



CENTRO DE ENERGÍA

FACULTAD DE CIENCIAS
FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

Fortalecimiento del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos



Reporte desarrollado para
Ministerio de Energía

Informe Final
Octubre de 2024



Preparado para:
Ministerio de Energía, Chile



Centro de Energía
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile
Plaza Ercilla 847, Santiago

Contacto:
Myriam Reyes
mreyes@centroenergia.cl
+56 2 9784203
www.centroenergia.cl

Equipo de trabajo:

Rigoberto Torres
Sebastián Gwinner
Vicente Sepúlveda
Ignacio Ñancupil
Javiera Chasco
Bryan Levy
Ítalo del Canto
Angela Flores

Santiago de Chile, 16 de octubre de 2024

Tabla de Contenidos

Resumen.....	15
1 Introducción.....	16
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Actividades.....	17
1.3 Acuerdos con la contraparte.....	18
2 Actividad 1: Metodología de costos de inversión.....	19
2.1 Introducción.....	19
2.1.1 Contexto.....	19
2.1.2 Objetivos.....	20
2.1.3 Alcances y condicionantes.....	20
2.1.4 Enfoque metodológico general de la actividad.....	21
2.2 Análisis crítico de metodologías vigentes.....	22
2.2.1 Descripción general de metodología.....	22
2.2.2 Tecnologías de generación.....	24
2.2.3 Tecnologías de almacenamiento.....	25
2.2.4 Análisis crítico.....	26
2.3 Análisis de fuentes de información.....	28
2.3.1 Proyecciones nacionales.....	28
2.3.2 Proyecciones internacionales.....	29
2.3.3 Componentes de costo nacional.....	29
2.4 Metodología propuesta.....	31
2.4.1 Descripción general de propuesta.....	31
2.4.2 Tecnologías de generación.....	31
2.4.3 Tecnologías de almacenamiento.....	38
2.5 Actualización de antecedentes.....	44
2.6 Comparativo.....	24
2.6.1 Metodología general.....	24
2.6.2 Ejemplos generación.....	24
3 Actividad 2: Actualización de metodologías de proyección de precios de combustibles.....	33
3.1 Resumen de revisión internacional.....	33
3.1.1 Argentina.....	33
3.1.2 México.....	35
3.1.3 Colombia.....	36

3.1.4	Reino Unido	38
3.1.5	Otros	39
3.2	Cálculos y datos transversales para todas las proyecciones	40
3.2.1	Base monetaria	40
3.2.2	Proyecciones internacionales	42
3.2.3	Generación de escenarios	46
3.2.4	Suavizado de proyección	47
3.3	Descripción metodológica y resultados de proyecciones de precios de combustibles para el sector generación y grandes industrias	47
3.3.1	Proyección de precios del Carbón	47
3.3.2	Proyección de precios del Gas Natural	50
3.3.3	Proyección de precios del Diesel y el Fuel Oil.....	52
3.4	Proyecciones de precios de tarifas de combustibles a usuarios finales.....	55
3.4.1	Metodología general	55
3.4.2	Ajuste regional.....	59
3.4.3	Resultados de proyecciones	61
3.5	Discusión.....	74
4	Actividad 3: Análisis medidas de mitigación CN al 2050.....	76
4.1	Levantamiento de antecedentes.....	76
4.1.1	Emisiones de GEI del sector energía y proyecciones.....	76
4.1.2	Medidas de mitigación según fuentes oficiales.....	78
4.1.3	Revisión internacional de medidas de mitigación y análisis de costos	99
4.2	Análisis y evaluación de método de obtención de CAPEX y OPEX	107
4.2.1	Sector transporte.....	108
4.2.2	Sectores industria y minería	112
4.2.3	Sector residencial.....	115
4.2.4	Sector público	117
4.2.5	Sector comercial	117
4.3	Propuesta de actualización de metodología de obtención Curva MAC.....	118
4.3.1	Actualización de precios de energéticos	118
4.3.2	Estimación de la tasa de chatarrización en transporte	118
4.3.3	Sensibilidad de factor de planta y parámetros similares.....	119
4.3.4	Actualización de proyecciones de costos de inversión.....	119
4.3.5	Proyecciones de unidades económicas	120
4.3.6	Sincronización con modelo de demanda y salidas LEAP	120

4.3.7	Evaluación de medidas escenario Transición Acelerada	120
5	Actividad 4: Mejoramiento del Modelo de Energía para Sectores No Modelados	122
5.1	Metodología general	122
5.2	Descripción del uso de energía en sectores nm (otros)	123
5.2.1	Construcción (OBRAS):.....	123
5.2.2	Agricultura:	124
5.2.3	Servicios Sanitarios:	125
5.2.4	Consumos propios (transformaciones de energía):	125
5.3	Fuentes de información y análisis	126
5.4	Modelos vía regresión lineal multivariable	128
5.5	Amoniaco y derivados	131
6	Actividad 5: Externalidades del Sector Energía.....	135
6.1	Visión general	135
6.2	Metodologías de cuantificación	137
6.2.1	Vías de impacto de ExterneE de la UE	137
6.2.2	Dosis-respuesta.....	138
6.3	Impacto por tecnología	138
7	Actividad 6: Metodología de resiliencia.....	141
7.1	Introducción	141
7.2	Propuesta metodológica general	141
7.3	Definición de resiliencia	142
7.4	Revisión de metodologías para evaluar y mejorar la resiliencia de sistemas eléctricos....	144
7.4.1	Identificación de amenazas	146
7.4.2	Métricas para evaluar la resiliencia	147
8	Actividad 7.1: Actualización de proyecciones de GD	151
8.1	Aspectos Generales	151
8.2	Estructura del modelo	152
8.3	Actualizaciones al modelo	155
8.4	Resultados obtenidos	156
8.5	Discusión de los resultados obtenidos	157
9	Actividad 7.2: Automatización de reportes y ETL	161
9.1	Levantamiento de información	162
9.1.1	Base de datos – PELP v7	162
9.1.2	ETL Ameba	165
9.1.3	Tableau	167

9.2	Mejoras realizadas a ETL Ameba	171
9.2.1	Refactoring.....	171
9.2.2	Nuevas funcionalidades.....	172
9.3	Licencia de Tableau y análisis funcionalidades	173
Anexo A	Referencias	179
Anexo B	Acrónimos	182
Anexo C	Modelos de proyección de CI Almacenamiento	183
Anexo D	Planillas de proyección de CI Almacenamiento	183
Anexo E	Modelos de proyección de precios de combustibles	183
Anexo F	Planilla de proyección de precios de combustibles	183
Anexo G	Planilla de análisis de curvas MAC	183
Anexo H	Emisiones de GEI sector energía	184
	Industrias de la energía	184
	Transporte.....	186
	Industria manufacturera y de la construcción	188
	Otros sectores	192
Anexo I	Medidas de mitigación de emisiones de GEI en el 4to reporte bienal de Noruega....	194

Lista de Figuras

Figura 3.1: Costo de la Mano de Obra por Hora Total para el sector Construcción periodo 2016 – 2023.....	30
Figura 4.1: Metodología empleada para calcular recargos faltantes.....	35
Figura 5.1: Costo de inversión para tecnología de generación fotovoltaica según BNEF 2020, NREL 2023 y EIA 2023.....	45
Figura 5.2: Costo de inversión para tecnología de generación eólica según NREL 2023 y EIA 2023.....	46
Figura 5.3: Costo de inversión para tecnología de generación CSP según NREL 2023 y EIA 2023. ..	47
Figura 5.4: Costo de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.	48
Figura 5.5: Costo de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.....	49
Figura 5.6: Costo de inversión para tecnología de generación de biomasa según NREL 2023 y EIA 2023.....	50
Figura 5.7: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo combinado según NREL 2023 y EIA 2023.....	51
Figura 5.8: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo abierto según NREL 2023 y EIA 2023.....	52
Figura 5.9: Costo de inversión para tecnología de generación geotérmica según NREL 2023 y EIA 2023.....	53
Figura 5.10: Costo de inversión para tecnología de generación a biogás según NREL 2023 y EIA 2023.	54
Figura 5.11: Costo de inversión para tecnología de generación a diésel según NREL 2023 y EIA 2023.	55
Figura 5.12: Costo de inversión para tecnología de almacenamiento BESS según NREL 2023 y EIA 2023.....	56
Figura 5.13: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica.	9
Figura 5.14: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs).....	10
Figura 5.15: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs).....	11
Figura 5.16: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs).....	12
Figura 5.17: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 5,5MW y 101m).....	13
Figura 5.18: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 6MW y 140m).....	14

Figura 5.19: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Fixed Bottom).....	15
Figura 5.20: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Floating).....	16
Figura 5.21: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación hidroeléctrica.	17
Figura 5.22: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación mini hidroeléctrica.	18
Figura 5.23: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biomasa.	19
Figura 5.24: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo combinado.....	20
Figura 5.25: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo abierto.	21
Figura 5.26: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biogás.	22
Figura 5.27: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a diésel. 23	
Figura 5.28: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación geotérmica.	24
Figura 6.1: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	25
Figura 6.2: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	26
Figura 6.3: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	27
Figura 6.4: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	28
Figura 6.5: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	29
Figura 6.6: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación a gas natural preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	30
Figura 6.7: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación geotérmica preliminar (izq.) y actualizado (der.).....	31
Figura 3.1: Costo de la Mano de Obra por Hora Total para el sector Construcción periodo 2016 – 2023.....	11
Figura 4.1: Metodología empleada para calcular recargos faltantes.....	16
Figura 5.1: Costo de inversión para tecnología de generación fotovoltaica según BNEF 2020, NREL 2023 y EIA 2023.....	1
Figura 5.2: Costo de inversión para tecnología de generación eólica según NREL 2023 y EIA 2023..	2

Figura 5.3: Costo de inversión para tecnología de generación CSP según NREL 2023 y EIA 2023.	4
Figura 5.4: Costo de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.	5
Figura 5.5: Costo de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.....	6
Figura 5.6: Costo de inversión para tecnología de generación de biomasa según NREL 2023 y EIA 2023.....	7
Figura 5.7: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo combinado según NREL 2023 y EIA 2023.....	8
Figura 5.8: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo abierto según NREL 2023 y EIA 2023.....	9
Figura 5.9: Costo de inversión para tecnología de generación geotérmica según NREL 2023 y EIA 2023.....	10
Figura 5.10: Costo de inversión para tecnología de generación a biogás según NREL 2023 y EIA 2023.	11
Figura 5.11: Costo de inversión para tecnología de generación a diésel según NREL 2023 y EIA 2023.	12
Figura 5.12: Costo de inversión para tecnología de almacenamiento BESS según NREL 2023 y EIA 2023.....	12
Figura 5.13: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica.	9
Figura 5.14: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs).....	10
Figura 5.15: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs).....	11
Figura 5.16: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs).....	12
Figura 5.17: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 5,5MW y 101m).....	13
Figura 5.18: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 6MW y 140m).....	14
Figura 5.19: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Fixed Bottom).....	15
Figura 5.20: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Floating).....	16
Figura 5.21: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación hidroeléctrica.	17
Figura 5.22: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación mini hidroeléctrica.	18

Figura 5.23: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biomasa.	19
Figura 5.24: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo combinado.	20
Figura 5.25: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo abierto.	21
Figura 5.26: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biogás.	22
Figura 5.27: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a diésel.	23
Figura 5.28: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación geotérmica.	24
Figura 6.1: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica preliminar (izq.) y actualizado (der.).	25
Figura 6.2: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).	26
Figura 6.3: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).	27
Figura 6.4: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).	28
Figura 6.5: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica preliminar (izq.) y actualizado (der.).	29
Figura 6.6: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación a gas natural preliminar (izq.) y actualizado (der.).	30
Figura 6.7: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación geotérmica preliminar (izq.) y actualizado (der.).	31
Figura 3.1: Ejemplo de referenciación a dólar base utilizado por la CNE.	41
Figura 3.2: Proyección internacional del precio del carbón.	44
Figura 3.3: Proyección internacional del precio del gas natural	45
Figura 3.4: Proyección internacional del precio del petróleo crudo	46
Figura 3.5: Comparación de la proyección del precio del carbón para el sector generación eléctrica entre el modelo previo y el modelo resultante en esta actualización.	48
Figura 3.6: Proyección del precio de carbón para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	49
Figura 3.7: Proyección del precio de carbón suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	49
Figura 3.8: Proyección del precio del gas natural para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	51

Figura 3.9: Proyección del precio del gas natural suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	52
Figura 3.10: Proyección del precio del Diesel para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	54
Figura 3.11: Proyección del precio del Diesel suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	54
Figura 3.12: Proyección del precio del Fuel Oil para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	54
Figura 3.13: Proyección del precio del Fuel Oil suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.	55
Figura 3.14: Estructura de costos histórica de la gasolina 95 en la región metropolitana entre 2011 y 2021 publicada por la CNE.	56
Figura 3.15: Comparación de capacidad de predicción del precio de la gasolina con metodología propuesta y con metodología previa.	63
Figura 3.16: Proyección de 5 escenarios de la tarifa de la gasolina para usuarios finales hasta el año 2060.	63
Figura 3.17: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa de la gasolina para usuarios finales hasta el año 2060.	64
Figura 3.18: Precio de la tarifa de la gasolina para el año base para las capitales regionales de Chile.	64
Figura 3.19: Comparación de capacidad de predicción del precio del kerosene con metodología propuesta y con metodología previa.	65
Figura 3.20: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del kerosene para usuarios finales hasta el año 2060.	66
Figura 3.21: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa del kerosene para usuarios finales hasta el año 2060.	66
Figura 3.22: Precio de la tarifa del kerosene para el año base para las capitales regionales de Chile.	67
Figura 3.23: Comparación de capacidad de predicción del precio del GLP con metodología propuesta y con metodología previa.	68
Figura 3.24: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del GLP para usuarios finales hasta el año 2060.	68
Figura 3.25: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa del GLP para usuarios finales hasta el año 2060.	69
Figura 3.26: Precio de la tarifa del GLP para el año base para las capitales regionales de Chile.	69
Figura 3.27: Comparación de capacidad de predicción del precio del Diesel con metodología propuesta y con metodología previa.	70
Figura 3.28: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del Diesel para usuarios finales hasta el año 2060.	71

Figura 3.29: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa del Diesel para usuarios finales hasta el año 2060.....	71
Figura 3.30: Precio de la tarifa del Diesel para el año base para las capitales regionales de Chile ..	72
Figura 3.31: Comparación de capacidad de predicción del precio del gas natural cañería con metodología propuesta y con metodología previa.....	73
Figura 3.32: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del gas natural para usuarios finales hasta el año 2060.....	73
Figura 3.33: Precio de la tarifa del gas natural para el año base para las capitales regionales de Chile.	74
Figura 4.1: Balance de emisiones de GEI por sector, INGEI serie 1990 – 2020.....	76
Figura 4.2: Balance de emisiones de GEI por sector, INGEI serie 1990-2020 y proyección Observatorio de Carbono Neutralidad.....	77
Figura 4.3: Emisiones de GEI por subcategoría del sector energía, INGEI serie 1990-2020.	77
Figura 5.1: Base de datos de fuentes de información.....	128
Figura 5.2: Conjuntos de datos y encuadres para regresión.....	129
Figura 6.1: Trayectoria considera de impuesto al CO2, caso “+Alto”.	137
Figura 7.1: Representación conceptual de la curva de resiliencia asociada con un evento disruptivo [32]	144
Figura 7.2: Etapas en la formulación de escenarios energéticos.....	146
Figura 7.3: Metodología de evaluación y mejora de la resiliencia en la planificación de sistemas eléctricos [35].....	146
Figura 8.1: Flujo de trabajo de modelo de GD.	152
Figura 8.2: Diagrama general de función “simular”.....	154
Figura 8.3: Diagrama de modo entrenamiento de función “simular”.	155
Figura 8.4: Problema de convergencia del algoritmo de ajuste de proyecciones de GD.	156
Figura 8.5: Comparación de salidas entre el notebook sin ejecutar (por defecto) y al ejecutar (sin entrenar el modelo).	157
Figura 8.6: Resultados de capacidad instalada de GD en kW para distintos parámetros de optimización.....	158
Figura 8.7: Criterio de selección de instalaciones sin modificaciones	158
Figura 8.8: Criterio de selección de instalaciones con modificaciones.....	159
Figura 8.9: Resultados obtenidos para distintos algoritmos del optimizador bboptimize de julia para las proyecciones de GD.	159
Figura 9.1: Acceso a carpetas PELP compartidas al equipo del Centro de Energía.	161
Figura 9.2: Dashboard Demanda Energética, archivo Demanda 2021_v3 en carpeta Compendio.170	

Figura 9.3: Comparación de licencias Creator, Explorer y Viewer. Fuente: Tableau, from Salesforce (parte 1).....	174
Figura 9.4: Comparación de licencias Creator, Explorer y Viewer. Fuente: Tableau, from Salesforce (parte 2).....	175
Figura 9.5: Emisiones de GEI por componente de industrias de la energía, INGEI serie 1990-2020.	184
Figura 9.6: Emisiones de GEI por componente de industrias de la energía, INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.	185
Figura 9.7: Balance calórico del sector electricidad servicio público por energético, BNE serie 2008-2021.....	185
Figura 9.8: Emisiones de GEI por componente del sector transporte, INGEI serie 1990-2020.	186
Figura 9.9: Emisiones de GEI por tipo de vehículo del sector transporte, INGEI serie 1990-2020.	187
Figura 9.10: Emisiones de GEI por componente del sector transporte, INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.	187
Figura 9.11: Balance calórico del sector transporte, BNE serie 2008-2021.....	188
Figura 9.12: Emisiones de GEI por componente de industrias manufactureras y de la construcción, INGEI serie 1990-2020.....	189
Figura 9.13: Emisiones de GEI por componente de industrias manufactureras y de la construcción, INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.....	189
Figura 9.14: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por energético, BNE serie 2008-2021.....	190
Figura 9.15: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por sector, BNE serie 2008-2021.	190
Figura 9.16: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por energético, sector cobre, BNE serie 2008-2021.....	191
Figura 9.17: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por energético, sector industrias varias, BNE serie 2008-2021.....	191
Figura 9.18: Emisiones de GEI por componente de otros sectores, INGEI serie 1990-2020.	192
Figura 9.19: Emisiones de GEI por componente otros sectores (residencial, comercial/institucional y otros), INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad. ...	193
Figura 9.20: Balance calórico del sector residencial por energéticos, BNE serie 2008-2021.	193
Figura 9.21: Balance calórico del sector comercial por energéticos, BNE serie 2008-2021.	194

Lista de Tablas

Tabla 3.1: Resumen de fuentes de información relevantes consultadas.	28
Tabla 3.2: Promedio y variación anual del Costo de Mano de Obra para el sector Construcción para el periodo 2016 – 2023.	30
Tabla 4.1: Características de sistemas medianos considerados en el estudio.....	33
Tabla 4.2: Información de recargos por tecnología para cada SSMM.	34
Tabla 4.3: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.	36
Tabla 4.4: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.	37
Tabla 5.1: Valores actualizados del costo de inversión actual para cada tecnología.	2
Tabla 5.2: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación fotovoltaica.....	3
Tabla 5.3: Desglose de costos de inversión para tecnología de Concentración Solar de Potencia. ...	3
Tabla 5.4: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación eólica.	4
Tabla 5.5: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica.	4
Tabla 5.6: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica.	5
Tabla 5.7: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biomasa.	5
Tabla 5.8: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo combinado.	5
Tabla 5.9: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo abierto..	6
Tabla 5.10: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biogás.	6
Tabla 5.11: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de diésel (Turbina combustión interna).....	6
Tabla 5.12: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación geotérmica.	7
Tabla 5.13: Desglose de costos de inversión para tecnología BESS.	7
Tabla 5.14: Contribución del costo nacional respecto al costo de inversión actual para cada tecnología de generación.	8
Tabla 3.1: Resumen de fuentes de información relevantes consultadas.	9
Tabla 3.2: Promedio y variación anual del Costo de Mano de Obra para el sector Construcción para el periodo 2016 – 2023.	11
Tabla 4.1: Características de sistemas medianos considerados en el estudio.....	14
Tabla 4.2: Información de recargos por tecnología para cada SSMM.	15
Tabla 4.3: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.	17
Tabla 4.4: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.	18
Tabla 5.1: Valores actualizados del costo de inversión actual para cada tecnología.	2
Tabla 5.2: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación fotovoltaica.....	3

Tabla 5.3: Desglose de costos de inversión para tecnología de Concentración Solar de Potencia. ...	3
Tabla 5.4: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación eólica.	3
Tabla 5.5: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica.	4
Tabla 5.6: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica.	4
Tabla 5.7: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biomasa.	4
Tabla 5.8: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo combinado.	5
Tabla 5.9: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo abierto..	5
Tabla 5.10: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biogás.	6
Tabla 5.11: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de diésel (Turbina combustión interna).....	6
Tabla 5.12: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación geotérmica.	6
Tabla 5.13: Desglose de costos de inversión para tecnología BESS.....	7
Tabla 5.14: Contribución del costo nacional respecto al costo de inversión actual para cada tecnología de generación.....	7
Tabla 4.1: Análisis medidas sector transporte.	79
Tabla 4.2: Análisis medidas sector industria y minería.	84
Tabla 4.3: Análisis medidas sector comercial, público y residencial.....	89
Tabla 4.4: Análisis medidas de mitigación sector generación eléctrica.....	98
Tabla 4.5: Análisis obtención de CAPEX en medida cambio modal o infraestructura de bicicleta.	108
Tabla 4.6: Análisis obtención de CAPEX en electromovilidad vehículos medianos.	109
Tabla 4.7: Análisis obtención de CAPEX en electromovilidad vehículos livianos.....	110
Tabla 4.8: Análisis obtención de CAPEX en hidrógeno verde en transporte de carga.....	111
Tabla 4.9: Análisis obtención de CAPEX en medida taxis eléctricos.....	111
Tabla 4.10: Análisis obtención de CAPEX en medidas buses eléctricos RM y regiones.	112
Tabla 4.11: Análisis obtención de CAPEX en medidas de electrificación de usos motrices e hidrógeno verde en usos motrices.	113
Tabla 4.12: Análisis obtención de CAPEX en medidas de electrificación de usos térmicos e hidrógeno verde en procesos térmicos.	114
Tabla 4.13: Análisis obtención de CAPEX en medida fomento a la renovación energética de viviendas.	115
Tabla 4.14: Análisis obtención de CAPEX en medidas regulación de leña.....	116
Tabla 4.15: actualización de tasas de chatarrización.	119
Tabla 5.1: Síntesis de fuentes de información,	127
Tabla 5.2: Series de datos para regresión.	129

Tabla 5.3: Resultados de regresión lineal a datos del BNE.	130
Tabla 5.4: Estimación de demanda nacional de amoniaco y productos derivados.	131
Tabla 5.5: Producción nacional histórica de nitrato de amonio.	132
Tabla 5.6: Consumo energético para la producción de amoniaco y derivados.	133
Tabla 6.1: Impactos por tecnología de generación.	139
Tabla 6.2: Costos de externalidades de distintas tecnologías. Fuente: Agencia Nuclear de Energía	139
Tabla 7.1 Clasificación de amenazas en sistemas eléctricos.....	147
Tabla 7.2: Categorías de impacto y métricas de resiliencia	149
Tabla 9.1: Archivos e información contenida en carpeta Diccionarios.....	162
Tabla 9.2: Archivos e información contenida en carpeta Base de Datos.....	163
Tabla 9.3: Archivos e información contenida en carpeta Resúmenes.	164
Tabla 9.4: Análisis de código ETL Ameba.	165
Tabla 9.5: Archivos e información contenida en carpeta Compendio.....	167
Tabla 9.6: Archivos e información contenida en carpeta Procesamiento de Datos.	170
Tabla 9.7: Medidas de mitigación de mitigación de emisiones de GEI de Noruega [2].....	194

Resumen

Este documento corresponde al informe final por parte del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile para el estudio denominado “Fortalecimiento del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos” en el contexto los proyectos de la línea presupuestaria “Estrategias Territoriales” que entrega CORFO bajo el programa de Desarrollo Productivo Sostenible (DPS) al Ministerio de Energía de Chile.

En el informe se presentan una síntesis de los desarrollos en todas las actividades planteadas, sin constituir un reporte exhaustivo de toda la labor llevada a cabo en cada una de ellas.

1 Introducción

La línea presupuestaria “Estrategias Territoriales”, que entrega CORFO bajo el programa de Desarrollo Productivo Sostenible (DPS) al Ministerio de Energía de Chile, tiene como propósito la descarbonización de nuestra matriz hacia el desarrollo de un sistema energético sustentable, la cual deberá realizarse de manera respetuosa con las comunidades, las personas y su calidad de vida, aquello es especialmente relevante en las zonas que han sido afectadas por el uso de tecnologías contaminantes. Para ello es imprescindible mejorar el estándar de evaluación y desarrollo de los proyectos, como también la participación de distintos actores del territorio en su planificación, en consonancia con la Política Nacional de Energía, aprobada mediante el Decreto Supremo N°148 de la Presidencia de la República, de fines del año 2015, que proporciona una visión, estrategia y los lineamientos de largo plazo en el sector energía, especialmente, el tema del ordenamiento territorial energético, y en la actualización quinquenal de la Política Energética Nacional 2050, aprobada por Decreto N°10, de 2022, del Ministerio de Energía.

El objetivo general consiste en buscar el fortalecimiento de la capacidad planificadora del Estado y el otorgamiento de señales de localización como habilitante esencial para el desarrollo de la inversión que requiere la transición energética. Lo anterior importa un desafío muy considerable en términos del uso del territorio, donde la línea de trabajo “Estrategias Territoriales”, objeto de este convenio, busca promover por una parte la sostenibilidad de la infraestructura energética e inversiones asociadas, mediante la definición de estándares y criterios de sustentabilidad, junto con el impulso de normativas ambientales y territoriales necesarias para la transición energética y, por otra, a través de la generación de acuerdos de preferencia territorial del sector energético, que en conjunto favorecerán el despliegue e inserción territorial de la infraestructura energética, con definiciones preventivas a los aspectos que posteriormente se abordarán en la tramitación ambiental de los proyectos y en los permisos sectoriales que correspondan.

El Proyecto 1, “Fortalecimiento del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos” tiene como objetivo actualizar los modelos prospectivos de proyección energética y adecuar la metodología del proceso mandatado en la Ley General de Servicios Eléctricos, de manera de fomentar el desarrollo local y las características de infraestructura energética estratégica que permitan cumplir con la Ley Marco de Cambio Climático y los instrumentos de gestión ambiental allí definidos.

Este primer informe da cuenta de los avances del proyecto respecto a todas las actividades, las que se han priorizado y trabajado en conjunto con la contraparte técnica del Ministerio de Energía.

