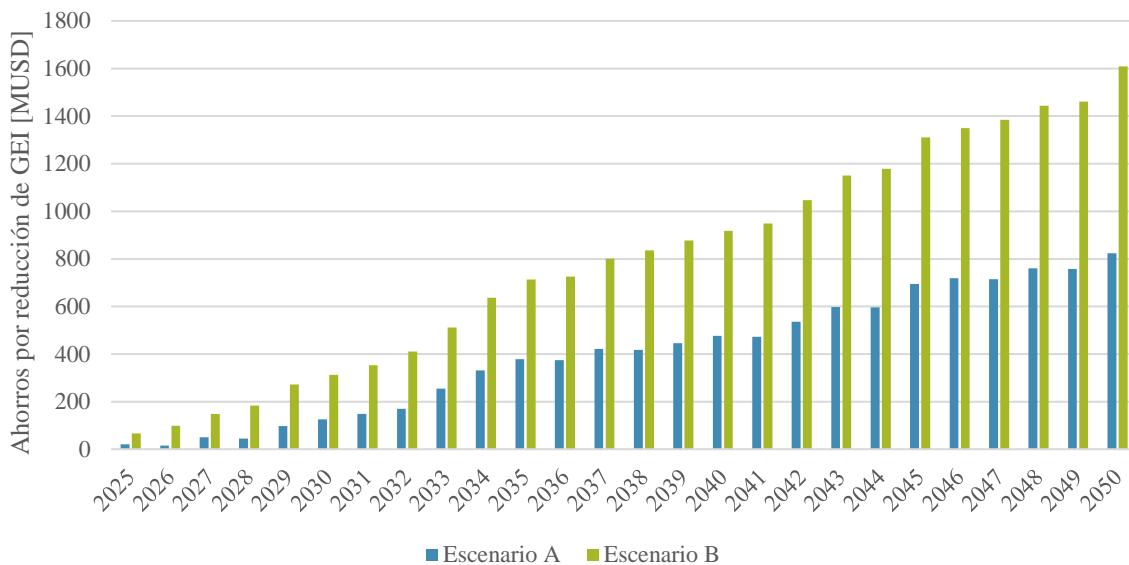


Figura 47: Ahorros por reducción de GEI.

6.2.3 Recepción de Residuos Sólidos Municipales

En el escenario B, por la utilización de una cierta fracción de RSM para la generación de energía, se evita su disposición en rellenos sanitarios y por lo tanto se ahorra los costos por disposición de residuos. Al 2016 el costo por disposición en Chile era de aproximadamente $15 \left[\frac{USD}{t} \right]$ según contratos municipales disponibles. Según un estudio, dado que Chile ha adquirido compromisos en materia de normativa y manejo de residuos, el costo por disposición en Chile tendrá un alza sostenida de 9,4% anual por 20 años hasta alcanzar el valor promedio de los países europeos igual a $90 \left[\frac{USD}{t} \right]$ el año 2036 [53]. Asumiendo la tendencia anterior entre el periodo 2016-2036 y manteniendo constante el precio de $90 \left[\frac{USD}{t} \right]$ desde el 2036 hasta el año 2050, se obtiene la proyección para el costo por disposición de residuos expuesta en la Figura 48.

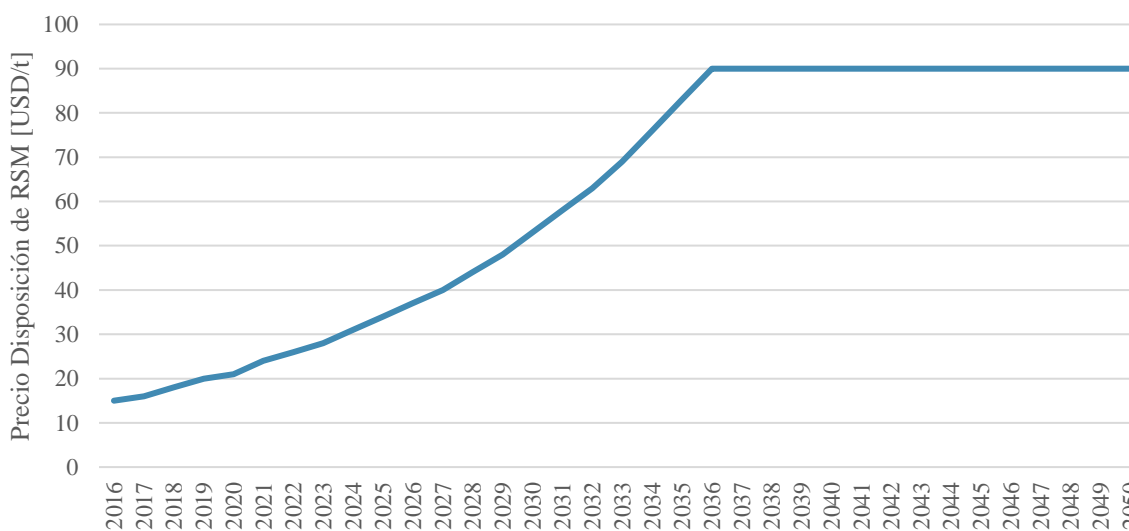


Figura 48: Proyección Precio Disposición de Residuos en Chile [53].

Considerando el precio por disposición proyectado en la Figura 48 y las toneladas de residuos que se evitan disponer en rellenos sanitarios cada año en el escenario B, se obtienen los ahorros anuales por recepción de los residuos que se muestran en la Figura 49.

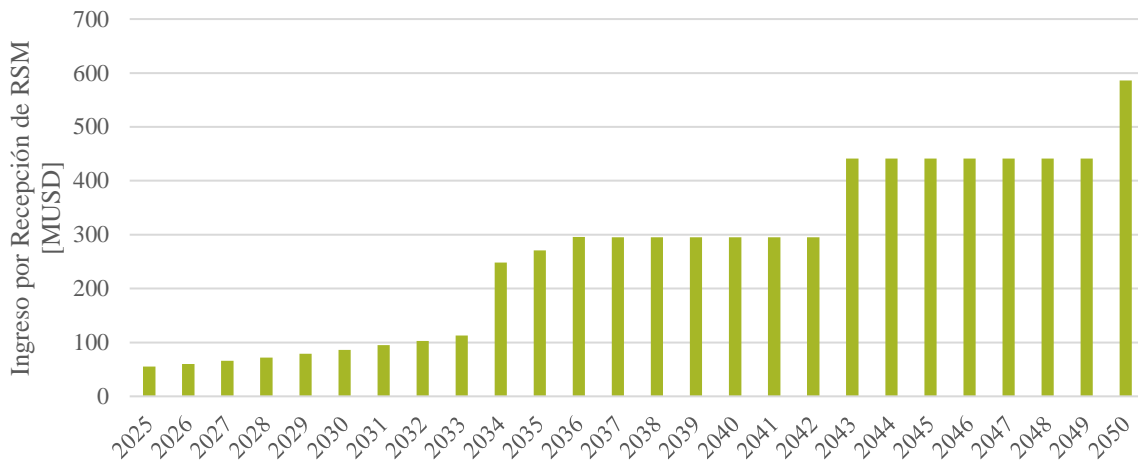


Figura 49: Ahorro anual por recepción de RSM, escenario B.

6.2.4 Liberación de terreno en Rellenos Sanitarios

Otro beneficio que trae la valorización energética de RSM en el escenario B es la disminución de terrenos utilizados por rellenos sanitarios. Considerando las toneladas de residuos que se evitan disponer en rellenos sanitarios cada año en el escenario B, que aproximadamente 10 [t] de RSM utilizan 1 [m²] de terreno y que la valoración del metro cuadrado para un relleno sanitario es de 533 [$\frac{USD}{m^2}$] [53], se cuantifica el ahorro anual por liberación de terreno como se muestra en la Figura 50.

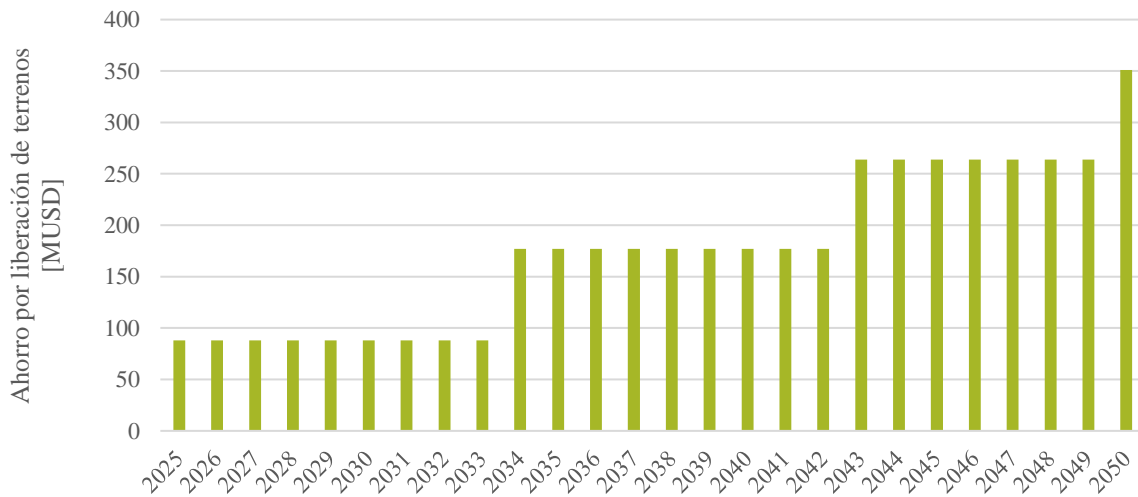


Figura 50: Cuantificación ahorro por liberación de terreno en rellenos sanitarios, escenario B.

6.3 FLUJO DE CAJA

Para la realización del flujo de caja se considera el horizonte de evaluación de 26 años, siendo el 2024 el año 0, y la tasa de descuento social que propone el MDS de 6% anual [98]. Para efectos de la depreciación, los sistemas y equipos son depreciados con el método línea recta, considerando una vida útil promedio de 30 años. A continuación, en la Tabla 32 y Tabla 33 se presentan los flujos de caja para el escenario A y B respectivamente.

Tabla 32: Flujo de Caja Escenario A.