1.1 Objetivo General

Actualizar los modelos prospectivos de proyección energética y adecuar la metodología del proceso mandatado en la Ley General de Servicios Eléctricos, de manera de fomentar el desarrollo local y las características de infraestructura energética estratégica que permitan cumplir con la Ley Marco de Cambio Climático y los instrumentos de gestión ambiental allí definidos. Este proyecto es coherente con los requerimientos que se establecerán a nivel legal en el Proyecto de Ley de Transición Energética, fomentando la inserción de fuentes renovables y limpias para la transición energética y cumplimiento del mandato legal de ser un país resiliente y carbono neutral antes del año 2050.

1.2 Actividades

El desarrollo del trabajo contempla las siguientes actividades:

- Actividad 1: Establecer una metodología y proyectar los costos de inversión de las tecnologías de generación hasta el año 2060 bajo 3 escenarios, con un desglose que permita levantar y diferenciar las condicionantes nacionales; como el terreno, la mano de obra, el precio del cemento, de aquella infraestructura empaquetada que se importa, esto a nivel nacional, incluyendo Magallanes y Aysén. Adicionalmente deberá definir una propuesta del costo de la expansión de la transmisión nacional, para los distintas regiones y segmentos.
- Actividad 2: Establecer una metodología y proyectar los costos de combustibles utilizados a nivel regional, incluyendo el hidrógeno verde, hasta el año 2060, bajo múltiples escenarios, para el sector industrial y residencial, incluyendo los impuestos aplicados y otros efectos posibles para cada tipo de cliente relevante.
- Actividad 3: Analizar cada una de las distintas medidas incorporadas en el compromiso de la Carbono Neutralidad al año 2050. Adicionalmente, debe actualizar los insumos y mejorar la metodología de obtención de CAPEX y OPEX, con la que se obtiene la curva MAC.
- Actividad 4: Mejorar el modelo de energía que posee el Ministerio de Energía en los sectores no energéticos, agricultura, construcción, sanitario y de consumos propios.

- Actividad 5: Realizar el levantamiento de distintas externalidades relacionadas con el desarrollo del sector energía como lo son emisiones, empleos, salud, entre otros a definir entre las partes.
- Actividad 6: Analizar las distintas metodologías de resiliencia sobre escenarios y aplicarla a los escenarios energéticos que se utilizan en la planificación energética de largo plazo, por lo menos para 4 condicionantes (salida de carboneras, efectos de cambio climático, variación de combustibles, variación de demanda, entre otros).
- Actividad 7: Programar un apoyo definido en horas, cuya duración y objetivo serán acordados por las partes para desarrollos específicos relacionados con la Planificación Energética de Largo Plazo.

1.3 Acuerdos con la contraparte

En reuniones con la contraparte del MEN se efectuó una priorización de actividades y definición de actividades complementarias más urgentes, con la finalidad de apoyar la actualización de los resultados preliminares de la PELP vigente. Según este acuerdo se dio prioridad a las siguientes actividades:

- Actividad 1 y Actividad 6 como primera prioridad en relación con las tareas predefinidas en los términos de referencia.
- Actividad complementaria 7.1: Actualización de las proyecciones de generación distribuida, para lo cual es necesario actualizar datos de entrada y lograr ejecutar un conjunto de códigos de script en Python y Julia que implementan una metodología basada en agentes para realizar dichas proyecciones.
- Actividad complementaria 7.2: Automatización de los procesos de confección de reportes de la PELP enlazando bases de datos de salida de modelos de proyección energéticos con homólogos en la plataforma Tableau a través de scripts de códigos en Python y herramientas propias de Tableau.

En las siguientes secciones se describe el desarrollo de estas actividades, a la fecha, incluyendo las dificultades y mejoras identificadas.

2 Actividad 1: Metodología de costos de inversión

2.1 Introducción

2.1.1 Contexto

La línea presupuestaria “Estrategias Territoriales”, que entrega CORFO bajo el programa de Desarrollo Productivo Sostenible (DPS) al Ministerio de Energía de Chile, tiene como propósito la descarbonización de nuestra matriz hacia el desarrollo de un sistema energético sustentable, la cual deberá realizarse de manera respetuosa con las comunidades, las personas y su calidad de vida, aquello es especialmente relevante en las zonas que han sido afectadas por el uso de tecnologías contaminantes. Para ello es imprescindible mejorar el estándar de evaluación y desarrollo de los proyectos, como también la participación de distintos actores del territorio en su planificación, en consonancia con la Política Nacional de Energía, aprobada mediante el Decreto Supremo N°148 de la Presidencia de la República, de fines del año 2015, que proporciona una visión, estrategia y los lineamientos de largo plazo en el sector energía, especialmente, el tema del ordenamiento territorial energético, y en la actualización quinquenal de la Política Energética Nacional 2050, aprobada por Decreto N°10, de 2022, del Ministerio de Energía.

El objetivo general consiste en buscar el fortalecimiento de la capacidad planificadora del Estado y el otorgamiento de señales de localización como habilitante esencial para el desarrollo de la inversión que requiere la transición energética. Lo anterior importa un desafío muy considerable en términos del uso del territorio, donde la línea de trabajo “Estrategias Territoriales”, objeto de este convenio, busca promover por una parte la sostenibilidad de la infraestructura energética e inversiones asociadas, mediante la definición de estándares y criterios de sustentabilidad, junto con el impulso de normativas ambientales y territoriales necesarias para la transición energética y, por otra, a través de la generación de acuerdos de preferencia territorial del sector energético, que en conjunto favorecerán el despliegue e inserción territorial de la infraestructura energética, con definiciones preventivas a los aspectos que posteriormente se abordarán en la tramitación ambiental de los proyectos y en los permisos sectoriales que correspondan.

El Proyecto 1, “Fortalecimiento del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos” tiene como objetivo actualizar los modelos prospectivos de proyección energética y adecuar la metodología del proceso mandatado en la Ley General de Servicios Eléctricos, de manera de fomentar el desarrollo local y las características de infraestructura energética estratégica que permitan cumplir con la Ley Marco de Cambio Climático y los instrumentos de gestión ambiental allí definidos.

Este informe da cuenta de los avances del proyecto respecto a todas las actividades, las que se han priorizado y trabajado en conjunto con la contraparte técnica del Ministerio de Energía.

2.1.2 Objetivos

2.1.2.1 General

Actualizar los modelos prospectivos de proyección energética y adecuar la metodología del proceso mandatado en la Ley General de Servicios Eléctricos, de manera de fomentar el desarrollo local y las características de infraestructura energética estratégica que permitan cumplir con la Ley Marco de Cambio Climático y los instrumentos de gestión ambiental allí definidos. Este proyecto es coherente con los requerimientos que se establecerán a nivel legal en el Proyecto de Ley de Transición Energética, fomentando la inserción de fuentes renovables y limpias para la transición energética y cumplimiento del mandato legal de ser un país resiliente y carbono neutral antes del año 2050.

2.1.2.2 Específico para Actividad 1

Establecer una metodología y proyectar los costos de inversión de las tecnologías de generación hasta el año 2060 bajo 3 escenarios, con un desglose que permita levantar y diferenciar las condicionantes nacionales; como el terreno, la mano de obra, el precio del cemento, de aquella infraestructura empaquetada que se importa, esto a nivel nacional, incluyendo Magallanes y Aysén. Adicionalmente deberá definir una propuesta del costo de la expansión de la transmisión nacional, para los distintas regiones y segmentos.

2.1.3 Alcances y condicionantes

En acuerdo con la contraparte del Ministerio, tanto el análisis de las metodologías como las propuestas de mejoramiento y complemento se efectúan bajo un enfoque eminentemente práctico, factible de ser implementado y usado en los próximos ejercicios de la PELP. Esto se extiende a los condicionantes sobre la disponibilidad de información para alimentar los modelos las que se detallan como sigue:

- Información de tipo pública.
- De actualización periódica.
- Con estructuras de datos procesables por software.

Por su parte los desarrollos fueron limitados a información al alcance del equipo de trabajo, quedando fuera de los análisis la información de acceso restringido o cerrado existente. En particular, excluyendo información privada y/o restringida que se maneja al interior del Ministerio de Energía (MEN) y la Comisión Nacional de Energía (CEN).

2.1.4 Enfoque metodológico general de la actividad

El desarrollo de la actividad se llevó a cabo siguiendo los siguientes pasos metodológicos:

1. Revisión y análisis crítico de metodología vigente.
 - Análisis de fuentes de información. En la que se determina la factibilidad de mejorar o incorporar nueva información.
 - Propuestas de mejoramiento. Esto, sobre la base de los pasos 1 y 2.
 - Actualización de antecedentes. En donde se aplican las metodologías para obtener los resultados de proyección con la información más reciente.
 - Contraste metodológico. En el que se comparan las proyecciones obtenidas con aquellas usadas en la última versión pública de la PELP.

La exposición en el presente documento sigue la misma estructura.

2.2 Análisis crítico de metodologías vigentes

2.2.1 Descripción general de metodología

La metodología mencionada en el informe de la PELP 2018 – 2022¹ [1] y en el reporte de Actualización de Proyecciones de Costos de Inversión para Tecnologías de Generación 2021 [2] proporcionado de la contraparte, utilizan tendencias de costos inversión, operación y mantenimiento obtenidas desde referencias internacionales, considerando la situación actual de cada tecnología en Chile, para así construir tres trayectorias de costos, en su mayoría con un punto de costo de inversión inicial común. Complementariamente, la contraparte detalla que para la PELP 2023 – 2027, se amplía la metodología, e incorpora una tasa de crecimiento diferenciada entre la maduración tecnológica, y los costos asociados a productos o servicios nacionales, los que se ven mayormente afectados por el crecimiento económico, competencia del mercado u otros insumos que no necesariamente decaen en el tiempo. Con esto como contexto, la metodología se resume en los siguientes pasos:

1. Cálculo de las proyecciones de costo de inversión:

- Utilizando referencias nacionales, se determina el costo de inversión inicial (CVI) [\$/kW] para cada una de las tecnologías de generación analizadas, correspondiente al costo estimado de instalación actual de una nueva planta en Chile.
- Se obtienen las series o proyecciones de costos de inversión referenciales (CAPEX) de cada tecnología desde referencias internacionales, las que usualmente presentan valores hasta el año 2050. Estas se extienden hasta el año 2060 considerando la tendencia de los últimos años en el caso de las tecnologías renovables, y se mantiene como constante el último costo del año 2050 en el caso de las tecnologías térmicas.
- Se obtiene el desglose de costos por componente y servicio para cada tecnología de generación desde reportes nacionales. A partir de lo anterior, se realiza la diferenciación entre los costos importados y costos nacionales, obteniendo el valor porcentual de cada uno de los costos con respecto al costo total de inversión actual para cada tecnología de generación. De las proyecciones de CAPEX obtenidas, se obtiene la tasa de crecimiento anual del costo importado proyectado para cada una de las tecnologías de generación, utilizando la siguiente ecuación:

¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_corregido_pelp_2018-2022.pdf

$$T_{importado}_{[t+1,i]} [\%] = \frac{CVI_{[t+1,i]} - CVI_{[t,i]}}{CVI_{[t,i]}}$$

Donde T es la tasa de crecimiento, t el subíndice correspondiente al año considerado, i el subíndice correspondiente a la tecnología de generación.

- Con el CVI para cada tecnología de generación, se procede a proyectar el costo de inversión desde el año 2020 hasta el 2060. Esto se realiza con la siguiente expresión:

$$CVI_{total}_{[t+1,i]} = CVI_{nacional}_{[t,i]} \cdot (1 + T_{importado}_{[t,i]}) + CVI_{importado}_{[t,i]} \cdot (1 + T_{nacional}_{[t,i]})$$

Donde T es la tasa de crecimiento, t el subíndice correspondiente al año considerado, i el subíndice correspondiente a la tecnología de generación.

- Utilizando las proyecciones obtenidas mediante las ecuaciones presentadas anteriormente, se determinan tres escenarios de tendencia, alto, medio y bajo.
 - a. El Escenario Alto se define como el valor máximo anual de las proyecciones calculadas, con la condición de que dicho valor debe ser menor o igual al valor de su año predecesor.
 - b. El Escenario Bajo corresponde al valor mínimo anual de las proyecciones calculadas.
 - c. El Escenario Medio se calcula como el promedio anual entre el Escenario Alto y el Escenario Bajo.

El valor del costo de inversión de influencia nacional para cada tecnología de generación utilizada para la proyección de los costos de inversión para el año 2023 al 2060, se menciona en el reporte de Actualización de Proyecciones de Costos de Inversión para Tecnologías de Generación 2021 [2] de la contraparte, que proviene de informes nacionales. Como metodología inicial, la tasa de crecimiento nacional considerada es de 0% para todas las tecnologías de generación durante los años 2023 – 2060.

Las fuentes de información utilizadas en el Informe Preliminar PELP 2023 – 2027 [3], cuyo informe fue publicado en el 2021, para distintas tecnologías son las siguientes:

- Bloomberg New Energy Finance – Global PV Market Outlook, 2020.

- Energy Information Administration – Annual Energy Outlook 2021².
- National Renewable Energy Laboratory – Annual Technology Baseline 2020³.

En cuanto a la definición del costo de inversión actual (CVI) de cada tecnología se utiliza el siguiente informe nacional:

- Comisión Nacional de Energía – Informe de Costos por Tecnología de Generación, marzo 2020⁴ [4].

Para el desglose de costos nacionales e importados para cada tecnología de generación, se utilizan los siguientes informes y reportes nacionales:

- Comisión Nacional de Energía – Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM, marzo 2021⁵ [5].
- Inodú – Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, diciembre 2019⁶ [6].
- Comité Solar e Innovación Energética – Presentación CSP Tecnología de Torre, abril 2020 [7].
- Ministerio de Energía – Mesa de Geotermia realizada durante los años 2017 y 2018.

2.2.2 Tecnologías de generación

Los costos de inversión utilizados para la versión preliminar de la PELP 2023 – 2027, según la fuente de información indicada, provienen del Informe de Costos por Tecnología de Generación en su versión de marzo 2020 [4]. Sin embargo, hay desarrollos propios con el fin de ajustar estos escenarios de costos a la realidad nacional, según el reporte entregado por la contraparte [8], y que se mencionan a continuación:

- Para el caso de la tecnología de generación eólica, se considera el caso de una torre de 101 [m] de altura con un aerogenerador de 5,5 [MW] (altura recomendada de proyectos para la zona norte del país) y el de una torre de 140 [m] de altura (altura recomendada para proyectos en la zona sur del país) con aerogenerador de 6 [MW],

² <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo21/>

³ <https://atb-archive.nrel.gov/electricity/2020/about.php>

⁴ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

⁵ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/REx_N%C2%B0198-2021-Aprueba-IT-Definitivo-Costos-Unidad-de-Punta.pdf

⁶ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/07/Informe-Final-Estudio-de-Costos-de-Inversi%C3%B3n-2019.pdf>

siendo casos de análisis diferentes al presente en la fuente indicada en el informe preliminar de la PELP. Para obtener el CVI, se menciona como fuente el anexo 3 del informe de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM de la CNE [5], siendo estos ajustados por el Ministerio de Energía para poder cumplir con estas condiciones técnicas particulares.

- Para el caso de la tecnología de generación CSP, se realiza el análisis para tres tipos de tecnología en función de la cantidad de horas de almacenamiento, considerando una planta de capacidad igual a 111,2 [MWe] para 6 horas, 9 horas y 13 horas. Los datos utilizados para la obtención del punto de inversión inicial provienen de una cooperación entre el Ministerio de Energía y el Comité Solar de Corfo, donde se realizó un análisis comparativo de las distintas variaciones tecnológicas que son más factibles de implementar en Chile y sus respectivos costos, basados en el potencial renovable calculado por el Ministerio de Energía y el software SAM de NREL [7].
- Para el caso de la tecnología a carbón, el informe de la CNE no considera costos para las centrales térmicas a carbón, esto en base al plan de descarbonización anunciado el día 4 de junio de 2019, y actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía. No se menciona por la contraparte la fuente de información utilizada ni metodología a seguir para esta tecnología.
- En cuanto a la tecnología de generación diésel, del informe de la CNE [4] se consideran dos tipos tecnológicas: termoeléctricas con turbinas a gas duales en ciclo abierto (CA) y grupos motor-generador en base a petróleo diésel. Considerando que las termoeléctricas con turbinas a gas duales en CA son análogas a la tecnología de generación a gas natural en CA, se asume que las proyecciones de CVI internacionales, los desgloses de costos de inversión, y la distribución de costos internacionales y nacionales son similares entre ambas tecnologías.

2.2.3 Tecnologías de almacenamiento

En el caso de las tecnologías de almacenamiento, para la determinación de los costos de inversión utilizados para la versión preliminar de la PELP 2023 – 2027 se consideran las siguientes opciones y supuestos:

- Baterías tipo BESS, cuya capacidad de almacenamiento varía entre 1, 2 y 4 horas, con una eficiencia de 81% en el ciclo completo de carga.
- Soluciones de aire comprimido (CAES), las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas con una eficiencia cercana al 60%.

- Reconversión de algunas de las centrales actualmente a carbón que se van a retirar del sistema. Se modela la alternativa de reconversión a baterías de Carnot, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 o 12 horas, con una eficiencia de 36%
- Centrales de bombeo hidráulico en la zona norte del sistema, en base a información que se ha sido levantada por estudios específicos respecto al potencial que podría desarrollarse en el país.

Los procedimientos y metodologías específicos usados no están disponibles en forma documentada y fueron, usualmente, transmitidos por la contraparte en reuniones de trabajo.

2.2.4 Análisis crítico

Una versión preliminar del análisis crítico se sintetiza en los siguientes puntos:

- Fortalezas y debilidades
 - Fortalezas como: reproducibilidad y transparencia de fuentes de información y procedimientos.
 - Debilidades como: carencia de proyecciones nacionales para algunas variables que podrían tener incidencia, tratamiento unificado entre áreas del MEN, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Recomendaciones. En función de los que es posible mejorar de las metodologías y datos. Entre ellas:
 - Evitar “forzar el decrecimiento” en proyecciones de CAPEX de nuevas tecnologías.
 - Usar filtrado de escenarios de proyecciones de CAPEX por plausibilidad (criterio experto apoyándose en los comités), por ejemplo, sacando tendencias muy conservadoras, radicalmente discrepantes entre fuentes o que sólo sean aplicables a zonas específicas, como USA o la UE donde puedan existir eventuales restricciones de mercado.
 - Uniformar la moneda entre fuentes y proyecciones.
 - Uniformar el criterio de extensión de las proyecciones más allá de las fuentes internacionales.
 - Tratamiento de costo inicial de tecnologías sin presencia en Chile.
 - Tratamientos específicos para tecnologías de almacenamiento.

- Clasificación de componentes de costo nacional/internacional de tecnologías de generación.
- Precisar/detallar y analizar fuentes de información (nacionales e internacionales) de valores de inversión.

Una desventaja de las fuentes internacionales utilizadas es que no poseen descripciones detalladas de todos los escenarios que presentan para cada tecnología, por lo que no es directo obtener el motivo de la trayectoria que siguen algunas proyecciones y, por ende, decidir si estas verdaderamente aplican para la realidad futura del país.

Si bien en la metodología vigente se realiza la distinción entre un porcentaje de costos importados y nacionales, estos últimos no poseen tendencias proyectadas hacia el futuro como ocurre con los costos importados. Por otro lado, no se considera realizar ajustes por inflación a las cifras presentadas en fuentes internacionales. Estos puntos se abordarán al momento de realizar nuevas propuestas metodológicas.

Para el caso de los CAES, la curva de costo escalonada puede ajustarse mejor utilizando proyecciones más actualizadas para esta tecnología.

2.3 Análisis de fuentes de información

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de las principales fuentes de información que finalmente fueron consultadas para el desarrollo de esta actividad, donde se especifican detalles de la información como su origen, tipo de acceso y frecuencia de actualización.

Tabla 2.1: Resumen de fuentes de información relevantes consultadas.

Sector	Fuente	Detalles
Comercio Exterior	Banco Central de Chile (BCCh)	Nacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Costos de mano de obra	Instituto Nacional de Estadísticas (INE)	Nacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Proyecciones de costos de inversión	Energy Information Administration (EIA)	Internacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
	National Renewable Energy Laboratory (NREL)	Internacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
	International Energy Agency (IEA)	Internacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Sistemas Medianos	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Nacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Terrenos	Servicio de Impuestos Internos (SII)	Nacional – Público, pero no libremente disponible – Actualización periódica
Transmisión	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Nacional – Público, pero con acceso restringido en algunos ámbitos – Actualización periódica

(Es la idea citar también las fuentes analizadas pero que fueron descartadas por no cumplir con los criterios del alcance del estudio).

2.3.1 Proyecciones nacionales

A escala nacional, se dispone de proyecciones del PIB y de la población, que son usados para construir las proyecciones de demanda de los distintos energéticos. Luego de un proceso de búsqueda general, no se identificaron otras fuentes de información para proyecciones de variables relevantes de la PELP, como las asociadas a componentes de los costos de desarrollo de tecnologías de generación eléctrica que se vinculan al ámbito local. Por ende, toda proyección de costos, a este respecto, estaría limitada a lo que pudiera llegar a derivarse de las de PIB y población usando métodos econométricos.

2.3.2 Proyecciones internacionales

Las fuentes internacionales para el desarrollo de la PELP buscan caracterizar las tendencias de los costos de inversión de las diferentes tecnologías para un horizonte temporal específico. Las principales fuentes que han sido utilizadas y se mantienen como la elección propicia corresponden a IEA y NREL, ya que las bases de datos que ofrecen son actualizadas anualmente, además de considerar a todas las tecnologías de generación incluidas en la PELP.

Sin embargo, una fuente que se utilizó en ediciones pasadas de la PELP pero que no se recomienda en el presente estudio es Bloomberg BNEF, ya que, si bien esta se actualiza de forma periódica, no es de acceso abierto como para acceder libremente a la información que esa fuente puede ofrecer.

2.3.3 Componentes de costo nacional

Con respecto a la identificación de las condicionantes nacionales que puedan influir en la proyección de costos de inversión de las tecnologías, se revisaron informes, reportes y estadística disponible en instituciones nacionales, relacionados con la valorización de sistemas de transmisión eléctrica nacional⁷, con costos asociados a materiales de construcción, como el cemento y el acero, y con los costos de la mano de obra a nivel país.

El Instituto Nacional de Estadísticas entrega información histórica, y actualizada regularmente, de diversos temas relacionados con componentes de costo nacional, como costos de mano de obra e índices de costos de materiales. Respecto de la mano de obra, el ítem Remuneraciones y Costos Laborales⁸ [9], específicamente los datos sobre Costo de la Mano de Obra por Hora Total para el sector Construcción durante el periodo de enero del 2016 a octubre del 2023 muestra en el gráfico de la Figura 2.1.

⁷ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/11/Informe-de-Avance-N1_V2.pdf

⁸ <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/sociales/mercado-laboral/remuneraciones-y-costos-laborales>

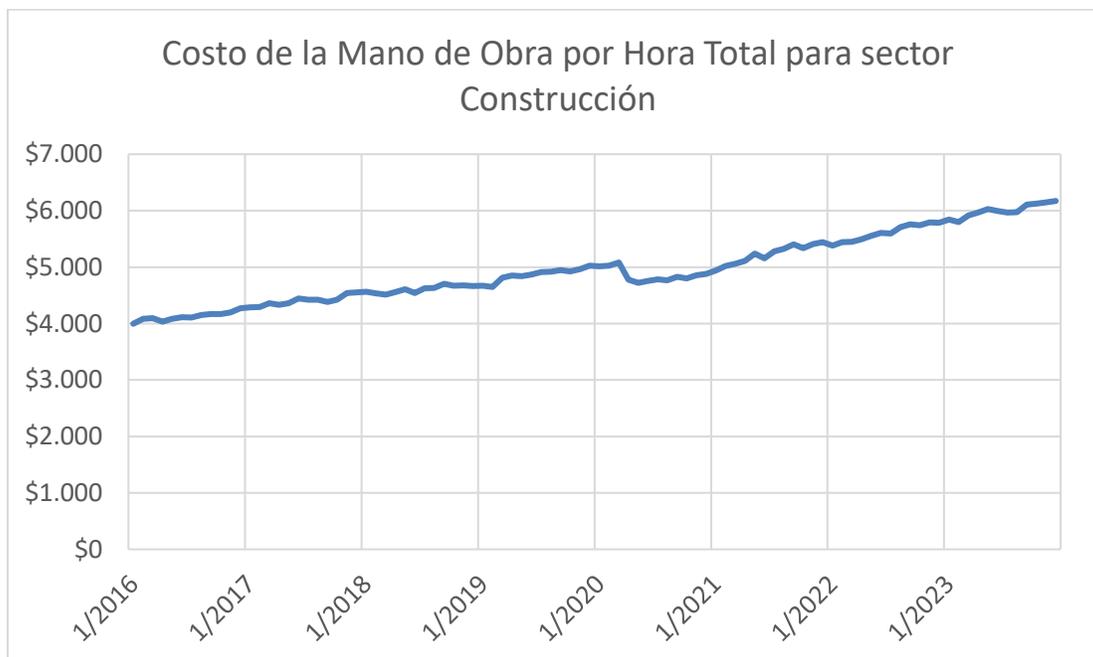


Figura 2.1: Costo de la Mano de Obra por Hora Total para el sector Construcción periodo 2016 – 2023.

En la Tabla 2.2 se calcula el promedio anual del Costo de Mano de Obra para el sector Construcción y su variación anual.

Tabla 2.2: Promedio y variación anual del Costo de Mano de Obra para el sector Construcción para el periodo 2016 – 2023.

Año	Promedio anual del Costo de Mano de Obra [CLP]	Variación anual del Costo de Mano de Obra [%]
2016	\$ 4.122	-
2017	\$ 4.401	6,8
2018	\$ 4.607	4,7
2019	\$ 4.865	5,6
2020	\$ 4.858	-0,1
2021	\$ 5.227	7,6
2022	\$ 5.610	7,3
2023	\$ 6.004	7,0

2.4 Metodología propuesta

2.4.1 Descripción general de propuesta

En esta sección se describen los cambios explorados y propuestos con el fin de mejorar y/o complementar a la metodología vigente empleada por la contraparte.

2.4.2 Tecnologías de generación

En todas las fuentes consultadas, ya sea nacionales o internacionales, las centrales solares fotovoltaicas siempre se consideran con un solo eje de seguimiento, por lo que para considerar los casos con dos ejes de seguimiento o de plano sin seguimiento se deben explorar otros procedimientos aún no explorados.

Por otro lado, en el caso de la tecnología eólica no se suelen realizar distinciones entre aerogeneradores de distintas capacidades o alturas. La información que se suele encontrar en la literatura es el costo estimado de la torre de un aerogenerador en función de su potencia, sin importar la altura específica que pueda llegar a tener.