Escenario A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
(+) Ingresos Venta Energía	0	134	177	366	823	1,280	1,471	1,726	2,108	2,533	2,976	3,386	3,606	4,069
(+) Ahorros por reducción de GEI	0	20	15	50	45	97	125	149	170	255	331	378	374	422
(+) Ahorros por recepción RSM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Liberación Terreno RS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Costos Variables	0	-34	-167	-204	-352	-493	-530	-596	-739	-768	-832	-943	-989	-1,095
(-) Costos Fijos	0	-37	-83	-116	-163	-205	-235	-266	-309	-339	-373	-415	-443	-479
(=) Flujo Operacional	0	83	-57	95	353	680	831	1,013	1,230	1,682	2,102	2,407	2,548	2,917
(-) Inversión Cierres Centrales	-15	0	-24	0	-35	-19	-18	-16	-56	-49	-32	0	-33	0
(-) Inversión Ingresos Centrales	-2.742	-2.608	-2.656	-2.574	-2.530	-2.437	-2.313	-2.365	-2.375	-2.213	-2.280	-2.257	-2.166	-2.204
(+) Valor Residual de los Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Flujo de Capitales	-2.742	-2.608	-2.656	-2.574	-2.530	-2.437	-2.313	-2.365	-2.375	-2.213	-2.280	-2.257	-2.166	-2.204
(=) Flujo de Caja	-2.742	-2.525	-2.713	-2.479	-2.176	-1.757	-1.482	-1.351	-1.145	-531	-178	149	382	713
Escenario A	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
(+) Ingresos Venta Energía	4.499	4.790	5.063	5.478	6.057	6.509	6.877	7.614	7.989	8.429	8.875	9.232	10.006	
(+) Ahorros por reducción de GEI	417	446	476	472	536	597	596	694	718	715	761	758	824	
(+) Ahorros por Recepción RSM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(+) Liberación Terreno RS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(-) Costos Variables	-1.245	-1.281	-1.311	-1.446	-1.582	-1.624	-1.740	-1.881	-1.932	-2.099	-2.150	-2.238	-2.481	
(-) Costos Fijos	-523	-554	-584	-627	-672	-701	-737	-771	-806	-850	-873	-904	-958	
(=) Flujo Operacional	3.148	3.402	3.644	3.878	4.339	4.781	4.996	5.655	5.970	6.194	6.613	6.848	7.390	
(-) Inversión Cierres Centrales	-20	-21	0	-43	-41	-2	-63	-18	0	-32	0	-43	0	
(-) Inversión Ingresos Centrales	-2.080	-2.121	-2.124	-2.012	-2.086	-1.985	-2.066	-1.966	-2.009	-2.030	-1.926	-1.977	0	
(+) Valor Residual de los Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.516	
(=) Flujo de Capitales	-2.080	-2.121	-2.124	-2.012	-2.086	-1.985	-2.066	-1.966	-2.009	-2.030	-1.926	-1.977	30.516	
(=) Flujo de Caja	1.068	1.281	1.520	1.866	2.254	2.796	2.930	3.690	3.961	4.164	4.686	4.872	37.906	

Tabla 33: Flujo de Caja Escenario B.

Escenario B	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
(+) Ingresos Venta Energía	0	134	177	366	823	1.280	1.471	1.726	2.108	2.533	2.976	3.386	3.606	4.069
(+) Ahorros por reducción de GEI	0	66	99	148	183	272	313	353	411	511	637	713	725	801
(+) Ahorros por Recepción RSM	0	55	60	66	72	79	86	95	103	113	248	271	296	295
(+) Liberación Terreno RS	0	88	88	88	88	88	88	88	88	88	177	177	177	177
(-) Costos Variables	0	-39	-65	-91	-117	-143	-169	-200	-226	-252	-292	-318	-344	-372
(-) Costos Fijos	0	-75	-130	-173	-221	-273	-318	-435	-483	-528	-607	-659	-698	-763
(=) Flujo Operacional	0	229	230	404	829	1.304	1.472	1.626	2.002	2.465	3.138	3.570	3.762	4.206
(-) Inversión Cierres Centrales	-19	-8	-30	-10	-45	-25	-23	-24	-60	-56	-39	-6	-41	-9
(-) Inversión Ingresos Centrales	-3.953	-3.057	-2.735	-2.813	-3.046	-2.753	-5.392	-2.815	-2.722	-3.987	-2.825	-2.419	-3.462	-2.653
(+) Valor Residual de los Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Flujo de Capitales	-3.972	-3.065	-2.765	-2.823	-3.091	-2.779	-5.414	-2.839	-2.783	-4.043	-2.864	-2.425	-3.503	-2.662
(=) Flujo de Caja	-3.972	-2.836	-2.535	-2.419	-2.262	-1.475	-3.943	-1.213	-781	-1.577	274	1.145	259	1.544
Escenario B	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
(+) Ingresos Venta Energía	4.499	4.790	5.063	5.478	6.057	6.509	6.877	7.614	7.989	8.429	8.875	9.232	10.006	
(+) Ahorros por reducción de GEI	836	877	918	949	1.047	1.151	1.178	1.311	1.350	1.384	1.443	1.461	1.609	
(+) Ahorros por Recepción RSM	295	295	295	295	295	441	441	441	441	441	441	441	586	
(+) Liberación Terreno RS	177	177	177	177	177	264	264	264	264	264	264	264	351	
(-) Costos Variables	-398	-424	-452	-478	-503	-543	-570	-597	-623	-649	-675	-702	-741	
(-) Costos Fijos	-811	-858	-919	-973	-1.011	-1.079	-1.139	-1.183	-1.232	-1.279	-1.323	-1.365	-1.425	
(=) Flujo Operacional	4.597	4.856	5.082	5.448	6.061	6.744	7.052	7.852	8.189	8.591	9.026	9.332	10.386	
(-) Inversión Cierres Centrales	-25	-25	-8	-52	-43	-10	-69	-23	-9	-35	-6	-61	0	
(-) Inversión Ingresos Centrales	-2.813	-3.176	-2.735	-2.287	-3.406	-3.263	-2.680	-2.590	-2.626	-2.610	-2.667	-3.153	0	
(+) Valor Residual de los Activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	41.990	
(=) Flujo de Capitales	-2.838	-3.200	-2.743	-2.339	-3.449	-3.273	-2.749	-2.613	-2.635	-2.645	-2.674	-3.215	41.990	
(=) Flujo de Caja	1.759	1.656	2.339	3.109	2.612	3.472	4.302	5.239	5.554	5.945	6.352	6.118	52.375	

A partir de estos flujos de caja, en la Tabla 34 se presentan los indicadores utilizados para la evaluación social de inversiones (VAN Social y TIR). Ambos escenarios resultan proyectos rentables pues presentan VAN Social positivo de 3.694 [MUSD] en el escenario A y de 8.865 [MUSD] en el escenario B, sin embargo, el escenario B resulta más atractivo económicamente, siendo preferible al escenario A bajo los criterios de evaluación. Esto indica que, a pesar de que el escenario B presenta costos de inversión más altos que el A, sus ingresos por los beneficios sociales que genera a lo largo del periodo de evaluación logran invertir tal desventaja y ponerlo como la alternativa que genera mayor bienestar a la sociedad.

Tabla 34: Indicadores económicos de la evaluación social.

Indicador	Escenario A	Escenario B
VAN Social	3.694 [MUSD]	8.865 [MUSD]
TIR	7,2%	8,2%

6.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para efectuar el análisis de sensibilidad se escoge un parámetro considerado relevante y se cambia su valor manteniendo todas las demás constantes. Cada análisis crea dos casos; pesimista y optimista. Los parámetros escogidos y los rangos de variación para el análisis de sensibilidad se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35: Escenarios Análisis de Sensibilidad.

Parámetro	Pesimista	Optimista
Precio de venta de la energía	-10%	+10%
Precio Social GEI	-10%	+10%
Costo disposición de residuos	-10%	+10%

6.4.1 Variación del precio de venta de la energía

Se varía en -10% y +10% el precio de venta de energía original, lo que implica precios de 55,9 $\left[\frac{USD}{GWh}\right]$ y 68,3 $\left[\frac{USD}{GWh}\right]$ respectivamente para el primer año, el año 2025. Con estos valores se obtienen nuevos indicadores económicos que se muestran en la Tabla 36. Se observa que para el escenario A, el VAN Social presenta una variación de 113,67%, mientras que en el escenario B se produce una variación de 47,37%.

Tabla 36: Análisis de sensibilidad, variación del precio de venta de la energía.

Indicador Económico	Escenario A		Escenario B	
	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista
Variación	-10%	+10%	-10%	+10%
VAN Social	-505 [MUSD]	7.893 [MUSD]	4.666 [MUSD]	13.064 [MUSD]
ΔVAN Social	-113,67%	113,67%	-47,37%	47,37%.
TIR	5,8%	8,4%	7,2%	9,2%

6.4.2 Variación del precio social del carbono

Se varía en -10% y $+10\%$ el precio social del carbono original, lo que implica precios de $29 \left[\frac{USD}{tCO_2eq} \right]$ y $36 \left[\frac{USD}{tCO_2eq} \right]$ respectivamente. Con estos valores se obtienen nuevos indicadores económicos que se muestran en la Tabla 37. Se observa que para el escenario A, el VAN Social presenta una variación de $10,38\%$, mientras que en el escenario B se produce una variación de $8,85\%$.

Tabla 37: Análisis de sensibilidad, variación del precio social del carbono.

Indicador Económico	Escenario A		Escenario B	
	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista
Variación	-10%	$+10\%$	-10%	$+10\%$
VAN Social	3.311 [MUSD]	4.078 [MUSD]	8.081 [MUSD]	9.650 [MUSD]
Δ VAN Social	$-10,38\%$	$10,38\%$	$-8,85\%$	$8,85\%$.
TIR	$7,0\%$	$7,3\%$	$8,0\%$	$8,4\%$

6.4.3 Variación del costo de disposición de RSM.

Se varía en -10% y $+10\%$ del costo de disposición de RSM original, lo que implica precios de $54 \left[\frac{USD}{GWh} \right]$ y $61 \left[\frac{USD}{GWh} \right]$ respectivamente para el primer año. Con estos valores se obtienen nuevos indicadores económicos que se muestran en la Tabla 38. El escenario A no presenta variaciones en sus indicadores pues no considera la utilización de RSM. El escenario B se produce una variación de $3,02\%$ en el VAN Social.

Tabla 38: Análisis de sensibilidad, variación del costo de disposición de RSM.