Además, se recomienda no forzar el decrecimiento de las proyecciones finales. En su lugar, se recomienda descartar escenarios que sean poco razonables. Por ejemplo, en el caso de la fuente internacional NREL existen escenarios denominados como “conservadores”, los cuales asumen que los CVI de todas las tecnologías se mantendrán constantes a lo largo de todo el horizonte de proyección, lo cual no es realista considerando los avances tecnológicos alcanzados en los últimos años.

2.4.2.1 Proyecciones de costos de inversión

Las principales fuentes internacionales donde se obtuvieron las proyecciones de costos corresponden a NREL e IEA como se mencionó en la sección 2.3.2. Sin embargo, las referencias de los dólares utilizados en cada referencia se encuentran desactualizadas, además de ser diferentes. En el caso de NREL, utiliza como año base el 2021, mientras que IEA utiliza el año 2022. En consecuencia, las proyecciones son llevadas a dólares equivalentes del año 2023, utilizando los datos de inflación para Estados Unidos Publicados por el Bureau of Labor Statistics⁹.

Además, se recomienda no forzar el decrecimiento de las proyecciones finales para que todos los escenarios considerados (alto, medio y bajo) sigan una tendencia similar. En su lugar, se recomienda descartar proyecciones que sean poco razonables. Para contextualizar lo anterior, en el caso de la fuente internacional NREL existe un escenario denominado como “conservador”, el cual asume que los CVI de todas las tecnologías se mantendrán

⁹ <https://www.bls.gov/>

constantes a lo largo de todo el horizonte de proyección. Este mismo escenario en ediciones pasadas de los estudios internacionales decrecían a lo largo del tiempo, por lo que se estima mejor no considerar ese tipo de escenarios en nuevas actualizaciones de los datos.

Por otro lado, una limitante de las proyecciones de costos de inversión elaboradas por las distintas fuentes internacionales consultadas es que estas finalizan en el año 2050, lo cual no es suficiente para cubrir el horizonte de proyección de este estudio. Por ello, se exploraron tres métodos para extrapolar los datos faltantes.

El primer método se basa en realizar una proyección lineal siguiendo la pendiente formada por los últimos cinco puntos de cada proyección, mientras que el segundo método se basa en buscar un polinomio que se aproxime al comportamiento de la proyección, esto también utilizando los últimos cinco puntos de cada proyección mediante el uso de la interpolación de Newton.

Para elegir entre estos dos métodos, se procede a extrapolar puntos que ya existen dentro de las proyecciones, con el fin de determinar cuál método logra tener un menor error cuadrático medio en las estimaciones. Tras este procedimiento, el método seleccionado es realizar proyecciones lineales, influenciado principalmente porque la gran mayoría de las proyecciones siguen un comportamiento lineal por tramos.

Por último, para lograr que las curvas tiendan a un valor constante hacia el final del horizonte de proyección como ocurre en la última edición de la PELP, pero sin la necesidad de fijar algún valor específico, es que se explora un último método. Este consiste en realizar un ajuste del decaimiento de las derivadas de los datos a una función exponencial decreciente, cuya ecuación sería de la forma:

$$f(x) = A \cdot e^{-t \cdot x} + B$$

Este método fue el que entregó mejores resultados, ya que no solo contiene información sobre el comportamiento de las tendencias internacionales, sino que también logra que las curvas empiecen a estabilizar sus valores en el futuro, lo que a su vez refleja que las tecnologías alcanzarán un punto de madurez donde sus costos dejarán de decrecer de manera indefinida.

2.4.2.2 Extensión de costos a sistemas medianos

Hasta el momento se ha presentado tanto la metodología como las proyecciones de valores de inversión para las diferentes tecnologías de generación asumiendo que estas se emplazarían en el SEN. Sin embargo, existe la necesidad de extender lo mencionado con anterioridad a los sistemas medianos (SSMM) presentes en el país, ya que estos son los encargados de abastecer la demanda de energía eléctrica en las localidades más remotas.

Para efectos del presente estudio, en la Tabla 2.3 se muestran las principales características de los SSMM considerados en el estudio, donde esta información se encuentra presente en los Estudios de Planificación y Tarificación de Sistemas Medianos elaborados por la CNE para el cuatrienio 2022-2026¹⁰, donde para los SSMM de la región de Magallanes se utiliza el informe técnico definitivo, mientras que para los SSMM de las regiones de los Lagos y Aysén se utilizan los informes técnicos preliminares.

Tabla 2.3: Características de sistemas medianos considerados en el estudio.

Característica \ SSMM	Cochamó	Hornopirén	Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes	Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams
Ubicación	X Región	X Región	XI Región	XII Región
Tensión en transmisión [kV]	-	-	23-33	13,2-23-66
Potencia instalada [kW]	5.800	4.615	68.978	132.270

Con el fin de valorizar las instalaciones eléctricas en estos SSMM, la CNE entrega una serie de recargos en los estudios mencionados anteriormente, los cuales son aplicables a los precios unitarios de cada componente de costo de las instalaciones, asumiendo que estas se encuentran emplazadas dentro del SEN.

Es importante señalar que el tipo de recargos utilizados depende del tipo de instalación considerada. En el caso de las unidades de generación, el precio final de estas se determina a través de la siguiente ecuación:

$$CVI_{SSMM_i} = [Valor_{FOB_i} \cdot (1 + FST + MM + ME + OC) \cdot (1 + Ing + PM + GG) \cdot (1 + II)] + BI + CE$$

Donde:

- FST: Recargo porcentual por Fletes, Seguros y Transporte.
- MM: Recargo porcentual por Montaje Mecánico.
- ME: Recargo porcentual por Montaje Eléctrico.
- OC: Recargo porcentual por Obras Civiles.
- Ing: Recargo porcentual por Ingeniería.
- PM: Recargo porcentual por Puesta en Marcha.
- GG: Recargo porcentual por Gastos Generales.

¹⁰ <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/proceso-de-tarificacion-2022-2026/>

- *II*: Recargo porcentual por Intereses Intercalarios.
- *BI*: Recargo porcentual por Bienes Intangibles.
- *CE*: Recargo porcentual por Capital de Explotación.

Por otro lado, el costo unitario para el resto de las instalaciones (transmisión, transformadores, etc.) se detalla en la siguiente ecuación:

$$CVI \text{ otros } SSMM_i = [(PU_i \cdot (1 + FB + B + FO) + MO) \cdot (1 + Ing + GG)] \cdot (1 + II) + BI + CE$$

Donde:

- *FB*: Recargo porcentual por Flete a Bodega.
- *B*: Recargo porcentual por Bodegaje.
- *FO*: Recargo porcentual por Flete a Obra.
- *MO*: Valor de Montaje.

En la Tabla 2.4 muestra para cuáles tecnologías de generación han sido calculados los recargos para cada SSMM en los estudios de planificación y tarificación elaborados por la CNE, donde se especifican los casos donde los recargos solo se tienen para un sector de cada SSMM.

Tabla 2.4: Información de recargos por tecnología para cada SSMM.

SSMM Tecnología	Cochamó	Hornopirén	Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes	Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams
Fotovoltaica	No	No	Sí* (Aysén)	No
Eólica	No	No	Sí* (Aysén)	Sí* (Punta Arenas)
CSP	No	No	No	No
Hidroeléctrica	Sí	Sí	Sí	No
Biomasa	No	No	No	No
Geotérmica	No	No	No	No
Térmicas	Sí	Sí	Sí	Sí

* = Información disponible para sector indicado del SSMM.

La metodología utilizada para obtener los recargos faltantes según lo expuesto en la Tabla 2.4 se resume en la Figura 2.2, donde se emplea como base el desglose de costos presente

en el Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación elaborado por Inodú [6].

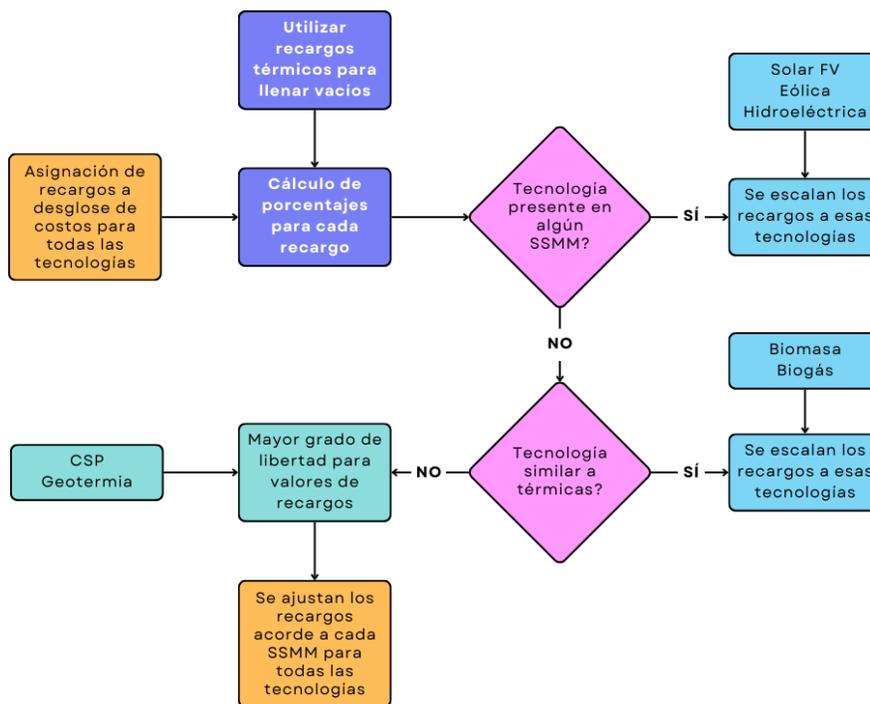


Figura 2.2: Metodología empleada para calcular recargos faltantes.

Para el desglose de cada tecnología, se asigna a cada uno de sus componentes una de las posibles categorías de recargos, donde también se rescata el costo monetario asociado a cada componente. Con el objetivo de ajustar los costos monetarios al formato de los recargos, estos se expresan en forma de porcentaje respecto al costo de inversión total de cada tecnología.

Luego, los porcentajes obtenidos para cada tecnología son escalados para que estos sigan las tendencias de los recargos reportados por la CNE, donde se tienen los siguientes tres casos.

- **Tecnología presente en algún SSMM:** En el caso que se disponga de antecedentes incompletos según lo reportado en los informes elaborados por la CNE, se utilizará esa información para escalar los recargos calculados. Esto ocurre para las tecnologías solar fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica.
- **Tecnología similar a térmicas:** En el caso que la tecnología considerada comparta similitudes con las centrales térmicas, se utilizará esa información para escalar los recargos calculados. Esto ocurre para las tecnologías que operan en base a biomasa y biogás.

- **Tecnologías restantes:** Para el resto de las tecnologías, se permite un mayor grado de libertad para escalar el valor de los recargos, ya que estas corresponden a las tecnologías que tienen los CVI más elevados. Esto ocurre para las tecnologías CSP y geotérmica.

Como paso final, los recargos obtenidos se multiplican por factores de corrección que dependen de la tecnología y del tipo de recargo, cuyo objetivo es ajustar el valor de los recargos a las condiciones de cada SSMM, tal como se puede apreciar en la siguiente ecuación. Cabe destacar que la ecuación solo aplica para las de tecnologías de generación, debido a que, para el resto de las instalaciones los recargos son reportados directamente en los anexos de los estudios elaborados por la CNE.

$$\text{Recargo final}_{i,j} = \text{Recargo Calculado}_{i,j} \cdot \text{Factor Corrección}_{i,j}$$

Estos factores de corrección corresponden al cálculo de la razón entre los valores de los recargos térmicos de cada SSMM y el valor promedio de esos mismos recargos, obteniéndose un valor que representa la diferencia porcentual que existe entre cada tipo de recargo respecto a su promedio considerando a todos los SSMM. Los valores de estos factores se muestran en la Tabla 2.5 y la

Tabla 2.6, los cuales deben ser aplicados para todas las tecnologías con el objetivo de ajustar los valores de los recargos a la realidad de cada SSMM.

Tabla 2.5: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.

RECARGO	Promedio Térmicas	Cochamó	Hornopirén	Palena	Aysén	General Carrera
Flete, Seguro y Transporte	8,76%	1,0924	1,0586	1,3281	1,0824	1,1950
Flete	2,42%	1,0665	1,1341	0,8344	0,7921	0,9333
Seguro	0,98%	1,0518	1,1185	0,8229	0,7812	0,9205
Transporte	5,36%	1,1115	1,0134	1,6443	1,2691	1,3638
Montaje Mecánico	5,49%	1,0212	1,0797	0,8962	1,2001	0,9003
Montaje Eléctrico	6,60%	0,4764	0,4166	0,9639	0,5050	0,7408
Obras Civiles	14,74%	1,1450	0,9220	1,5680	1,8918	1,3287
Ingeniería	4,21%	1,4494	1,4938	1,4650	1,4106	1,4040
Puesta en Marcha	1,81%	0,1772	0,1827	0,1791	0,1725	0,1717
Gastos Generales	5,08%	0,6881	0,7092	0,7328	0,9420	1,0900
Intereses Intercalarios	3,43%	0,9246	0,9472	0,9609	0,9526	0,9034

Tabla 2.6: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.

RECARGO	Promedio Térmicas	Puerto Cisnes	Puerto Natales	Punta Arenas	Porvenir	Puerto Williams
Flete, Seguro y Transporte	8,76%	1,5964	0,5389	0,5587	0,6252	0,9242
Flete	2,42%	1,0202	1,0820	1,4088	1,1008	0,6278
Seguro	0,98%	1,0061	1,2050	1,3894	1,0856	0,6191
Transporte	5,36%	1,9655	0,1709	0,0216	0,3255	1,1143
Montaje Mecánico	5,49%	0,9788	0,6498	0,7674	0,8662	1,6403
Montaje Eléctrico	6,60%	0,8215	1,2790	0,6599	1,4893	2,6475
Obras Civiles	14,74%	1,0054	0,4647	0,2585	0,4570	0,9589
Ingeniería	4,21%	1,2072	0,2928	0,2202	0,3634	0,6936
Puesta en Marcha	1,81%	0,1476	2,0993	2,9175	2,3020	1,6505
Gastos Generales	5,08%	0,5258	1,2432	1,1536	1,2743	1,6409
Intereses Intercalarios	3,43%	0,8486	1,0723	1,4065	1,0187	0,9653

Por último, se evaluó la posibilidad de expandir la metodología propuesta anteriormente para incluir a los sistemas eléctricos aislados del país, donde uno de los principales candidatos corresponde al sistema eléctrico de la Isla de Pascua, el cual cumple con los requerimientos necesarios para ser considerado incluso como un SSMM. Sin embargo, no se dispone de información concluyente para incluir un análisis adicional al respecto y, por

otra parte, la CNE tampoco elabora estudios y/o informes de este sistema, como si ocurre con el resto de SSMM.

A pesar de las limitaciones mencionadas anteriormente, la metodología propuesta es compatible para ser aplicada a los sistemas eléctricos aislados del país, por lo que esta puede ser replicada en estos sistemas cuando se tengan los antecedentes suficientes.

2.4.3 Tecnologías de almacenamiento

Se consideraron las siguientes tecnologías de almacenamiento: BESS, CSP, Centrales de bombeo, soluciones de aire comprimido (CAES) y Baterías de Carnot.

2.4.3.1 Proyecciones de costos de inversión

De igual forma que en el caso de las tecnologías de generación, las principales fuentes internacionales donde se obtuvieron las proyecciones de costos corresponden a NREL e IEA y el valor del dólar se ajusta a un mismo año base de referencia. De igual modo, se utiliza el mismo procedimiento para completar los años finales de las proyecciones en los casos en que no se encuentren disponibles. A continuación, se presentan los principales aspectos metodológicos de cada tecnología.

2.4.3.1.1 BESS

La metodología de proyección de costos de BESS se basa en una proyección de las componentes de energía y potencia de las distintas componentes de costos del BESS. De esta forma, se obtiene un costo unitario para la componente de energía y otro para la componente de potencia, de forma que el costo total queda determinado por:

$CAPEX\ BESS\ (\$/kW) = Costo\ Energía\ (\$/kWh) \times Duración\ (h) + Costo\ Potencia\ (\$/kW)$
En el caso de NREL, las proyecciones de costos y rendimiento de las baterías documentadas en el Annual Technology Baseline (ATB) de 2024 se basan en una revisión de la literatura de 16 fuentes de información publicadas en 2022 y 2023 como se detalla en (Cole y Karmakar, 2023)¹¹. A partir de estos resultados se desarrollan tres proyecciones para el período 2022 a 2050.

Los tres escenarios para la innovación tecnológica son los siguientes:

- **Escenario de innovación tecnológica conservadora (escenario conservador):** la proyección conservadora consiste en la proyección máxima en 2025 y 2030 a partir de las proyecciones de costos en la revisión de la literatura (Cole y Karmakar, 2023)¹². A partir de 2030 se utiliza la proyección con la menor disminución relativa

¹¹ <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>

¹² (Cole y Karmakar, 2023)

de costos después de 2030, que en este caso corresponde a un 5,8%. En otras palabras, se supone que los costos de las baterías en el escenario conservador disminuirán en un 5,8% de 2030 a 2050.

- **Escenario de innovación tecnológica moderada (Escenario moderado):** Las proyecciones moderadas se toman como el punto medio en 2025, 2030 y 2050 de las proyecciones revisadas. Las proyecciones consistentes con la mediana en 2030 se extienden hasta 2050, por lo que la proyección mediana también se utiliza para 2050.
- **Escenario de innovación tecnológica avanzada (escenario avanzado):** las proyecciones avanzadas se toman como el punto de costo más bajo en 2025, 2030 y 2050 de las proyecciones revisadas. Las proyecciones de costo más bajo también se extienden hasta 2050, por lo que se utilizan estas proyecciones.

Por ejemplo, para un BESS de 4 horas de 60 MW, las proyecciones dan como resultado reducciones del CAPEX de un 18 % en el escenario conservador, 37 % en el escenario moderado y un 52 % en escenario avanzado entre 2022 y 2035. Las tasas de reducción anual promedio son 1,4 %, 2,9 % y 4,0 % para cada escenario respectivo, mientras que en el período 2035 y 2050, estas reducciones son de un 0,3%, 1,5% y 31% para los mismos escenarios respectivos.

En todos los escenarios, se espera que los costos de las baterías continúen bajando, con la mayor parte de la reducción proveniente del paquete de baterías. El estudio Storage Futures Study (Augustine y Blair, 2021)¹³ describe cómo una mayor parte de esta reducción de costos proviene del componente de costo del paquete de baterías con menos reducciones de costos en BOS, instalación y otros componentes del costo. El informe Storage Futures Study (Augustine y Blair, 2021), BloombergNEF (BNEF)¹⁴ y otros anticipan que el crecimiento de la industria de baterías en general, en el sector de la electrónica de consumo, el sector transporte y el sector de servicios eléctricos, conducirá a reducciones de costos a largo plazo.

A corto plazo, algunos analistas esperan precios estables o incluso en aumento para el almacenamiento de baterías. Además, BNEF y otros indican que los cambios en la química de iones de litio (por ejemplo, cambio en el uso del cobalto) también reducirán los costos a medida que la tecnología evolucione. Un tercer factor clave es la innovación continua con una importante investigación corporativa y pública sobre baterías. Por último, el

¹³ <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>

¹⁴ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>

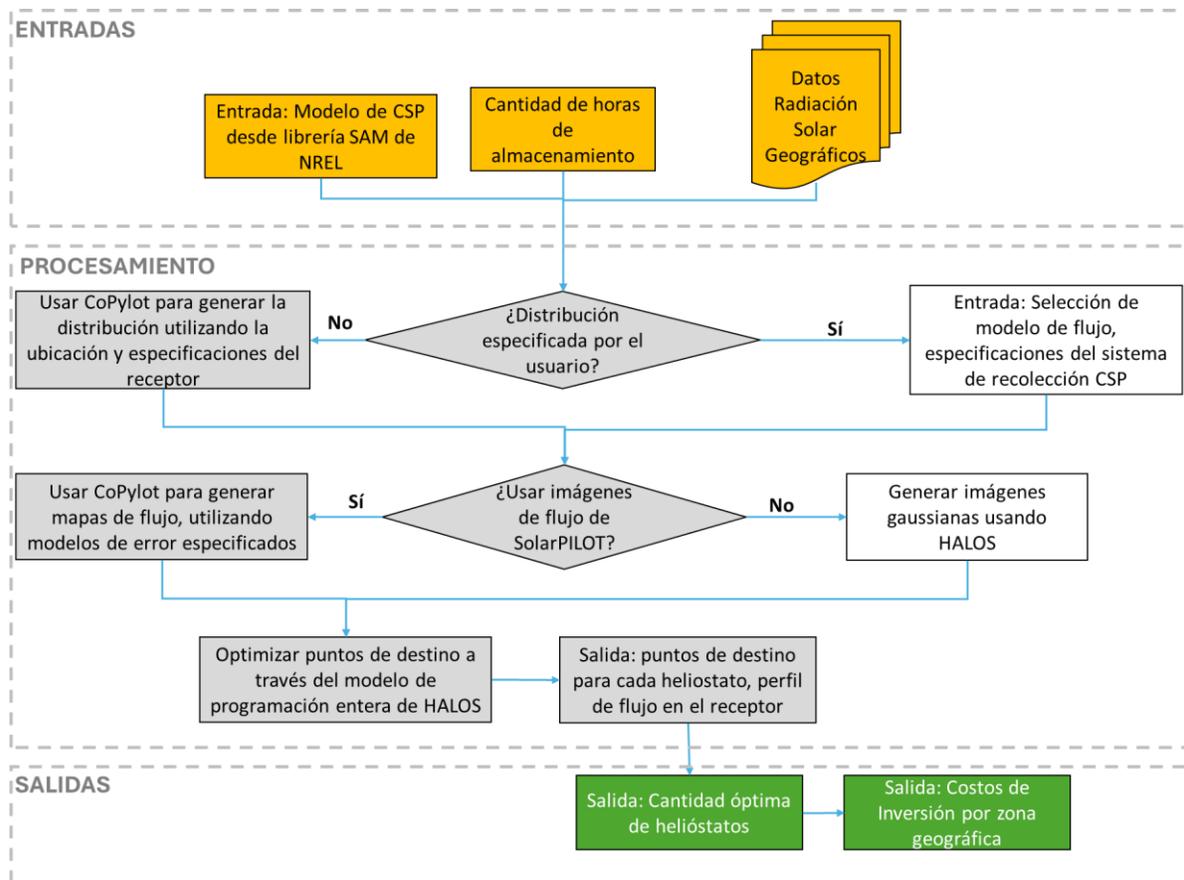
crecimiento del mercado (aprendizaje práctico efectivo) y una mayor diversidad de químicas expandirán y cambiarán la dinámica de la cadena de suministro de baterías, lo que resultará en insumos más baratos para el paquete de baterías (Mann et al., 2022)¹⁵.

2.4.3.1.2 CSP

Para la tecnología de generación CSP el desglose de costos importados y nacionales se obtiene del trabajo conjunto entre Ministerio de Energía y el Comité Solar de Corfo [7]. Además, se realizó una herramienta para diferenciar de los costos de instalación centrales CSP utilizando la herramienta SolarPILOT en Python. Esta herramienta es utilizada para optimizar la disposición de los helióstatos (espejos) y evaluar el rendimiento del sistema solar en diversas condiciones. En el código proporcionado, SolarPILOT se emplea a través de la biblioteca CoPylot, la cual permite interactuar con SolarPILOT mediante Python.

El proceso comienza con la inicialización de una instancia de CoPylot, seguida de la creación de una instancia de SolarPILOT y la configuración del archivo meteorológico que contiene los datos climáticos de la ubicación. Posteriormente, se genera el diseño del campo de helióstatos y se simula el rendimiento del sistema solar. Los resultados de la simulación que incluyen la cantidad óptima de helióstatos y los costos de inversión se almacenan finalmente en un archivo CSV para facilitar su revisión y comparación. En la figura a continuación se presenta un diagrama general de los datos de entrada, procesamiento y salidas.

¹⁵ <https://www.energy.gov/policy/securing-americas-clean-energy-supply-chain>



2.4.3.1.3 Centrales de bombeo

Los costos de capital se calculan utilizando especificaciones de cada sitio para los embalses, la central eléctrica, la conducción de agua, los componentes auxiliares y los costos indirectos para calcular las especificaciones técnicas y los costos a nivel de componentes que luego se agregan en estimaciones de los costos directos e indirectos totales para cada sitio.

La metodología considera además una categorización de la disponibilidad de los recursos mediante una evaluación de las características del territorio utilizando algoritmos geoespaciales para delinear los límites de los reservorios potenciales.

Respecto a las proyecciones de costos, se espera que los sistemas de circuito cerrado tengan un menor impacto ambiental, mientras que los sistemas que utilizan un embalse existente pueden tener costos más bajos. Los cambios proyectados en los costos de capital se basan en el estudio Hydropower Vision del DOE (DOE, 2016)¹⁶ y suponen diferentes grados de

¹⁶ <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub71766.pdf>

mejora y aprendizaje tecnológico. Los tres escenarios para la innovación tecnológica son los siguientes:

- **Escenario de innovación tecnológica conservadora (escenario conservador):** sin cambios respecto de los costos de CAPEX y O&M de referencia hasta 2050
- **Escenario de innovación tecnológica moderada (escenario moderado):** no hay cambios en los gastos de capital (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento de referencia hasta 2050, en consonancia con el caso de referencia del estudio Hydropower Vision del DOE (DOE, 2016).
- **Escenario de innovación en tecnología avanzada (escenario avanzado):** reducciones de CAPEX del 12 % para 2050 basadas en mejoras de procesos y diseño junto con fabricación avanzada, nuevos materiales y otras mejoras tecnológicas, en consonancia con la tecnología avanzada en el estudio DOE Hydropower Vision (DOE, 2016); sin cambios en O&M.

Las reducciones de costos en el Escenario Avanzado reflejan diversos tipos de innovaciones tecnológicas que podrían aplicarse a las instalaciones de PSH. Estas innovaciones potenciales, que se analizan en la Hoja de Ruta de la Visión de la Energía Hidroeléctrica del DOE (DOE, 2016), son en gran medida similares a las vías tecnológicas para la energía hidroeléctrica sin bombeo. Las innovaciones se resumen en:

- **Modularidad:** Sistemas drop-in que minimizan las obras civiles y maximizan la facilidad de fabricación, reduciendo los costos de obras civiles.
- **Nuevos materiales:** a través del uso de materiales alternativos para la desviación del agua (por ejemplo, tuberías forzadas) con lo cual se consigue una reducción de costos en los materiales de construcción.
- **Bombas y turbinas ecológicas:** mediante el uso de enfoques innovadores para mejorar el desempeño ambiental logrando una reducción de los costos de mitigación ambiental.
- **Conceptos innovadores de circuito cerrado:** considerando diseños fuera del río que permiten un mejor desempeño económico y ambiental combinado permitiendo una reducción de costos ambientales y un aumento de la modularidad y estandarización.