Indicador Económico	Escenario A		Escenario B	
	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista
Variación	-10%	$+10\%$	-10%	$+10\%$
VAN Social	3.694[MUSD]	3.694[MUSD]	8.598 [MUSD]	9.133 [MUSD]
Δ VAN Social	$0,00\%$	$0,00\%$	$-3,02\%$	$3,02\%$.
TIR	$7,2\%$	$7,2\%$	$8,1\%$	$8,3\%$

6.4.4 Discusión Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad muestra que en ambos escenarios el VAN es altamente sensible al precio de venta de la energía. Esto ocurre porque la venta de energía es el principal ingreso que tienen los proyectos de generación eléctrica. A pesar de que ambos escenarios son altamente sensibles al precio de venta de la energía, el escenario B presenta una sensibilidad menor ($\pm 47,37\%$) en comparación con la que presenta el escenario A ($\pm 113,67\%$). Lo anterior se debe a que el escenario B posee otras fuentes de ingresos como son los ahorros por reducción de GEI y por disposición de RSM que logran que la dependencia del VAN al ingreso por venta de energía en este escenario no sea tan alta. Fuentes de ingresos que en el escenario A o son muy bajas, o simplemente no las posee.

Con respecto a la variación del precio social del carbono, en ambos casos el VAN presenta sensibilidades similares al porcentaje de variación del parámetro ($\pm 10\%$); en el escenario A $\pm 10,38\%$ y en el escenario B $\pm 8,85\%$. A pesar de que esta variable no es tan determinante como el precio de venta de

energía, una monetarización más alta del precio social del carbono traería resultados muchos más atractivos para ambos escenarios.

Finalmente, con respecto al precio de disposición de RSM, como ya se mencionaba anteriormente, es una variable que sólo afecta al escenario B y de manera leve, presentando una variación de un $\pm 3,02\%$. Sin embargo, al afectar sólo al escenario B esto provoca que, por ejemplo, en el caso optimista, el escenario B mejore su VAN y por lo tanto la brecha de VAN entre este escenario y el escenario A sea más grande que la original.

6.5 REFLEXIONES SOBRE LA EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA

Este estudio busca evaluar escenarios de generación eléctrica prestando especial atención al potencial de calentamiento global de cada uno. En esta evaluación socioeconómica se incorporan los beneficios o costos sociales por disminuir o aumentar las emisiones GEI a través de la asignación del precio social de carbono que propone el MDS. Tal como se señala en el punto 6.2.2 el MDS decide que este valor (precio social de carbono) es asimilable al costo marginal de reducción o abatimiento de GEI que permiten cumplir con las metas de mitigación de Chile del Acuerdo de París. En palabras más simples, esta asignación refleja el costo de reducción de las emisiones, en lugar de los daños generados por la emisión. Si bien lo anterior es una metodología útil para salir de la urgencia que tiene Chile y el mundo por reducir emisiones GEI, pues corresponde al costo actual de implementar las medidas de mitigación para alcanzar las metas de reducción, no es una asignación rigurosa o suficiente, sobre todo considerando el mediano o largo plazo, ya que no contempla los costos asociados a los daños que provocan realmente las emisiones de GEI a la sociedad, tampoco incorpora los costos necesarios para los procesos de adaptación al cambio climático.

Entonces, a pesar de los esfuerzos realizados por el MDS en la determinación del precio social del carbono, aún los valores estimados son insuficientes pues dejar factores tan importantes fuera, como, por ejemplo, el gran nivel de vulnerabilidad que tiene Chile frente al CC en comparación con otros países, provoca que la estimación actual del precio social del carbono esté subvalorada y que por lo tanto el VAN Social en ambos escenarios puedan ser aún mejor si se hiciera una estimación más completa.

Finalmente, existen beneficios sociales no cuantificados en este trabajo que no tienen necesariamente relación con la reducción de emisiones GEI, sino que relación a otras causas, y que podrían favorecer aún más los resultados para el escenario B. Entre ellos se pueden nombrar:

- a) Mayor diversificación en la matriz de generación.
- b) Mayor distribución territorial de la matriz de generación.
- c) Mejor repartición de las cargas medioambientales entre los territorios.
- d) Desarrollo de mercados de nuevas tecnologías.
- e) Disminución de efectos negativos a causa de rellenos sanitarios y vertederos (malos olores, propagación de enfermedades, contaminación por lixiviados, desvalorización de terrenos cercanos, riegos de incendio, explosión y derrumbes, entre otros.)

7 SELECCIÓN DE ESCENARIO

Volviendo a las preguntas planteadas al comienzo del trabajo: ¿Podría Chile tener una *mejor* matriz eléctrica?, ¿Podría Chile aprovechar *mejor* sus recursos energéticos renovables buscando mejores soluciones en un sentido ambiental y socioeconómico?

Según el diagnóstico energético del país, Chile es completamente capaz de abastecer su matriz eléctrica con energías renovables no convencionales. Se comprueba que el potencial ERNC es tan alto que, incluso, el potencial técnico ERNC disponible al 2018 es 60 veces más grande que la potencia instalada total que tiene actualmente el país.

De la evaluación ambiental, se tiene que el escenario B logra mejores resultados tanto para las emisiones GEI emitidas como para las emisiones GEI evitadas en otros sectores, es decir, en comparación con el escenario A, el escenario B emite menos emisiones GEI en el sector eléctrico (un 70% menos de lo que emite el escenario A) y, además, evita más emisiones GEI en el sector residuos (14 veces más de lo que evita el escenario A). También, con respecto a la INDC de Chile, el escenario B logra la meta de reducción de GEI de Chile, el escenario A no la alcanza.

La evaluación socioeconómica arroja que ambos escenarios corresponden a proyectos rentables, sin embargo, el escenario B tiene resultados más atractivos pues presenta un VAN Social de 8.865 [MUSD], mientras que el escenario A un VAN Social de 3.694 [MUSD]. Además, es importante considerar que hubo muchos beneficios sociales que no fueron cuantificados en este trabajo y que pueden entregar resultados mucho más favorables para el escenario B.

Ambas evaluaciones, ambiental y socioeconómica indican que el escenario B es preferible sobre el A. Por lo tanto, una matriz energética 100% renovable y con preferencia por las ERNC es a lo que debe apostar Chile, de manera diversificada y con buena distribución territorial a lo largo del país.

8 CONCLUSIONES

En este trabajo se respondieron las preguntas ¿Podría Chile tener una *mejor* matriz eléctrica?, ¿Podría Chile aprovechar *mejor* sus recursos energéticos renovables buscando mejores soluciones en un sentido ambiental, social y económico? Para responder tales interrogantes, se realizó un diagnóstico energético por zonas, dónde se logró determinar el potencial energético renovable disponible para cada una. Luego se realizó una selección de las tecnologías de generación más pertinentes para cada fuente y un posterior análisis comparativo multicriterio entre ellas, con el que se elaboró un ranking de las mejores alternativas para Chile. Con todo lo anterior, se determinaron 2 escenarios de generación eléctrica de Chile de aquí al 2050 y finalmente se logró evaluar ambiental, social y económicamente ambas alternativas.

Del diagnóstico energético del territorio se concluye que Chile tiene un alto potencial para cambiar sus fuentes de energías fósiles – de la matriz de generación eléctrica – por energías renovables no convencionales, pues los potenciales bruto y técnico disponibles de ERNC son, respectivamente, más de 1000 y 35 veces el potencial actual instalado en el país, pudiendo abastecer perfectamente la totalidad de la matriz eléctrica del país, sobre todo para equilibrar la balanza en aquellas zonas donde actualmente el porcentaje de participación de centrales térmicas convencionales es excesivo (cercano al 85% en el norte grande).

Además, la disponibilidad de los recursos en cada zona es variada y depende de sus condiciones biogeográficas, hidrológicas, climáticas y forestales, por ejemplo; el potencial solar tiene condiciones favorables principalmente en el norte grande y chico de Chile, mientras que el bioenergético y el hidroeléctrico se concentra en la zona centro, sur y austral del país. También, existen recursos que se encuentran a lo largo de todo Chile como el de residuos, eólico y marino.

Bajo los criterios excluyentes de madurez tecnológica y pertinencia asociada a los recursos que se identificaron para Chile, el estudio de las técnicas de generación eléctricas disponibles seleccionó 8 tecnologías ERNC como pertinentes para ser evaluadas incluyendo a todos los recursos identificados a excepción del recurso marino pues sus técnicas no cumplen con la maduración tecnológica suficiente.

El análisis multicriterio realizado considerando 8 tecnologías de generación seleccionadas cubrió los siguientes criterios de evaluación: disponibilidad del recurso, costo nivelado de la energía, aceptabilidad social, y potencial de calentamiento global. Con esto, se determinaron las tecnologías que son preferibles para el contexto chileno, donde las mejores fueron la solar PV, eólica y solar CSP, y entre las últimas resultaron las tecnologías de biogás, biomasa y WTE. Sin embargo, en el criterio de potencial de calentamiento global, no se incluyeron los beneficios de reducir las emisiones en el sector residuos (por su utilización como fuente de materia prima) lo que termina perjudicando directamente a las tecnologías que utilizan residuos y que son justamente las que obtuvieron las peores posiciones en el ranking. Por lo tanto, una evaluación que sí considere estos beneficios podría internalizar beneficios de las tecnologías de biogás, biomasa y WTE.

Además, del análisis multicriterio se pudo concluir que el desarrollo de ACV en Chile en la evaluación de proyectos eléctricos es aún incipiente e insuficiente para poder ser considerado como fuente de información representativa, obligando a utilizar en el análisis la información proveniente de experiencias internacionales. Es urgente que el Estado de Chile asegure la realización de una mayor cantidad de estudios de ACV en el contexto chileno y bajo un mismo estándar para contar con información más precisa que permita a Chile, en sus planificaciones sectoriales, estimar los impactos ambientales de manera más correcta y profesional.

Para la definición de escenarios se asumió que al año 2050 la demanda eléctrica aumentará un 90% y que se logrará cerrar el 100% de las termoeléctricas a carbón. Además, la proyección de los escenarios

inicia en el año 2025. Se configuraron 2 escenarios. El escenario A corresponde a la línea base, representando las proyecciones futuras realizadas por el Ministerio de Energía, considerando exclusivamente el ingreso de centrales de gas natural, solar PV, solar CSP, hidráulica convencional y eólica, las que abarcan cerca del 90% de la matriz de generación al 2050. El escenario B representa una alternativa más ambiciosa y se define bajo los siguientes criterios: matriz 100% renovable en el año 2050, utilización de la mayor cantidad posible de residuos como fuente energética, diversificación y priorización de las ERNC en el ingreso de centrales y que la demanda energética por zona sea igual a la generada. Así, la matriz eléctrica del escenario B en el 2050 se compone de 20% solar CSP, 13,7% Solar PV, 13% Eólica, 11,9% Biomasa, 10,9% de Pasada, 9,5% Geotérmica, 8% Minihidro, 7% de Embalse, 3,7% Biogás y 2,5% WTE

La evaluación ambiental de los escenarios A y B muestra que ambas alternativas son favorables en términos de emisiones de GEI en el sector eléctrico, pues ambas permiten reducir las emisiones. En el año 2050 el escenario A logra una reducción de un 61% de las emisiones con respecto al año 2024, mientras que el escenario B de un 87%. Estos porcentajes corresponden a una reducción de 26 millones y 37 millones [tCO_2eq], respectivamente. La diferencia entre ambos valores se debe principalmente a la presencia de tecnologías térmicas convencionales en el escenario A, dado su alto factor de emisión.

Por otro lado, incorporando en la evaluación ambiental las emisiones GEI evitadas en el sector residuos (debido a la utilización de los residuos como materia prima para la generación), se obtuvo mejores resultados en la reducción de emisiones para el escenario B, pues logra evitar cerca de 15 millones [tCO_2eq] extra. Con esto, el escenario B logró una reducción de 52 millones [tCO_2eq].

Con respecto a la Contribución Tentativa de Chile, donde el país se comprometió a reducir sus emisiones de CO_2eq por unidad de PIB en un 30% con respecto al nivel del año 2007, y asignando la misma meta al sector eléctrico, al 2030 el escenario B llega a una reducción de un 32%, excediendo en un 2% la meta. Sin embargo, el escenario A no lo logra, pues muestra una reducción de un 27%.

La evaluación socioeconómica se realizó solo en la fracción de la matriz de generación que es diferente entre los escenarios mediante la herramienta del VAN Social. Se cuantificaron los costos e ingresos de ambos escenarios; también los beneficios sociales provocados por la reducción de emisiones de GEI, el ahorro por la recepción de residuos y la liberación de terrenos de rellenos sanitarios. Se aplicó una tasa de descuento social de 6% anual en un horizonte de 26 años, concluyendo que ambos proyectos son socialmente rentables: con un VAN Social de 3.694 [$MUSD$] y una TIR de 7,2% para el escenario A, y un VAN Social de 8.865 [$MUSD$] y una TIR de 8,2% para el escenario B. Se realizó además un análisis de sensibilidad, que demostró que el VAN Social del proyecto es altamente sensible al costo de venta de energía.

La estimación para el precio social del carbono realizada por el MDS – precio que se utiliza para la cuantificación de los beneficios por la reducción de emisiones GEI – es imprecisa, debido a que no contempla todas las consecuencias negativas que tiene el CC. Lo anterior implica que la estimación del beneficio social por la reducción de emisiones realizada está subvalorada y que por lo tanto el VAN Social de los escenarios podría ser aún más rentable si se hiciera una estimación más completa.

Además, la evaluación socioeconómica contempló solo algunos impactos sociales. Sin embargo, existen una gran cantidad de beneficios sociales que escapan de los alcances de este trabajo, por ejemplo; los beneficios del escenario B por tener una mayor diversificación, mejor distribución territorial y mejor seguridad en la matriz de generación, por tener mejor distribución de las cargas medioambientales entre diferentes zonas geográficas, e incluso los múltiples beneficios asociados a la disminución de los efectos negativos a causa de rellenos sanitarios y vertederos. La consideración de estos impactos en el futuro es

un avance necesario para una correcta evaluación de proyectos, permitiendo con ello reflejar el verdadero bienestar social que implicarán los futuros proyectos de inversión para la sociedad.

Es urgente desarrollar estudios de valorización y análisis costo-beneficio en el país que permitan cuantificar de manera más precisa los impactos sociales que tienen los proyectos de inversión pues estos estudios son esenciales para fundamentar de manera más sólida en Chile el avance de alternativas de proyectos más sustentables, y en este caso, más ambiciosos en términos de reducción de GEI (como lo que propone el escenario B en este trabajo).

Finalmente, considerando los resultados expuestos y las discusiones previas, se puede concluir que la alternativa de generación eléctrica que genera un mayor bienestar para el país es el escenario B, pues es más atractivo social, ambiental y económicamente. Por lo tanto, Chile debiese orientar su transición energética hacia este escenario por sobre la línea base que se está proyectando. Es decir, volcar sus esfuerzos hacia el enorme potencial de generación a partir de ERNC, conseguir una matriz 100% renovable, de manera diversificada y con una buena distribución territorial. Potenciar la tecnología WTE en todo Chile y específicamente, en el norte grande, potenciar las tecnologías solar, eólica y geotérmica, en el norte chico, las tecnologías solar y eólica, en la zona central, las tecnologías biogás, biomasa, eólica, geotérmica, minihidro y solar PV, en la zona sur, las tecnologías biogás, biomasa y geotérmica, y en la zona austral, las tecnologías a biomasa, eólica y minihidro. Lo anterior, junto con un plan de cierre de todas las termoeléctricas más ambicioso al propuesto por el escenario B (por ejemplo, que se logre concretar al 2040), puede permitir que Chile vaya más allá incluso de los compromisos adquiridos en la COP21 y se acerque a las nuevas metas que el IPCC establece como necesarias para una correcta acción climática global.

GLOSARIO

ACV	Análisis de Ciclo de Vida
AHP	Proceso Analítico Jerárquico
AMC	Análisis Multicriterio
CC	Cambio Climático
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONAF	Corporación Nacional Forestal
COP21	21 ^a Conferencia de las Partes de la Convención de Cambio Climático
CSP	Energía de Concentración Solar
CVC	Costos Variables Combustibles
CVNC	Costos Variables no Combustibles
DAANC	Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos
DGA	Dirección General de Aguas
DGF	Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile
DIPRIDA	Dirección de Investigación, Programas y Desarrollo de la Armada
DNI	Irradiancia Normal Directa
EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GHI	Irradiancia Horizontal Global
GWP	Potencial de Calentamiento Global
INDC	Contribución Nacional Tentativa
INGEI	Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
JISEA	<i>Joint Institute for Strategic Energy Analysis</i>
LCOE	Costo Nivelado de la Electricidad
MDS	Ministerio del Desarrollo Social de Chile
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable del Departamento de Energía de Estados Unidos
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo
PIB	Producto Interno Bruto

PV	Fotovoltaico
RSM	Residuos Sólidos Municipales
SEA	Sistema Eléctrico de Aysén
SEIA	Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental
SEM	Sistema Eléctrico de Magallanes
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SHOA	Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
WTE	<i>Waste to Energy</i>

BIBLIOGRAFÍA

- [1] MINISTERIO DE ENERGÍA DE CHILE. 2017. Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía [en línea]. <http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2017/03/propuesta_plan_mitigacion_gases_efecto_invernadero.pdf>
- [2] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). Climate Change: The physical Science Basis. 2013
- [3] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). 2007. Cambio climático 2007 - Informe de Síntesis.
- [4] CLIMATE CENTRAL. Rising Global Temperatures and CO2 [en línea]. <<http://www.climatecentral.org/gallery/graphics/co2-and-rising-global-temperatures>> [consulta: 29 abril 2018].
- [5] GOBIERNO DE CHILE, MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES y MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Segundo Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático. 2016. ISBN 9789567204557
- [6] BANCO MUNDIAL. Emisiones de gases de efecto invernadero totales (kt de CO2 equivalente) [en línea]. <<https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.GHGT.KT.CE?view=chart>> [consulta: 29 junio 2018].
- [7] BANCO MUNDIAL. PIB (US\$ a precios actuales) [en línea]. <<https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD>> [consulta: 29 junio 2018].
- [8] MINISTERIO DE ENERGÍA. 2017. Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. : 93.
- [9] EDUCAR CHILE y MINISTERIO DE ENERGÍA. Recursos energéticos - aprendeconenergia [en línea]. <<http://www.aprendeconenergia.cl/recursos-energeticos/>> [consulta: 10 abril 2018].
- [10] US EPA, OAR,OAP,CPPD. sin fecha. What Is Green Power? [en línea]. [consulta: 12 abril 2018]. <<https://www.epa.gov/greenpower/what-green-power>>
- [11] MINISTERIO DE ENERGÍA. Energías Renovables [en línea]. <<http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>> [consulta: 15 abril 2018].
- [12] MINISTERIO DE ECONOMÍA FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN y SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN. Ley N° 20.257. Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables no Convencionales. [en línea]. 2018 [consulta: 3 mayo 2018]. <[www.bcn.cl-bibliotecadelcongresonacionaldechileurl:http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=270212&idVersion=2008-04-01&idParte](http://www.bcn.cl/bibliotecadelcongresonacionaldechileurl:http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=270212&idVersion=2008-04-01&idParte)>
- [13] NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). sin fecha. The International System of Units (SI) [en línea]. 2008^a ed. [consulta: 20 junio 2018]. <<https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/2016/12/07/sp330.pdf>>
- [14] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Estadísticas de Electricidad [en línea]. <<https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>> [consulta: 5 mayo 2018].
- [15] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2018. Anuario Estadístico de Energía 2017. : 164.