Con estos supuestos se obtiene una tasa de reducción de costos del 0,6 % anual hasta 2035 y del 0,2 % anual entre 2035 y 2050.

2.5 Actualización de antecedentes

Con el objetivo de actualizar las series CAPEX y la tasa de crecimiento para el costo importado para cada tecnología de generación a estudiar, se procede a buscar versiones actualizadas de los reportes e informes internacionales mencionados en la sección 2.2.1, obteniendo lo siguiente:

- Energy Information Administration (EIA) – Annual Energy Outlook 2023¹⁷ [10].
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) – Annual Technology Baseline 2023¹⁸ [11].

Por lo tanto, utilizando los datos actualizados y siguiendo los planteamientos de la metodología vigente, en los siguientes gráficos (Figura 2.3 a Figura 2.13) se muestran las proyecciones de los costos de inversión según las fuentes internacionales mencionadas anteriormente.

¹⁷ https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf

¹⁸ <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>

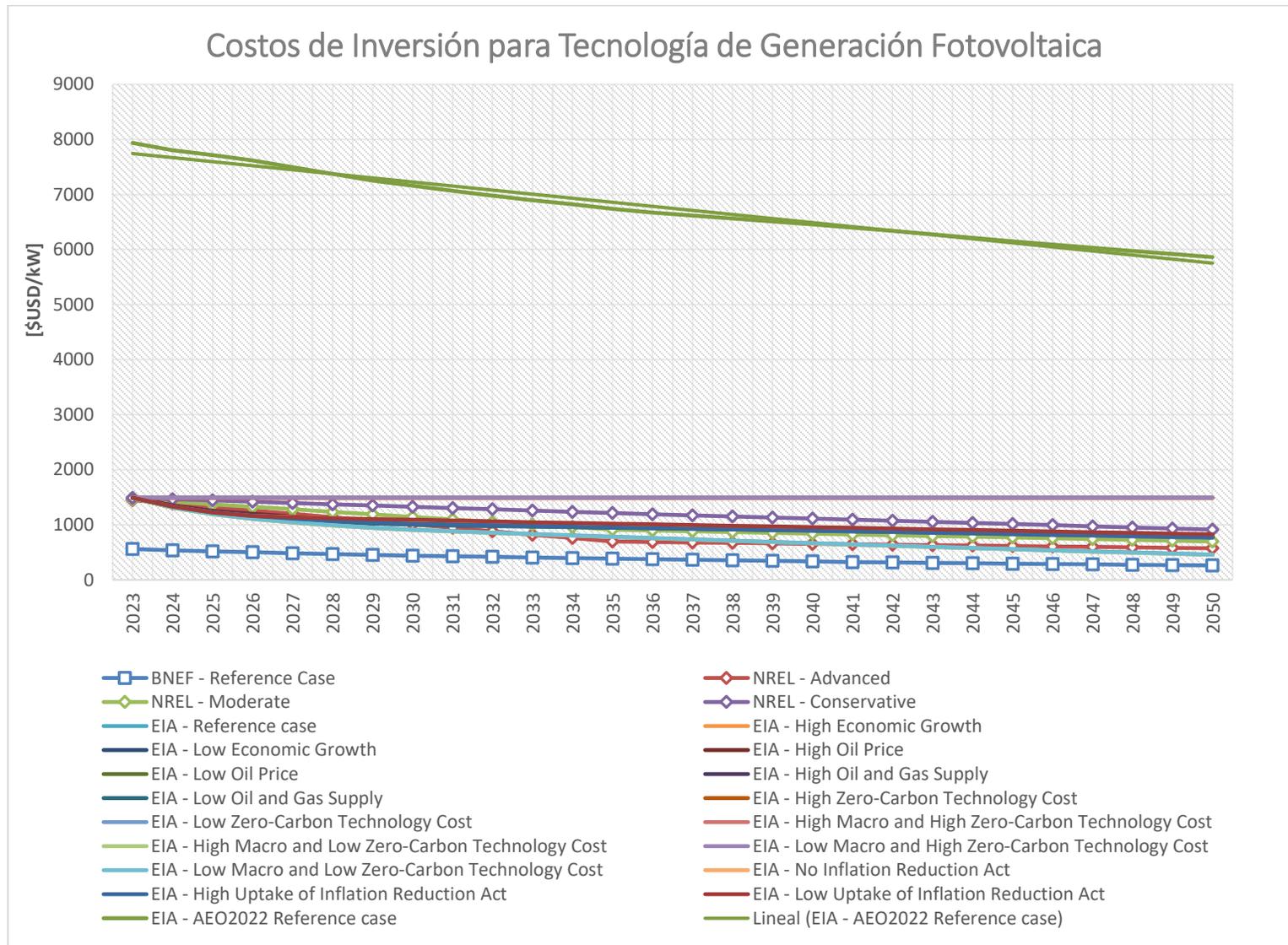


Figura 2.3: Costo de inversión para tecnología de generación fotovoltaica según BNEF 2020, NREL 2023 y EIA 2023.

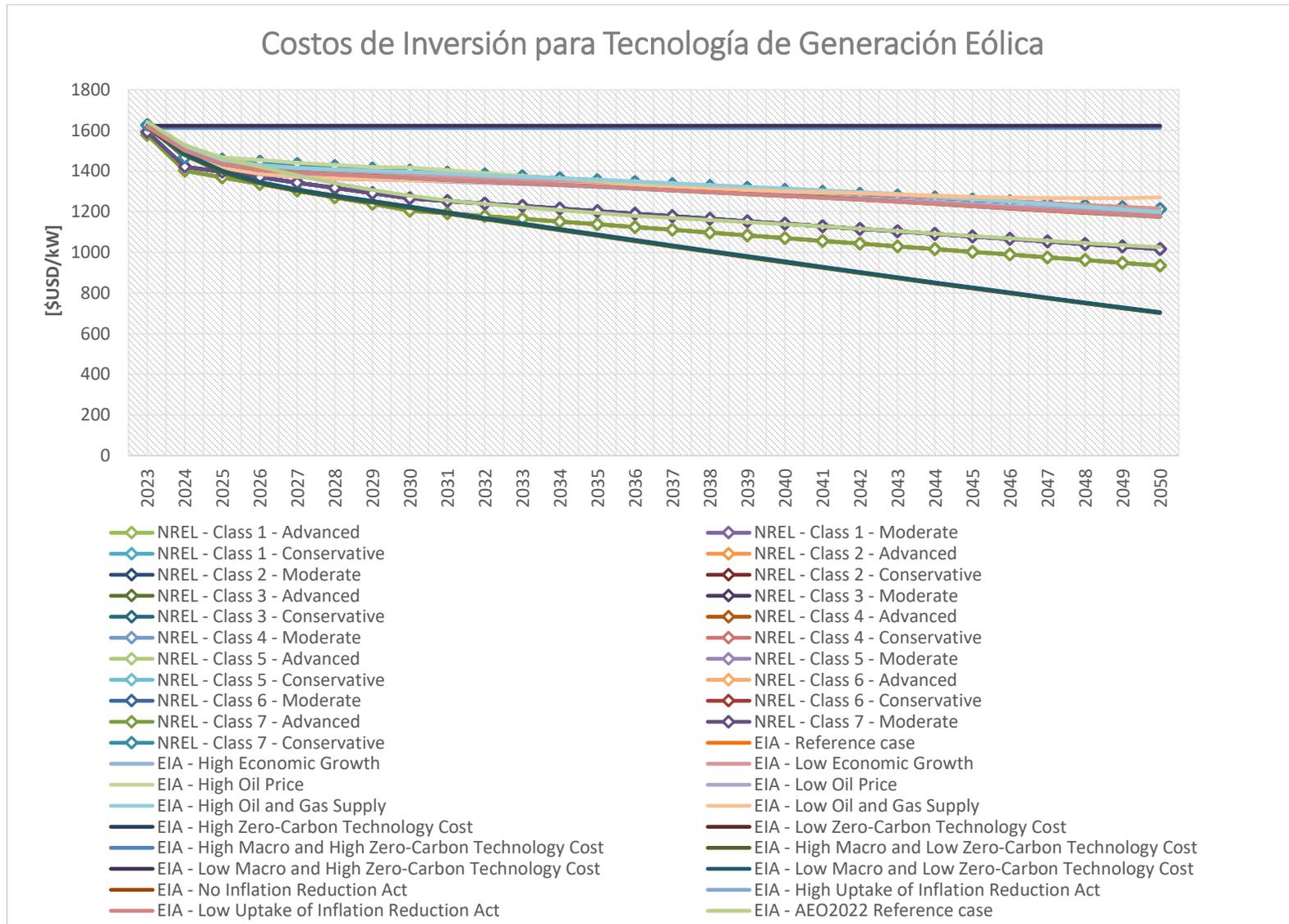


Figura 2.4: Costo de inversión para tecnología de generación eólica según NREL 2023 y EIA 2023.

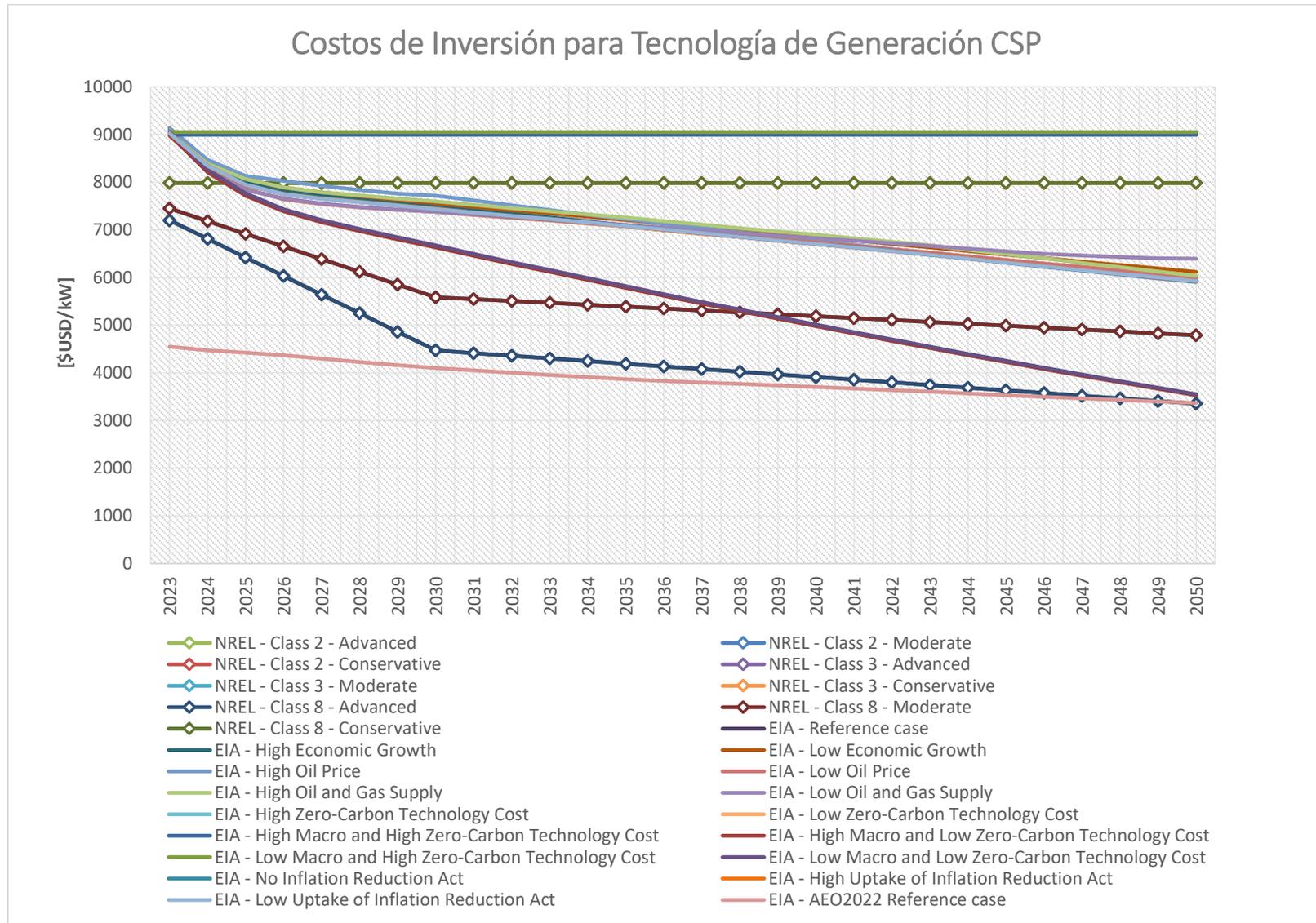


Figura 2.5: Costo de inversión para tecnología de generación CSP según NREL 2023 y EIA 2023.

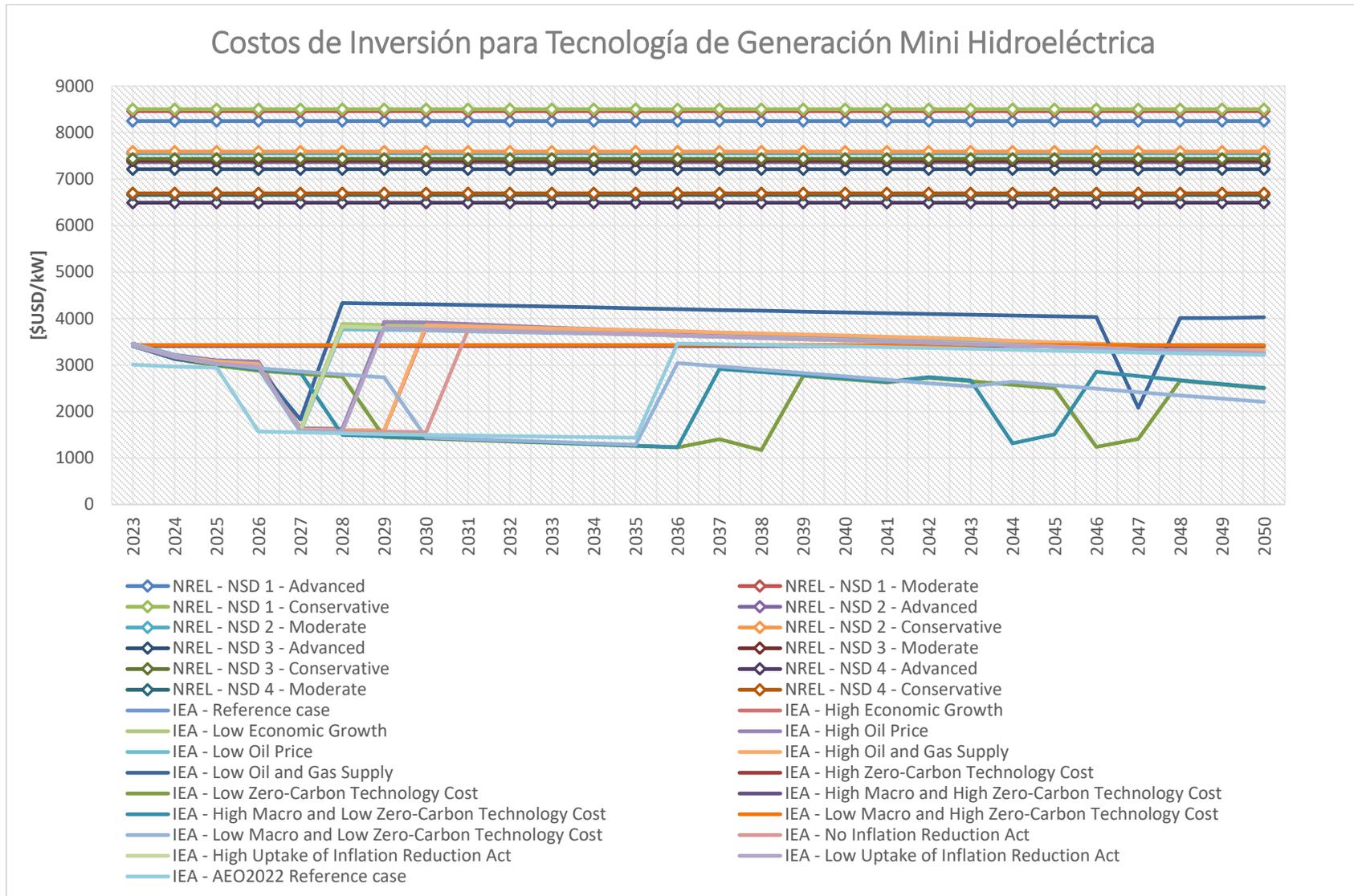


Figura 2.6: Costo de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.

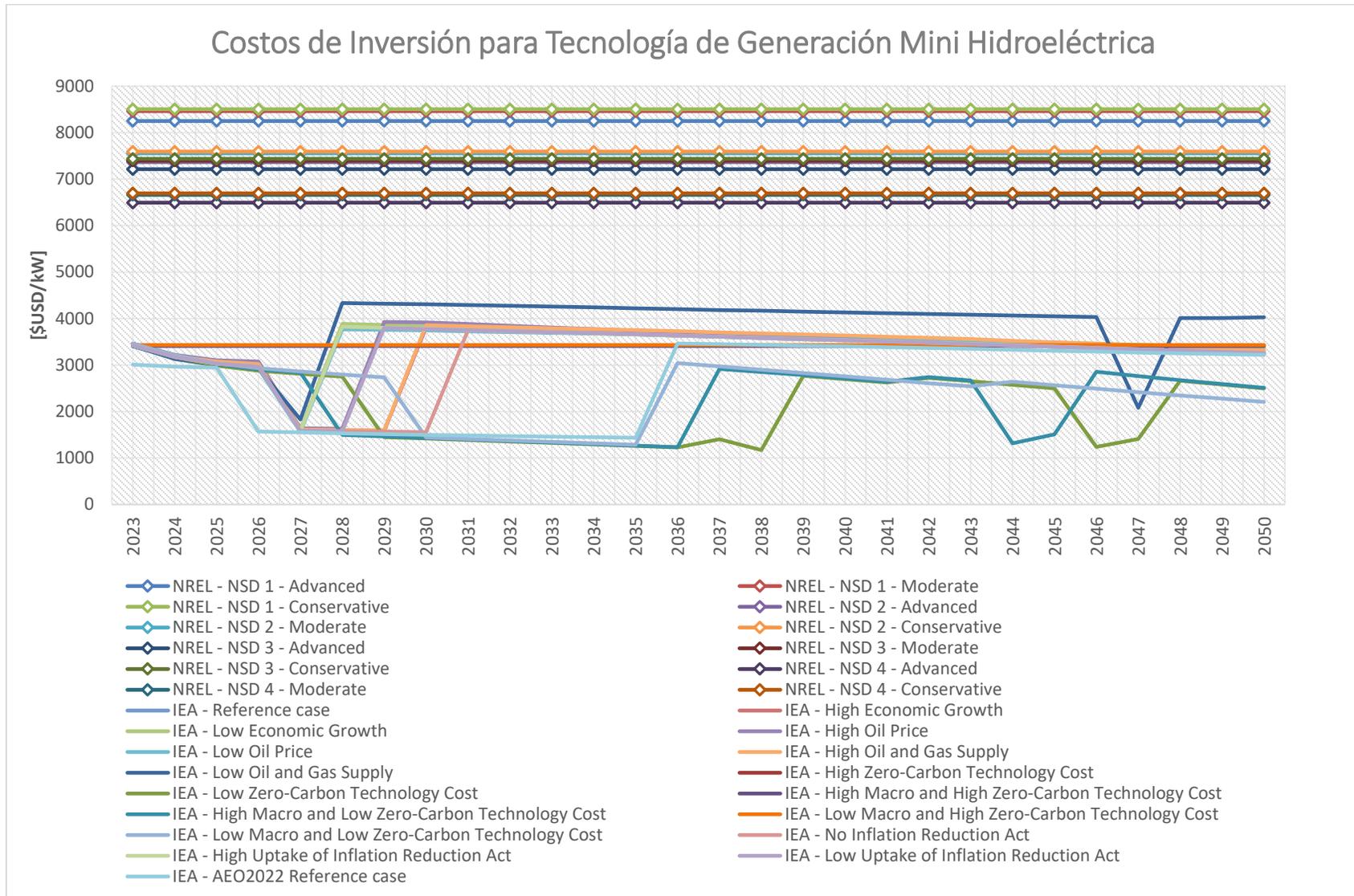


Figura 2.7: Costo de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.

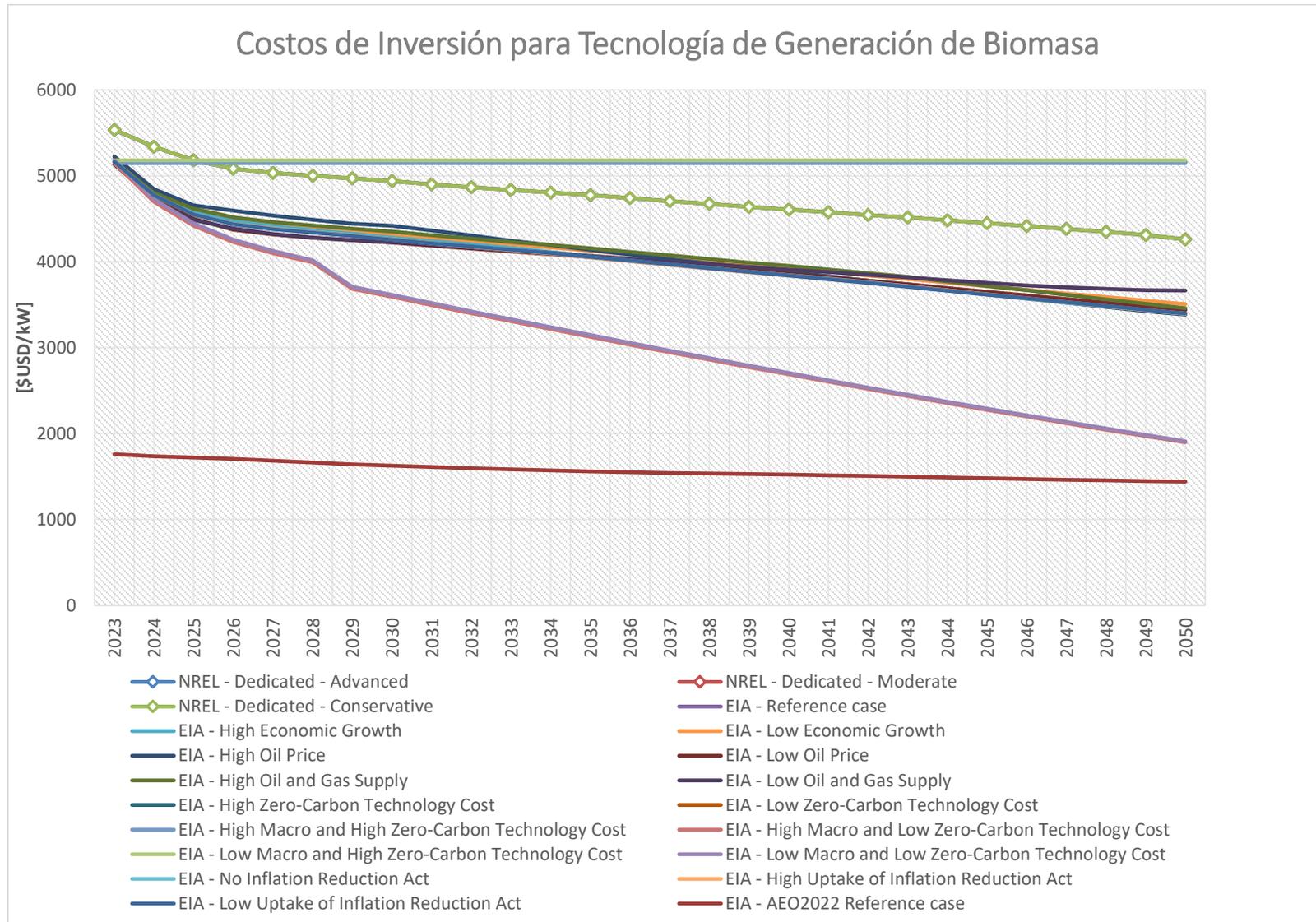


Figura 2.8: Costo de inversión para tecnología de generación de biomasa según NREL 2023 y EIA 2023.

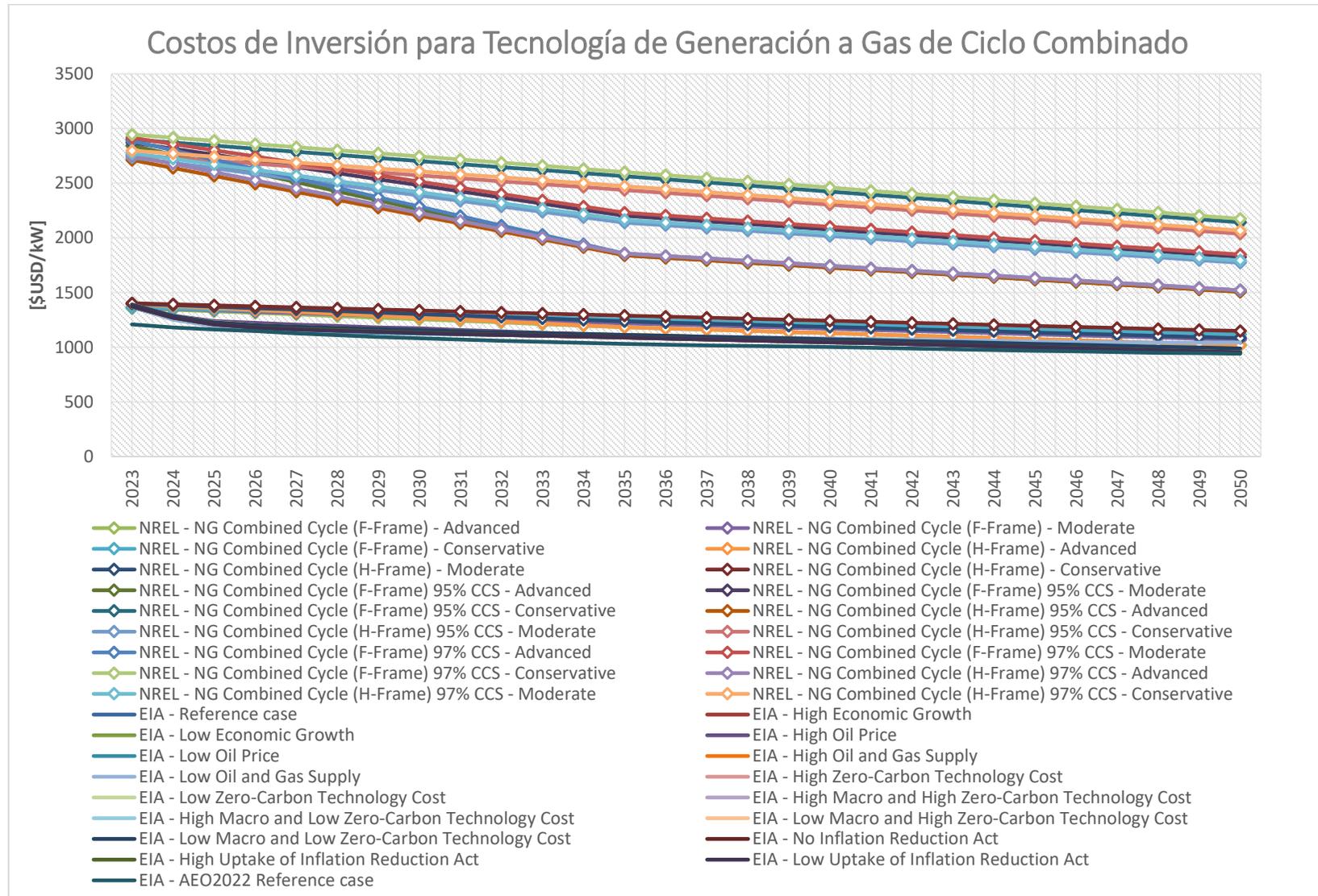


Figura 2.9: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo combinado según NREL 2023 y EIA 2023.

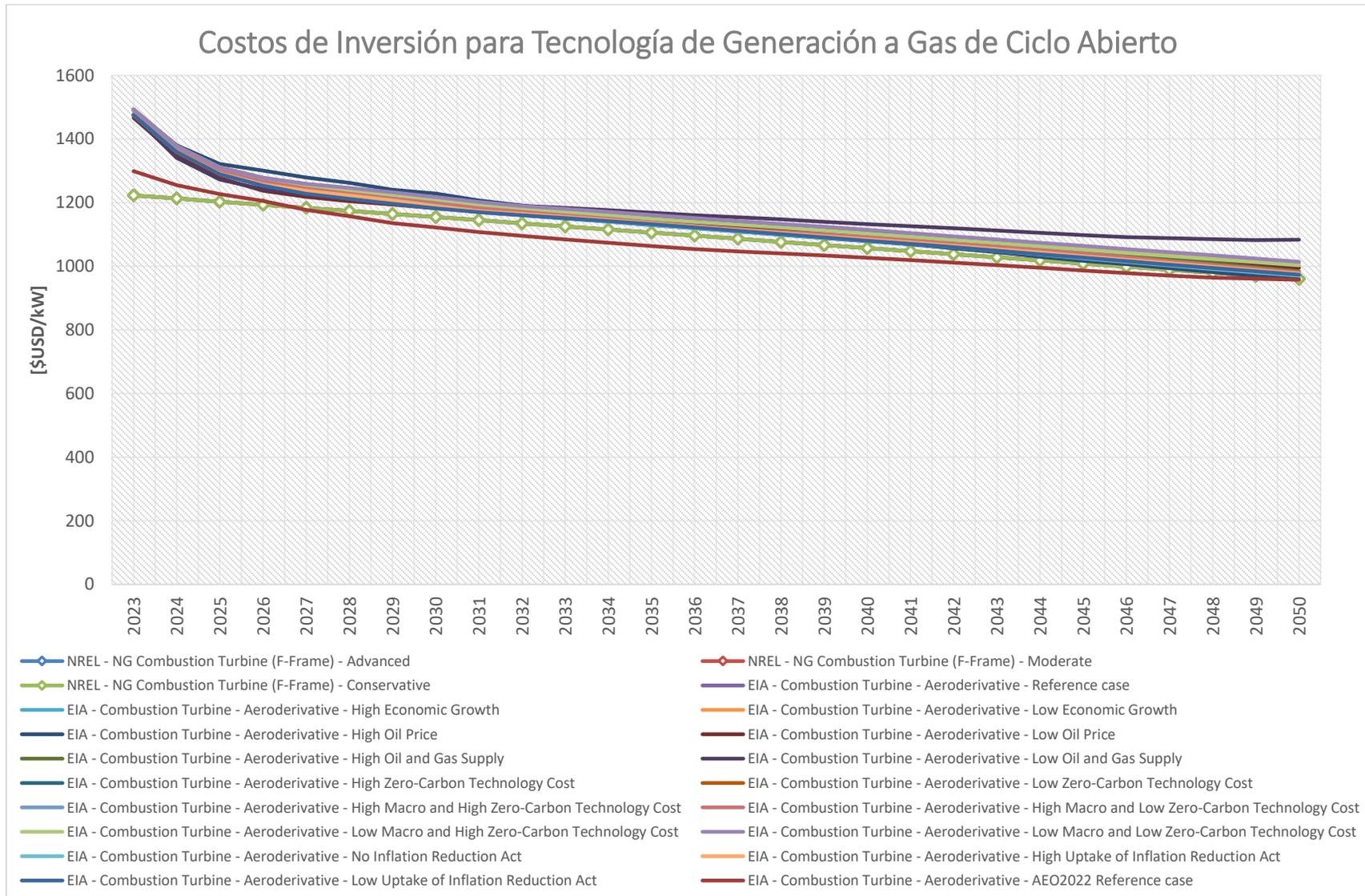


Figura 2.10: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo abierto según NREL 2023 y EIA 2023.

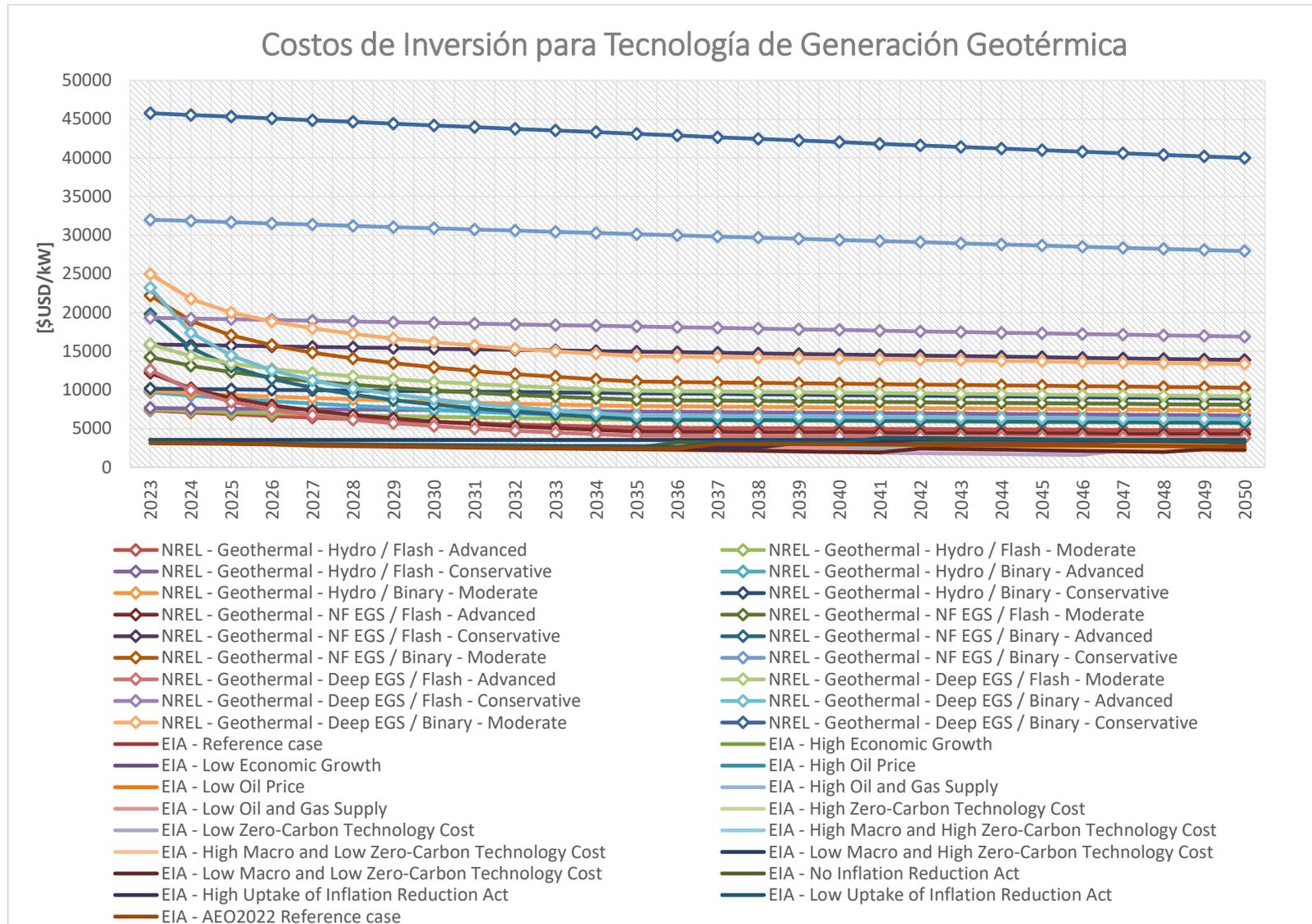


Figura 2.11: Costo de inversión para tecnología de generación geotérmica según NREL 2023 y EIA 2023.

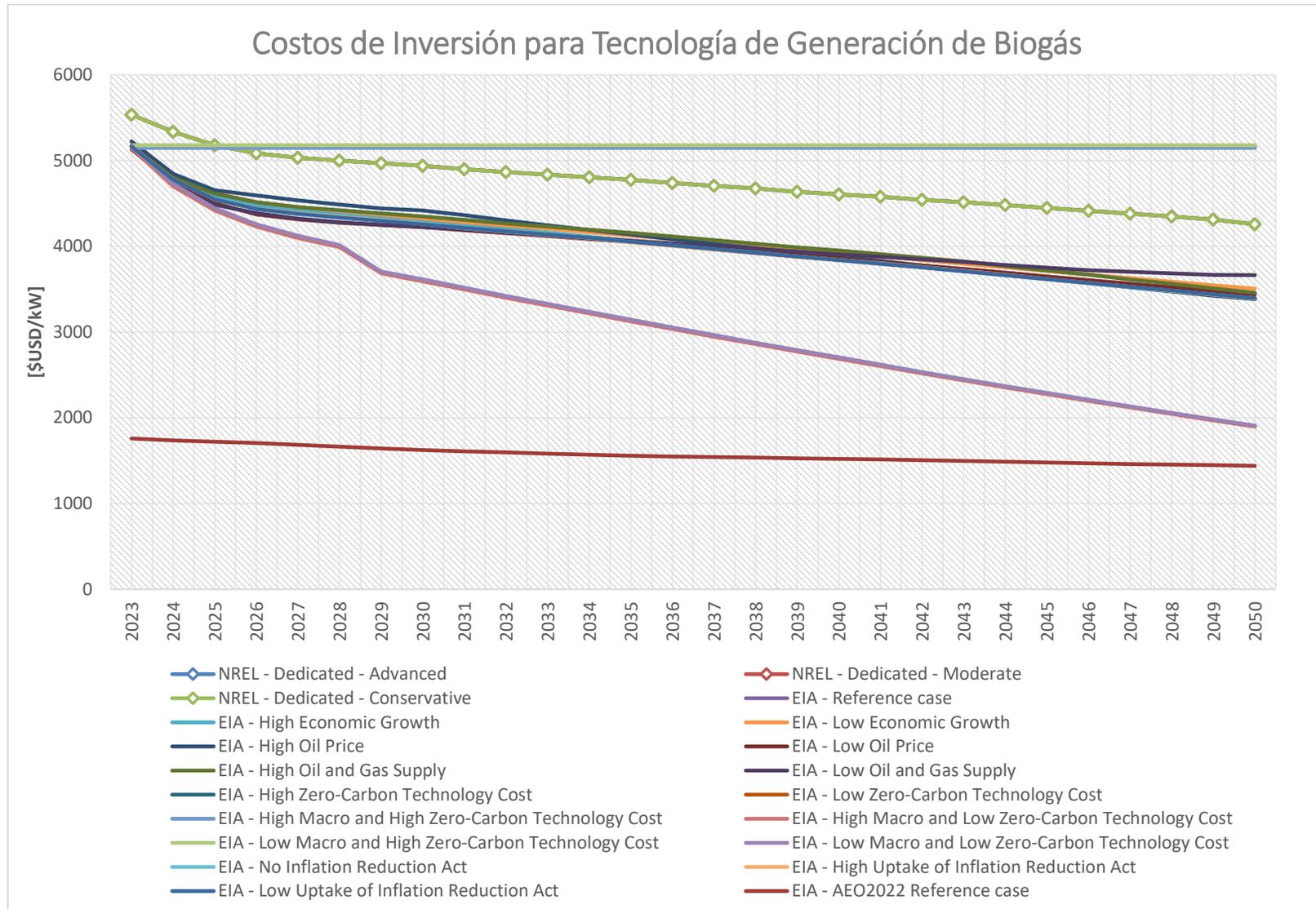


Figura 2.12: Costo de inversión para tecnología de generación a biogás según NREL 2023 y EIA 2023.

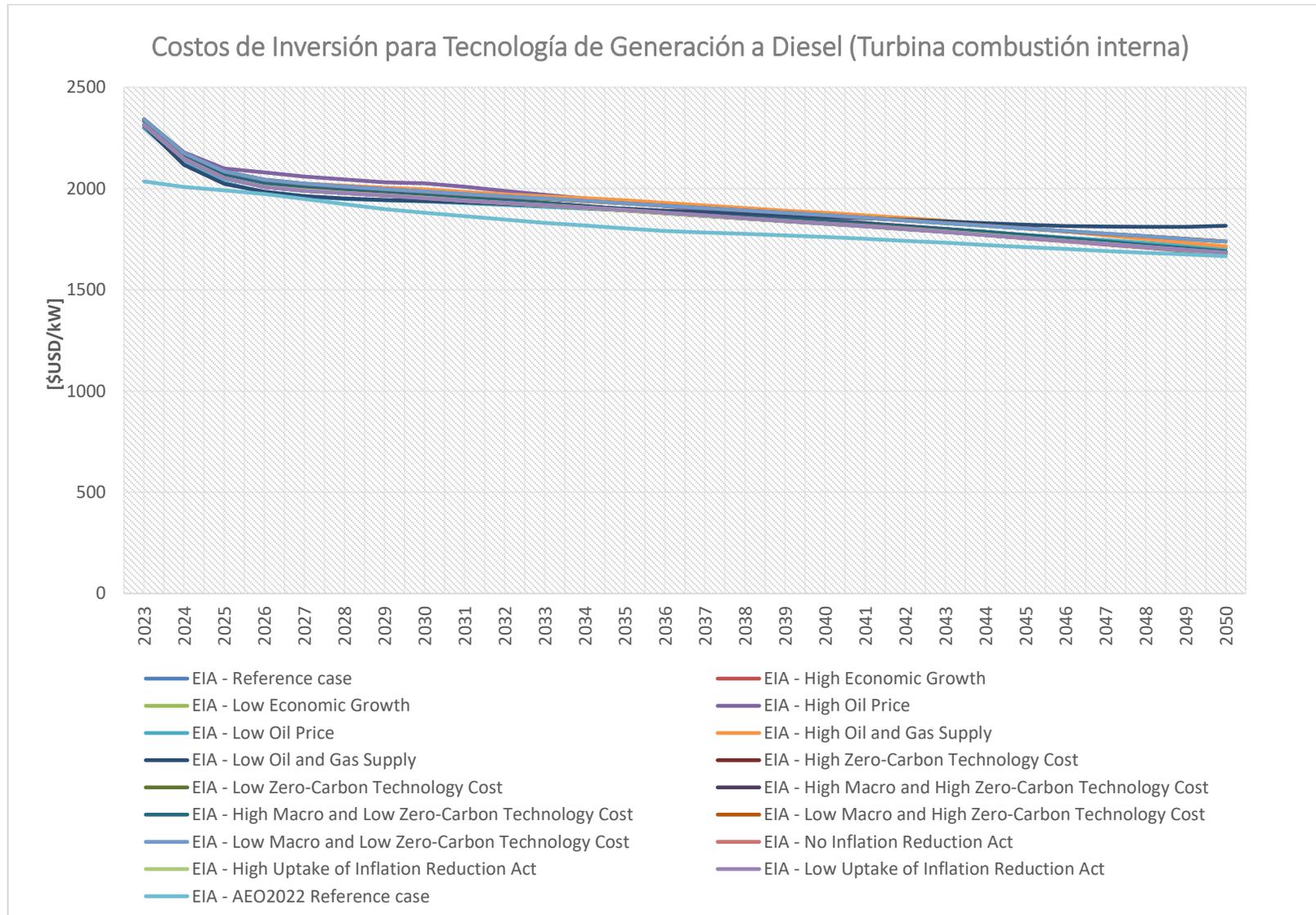


Figura 2.13: Costo de inversión para tecnología de generación a diésel según NREL 2023 y EIA 2023.

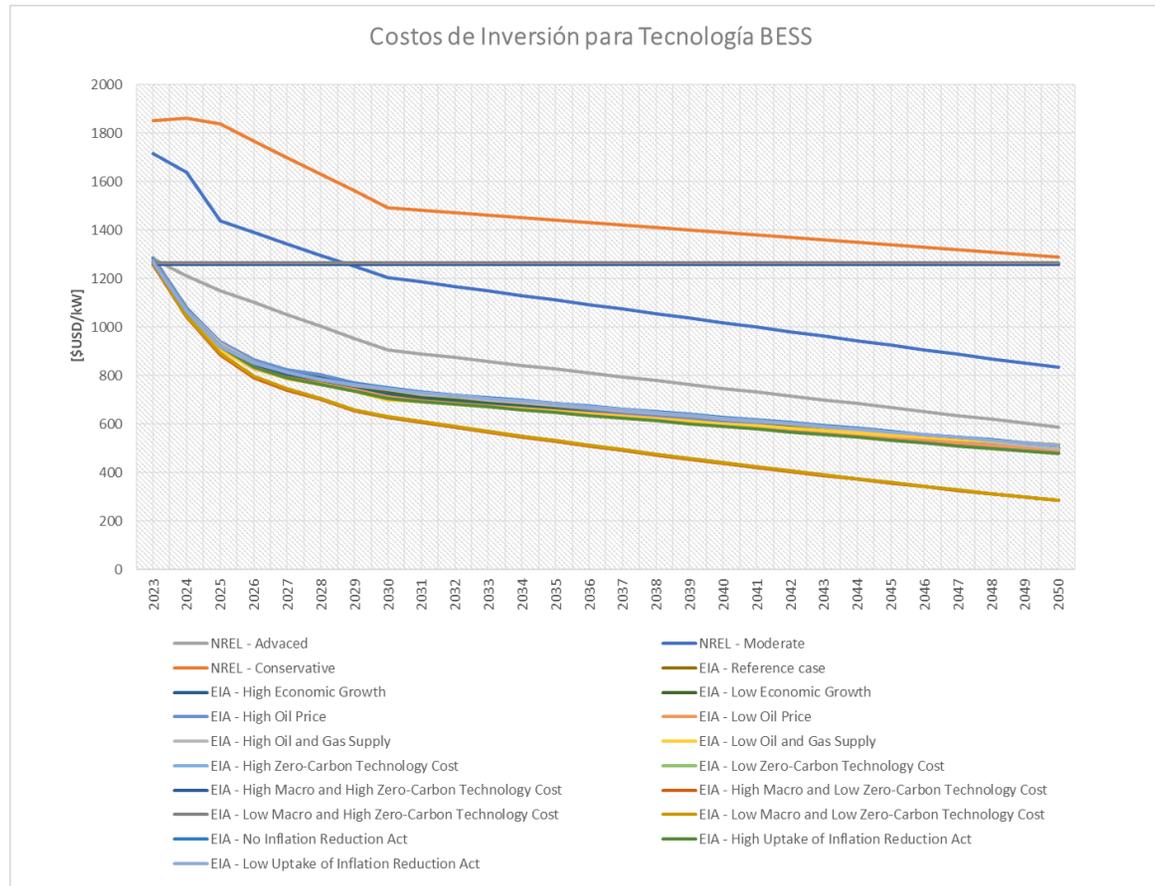


Figura 2.14: Costo de inversión para tecnología de almacenamiento BESS según NREL 2023 y EIA 2023.

Por otro lado, para actualizar los costos de inversión iniciales para las proyecciones de costos, se procede a buscar versiones actualizadas de los reportes e informes nacionales mencionados en la sección 2.2.1, obteniendo lo siguiente:

- Comisión Nacional de Energía – Informe de Costos por Tecnología de Generación, mayo 2023¹⁹ [12]. Para términos del presente estudio, se asignan los valores de la tecnología eólica a un aerogenerador de 5,5 MW y 101 metros de altura.

Por lo tanto, siguiendo los planteamientos de la metodología vigente, es posible actualizar los puntos de inversión iniciales de la mayoría de las tecnologías utilizando el informe de costos elaborado por CNE. Para las tecnologías de generación donde esto no fue posible, el procedimiento seguido para actualizar cada una de ellas se muestra a continuación:

- Para los casos de la tecnología eólica de 6 MW y 140 metros de altura, junto a la tecnología CSP con almacenamiento para 6 y 9 horas, se emplea el software System Model Advisor (SAM)²⁰ en su versión 2023.12.17 para obtener los puntos de partida de costos, los cuales son ajustados a la realidad nacional mediante el cálculo de proporciones entre estos y los costos reportados por CNE en el informe del punto anterior.
- En el caso de las tecnologías eólicas Offshore, se utiliza como punto de partida el valor promedio de los costos de todos los escenarios presentados por NREL en el estudio Annual Technology Baseline 2023 [11], esto al no disponer de antecedentes nacionales para esta tecnología.
- Para las centrales de bombeo se considera como referencia en Chile el reciente proyecto de Central de Bombeo Paposo presentado por Colbún e ingresado al SEIA. Esta central estará compuesta por obras de captación e impulsión de agua de mar, una planta desalinizadora, un emisario submarino, obras de impulsión de agua desalinizada (agua industrial), un embalse inferior, un embalse superior, obras de aducción que conectan ambos embalses, una casa de máquinas (equipada con equipos de generación y bombeo), una subestación elevadora de tensión y una línea de transmisión eléctrica de 220 kV, de doble circuito de 71 km de longitud, para conectarse con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- El proyecto cuenta con una potencia estimada de hasta 800 MW, un embalse superior de 15 ha con capacidad para 2,1 millones de m³ y un embalse inferior de 35 ha y capacidad para 1,6 millones de m³. Realiza una descarga de salmuera a 20 m de profundidad y 750 m desde la costa. El agua para la operación de la central

¹⁹ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/05/ICTG-Mayo-2023.pdf>

²⁰ <https://sam.nrel.gov/>

será obtenida mediante la habilitación de una planta desalinizadora de osmosis inversa, con una producción de 90 l/s durante la fase de construcción y luego 30 l/s promedio durante la fase de operación. El monto de inversión presentado por la empresa es de 1.400 millones de dólares, lo cual equivale a 1750 USD/kW.

Empleando todo el conjunto de fuentes mencionado anteriormente se pueden definir los costos de inversión actuales. Esto se muestra en la Tabla 2.7 a continuación:

Tabla 2.7: Valores actualizados del costo de inversión actual para cada tecnología.

Tecnología		Costo de inversión unitario referencial [US\$/kW]	
		Preliminar (2020) (US\$ 2019)	Actualizada (2023) (US\$ 2022)
Solar fotovoltaico		871	762
Concentración solar de potencia (CSP)	6 hrs. almacenamiento	4.042 (*)	4.769
	9 hrs. almacenamiento	4.554 (*)	5.376
	13 hrs. almacenamiento	5.381 (*)	6.187
Eólica	5,5 MW y torre 101 m.	1.168 (*)	1.358
	6 MW y torre 140 m.	1.220 (*)	1.510
	Offshore (Fixed Bottom)	-	3.360
	Offshore (Floating)	-	4.894
Hidroeléctrica		3.923	4.601
Mini hidroeléctrica		3.263	2.308
Biomasa		3.170	3.758
Carbón		-	-
Gas ciclo combinado		898	1.053
Gas ciclo abierto		675	791
Biogás		1.144	1.341
Diésel		448	791
Geotermia		4.394	5.118
BESS	1 hr	601	(pendiente)
	2 hrs	908	(pendiente)
	4 hrs	1.520	(pendiente)
	Eólica + BESS 4-5 hrs/50% Pnom	1.891 (**)	1.992
	Solar + BESS 5-8 hrs/50% Pnom	1.539 (**)	1.762
	Solar + BESS 2-4 hrs/60% Pnom	1.539 (**)	1.494
ACAES	4 hrs	1.310	(pendiente)
	12 hrs	1.750	(pendiente)

Tecnología		Costo de inversión unitario referencial [US\$/kW]	
		Preliminar (2020) (US\$ 2019)	Actualizada (2023) (US\$ 2022)
Bombeo	6 hrs	1.374	(pendiente)
	18 hrs	1.823	(pendiente)
Carnot		-	(pendiente)

(*) = Valor proveniente de minuta elaborada por la contraparte [2].

(**) Se reporta un único valor en Informe de Costos de Tecnologías 2020 independiente de la cantidad de horas y potencia nominal.

Respecto al desglose de costos importado y nacional para cada tecnología, se utiliza de forma general, el Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, mayo 2023 [12], a excepción de los siguientes casos:

- Para la tecnología solar fotovoltaica, se obtiene el desglose de costos por componentes presentado en el Global PV Market Outlook 2020 [13], que es complementado a la información presente en el Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación [6].
- Para la tecnología de generación CSP el desglose de costos importados y nacionales se obtiene del trabajo conjunto entre Ministerio de Energía y el Comité Solar de Corfo [7].

Es así como se obtiene el desglose de costos nacionales e importados para cada tecnología de generación presentados entre la Tabla 2.8 y la Tabla 2.18.

Tabla 2.8: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación fotovoltaica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (74%)	Módulo	
	Inversores y Balance de Planta (BoP)	
	Seguimiento solar de un eje	
Costo Nacional (26%)	Ingeniería, adquisición y construcción	Otros
		Materiales (Cemento, Acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Otros	

Tabla 2.9: Desglose de costos de inversión para tecnología de Concentración Solar de Potencia.

Costos	Desglose de costos
	Campo Heliostático

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (6 horas: 74%) (9 horas: 72%) (13 horas: 70%)	Bloque Vapor & Potencia	
	Receptor	
	Torre	
Costo Nacional (6 horas: 26%) (9 horas: 28%) (13 horas: 30%)	Almacenamiento	
	Costos Indirectos de Inversión asociados al EPC	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Contingencias	

Tabla 2.10: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación eólica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (5,5 MW y 101 m.: 73%) (6 MW y 140 m.: 74%)	Equipos de Generación	
	Equipos y Materiales SS/EE BOP	
Costo Nacional (5,5 MW y 101 m.: 27%) (6 MW y 140 m.: 26%)	Torre	
	Almacenamiento	
	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, Acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Total Gastos de Gestión Propietario	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.11: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (37%)	Equipos mecánicos y estructuras hidráulicas	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (63%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra

Costos	Desglose de costos	
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.12: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (35%)	Equipos mecánicos y estructuras hidráulicas	
	Equipamiento eléctrico	
Costo Nacional (65%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
Contingencias		

Tabla 2.13: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biomasa.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (71%)	Calderas y equipos de combustión	
	Turbo generador	
	Balance de planta	
Costo Nacional (29%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
Contingencias		

Tabla 2.14: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo combinado.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (65%)	Turbina de vapor y generador	
	Turbina a gas y accesorios	
	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
	Balance de planta	
Costo Nacional	Obras Civiles y Montaje	Otros

Costos	Desglose de costos	
(35%)		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.15: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo abierto.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (57%)	Turbina a gas y accesorios	
	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
	Balance de planta	
Costo Nacional (43%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
	Adquisición de terrenos	
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
Contingencias		

Tabla 2.16: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biogás.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (75%)	Conjunto generador	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (25%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
	Adquisición de terrenos	
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
Contingencias		

Tabla 2.17: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de diésel (Turbina combustión interna).