- [16] UNIVERSIDAD DE CHILE, INSTITUTO DE ASUNTOS PÚBLICOS, Centro de Análisis de Políticas. 2016. Informe país: Estado del medio ambiente en Chile. 604 p. ISBN 9789561909946.
- [17] US EPA, OAR, OAP, CPPD. Learn about Energy and its Impact on the Environment [en línea]. <<https://www.epa.gov/energy/learn-about-energy-and-its-impact-environment>> [consulta: 12 abril 2018].
- [18] US EPA, OARM, OA. Renewable Energy at EPA [en línea]. <<https://www.epa.gov/greeningepa/renewable-energy-epa>> [consulta: 12 abril 2018].
- [19] MINISTERIO DE ENERGÍA GOBIERNO DE CHILE. 2017. Balance Nacional de Energía 2015. (1a. ed.): 184.
- [20] ESTÉVEZ WEINSTEIN, Paula. Chile en el Camino de la Integración Energética Regional : El Rol de la Energía Solar y de Otras Fuentes Renovables. 2017.
- [21] SAUMA, Enzo. Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica. En: Ignacio IRARRÁZAVAL, Elisa PIÑA y Magdalena LETELIER, eds. Propuestas para Chile 2016. Primera Ed. Santiago de Chile. Centro UC Políticas Públicas, 2016, p. 183–202. ISBN 978-956-14-2053-3.
- [22] ACQUATELLA, Jean. Energía y cambio climático: oportunidades para una política energética integrada en América Latina y el Caribe. 2008.
- [23] MINISTERIO DE ENERGÍA DE CHILE. Energía 2050: Política Energética de Chile [en línea]. <<http://www.energia.gob.cl/content/energia-2050-politica-energetica-de-chile>>
- [24] DEPARTAMENTO DE CAMBIO CLIMÁTICO MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022 [en línea]. 2016. 10.3738/1982-227872
- [25] CORPORACIÓN DE FOMENTO DE LA PRODUCCIÓN. Geografía Económica de Chile. Santiago de Chile. Editorial Universitaria
- [26] ENERGÍA ABIERTA - COMISION NACIONAL DE ENERGÍA. Superficie Regional de Chile [en línea]. <<http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241981/superficie-regional-de-chile/>> [consulta: 2 mayo 2018].
- [27] GOOGLE. Google Earth [en línea]. <<https://earth.google.com/web/>> [consulta: 11 mayo 2018].
- [28] MINISTERIO DE ENERGÍA GOBIERNO DE CHILE y GIZ. 2014. Energías Renovables en Chile: Potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. ISBN 9789568066154.
- [29] VARGAS, Luis, HAAS, Jannik, BARRÍA, Fabián y REYES, Lorenzo. 2010. Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables - Apunte EL6000. Primavera.
- [30] MINISTERIO DE JUSTICIA. Decreto con Fuerza de Ley 1122: Fija texto del Código de Aguas. [en línea]. 1981 [consulta: 19 abril 2018]. <http://www.dga.cl/legislacionynormas/Legislacin y Normas/codigo_de_aguas_actualizado_conreformas.pdf>
- [31] MINISTERIO DE ENERGÍA, DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE y DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS. Explorador DAANC [en línea]. <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/DAANC2016/>> [consulta: 19 abril 2018].
- [32] MINISTERIO DE ENERGÍA. 2016. El Potencial Hidroeléctrico de Chile: Actualización 2016. [en línea]. [consulta: 16 abril 2018]. <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/DAANC2016/info/datos/v2016/pdf/PotencialHidroelectrico2016.pdf>>

- [33] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA y MINISTERIO DE ENERGÍA - GOBIERNO DE CHILE. Informe Anual de Costos de Tecnologías de Generación 2018 [en línea]. 2018 [consulta: 7 mayo 2018]. <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/12/Res-Ex-CNE-55-2018.pdf>>
- [34] IRENA. 2017. Geothermal Power: Technology Brief. International Renewable Energy Agency. (September): 111–113.
- [35] GENERADORAS DE CHILE. Energía geotérmica [en línea]. <<http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-geotermica>> [consulta: 16 abril 2018].
- [36] LAHSEN, Alfredo, MUÑOZ, Nelson y PARADA, Miguel Angel. 2010. Geothermal Development in Chile. Proceedings World Geothermal Congress [en línea]. (April): 25–29. <www.cne.cl>
- [37] LAHSEN, A. 1986. Origen y potencial de energía geotérmica en los Andes de Chile. Technical Report Geología y Recursos Minerales de Chile, Universidad de Concepción .
- [38] MINISTERIO DE ENERGÍA, CENTRO DE ENERGÍA FCFM UNIVERSIDAD DE CHILE y FUNDACIÓN CHILE. 2018. Mesa de Geotermia: El rol de la geotermia en el desarrollo de la matriz eléctrica chilena.
- [39] WORLD ENERGY COUNCIL. sin fecha. World Energy Resources 2016 [en línea]. ISSN 09619534. http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf
- [40] KROGSTAD, Harald E. y F. BARSTOW, Stephen. 1999. Satellite wave measurements for coastal engineering applications. Coastal Engineering [en línea]. 37(3–4): 283–307. ISSN 03783839. 10.1016/S0378-3839(99)00030-7
- [41] CRUZ, J, THOMSON, M D y STAVROULIA, E. 2009. Preliminary Site Selection - Chilean Marine Energy Resources. Garrad Hassan [en línea]. (B). <http://antiguo.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/texto10.pdf>
- [42] DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA (DGF) DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE, MINISTERIO DE ENERGÍA y SERVICIO HIDROGRÁFICO Y OCEANOGRÁFICO DE LA ARMADA (SHOA) DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN, Programas y Desarrollo de la Armada (DIPRIDA). Explorador de Energía Marina [en línea]. <<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Marino/>> [consulta: 25 abril 2018].
- [43] Generadoras de Chile - Energía Eólica [en línea]. <<http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>> [consulta: 17 abril 2018].
- [44] EL DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE y MINISTERIO DE ENERGÍA. Explorador de Energía Eólica [en línea]. <<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>> [consulta: 26 abril 2018].
- [45] MINISTERIO DE ENERGÍA. 2018. Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo [en línea]. : 93. ISSN 0513-4870 (Print). <<http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>>
- [46] MINISTERIO DE ENERGÍA. 2017. POLÍTICA ENERGÉTICA AL 2050 REGIÓN DE AYSÉN.
- [47] CAMACHO, Eduardo F., BERENGUEL, Manuel, RUBIO, Francisco R. y MARTÍNEZ, Diego. 2012. Control of Solar Energy Systems [en línea]. ISSN 1474-6670. 10.1007/978-0-85729-916-1

- [48] MINISTERIO DE ENERGÍA y SOCIEDAD ALEMANA PARA LA COOPERACIÓN INTERNACIONAL (GIZ) DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE. Explorador Solar [en línea]. <<http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion>> [consulta: 27 septiembre 2018].
- [49] PONTT, Jorge, PONTT, Carlos, GUIÑEZ, Cristian y UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA. Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025 Informe Sectorial Final Potencial de Biomasa en Chile [en línea]. 2008. [consulta: 24 mayo 2018]. <http://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroy-3_00019.pdf>
- [50] GOBIERNO DE CHILE, MINISTERIO DE ENERGÍA y MINISTERIO DE AGRICULTURA. sin fecha. INFORME NACIONAL EXPLORADOR DE BIOENERGÍA FORESTAL [en línea]. [consulta: 20 abril 2018]. <https://sit.conaf.cl/varios/ebf/INFORME_NACIONAL_2.pdf>
- [51] MINISTERIO DE AGRICULTURA, MINISTERIO DE ENERGÍA, CONAF y UNIVERSIDAD AUSTRAL DE CHILE. Explorador Bioenergía Forestal [en línea]. <<https://sit.conaf.cl/>> 2016 [consulta: 20 mayo 2018].
- [52] CONAMA - COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE. sin fecha. PRIMER REPORTE DEL MANEJO DE RESIDUOS SÓLIDOS EN CHILE [en línea]. [consulta: 19 abril 2018]. <http://www.hidronor.cl/wp-content/uploads/2014/05/1_Primer_Reporte_del_Manejo_de_Residuos_Sólidos_en_Chile_Conama_2010.pdf>
- [53] CID COFFRÉ, Armando Tomás. 2016. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE RESIDUOS SÓLIDOS MUNICIPALES PARA SANTIAGO DE CHILE. Universidad de Chile. 123 p.
- [54] OKOT, David Kilama. 2013. Review of small hydropower technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews [en línea]. 26: 515–520. 10.1016/j.rser.2013.05.006
- [55] ARDIZZON, G., CAVAZZINI, G. y PAVESI, G. 2014. A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews [en línea]. 31: 746–761. 10.1016/j.rser.2013.12.043
- [56] SALMON, J Pater, MEURICE, J, WOBUS, N, STERN, F y DUAIME, M. Guidebook to Geothermal Power Finance. 2011.
- [57] SERVICIO DE EVALUACIÓN AMBIENTAL, Gobierno de Chile. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental e-seia - Estudio de Impacto Ambiental Proyecto Central Geotérmica Cerro Pabellón [en línea]. <http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=5569783> [consulta: 7 junio 2018].
- [58] LEVY, Antonio y CENTRO DE INNOVACIÓN ENERGÉTICA. Energía Marina en Chile [en línea]. 2012 [consulta: 27 septiembre 2018]. <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6157/Briefing_Marine_Energy_in_Chile_SPA_1-28-13.pdf>
- [59] SETIS EUROPEAN COMMISSION. Ocean Energy [en línea]. sin fecha. [consulta: 25 septiembre 2018]. <https://setis.ec.europa.eu/system/files/Technology_Information_Sheet_Ocean_Energy.pdf>
- [60] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. How Do Wind Turbines Work? [en línea]. <<https://www.energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>> [consulta: 25 septiembre 2018].
- [61] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Wind Energy Basics | NREL [en

- línea]. <<https://www.nrel.gov/research/re-wind.html>> [consulta: 25 diciembre 2018].
- [62] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). 2012. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [en línea]. 1-1088 p. ISBN 9781107607101. 10.5860/CHOICE.49-6309
- [63] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) y MINISTERIO DE ENERGÍA. Sistemas de torre solar: Estado y perspectiva. 2014.
- [64] IRISH BIOENERGY ASSOCIATION. Planning Guidance Recommendations for Bioenergy Projects in Ireland. 2017.
- [65] HAUG, Roger Tim. sin fecha. The practical handbook of compost engineering. Lewis Publishers.
- [66] EBPO, POYRY, MINISTERIO DE ENERGÍA y GOBIERNO REGIONAL METROPOLITANO DE SANTIAGO. 2018. Estudio de Factibilidad de una Planta Waste to Energy para la Región Metropolitana.
- [67] TROLDORG, Mads, HESLOP, Simon y HOUGH, Rupert L. 2014. Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea]. 39: 1173–1184. ISSN 13640321. 10.1016/j.rser.2014.07.160
- [68] WANG, Jiang Jiang, JING, You Yin, ZHANG, Chun Fa y ZHAO, Jun Hong. 2009. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea]. 13(9): 2263–2278. ISSN 13640321. 10.1016/j.rser.2009.06.021
- [69] BECCALI, M., CELLURA, M. y MISTRETTA, M. 2003. Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology. *Renewable Energy* [en línea]. 28(13): 2063–2087. ISSN 09601481. 10.1016/S0960-1481(03)00102-2
- [70] DIAKOULAKI, D. y KARANGELIS, F. 2007. Multi-criteria decision analysis and cost–benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea]. 11(4): 716–727 [consulta: 7 enero 2019]. ISSN 13640321. 10.1016/j.rser.2005.06.007
- [71] CAVALLARO, Fausto. 2005. An Integrated Multi-Criteria System to Assess Sustainable Energy Options: An Application of the Promethee Method. *SSRN Electronic Journal* [en línea]. [consulta: 7 enero 2019]. ISSN 1556-5068. 10.2139/ssrn.666741
- [72] TSOUTSOS, Theocharis, DRANDAKI, Maria, FRANTZESKAKI, Niki, IOSIFIDIS, Eleftherios y KIOSSES, Ioannis. 2009. Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete. *Energy Policy* [en línea]. 37(5): 1587–1600. ISSN 03014215. 10.1016/j.enpol.2008.12.011
- [73] SYSTEP y DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA - PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE. Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile [en línea]. sin fecha. [consulta: 17 noviembre 2019]. <www.systep.cl>
- [74] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017 [en línea]. ISBN 978-92-9260-040-2. <www.irena.org>
- [75] ASSET CHILE y MINISTERIO DE ENERGÍA. 2017. Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad.