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (57%)	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	

Costos	Desglose de costos	
Costo Nacional (43%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
Contingencias		

Tabla 2.18: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación geotérmica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (63%)	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (37%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
Contingencias		

Los valores porcentuales asociados a los costos nacionales e importados respecto a los costos totales de inversión se obtienen mediante el Informe de Costos por Tecnología de Generación de la CNE de mayo 2023 [12], con la excepción de las tecnologías Eólica y Solar CSP.

Para el caso de las tecnologías de almacenamiento, se tiene la siguiente distribución.

Tabla 2.19: Desglose de costos de inversión para tecnología BESS.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (92%)	Equipos de generación	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (8%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Mano de obra
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Como las referencias de las tecnologías mencionadas anteriormente no cuentan con una versión actualizada, preliminarmente, no se actualizan estos valores para esas tecnologías.

De esta forma, los valores porcentuales correspondientes a la diferenciación de costos nacionales e internacionales se presentan en la Tabla 2.20.

Tabla 2.20: Contribución del costo nacional respecto al costo de inversión actual para cada tecnología de generación.

Tecnología		Contribución de los costos nacionales e importados en la inversión total [%]	
		Costos Importados	Costos Nacionales
Solar fotovoltaico		83,00	17,00
Concentración solar de potencia (CSP)	6 hrs almacenamiento	74,20	25,80
	9 hrs almacenamiento	72,05	27,95
	13 hrs almacenamiento	56,00	44,00
Eólica	5,5 MW y torre de 101 m.	72,98	27,02
	6 MW y torre de 140 m.	74,31	25,69
	Offshore (Fixed Bottom)	70,00	30,00
	Offshore (Floating)	70,00	30,00
Hidroeléctrica		37,00	63,00
Mini hidroeléctrica		35,00	65,00
Biomasa		71,00	29,00
Carbón		-	-
Gas ciclo combinado		65,00	35,00
Gas ciclo abierto		57,00	43,00
Biogás		75,00	25,00
Diésel		57,00	43,00
Geotermia		63,00	37,00

Por último, con los valores e información presentados anteriormente, es posible construir las curvas de tendencia para los tres escenarios definidos según la metodología presentada anteriormente. Estas curvas se construyen en base a las proyecciones de costos internacionales para cada tecnología, utilizando la metodología expuesta en la sección 2.2.1, por lo que se encuentra pendiente incluir los componentes nacionales de costos en las curvas actualizadas.

A continuación, se muestran las curvas de tendencias de costos de inversión para las tecnologías de generación escogidas posterior a actualizar las proyecciones obtenidas a partir de fuentes internacionales. Los escenarios considerados corresponden a Recuperación Lenta (bajo), Rumbo a la Carbono Neutralidad (media) y Transición Acelerada (alto) según lo estipulado en la metodología vigente (sección 2.2.1).

1. Solar fotovoltaico

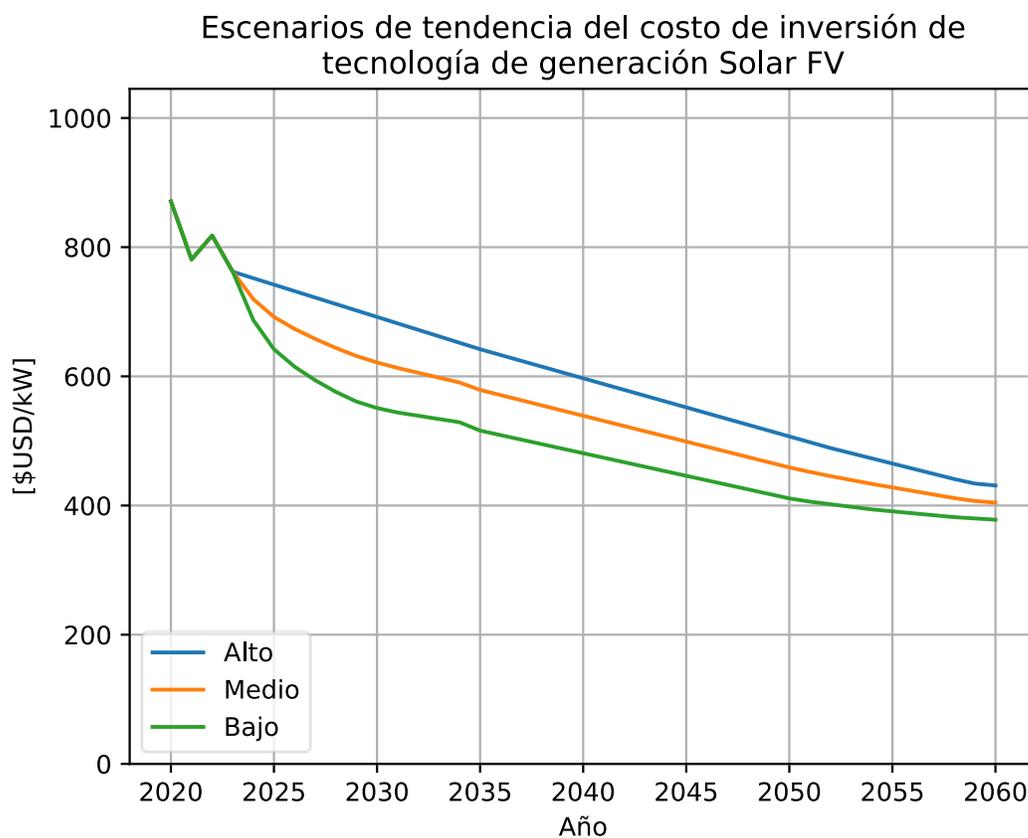


Figura 2.15: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica.

2. Concentración solar de potencia (CSP)

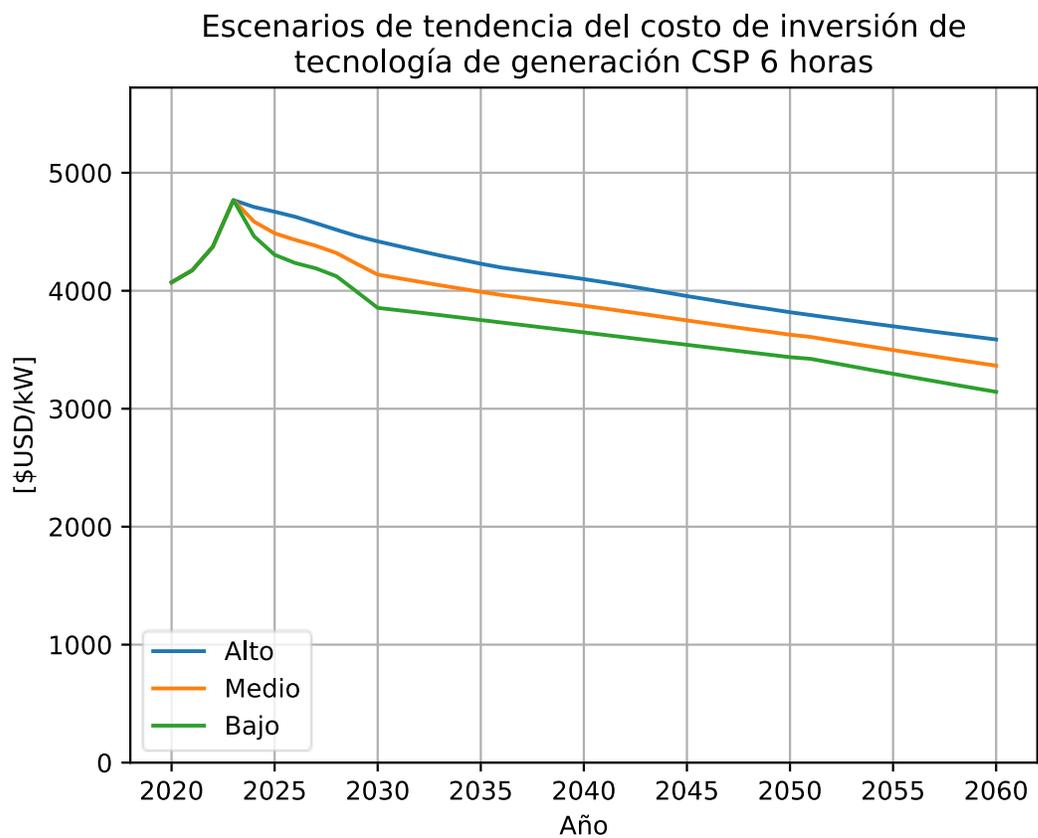


Figura 2.16: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs).

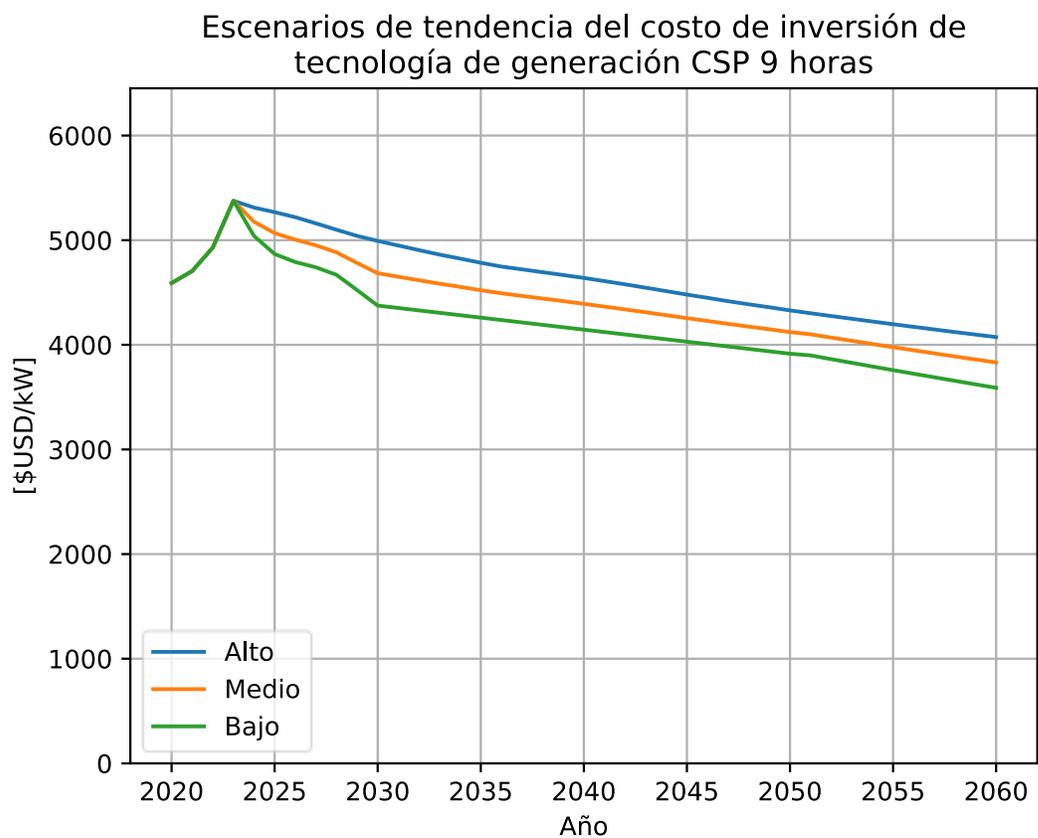


Figura 2.17: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs).

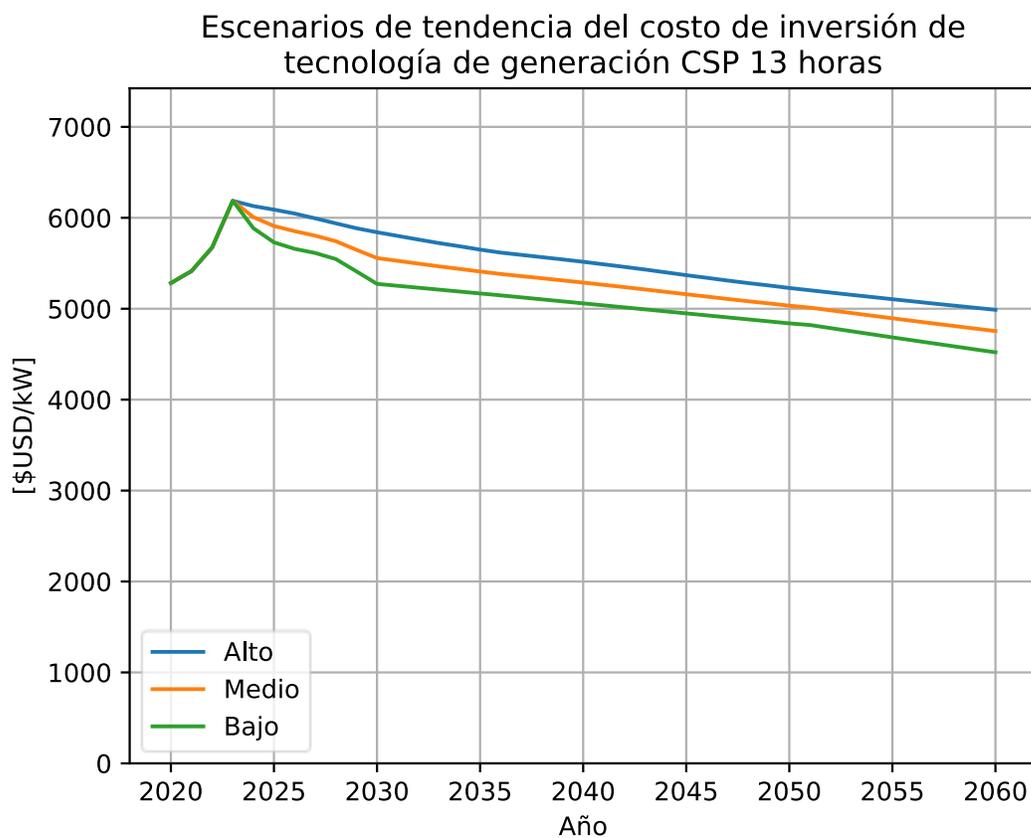


Figura 2.18: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs).

3. Eólica

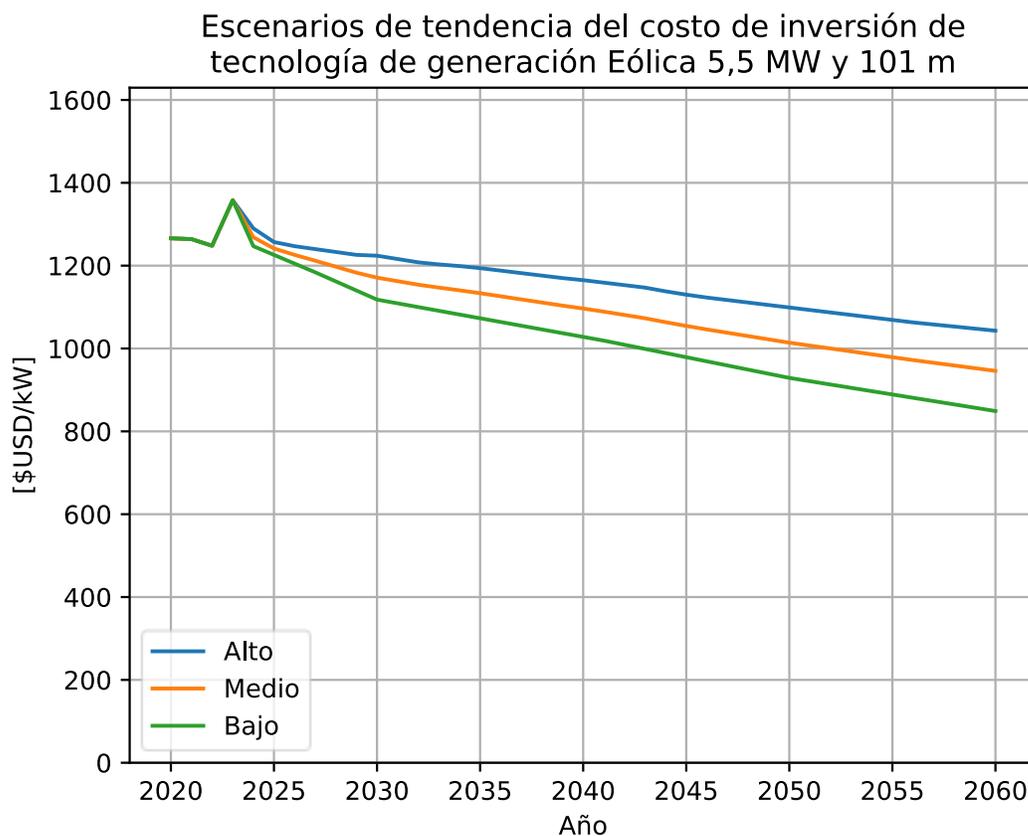


Figura 2.19: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 5,5MW y 101m).

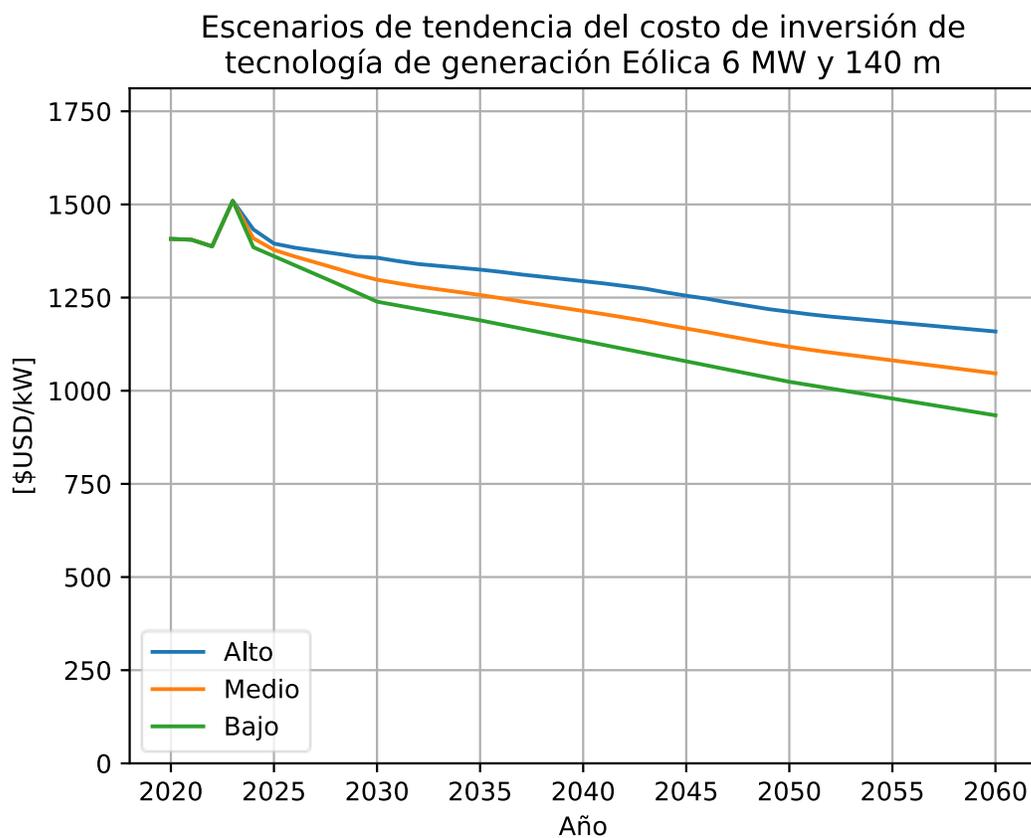


Figura 2.20: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 6MW y 140m).

4. Eólica Offshore

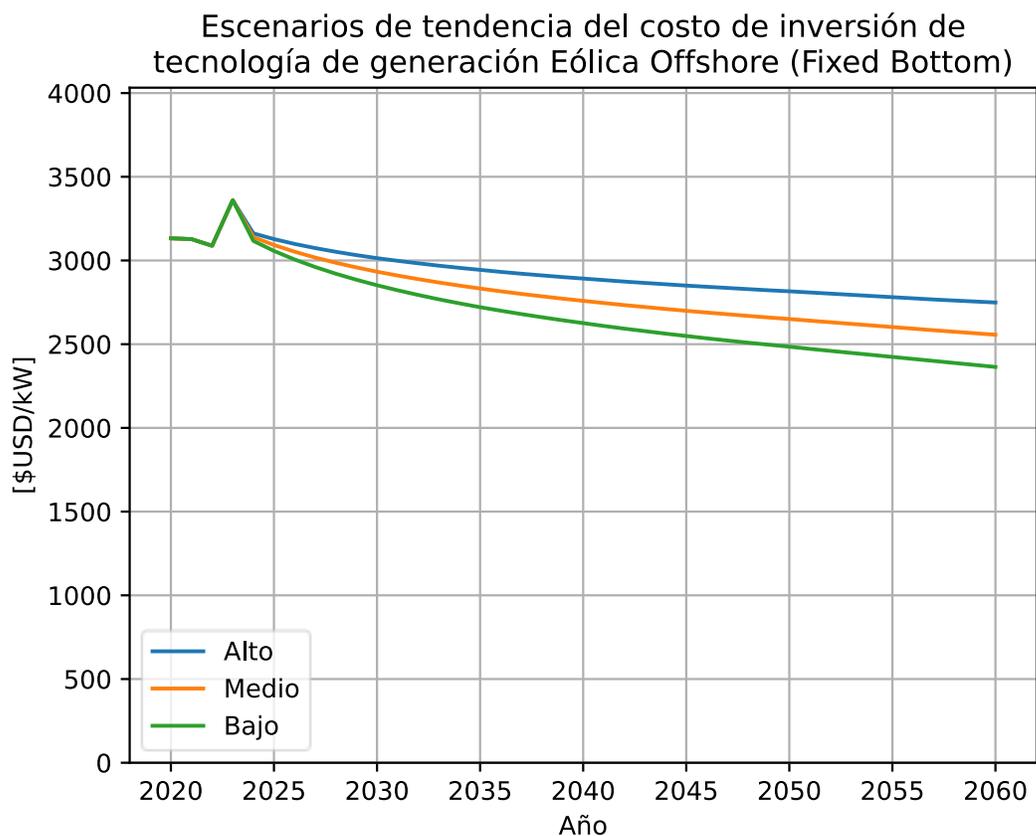


Figura 2.21: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Fixed Bottom).

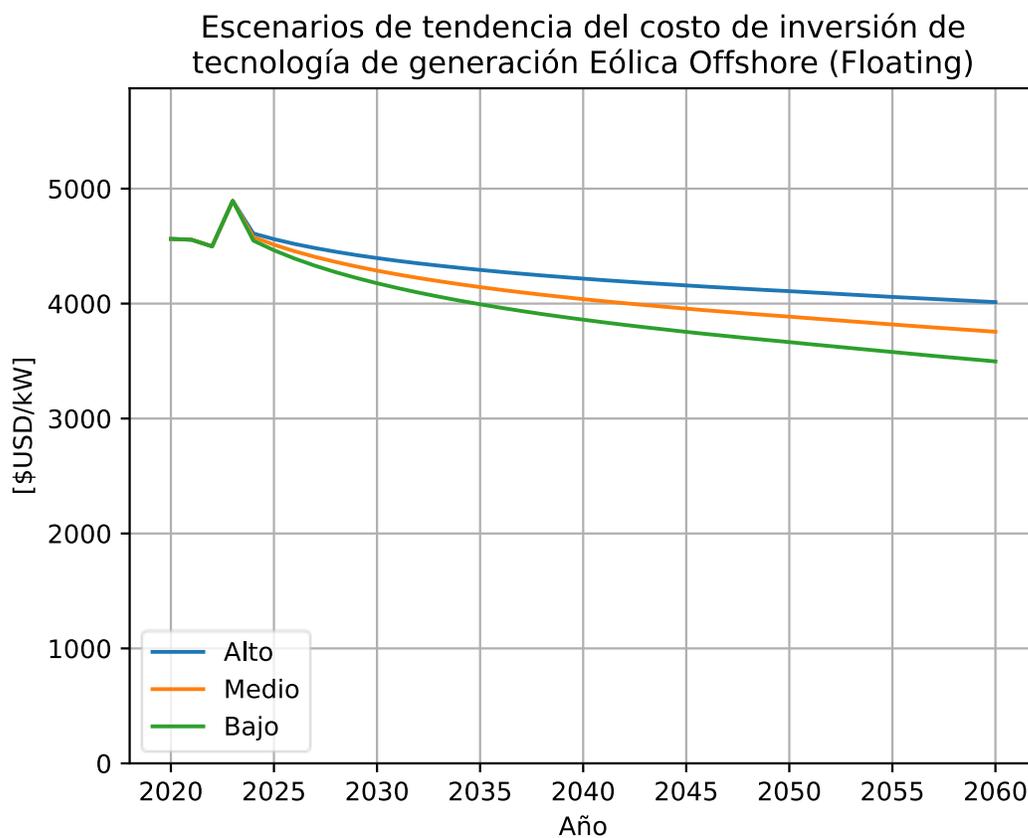


Figura 2.22: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Floating).

5. Hidroeléctrica

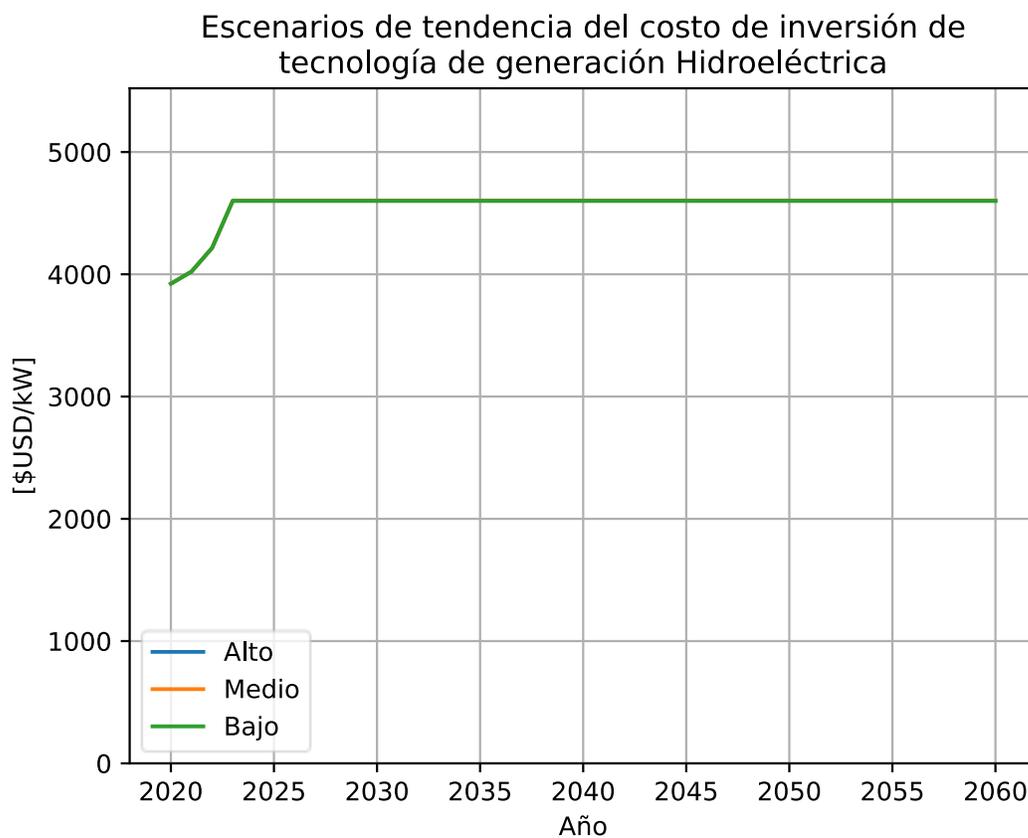


Figura 2.23: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación hidroeléctrica.

6. Mini hidroeléctrica

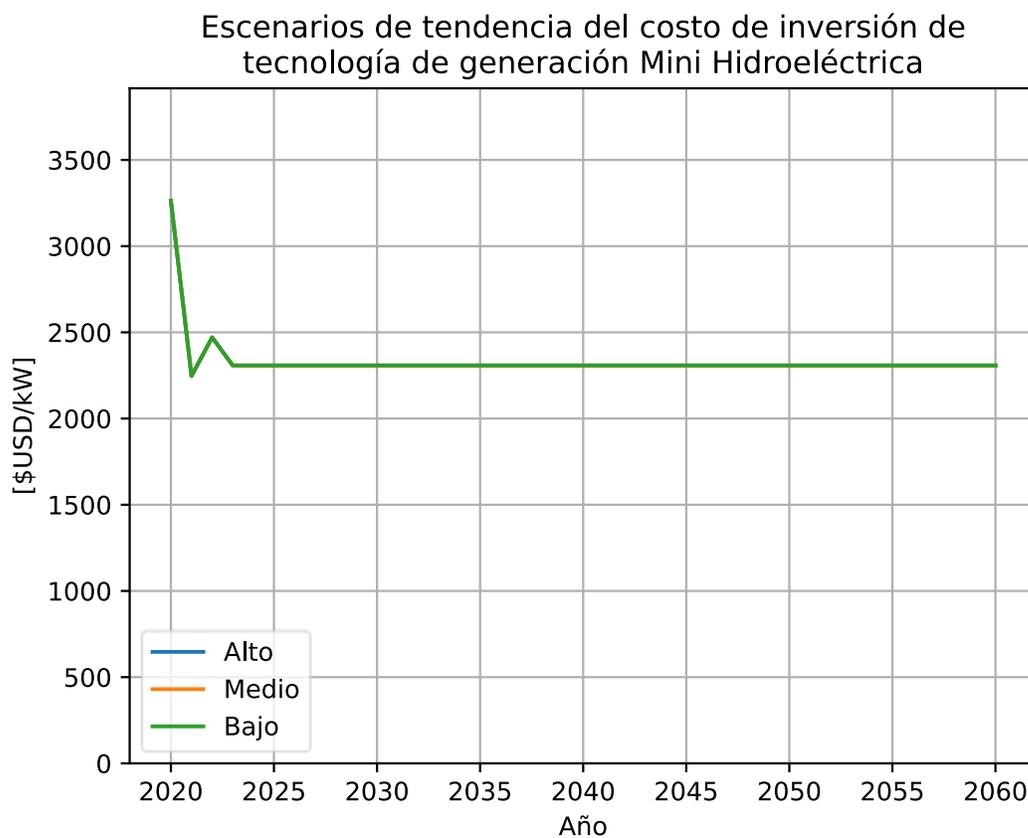


Figura 2.24: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación mini hidroeléctrica.

7. Biomasa

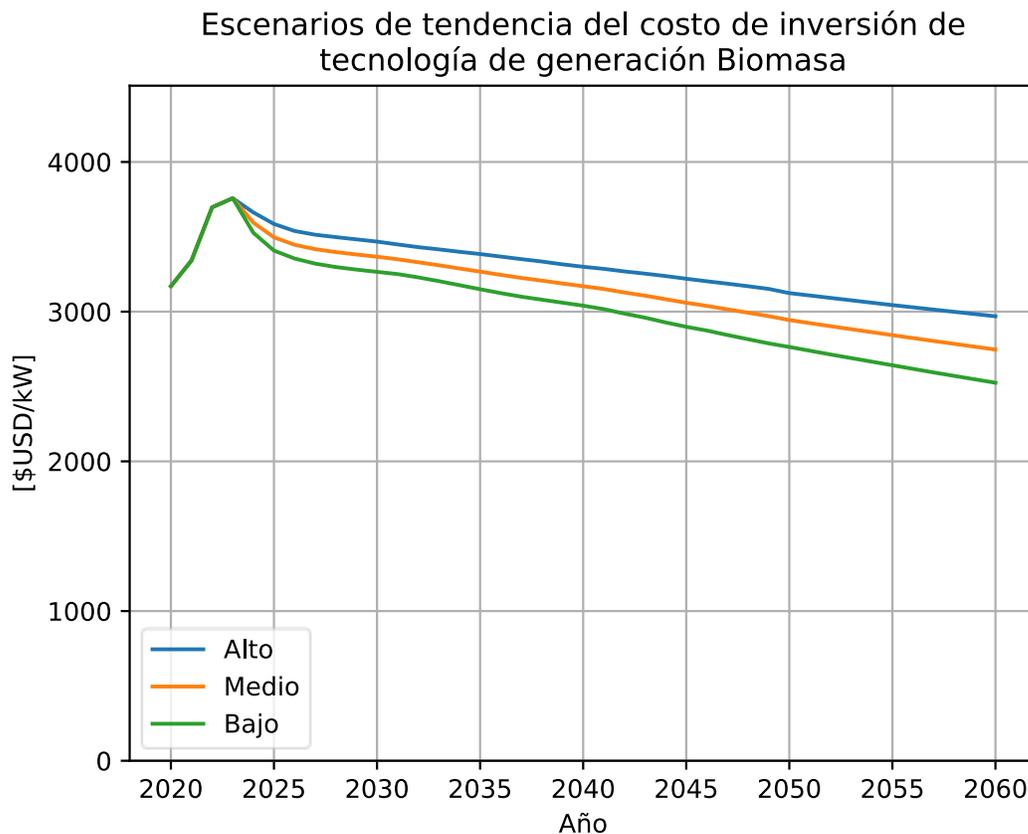


Figura 2.25: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biomasa.

8. Gas ciclo combinado

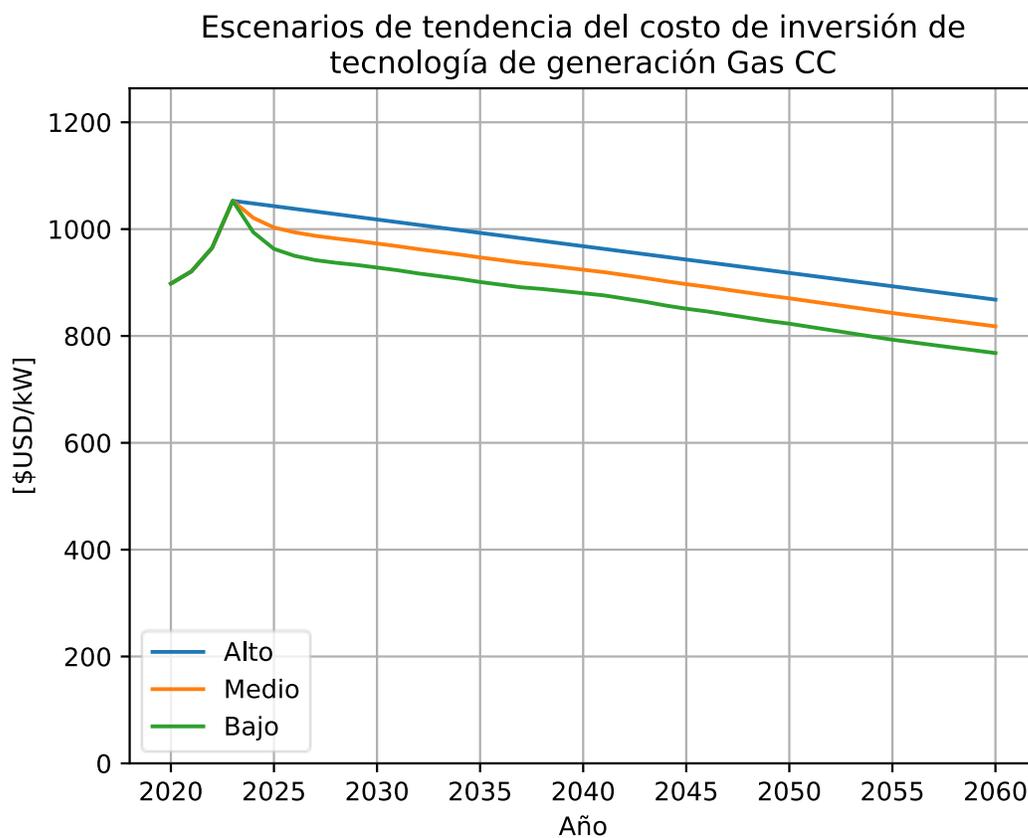


Figura 2.26: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo combinado.

9. Gas ciclo abierto

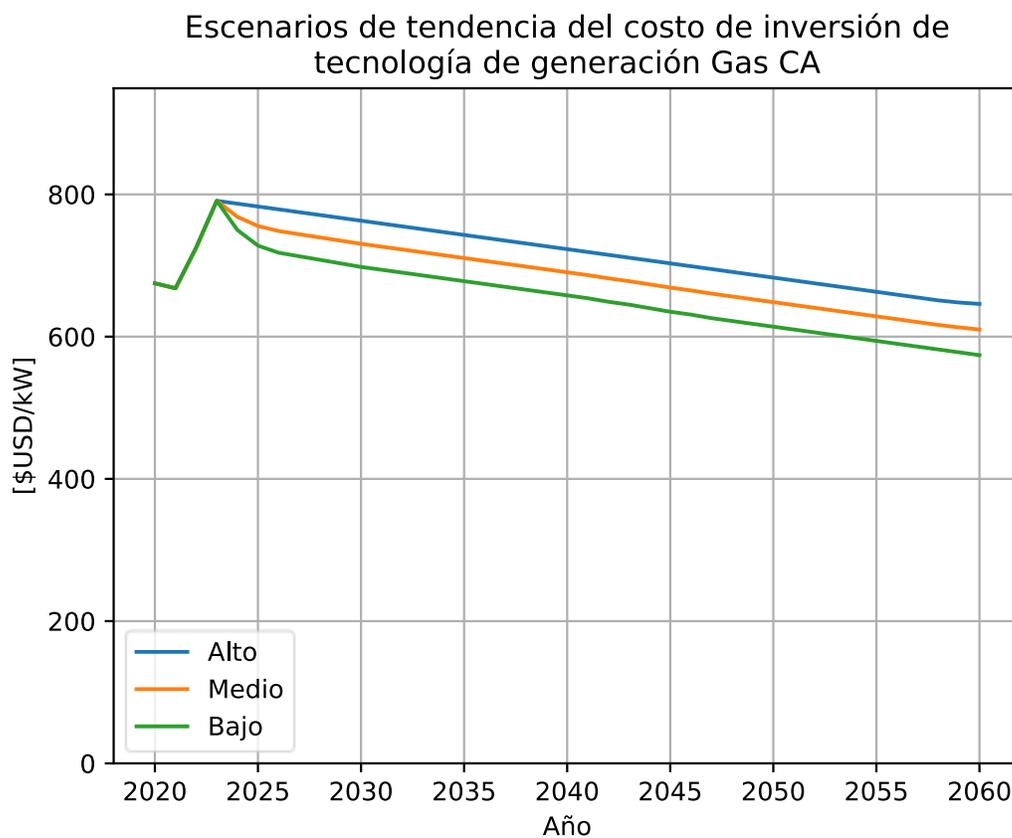


Figura 2.27: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo abierto.

10. Biogás

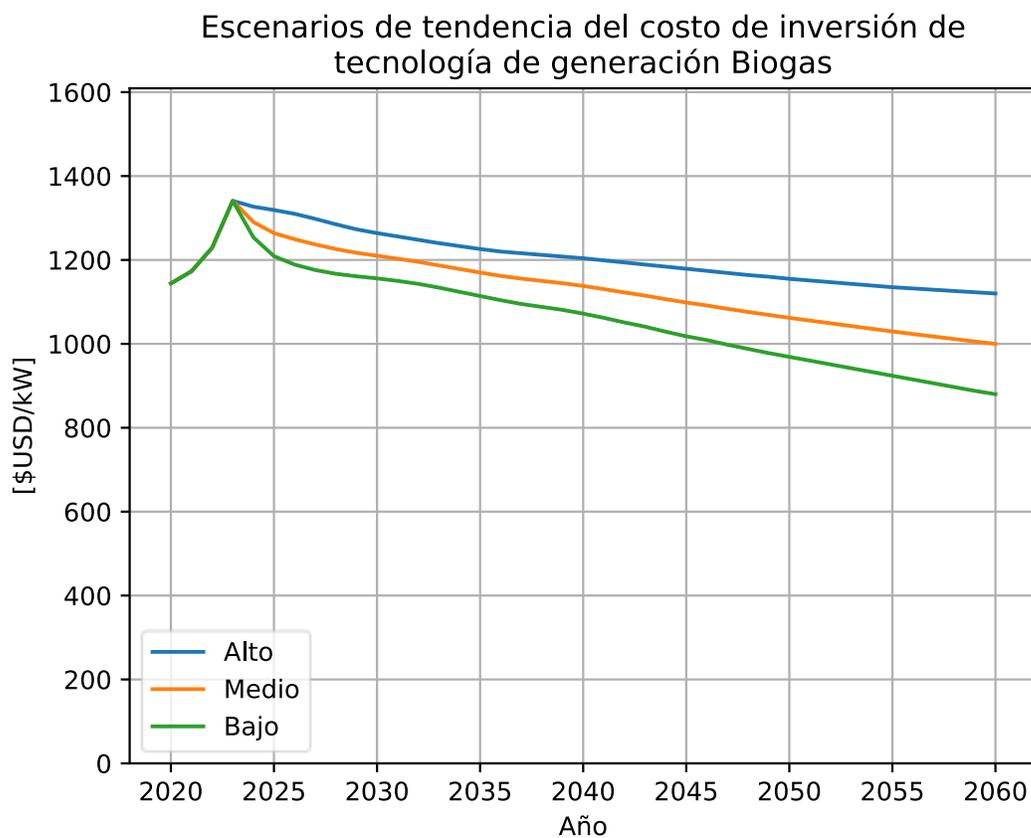


Figura 2.28: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biogás.

11. Diésel

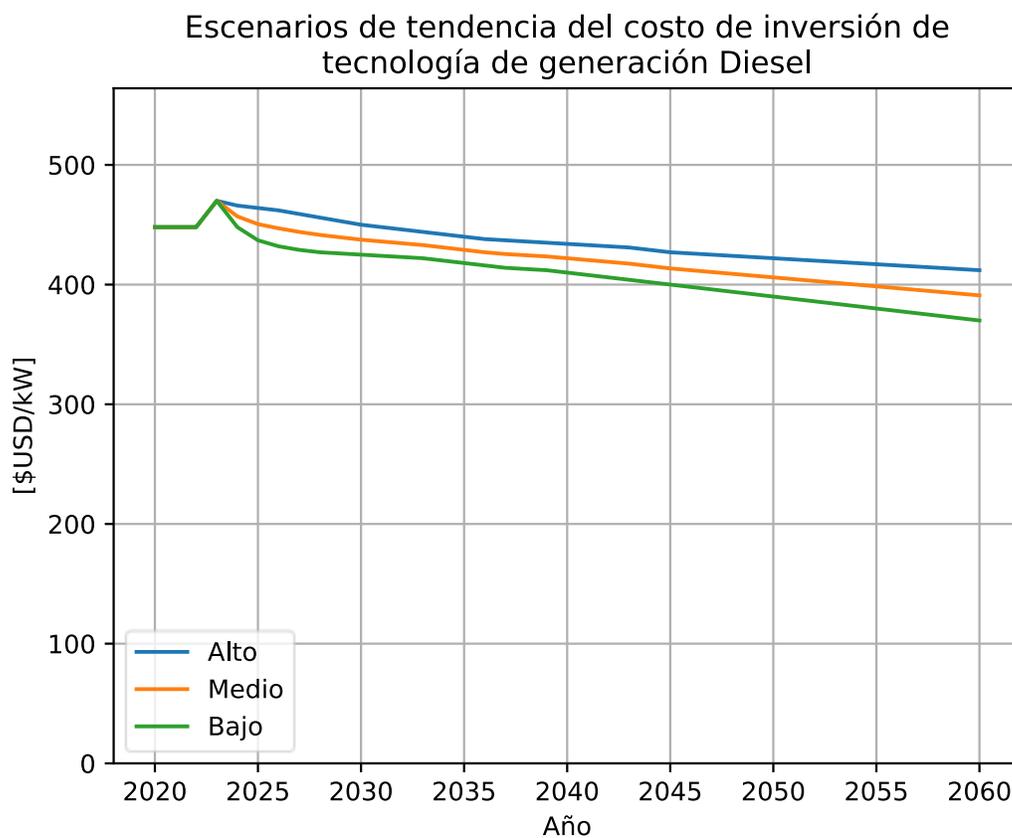


Figura 2.29: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a diésel.

12. Geotermia

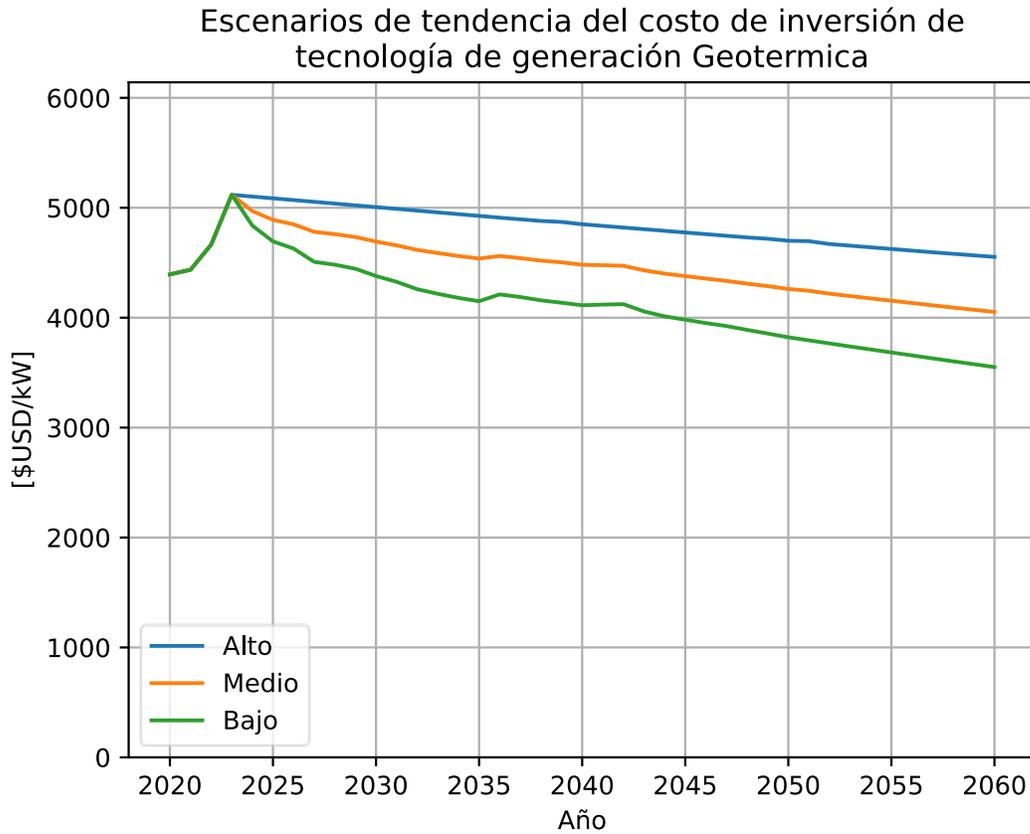


Figura 2.30: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación geotérmica.

2.6 Comparativo

2.6.1 Metodología general

En esta sección se presenta, a modo de contraste metodológico, una comparación entre una recreación de los resultados presentados en la versión preliminar de la PELP 2023 – 2027 y la actualización de estos, donde también se incorporan las propuestas metodológicas planteadas en la sección 2.4.

2.6.2 Ejemplos generación

A continuación, se muestra una serie de comparaciones entre las curvas de tendencias de costos de inversión para las tecnologías de generación preliminares y posterior a actualizar las proyecciones obtenidas a partir de fuentes internacionales. Los escenarios considerados corresponden a Recuperación Lenta (bajo), Rumbo a la Carbono Neutralidad (media) y Transición Acelerada (alto) según la metodología vigente (Figura 2.31 a Figura 2.37).

1. Solar fotovoltaico

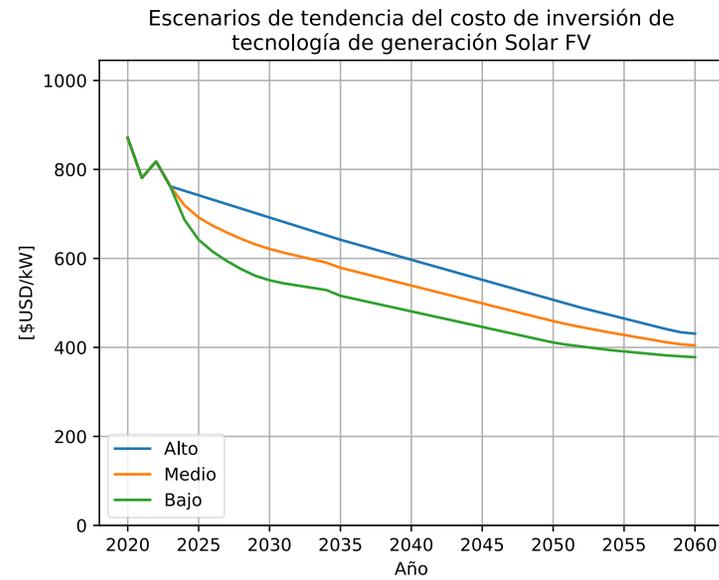
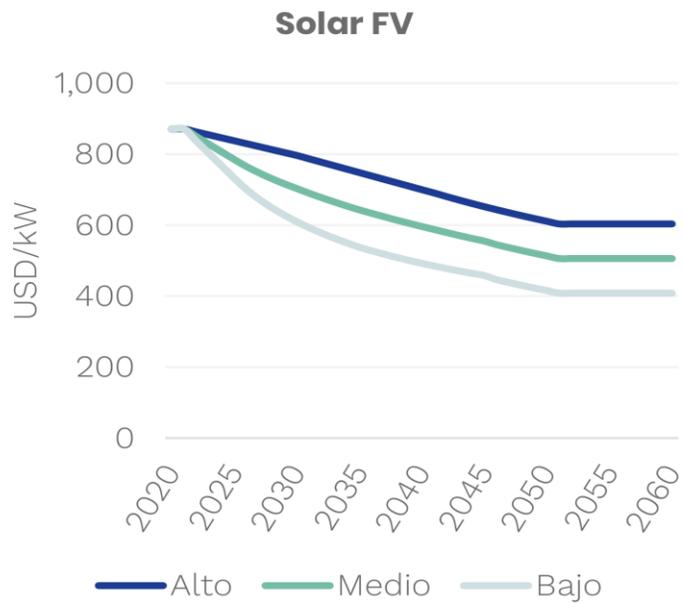


Figura 2.31: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica preliminar (izq.) y actualizado (der.).

2. Concentración solar de potencia (CSP)

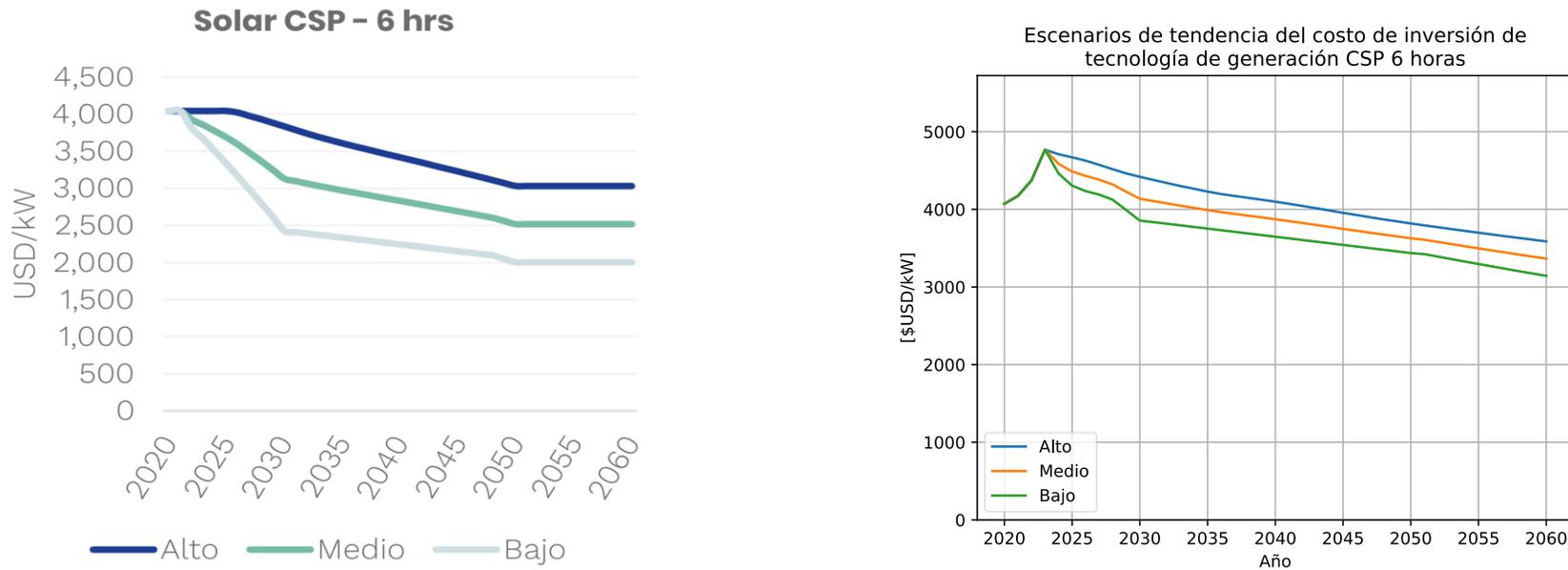


Figura 2.32: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).