- [76] INSTITUTO NACIONAL DE DERECHOS HUMANOS. Mapa de Conflictos Medioambientales [en línea]. <<https://mapaconFLICTOS.indh.cl/#/>> [consulta: 1 agosto 2018].
- [77] EL MOSTRADOR. Un 74 % de los chilenos rechaza megaproyecto hidroeléctrico en la Patagonia - El Mostrador [en línea]. <<https://www.elmostrador.cl/noticias/pais/2011/05/15/un-74-de-los-chilenos-rechaza-megaproyecto-hidroelectrico-en-la-patagonia/>> [consulta: 5 agosto 2018].
- [78] MINISTERIO DE ENERGÍA. 2016. Informe de Resultados Encuesta Nacional de Energía 2016.
- [79] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY - NREL. 2013. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation [en línea]. <<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>>
- [80] AMPONSAH, Nana Yaw, TROLDOR, Mads, KINGTON, Bethany, AALDERS, Inge y HOUGH, Rupert Lloyd. 2014. Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations. Renewable and Sustainable Energy Reviews [en línea]. 39: 461–475. ISSN 13640321. 10.1016/j.rser.2014.07.087
- [81] TURCONI, Roberto, BOLDRIN, Alessio y ASTRUP, Thomas. 2013. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. Renewable and Sustainable Energy Reviews [en línea]. 28: 555–565. ISSN 13640321. 10.1016/j.rser.2013.08.013
- [82] NREL. 2012. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics. Nrel [en línea]. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>>
- [83] EBERLE, Annika, HEATH, Garvin A., NICHOLSON, Scott y CARPENTER, Alberta. 2017. Systematic Review of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Geothermal Electricity. National Renewable Energy Laboratory [en línea]. (September): 1–53. <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68474.pdf>>
- [84] NREL. 2012. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Concentrating Solar Power. Nrel [en línea]. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>>
- [85] NREL. 2013. Wind LCA Harmonization [en línea]. 2012(Awea): 2. 10.1111/j.1530-9290.2012.00464.x/pdf.National
- [86] FUNK, Kip, SIMPKINS, Travis y MILFORD, Jana. 2013. Waste Not , Want Not : Analyzing the Economic and Environmental Viability of Technology for Site-Specific Optimization of Renewable Energy Options. Joint Institute for Strategic Energy Analysis [en línea]. (February 2013): 1–47. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/52829.pdf>>
- [87] NABAVI-PELESARAEI, Ashkan, BAYAT, Reza, HOSSEINZADEH-BANDBAFHA, Homa, AFRASYABI, Hadi y CHAU, Kwok-wing. 2017. Modeling of energy consumption and environmental life cycle assessment for incineration and landfill systems of municipal solid waste management - A case study in Tehran Metropolis of Iran. Journal of Cleaner Production [en línea]. 148: 427–440 [consulta: 23 enero 2019]. ISSN 09596526. 10.1016/j.jclepro.2017.01.172
- [88] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI. 2013. Literature Review and Sensitivity Analysis of Biopower Life-Cycle Assessments and Greenhouse Gas Emission.
- [89] MINISTERIO DE ENERGÍA, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE y GENERADORAS DE CHILE. Gobierno y Generadoras anuncian fin de nuevos desarrollos de plantas a carbón. 2018
- [90] MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Ley 20920: ESTABLECE MARCO PARA LA

GESTIÓN DE RESIDUOS, LA RESPONSABILIDAD EXTENDIDA DEL PRODUCTOR Y FOMENTO AL RECICLAJE. 2016

- [91] IPCC 2011. 2011. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (eds Core Writing team, O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona) [en línea]. 230pp p. ISBN 9789291691319. 10.5860/CHOICE.49-6309
- [92] ASTRUP, Thomas Fruergaard, TONINI, Davide, TURCONI, Roberto y BOLDRIN, Alessio. 2015. Life cycle assessment of thermal Waste-to-Energy technologies: Review and recommendations. Waste Management [en línea]. 37: 104–115. ISSN 18792456. 10.1016/j.wasman.2014.06.011
- [93] GOBIERNO DE CHILE. 2015. Para El Acuerdo Climático.
- [94] IPCC. 2018. Global Warming of 1,5°C. ISBN 9789291691517.
- [95] RAIMI, Daniel. 2017. Decommissioning US Power Plants: Decisions , Costs , and Key Issues. (October).
- [96] MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL, 2017. 2017. Estimación del Precio Social del CO2 Sistema Nacional de Inversiones [en línea]. : 19. <<http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/precio-social-co2-2017/?wpdmdl=2406>>
- [97] MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Capítulo 3: Residuos. Informe del estado del medio ambiente. 2011.
- [98] MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL. 2018. Precios Sociales 2018 [en línea]. <<http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/precios-sociales-vigentes-2017/?wpdmdl=2392>>
- [99] CHANG, Ni-Bin y PIRES, Ana. 2017. Sustainable Solid Waste Management. 399-404 p. ISBN 9781118456910.

ANEXOS

ANEXO A: ESTADO DE LA MATRIZ ELÉCTRICA POR TERRITORIO

En esta sección se presentan el detalle de la composición de la matriz eléctrica por territorio según tipo de fuente.

Anexo A.1: Detalle de Potencia Instalada y Generación Bruta Anual

En la Tabla 39 se muestran los datos de la potencia instalada y en la Tabla 40 se muestran los datos de la generación bruta eléctrica, ambos datos correspondientes al año 2017 y ordenados según tipo de fuente.

Tabla 39: Potencia Instalada, según tipo de fuente energética y territorio.

Tipo de Fuente	Norte Grande		Norte Chico		Zona Central		Zona Sur		Zona Austral	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Biomasa	0	0%	0	0%	284	2,2%	142	12,4%	0	0%
Biogás	0	0%	0	0%	56	0,4%	0	0%	0	0%
Eólica	189	3,1%	806	23,9%	121	0,9%	189	16,5%	6	3,6%
Marina	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Geotérmica	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Mini Hidro	17	0,3%	33	1%	234	1,8%	185	16,2%	21	12,1%
Solar	643	10,7%	886	26,3%	200	1,6%	0	0%	0	0%
Total ERNC	876	14,1%	1.725	51,2%	896	7%	516	45,2%	28	15,7%
Embalse	0	0%	0	0%	3.230	25,2%	172	15,1%	0	0%
De Pasada	0	0%	0	0%	2.624	20,4%	152	13,3%	0	0%
Hidro Convencional	0	0%	0	0%	5.854	45,6%	324	28,3%	0	0%
Carbón	2.689	44,7%	764	22,7%	1.722	13,4%	0	0,0%	0	0,0%
Gas Natural	2.195	36,5%	0	0,0%	2.776	21,6%	0	0,0%	96	54,8%
Petróleo	279	4,6%	877	26,1%	1.586	12,4%	302	26,5%	52	29,5%
Térmica Convencional	5.163	85,9%	1.642	48,8%	6.097	47,4%	302	26,5%	148	84,3%
Todas	6.040		3.366		12.847		1.143		176	

Tabla 40: Generación Bruta Anual, según tipo de fuente energética y territorio.

Tipo de Fuente	Norte Grande		Norte Chico		Zona Central		Zona Sur		Zona Austral	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Biomasa	0	0%	0	0%	1.754	4,1%	142	17,7%	0	0%
Biogás	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Eólica	857	4,2%	1.570	22,4%	277	0,6%	189	20,2%	15	3,1%
Marina	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0,0%
Geotérmica	64	0,3%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0,0%
Mini Hidro	65	0,3%	167	2,4%	993	2,3%	185	17%	111	23,1%
Solar	2.016	10%	1.651	23,6%	229	0,5%	0	0%	0	0%
Total ERNC	3.001	14,8%	3.388	48,4%	3.254	7,6%	516	54,9%	125	26,2%
Embalse	0	0%	0	0%	8.524	19,9%	172	23,2%	0	0%
De Pasada	0	0%	0	0%	9.553	22,3%	152	19,9%	0	0%
Hidro Convencional	0	0%	0	0%	18.077	42,2%	324	43,1%	0	0%
Carbón	14.891	73,6%	3.578	51,1%	11.075	25,9%	0	0,0%	0	0,0%
Gas Natural	2.030	10,0%	0	0,0%	10.028	23,4%	0	0,0%	312	65,1%
Petróleo	310	1,5%	29	0,4%	401	0,9%	302	2,1%	42	8,7%
Térmica Convencional	17.231	82,5%	3.607	51,6%	21.504	50,2%	302	2,1%	353	73,8%
Todas	20.271		6.996		42.834		3.973		478	

Anexo A.2: Cálculo del consumo eléctrico por zona.

En la Tabla 41 se puede observar el porcentaje de consumo eléctrico por macrozona, éstos, son elaborados a partir de los porcentajes regionales obtenidos del Balance Nacional de Energía del año 2015 (dato más reciente de consumo eléctrico por territorios) [19]. El mayor porcentaje de consumo eléctrico anual lo tiene la Zona Central con 57,5 %, mientras que el menor corresponde a la Zona Austral, con un 2,8 %.

Tabla 41: Porcentajes de consumo eléctrico por territorios año 2015, elaborado a partir de los datos de [19].

Zona de Chile	Región		Porcentaje de Consumo	
Norte Grande	XV	R. de Arica y Parinacota	1,8%	23,9%
	I	R. de Tarapacá	3,9%	
	II	R. de Antofagasta	18,2%	
Norte Chico	III	R. de Atacama	7,2%	12,0%
	IV	R. de Coquimbo	4,8%	
Zona Central	V	R. de Valparaíso	8,1%	57,5%
	RM	R. Metropolitana de Santiago	30,7%	
	VI	R. del Libertador General Bernardo O'Higgins	6,1%	
	VII	R. del Maule	3,1%	
	VIII	R. del Biobío	9,5%	
Zona Sur	IX	R. de La Araucanía	2,3%	3,8%
	XIV	R. de Los Ríos	1,0%	
	X	R. de Los Lagos	0,5%	
Zona Austral	XI	R. Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	2,3%	2,8%
	XII	R. de Magallanes y de la Antártica Chilena	0,5%	

La energía bruta generada en las centrales eléctricas es transmitida y distribuida por sistemas eléctricos para poder llegar al cliente final (consumidor). Durante esta transmisión y distribución existen pérdidas de energía, estas en Chile son inferiores al 5%, por lo que es razonable suponer que el consumo eléctrico es igual a la generación eléctrica en términos de magnitud.

Tomando como supuesto que los porcentajes de consumo por zona del año 2015 (detallados en la Tabla 41) se mantienen hasta el 2017, y considerando el consumo eléctrico del año 2017 igual a la generación bruta de 74.552 [GWh] del mismo año, se obtienen los siguientes valores de consumo por territorio para el año 2017:

Tabla 42: Consumo Eléctrico por Zonas año 2017, elaboración propia.

Zonas de Chile	Porcentaje de Consumo	Consumo Eléctrico 2017 [GWh]
Norte Grande	23,8%	17.744
Norte Chico	12,0%	8.946
Zona Central	57,5%	42.868
Zona Sur	3,8%	2.833
Zona Austral	2,8%	2.088

ANEXO B: CÁLCULOS POTENCIALES ENERGÉTICOS

Anexo B.1: Cálculo potencial undimotriz por metro de costa.

Para obtener un valor promedio del potencial marino por metro de costa para cada una de las cinco zonas estudiadas en este trabajo, se utiliza el promedio de los datos extraídos desde el explorador para tres puntos diferentes a lo largo de la costa de cada territorio. Estos tres puntos se ubican en el norte, centro y sur de cada zona. Los resultados obtenidos del explorador para cada punto se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 43: Potencial undimotriz por metro de costa para cada zona de Chile según puntos de medición (norte-centro-sur). Elaboración propia a partir de los datos de [42].

Zonas de Chile	Potencial Undimotriz por metro de costa [$\frac{MW}{m}$]			
	Punto Norte	Punto Centro	Punto Sur	Promedio
Norte Grande	38,8	42,4	44,7	42,0
Norte Chico	51,4	55,5	56,8	54,6
Zona Central	56,4	54,6	70,8	60,6
Zona Sur	69,6	82,0	87,6	79,7
Zona Austral	118,7	132,0	148,6	133,1

Anexo B.2: Cálculo del Potencial Eólico

El potencial eólico de cada zona se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento. Para esto se utiliza la ecuación 10 que permite calcular la potencia extraíble del viento dado un tipo particular de aerogenerador [29]. La ecuación requiere de parámetros del aerogenerador que no pretenden ser definidos y determinados en esta etapa del trabajo, sin embargo, para poder tener una aproximación del potencial eólico se asumirá parámetros de un aerogenerador cualquiera.

$$P_{eólico} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot N \quad (10)$$

En la ecuación 10, ρ es la densidad del aire, v la velocidad del viento, r el radio del rotor del aerogenerador y N el número de aerogeneradores. La expresión πr^2 corresponde al área de barrido del rotor, la cual determina cuanta energía del viento es capaz de capturar cada aerogenerador. Para determinar N , cantidad de aerogeneradores por territorio, se divide el área superficial de cada macrozona por el área requerida por cada unidad de aerogenerador (restricción de emplazamiento del aerogenerador). La restricción de emplazamiento se consigue de bibliografía, y tiene un valor de $0,15 [km^2]$ [29]. A continuación, en la Tabla 44 se muestra la cantidad de aerogeneradores por zona.

Tabla 44: Número de aerogeneradores por zona.

Zona	Número de aerogeneradores
Norte Grande	1.234.320
Norte Chico	771.707
Zona Central	770.340
Zona Sur	659.040
Zona Austral	1.605.273

El radio de rotor y la densidad del viento se obtienen de bibliografía y corresponden a $25[m]$ y $1,23 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$ [29]. La velocidad del viento se obtiene del Explorador de Energía Eólica, en la Figura 51 se muestran las imágenes extraídas del explorador para cada una de las zonas con sus respectivas velocidades de viento. A simple vista, en las imágenes no se puede determinar una velocidad de viento promedio para cada zona, ya que, la distribución de velocidad a lo largo de cada territorio es bastante heterogénea. Por esto, se someten las imágenes a un programa de reconocimiento de color con el objeto de conocer exactamente la cantidad de superficie asociada a cada velocidad de viento. Esto se realiza para cada una de las zonas y sus resultados son los que se presentan en la Tabla 45.

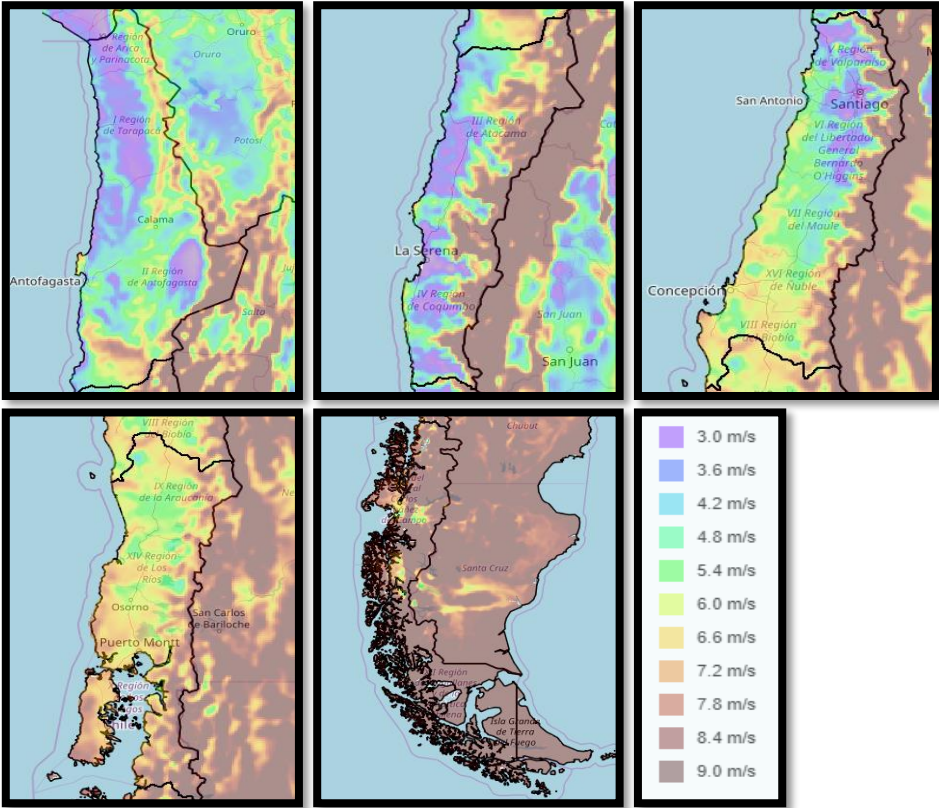


Figura 51: Velocidad del viento en Chile. De arriba a abajo, de izquierda a derecha: Norte Grande - Norte Chico - Zona Central - Zona Sur - Zona Austral - Leyenda. Elaboración propia.

Tabla 45: Distribución de velocidad del viento a partir del reconocimiento del color de las imágenes de la Figura 51.

Velocidad Viento [m/s]	Porcentaje de Superficie Abarcado				
	Norte Grande	Norte Chico	Zona Central	Zona Sur	Zona Austral
3,00	13,4%	20,9%	6,6%	0,0%	0,0%
3,60	22,4%	7,2%	6,5%	0,0%	0,0%
4,20	9,2%	7,1%	5,5%	0,0%	0,0%
4,80	15,8%	9,6%	3,0%	9,6%	0,9%
5,40	15,4%	7,8%	24,0%	2,6%	0,9%
6,00	7,6%	4,0%	19,1%	22,1%	0,9%
6,60	7,3%	7,2%	18,4%	30,0%	2,1%
7,20	0,0%	0,0%	0,0%	9,2%	0,3%
7,80	2,9%	8,8%	4,5%	13,0%	4,8%
8,40	0,0%	0,0%	0,0%	12,4%	0,0%
9,00	5,9%	27,5%	12,3%	1,1%	90,1%

Con todos los datos anteriores y utilizando la ecuación 6 se obtiene el potencial eólico disponible una de las velocidades del viento estudiadas. Desde la Tabla 46 a la Tabla 50 se muestran los resultados para el Norte Grande, Norte Chico, Zona Central, Zona Sur y Zona Austral respectivamente.

Tabla 46: Potencial Bruto Eólico Norte Grande según velocidad del viento.

Velocidad Viento [$\frac{m}{s}$]	Superficie abarcada [km^2]	Nº de Aero-generadores	Potencial por Aerogenerador [kW]	Potencial Total [MW]
3,00	24.830	165.532	32	5.375
3,60	41.530	276.866	56	15.535
4,20	17.007	113.382	89	10.103
4,80	29.313	195.417	133	25.991
5,40	28.477	189.850	189	35.952
6,00	14.107	94.046	260	24.430
6,60	13.579	90.530	346	31.301
7,20	0	0	449	0
7,80	5.450	36.330	571	20.734
8,40	0	0	713	0
9,00	10.855	72.367	877	63.446
Potencial Eólico Total Norte Grande				232.868

Tabla 47: Potencial Bruto Eólico Norte Chico según velocidad del viento.

Velocidad Viento [$\frac{m}{s}$]	Superficie abarcada [km^2]	N° de Aero-generadores	Potencial por Aerogenerador [MW]	Potencial Total [MW]
3,00	24.227	161.515	32	5.245
3,60	8.351	55.671	56	3.124
4,20	8.252	55.011	89	4.902
4,80	11.123	74.157	133	9.863
5,40	8.978	59.853	189	11.335
6,00	4.621	30.807	260	8.003
6,60	8.285	55.232	346	19.097
7,20	0	0	449	0
7,80	10.133	67.555	571	38.555
8,40	0	0	713	0
9,00	31.786	211.905	877	185.783
Potencial Eólico Total Norte Chico				285.905

Tabla 48: Potencial Bruto Eólico Zona Central según velocidad del viento.

Velocidad Viento [$\frac{m}{s}$]	Superficie abarcada [km^2]	N° de Aero-generadores	Potencial por Aerogenerador [MW]	Potencial Total [MW]
3,00	7.645	50.967	32	1.655
3,60	7.459	49.728	56	2.790
4,20	6.397	42.649	89	3.800
4,80	3.504	23.359	133	3.107
5,40	27.740	184.932	189	35.021
6,00	22.086	147.238	260	38.248
6,60	21.289	141.928	346	49.072
7,20	0	0	449	0
7,80	5.176	34.508	571	19.694
8,40	0	0	713	0
9,00	14.255	95.031	877	83.316
Potencial Eólico Total Zona Central				236.704

Tabla 49: Potencial Bruto Eólico Zona Sur según velocidad del viento.

Velocidad Viento $\left[\frac{m}{s}\right]$	Superficie abarcada $[km^2]$	N° de Aero-generadores	Potencial por Aerogenerador [MW]	Potencial Total [MW]
3,00	0	0	32	0
3,60	0	0	56	0
4,20	0	0	89	0
4,80	9.510	63.401	133	8.433
5,40	2.564	17.093	189	3.237
6,00	21.822	145.482	260	37.792
6,60	29.663	197.752	346	68.374
7,20	9.122	60.816	449	27.299
7,80	12.819	85.461	571	48.774
8,40	12.252	81.683	713	58.225
9,00	1.103	7.352	877	6.446
Potencial Eólico Total Zona Sur				258.579

Tabla 50: Potencial Bruto Eólico Zona Austral según velocidad del viento.

Velocidad Viento $\left[\frac{m}{s}\right]$	Superficie abarcada $[km^2]$	N° de Aero-generadores	Potencial por Aerogenerador [MW]	Potencial Total [MW]
3,00	0	0	32	0
3,60	0	0	56	0
4,20	0	0	89	0
4,80	2.072	13.816	133	1.838
5,40	2.072	13.816	189	2.616
6,00	2.230	14.868	260	3.862
6,60	5.099	33.991	346	11.753
7,20	796	5.307	449	2.382
7,80	11.474	76.493	571	43.656
8,40	0	0	713	0
9,00	217.047	1.446.982	877	1.268.608
Potencial Eólico Total Zona Austral				1.334.715

Anexo B.3: Cálculo del Potencial Técnico WTE

Como restricción técnica, se utiliza una eficiencia eléctrica de 25% común para todo Chile. Este valor se obtiene de un estudio sobre factibilidad de una planta WTE en la región metropolitana, en la cual se concluye que por cada $330.000 \left[\frac{Ton}{año}\right]$ de RSM se pueden instalar 29 [MW] de potencia [66].

Por otro lado, la Ley N°20.920, promulgada en el año 2016, establece la jerarquía del manejo de residuos [90]: “Orden de preferencia de manejo, que considera como primera alternativa la prevención en la generación de residuos, luego la reutilización, el reciclaje de los mismos o de uno o más de sus componentes y la valorización energética de los residuos, total o parcial, dejando como última

alternativa su eliminación, acorde al desarrollo de instrumentos legales, reglamentarios y económicos pertinentes. La jerarquía expuesta puede ser sintetizada en la Figura 52:

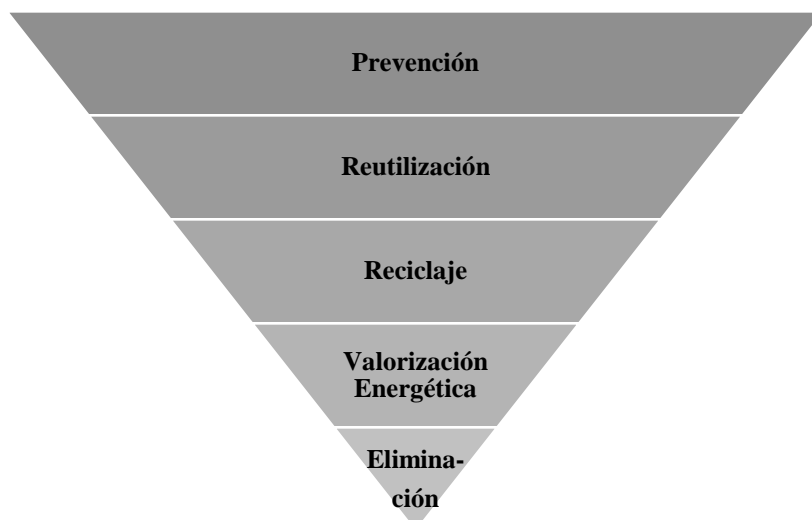


Figura 52: Pirámide jerárquica de la gestión de residuos. Elaboración propia a partir de los datos de [90].

Se definen los siguientes conceptos [90, 97]:

- **Prevención:** Son las medidas o acciones cuyo objetivo es evitar o reducir la generación de residuos o disminuir la concentración de sustancias peligrosas en ellos.
- **Reutilización:** acción mediante la cual productos o componentes de productos desechados se utilizan de nuevo, sin involucrar un proceso productivo.
- **Reciclaje:** empleo de un residuo como insumo o materia prima en un proceso productivo, incluyendo el procesamiento y compostaje, pero excluyendo la valorización energética.
- **Valorización energética:** empleo de un residuo con la finalidad de aprovechar su poder calorífico. Ejemplo de ello es la incineración con recuperación energética (electricidad o calor).
- **Eliminación:** todo procedimiento cuyo objetivo es disponer en forma definitiva o destruir un residuo en instalaciones autorizadas. Dentro de esta categoría se encuentra la disposición en relleno sanitario e incineración sin recuperación energética. El MMA también considera como eliminación la disposición en vertederos y basurales, aunque estos sean instalaciones ilegales.

Del Primer Reporte del Manejo de Residuos Sólidos en Chile, se tiene que, en el año 2009, de los 16,9 [Mton] de residuos sólidos generados, el 99% fueron tratados con operaciones de eliminación (disposición en relleno sanitario y basurales) [52]. Esto indica que en Chile se requieren tecnologías y tratamientos con mayor jerarquía en el manejo de residuos.

Se propone como proyección al 2050 que: en el tratamiento de los RSM, se alcancen tasas de 45% en procesos de reciclaje, 50% en valorización energética y un máximo del 5% en operaciones de eliminación, similar a lo que ya ocurre hoy en día en varios países y ciudades en el mundo (Singapur, Dinamarca, Lisboa-Portugal, Seattle-EE.UU etc.) [99].

ANEXO C: INSUMOS ELABORACIÓN DE ESCENARIOS

Anexo C.1: Proyectos en Pruebas, Construcción y Licitación

El detalle de ingreso en operación de las centrales por año y por zona se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Potencia Incorporada*.

Anexo C.2: Cierre Centrales a Carbón

El detalle de cierre de las centrales a carbón por año y por zona se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Potencia Incorporada*.

Anexo C.3: Cálculo de Factor de Planta

El detalle del cálculo de los factores de planta se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Factor de Planta*.

Anexo C.3: Proyección período 2018-2024

Los detalles de potencia instalada y generación eléctrica por zona y por año para el período 2018-2024 se encuentran en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestañas *Potencia Acumulada* y *Generación* respectivamente.

ANEXO D: DETALLES COMPOSICIÓN MATRIZ ELÉCTRICA

Anexo D.1: Escenario A

El detalle de ingreso y de cierre de centrales por año y por zona se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Potencia Incorporada*.

Los detalles de potencia instalada y generación eléctrica por zona y por año para el escenario A se encuentran en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestañas *Potencia Acumulada* y *Generación* respectivamente.

Anexo D.2: Escenario B

El detalle de ingreso y de cierre de centrales por año y por zona se encuentra en: <https://bit.ly/2XUFP7>, pestaña *Potencia Incorporada*.

Los detalles de potencia instalada y generación eléctrica por zona y por año para el escenario B se encuentran en: <https://bit.ly/2XUFP7>, pestañas *Potencia Acumulada* y *Generación* respectivamente.

ANEXO E: DETALLES EVALUACIÓN AMBIENTAL

Anexo E.1: Emisiones Emitidas por Escenario

El detalle por zona y por año de las emisiones GEI emitidas por el escenario A se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Emisiones Emitidas*.

El detalle por zona y por año de las emisiones GEI emitidas por el escenario B se encuentra en: <https://bit.ly/2XUFP7>, pestaña *Emisiones Emitidas*.

Anexo E.2: Emisiones Evitadas por Escenario

El detalle por zona y por año de las emisiones GEI evitadas por el escenario A se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Emisiones Evitadas*.

El detalle por zona y por año de las emisiones GEI evitadas por el escenario B se encuentra en: <https://bit.ly/2XUFP7>, pestaña *Emisiones Evitadas*.

Anexo E.3: Balance Emisiones GEI por Escenario

El detalle por zona y por año del balance GEI del escenario A se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Balance GEI*.

El detalle por zona y por año del balance GEI del escenario B se encuentra en: <https://bit.ly/2XUFP7>, pestaña *Balance GEI*.

Anexo E.4: Indicador de Intesidad GEI por Escenario

El detalle por zona y por año del indicador de Intensidad de GEI del escenario A se encuentra en: <https://bit.ly/2L4jJiH>, pestaña *Indicador GEI/PIB*.

El detalle por zona y por año del indicador de Intensidad de GEI del escenario B se encuentra en: <https://bit.ly/2XUFP7>, pestaña *Indicador GEI/PIB*.