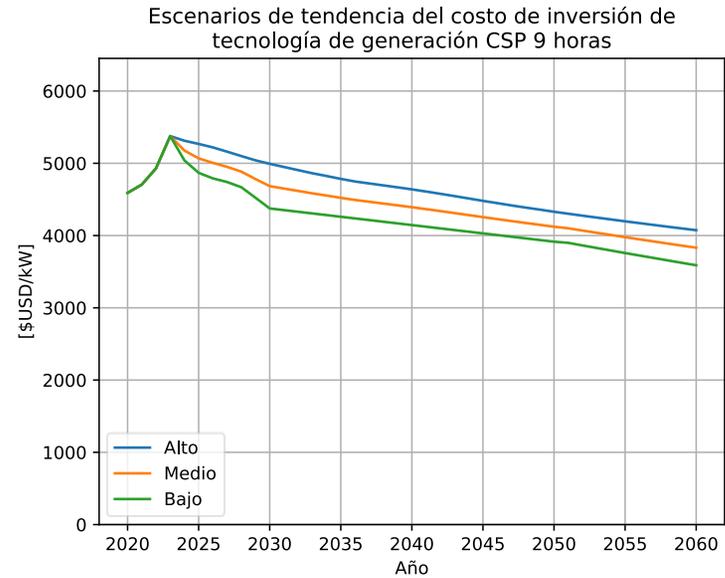
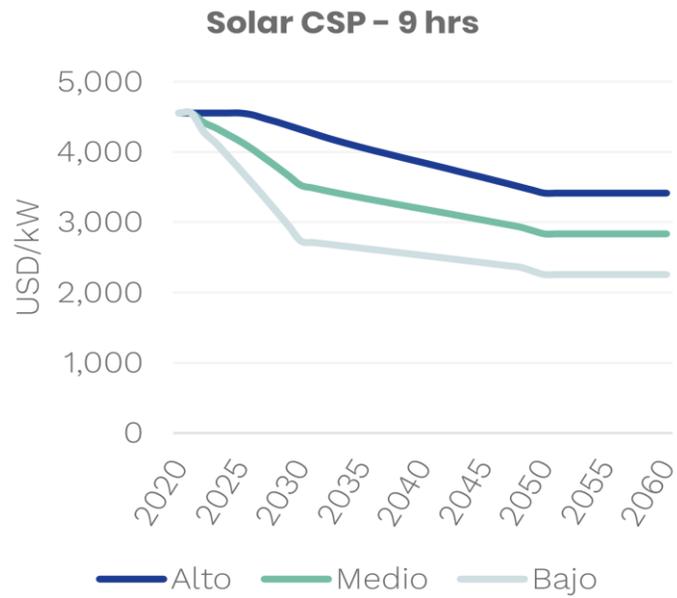


Figura 2.33: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).

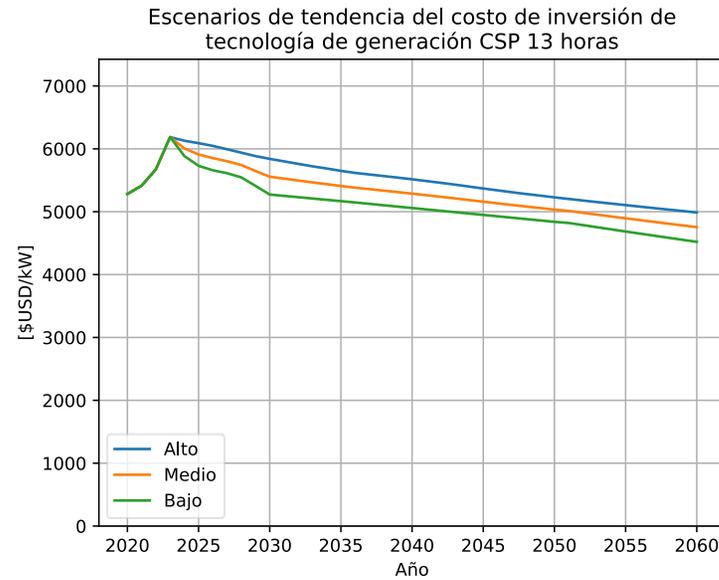
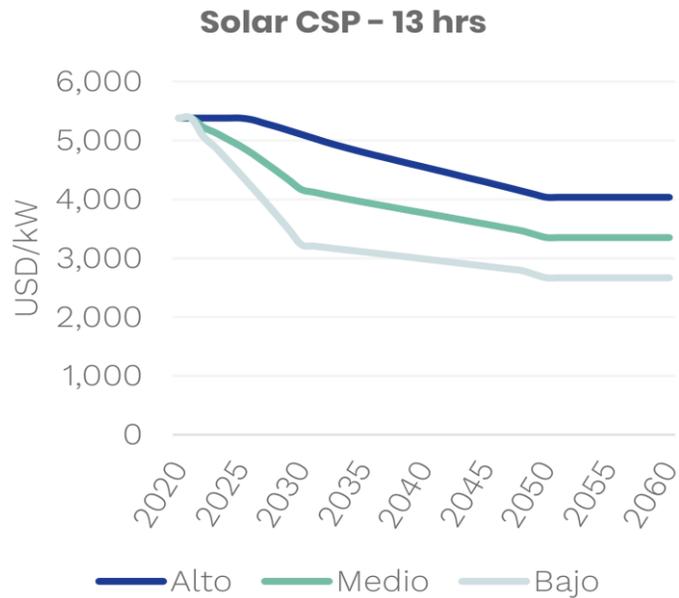


Figura 2.34: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).

3. Eólica

Eólica – Turbinas 5.6 MW

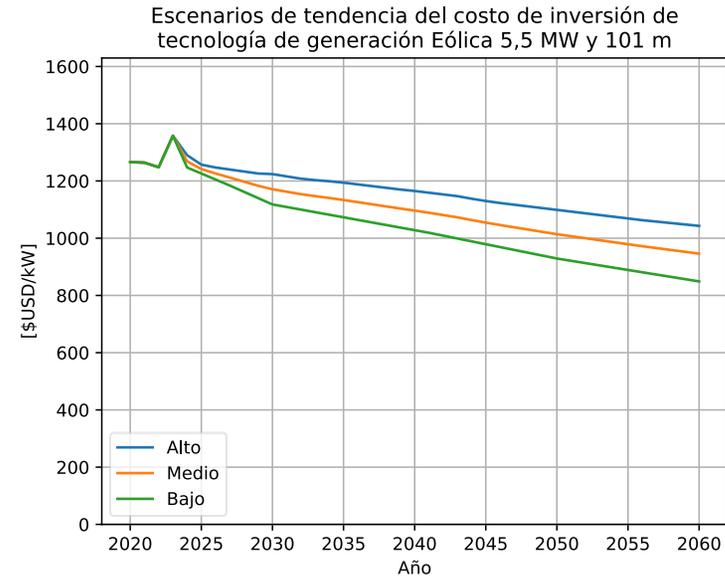
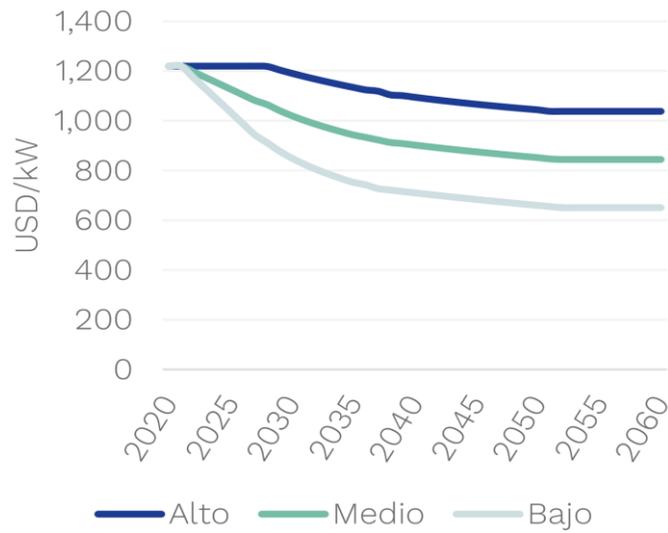


Figura 2.35: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica preliminar (izq.) y actualizado (der.).

4. Gas natural

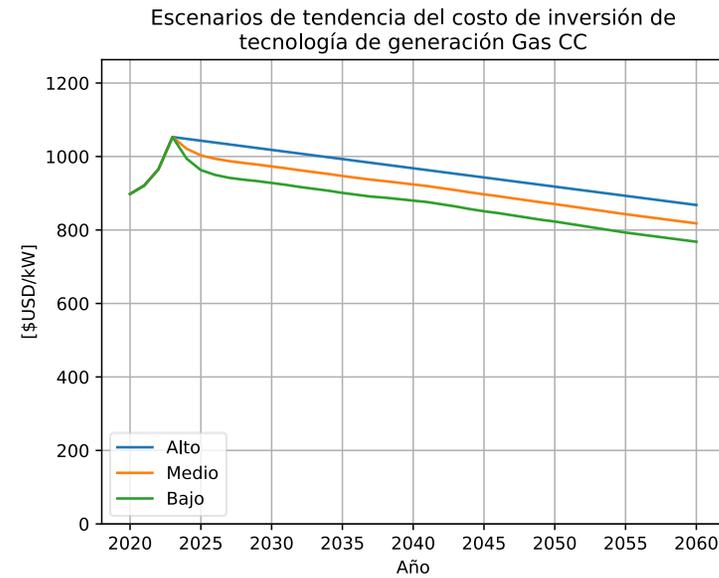
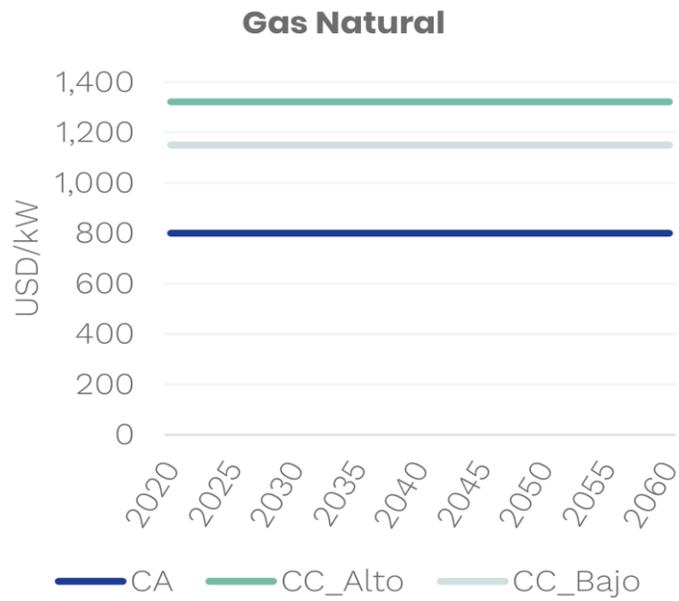


Figura 2.36: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación a gas natural preliminar (izq.) y actualizado (der.).

5. Geotermia

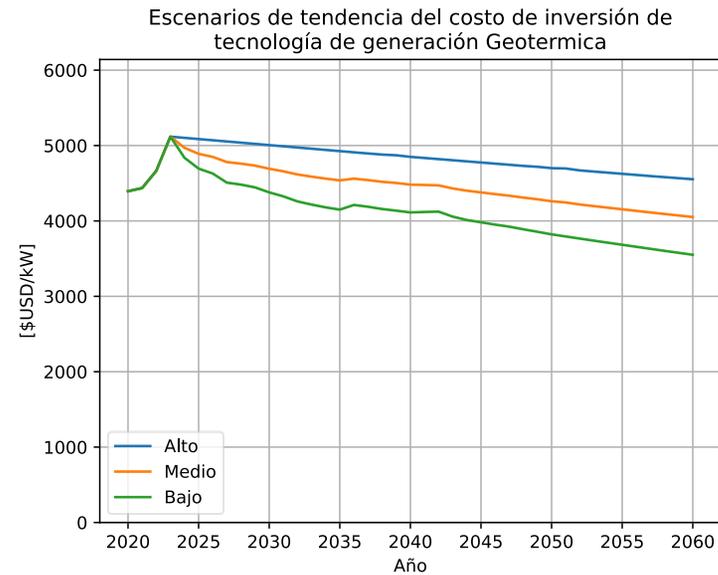
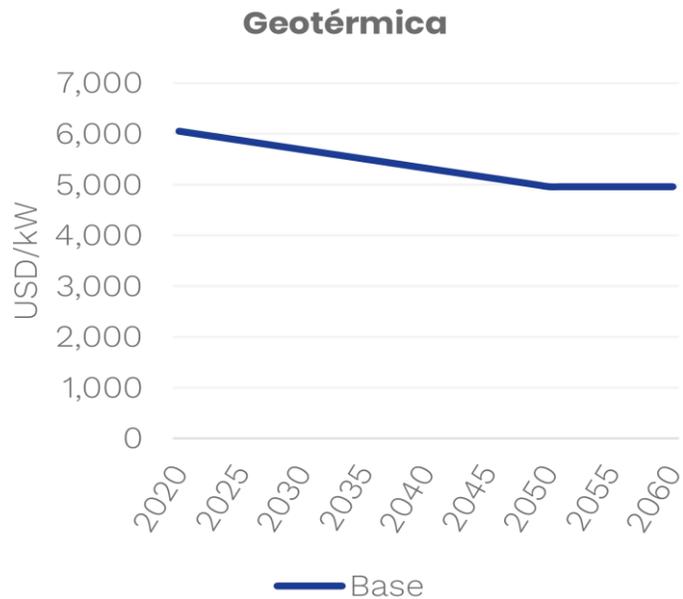


Figura 2.37: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación geotérmica preliminar (izq.) y actualizado (der.).

Las curvas de las tecnologías de generación solar fotovoltaica, CSP y eólica (Figura 2.31 a Figura 2.35) presentan una trayectoria similar a las curvas del informe preliminar PELP 2023 – 2027, con la salvedad que a partir del año 2050 en adelante, las curvas actualizadas no mantienen una trayectoria constante, sino que fueron extendidas mediante el ajuste a una curva exponencial. Por otra parte, en el caso de la generación en base a gas natural (Figura 2.36) se tiene que en la versión preliminar se asume un CVI constante durante todo el período, mientras que en la actualizada se aprecia un decrecimiento del CVI a lo largo del tiempo. Este contraste se puede deber a que en la versión preliminar se consideró el fuerte proceso de descarbonización que se promueve en el país, por lo que no se desea promover la inversión de nuevas centrales de esta tecnología.

Finalmente, en el caso de la generación geotérmica (Figura 2.37) se puede notar una diferencia importante, ya que en el informe preliminar solo se presenta un escenario base, mientras que en la actualización se construyen tres escenarios según los datos recabados desde fuentes internacionales. Como la tecnología de generación geotérmica no tiene un nivel de maduración elevado, se debe estudiar si los escenarios medio y bajo son factibles de ocurrir en el horizonte de tiempo considerado.

2.7 Introducción

2.7.1 Contexto

La línea presupuestaria “Estrategias Territoriales”, que entrega CORFO bajo el programa de Desarrollo Productivo Sostenible (DPS) al Ministerio de Energía de Chile, tiene como propósito la descarbonización de nuestra matriz hacia el desarrollo de un sistema energético sustentable, la cual deberá realizarse de manera respetuosa con las comunidades, las personas y su calidad de vida, aquello es especialmente relevante en las zonas que han sido afectadas por el uso de tecnologías contaminantes. Para ello es imprescindible mejorar el estándar de evaluación y desarrollo de los proyectos, como también la participación de distintos actores del territorio en su planificación, en consonancia con la Política Nacional de Energía, aprobada mediante el Decreto Supremo N°148 de la Presidencia de la República, de fines del año 2015, que proporciona una visión, estrategia y los lineamientos de largo plazo en el sector energía, especialmente, el tema del ordenamiento territorial energético, y en la actualización quinquenal de la Política Energética Nacional 2050, aprobada por Decreto N°10, de 2022, del Ministerio de Energía.

El objetivo general consiste en buscar el fortalecimiento de la capacidad planificadora del Estado y el otorgamiento de señales de localización como habilitante esencial para el desarrollo de la inversión que requiere la transición energética. Lo anterior importa un desafío muy considerable en términos del uso del territorio, donde la línea de trabajo “Estrategias Territoriales”, objeto de este convenio, busca promover por una parte la sostenibilidad de la infraestructura energética e inversiones asociadas, mediante la definición de estándares y criterios de sustentabilidad, junto con el impulso de normativas ambientales y territoriales necesarias para la transición energética y, por otra, a través de la generación de acuerdos de preferencia territorial del sector energético, que en conjunto favorecerán el despliegue e inserción territorial de la infraestructura energética, con definiciones preventivas a los aspectos que posteriormente se abordarán en la tramitación ambiental de los proyectos y en los permisos sectoriales que correspondan.

El Proyecto 1, “Fortalecimiento del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, definido en la Ley General de Servicios Eléctricos” tiene como objetivo actualizar los modelos prospectivos de proyección energética y adecuar la metodología del proceso mandatado en la Ley General de Servicios Eléctricos, de manera de fomentar el desarrollo local y las características de infraestructura energética estratégica que permitan cumplir con la Ley Marco de Cambio Climático y los instrumentos de gestión ambiental allí definidos.

Este informe da cuenta de los avances del proyecto respecto a todas las actividades, las que se han priorizado y trabajado en conjunto con la contraparte técnica del Ministerio de Energía.

2.7.2 Objetivos

2.7.2.1 General

Actualizar los modelos prospectivos de proyección energética y adecuar la metodología del proceso mandatado en la Ley General de Servicios Eléctricos, de manera de fomentar el desarrollo local y las características de infraestructura energética estratégica que permitan cumplir con la Ley Marco de Cambio Climático y los instrumentos de gestión ambiental allí definidos. Este proyecto es coherente con los requerimientos que se establecerán a nivel legal en el Proyecto de Ley de Transición Energética, fomentando la inserción de fuentes renovables y limpias para la transición energética y cumplimiento del mandato legal de ser un país resiliente y carbono neutral antes del año 2050.

2.7.2.2 Específico para Actividad 1

Establecer una metodología y proyectar los costos de inversión de las tecnologías de generación hasta el año 2060 bajo 3 escenarios, con un desglose que permita levantar y diferenciar las condicionantes nacionales; como el terreno, la mano de obra, el precio del cemento, de aquella infraestructura empaquetada que se importa, esto a nivel nacional, incluyendo Magallanes y Aysén. Adicionalmente deberá definir una propuesta del costo de la expansión de la transmisión nacional, para los distintas regiones y segmentos.

2.7.3 Alcances y condicionantes

En acuerdo con la contraparte del Ministerio, tanto el análisis de las metodologías como las propuestas de mejoramiento y complemento se efectúan bajo un enfoque eminentemente práctico, factible de ser implementado y usado en los próximos ejercicios de la PELP. Esto se extiende a los condicionantes sobre la disponibilidad de información para alimentar los modelos las que se detallan como sigue:

- Información de tipo pública.
- De actualización periódica.
- Con estructuras de datos procesables por software.

Por su parte los desarrollos fueron limitados a información al alcance del equipo de trabajo, quedando fuera de los análisis la información de acceso restringido o cerrado existente. En particular, excluyendo información privada y/o restringida que se maneja al interior del Ministerio de Energía (MEN) y la Comisión Nacional de Energía (CEN).

2.7.4 Enfoque metodológico general de la actividad

El desarrollo de la actividad se llevó a cabo siguiendo los siguientes pasos metodológicos:

2. Revisión y análisis crítico de metodología vigente.
 - Análisis de fuentes de información. En la que se determina la factibilidad de mejorar o incorporar nueva información.
 - Propuestas de mejoramiento. Esto, sobre la base de los pasos 1 y 2.
 - Actualización de antecedentes. En donde se aplican las metodologías para obtener los resultados de proyección con la información más reciente.
 - Contraste metodológico. En el que se comparan las proyecciones obtenidas con aquellas usadas en la última versión pública de la PELP.

La exposición en el presente documento sigue la misma estructura.

2.8 Análisis crítico de metodologías vigentes

2.8.1 Descripción general de metodología

La metodología mencionada en el informe de la PELP 2018 – 2022²¹ [1] y en el reporte de Actualización de Proyecciones de Costos de Inversión para Tecnologías de Generación 2021 [2] proporcionado de la contraparte, utilizan tendencias de costos inversión, operación y mantenimiento obtenidas desde referencias internacionales, considerando la situación actual de cada tecnología en Chile, para así construir tres trayectorias de costos, en su mayoría con un punto de costo de inversión inicial común. Complementariamente, la contraparte detalla que para la PELP 2023 – 2027, se amplía la metodología, e incorpora una tasa de crecimiento diferenciada entre la maduración tecnológica, y los costos asociados a productos o servicios nacionales, los que se ven mayormente afectados por el crecimiento económico, competencia del mercado u otros insumos que no necesariamente decaen en el tiempo. Con esto como contexto, la metodología se resume en los siguientes pasos:

2. Cálculo de las proyecciones de costo de inversión:

- Utilizando referencias nacionales, se determina el costo de inversión inicial (CVI) [\$/kW] para cada una de las tecnologías de generación analizadas, correspondiente al costo estimado de instalación actual de una nueva planta en Chile.
- Se obtienen las series o proyecciones de costos de inversión referenciales (CAPEX) de cada tecnología desde referencias internacionales, las que usualmente presentan valores hasta el año 2050. Estas se extienden hasta el año 2060 considerando la tendencia de los últimos años en el caso de las tecnologías renovables, y se mantiene como constante el último costo del año 2050 en el caso de las tecnologías térmicas.
- Se obtiene el desglose de costos por componente y servicio para cada tecnología de generación desde reportes nacionales. A partir de lo anterior, se realiza la diferenciación entre los costos importados y costos nacionales, obteniendo el valor porcentual de cada uno de los costos con respecto al costo total de inversión actual para cada tecnología de generación. De las proyecciones de CAPEX obtenidas, se obtiene la tasa de crecimiento anual del costo importado proyectado para cada una de las tecnologías de generación, utilizando la siguiente ecuación:

$$T_{importado}_{[t+1,i]} [\%] = \frac{CVI_{[t+1,i]} - CVI_{[t,i]}}{CVI_{[t,i]}}$$

Donde T es la tasa de crecimiento, t el subíndice correspondiente al año considerado, i el subíndice correspondiente a la tecnología de generación.

²¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_corregido_pelp_2018-2022.pdf

- Con el CVI para cada tecnología de generación, se procede a proyectar el costo de inversión desde el año 2020 hasta el 2060. Esto se realiza con la siguiente expresión:

$$CVI_{total[t+1,i]} = CVI_{nacional[t,i]} \cdot (1 + T_{importado[t,i]}) + CVI_{importado[t,i]} \cdot (1 + T_{nacional[t,i]})$$

Donde T es la tasa de crecimiento, t el subíndice correspondiente al año considerado, i el subíndice correspondiente a la tecnología de generación.

- Utilizando las proyecciones obtenidas mediante las ecuaciones presentadas anteriormente, se determinan tres escenarios de tendencia, alto, medio y bajo.
 - a. El Escenario Alto se define como el valor máximo anual de las proyecciones calculadas, con la condición de que dicho valor debe ser menor o igual al valor de su año predecesor.
 - b. El Escenario Bajo corresponde al valor mínimo anual de las proyecciones calculadas.
 - c. El Escenario Medio se calcula como el promedio anual entre el Escenario Alto y el Escenario Bajo.

El valor del costo de inversión de influencia nacional para cada tecnología de generación utilizada para la proyección de los costos de inversión para el año 2023 al 2060, se menciona en el reporte de Actualización de Proyecciones de Costos de Inversión para Tecnologías de Generación 2021 [2] de la contraparte, que proviene de informes nacionales. Como metodología inicial, la tasa de crecimiento nacional considerada es de 0% para todas las tecnologías de generación durante los años 2023 – 2060.

Las fuentes de información utilizadas en el Informe Preliminar PELP 2023 – 2027 [3], cuyo informe fue publicado en el 2021, para distintas tecnologías son las siguientes:

- Bloomberg New Energy Finance – Global PV Market Outlook, 2020.
- Energy Information Administration – Annual Energy Outlook 2021²².
- National Renewable Energy Laboratory – Annual Technology Baseline 2020²³.

En cuanto a la definición del costo de inversión actual (CVI) de cada tecnología se utiliza el siguiente informe nacional:

²² <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo21/>

²³ <https://atb-archive.nrel.gov/electricity/2020/about.php>

- Comisión Nacional de Energía – Informe de Costos por Tecnología de Generación, marzo 2020²⁴ [4].

Para el desglose de costos nacionales e importados para cada tecnología de generación, se utilizan los siguientes informes y reportes nacionales:

- Comisión Nacional de Energía – Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM, marzo 2021²⁵ [5].
- Inodú – Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, diciembre 2019²⁶ [6].
- Comité Solar e Innovación Energética – Presentación CSP Tecnología de Torre, abril 2020 [7].
- Ministerio de Energía – Mesa de Geotermia realizada durante los años 2017 y 2018.

2.8.2 Tecnologías de generación

Los costos de inversión utilizados para la versión preliminar de la PELP 2023 – 2027, según la fuente de información indicada, provienen del Informe de Costos por Tecnología de Generación en su versión de marzo 2020 [4]. Sin embargo, hay desarrollos propios con el fin de ajustar estos escenarios de costos a la realidad nacional, según el reporte entregado por la contraparte [8], y que se mencionan a continuación:

- Para el caso de la tecnología de generación eólica, se considera el caso de una torre de 101 [m] de altura con un aerogenerador de 5,5 [MW] (altura recomendada de proyectos para la zona norte del país) y el de una torre de 140 [m] de altura (altura recomendada para proyectos en la zona sur del país) con aerogenerador de 6 [MW], siendo casos de análisis diferentes al presente en la fuente indicada en el informe preliminar de la PELP. Para obtener el CVI, se menciona como fuente el anexo 3 del informe de Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM de la CNE [5], siendo estos ajustados por el Ministerio de Energía para poder cumplir con estas condiciones técnicas particulares.
- Para el caso de la tecnología de generación CSP, se realiza el análisis para tres tipos de tecnología en función de la cantidad de horas de almacenamiento, considerando una planta de capacidad igual a 111,2 [MWe] para 6 horas, 9 horas y 13 horas. Los datos utilizados para la obtención del punto de inversión inicial provienen de una cooperación entre el Ministerio de Energía y el Comité Solar de Corfo, donde se

²⁴ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

²⁵ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/REx_N%C2%B0198-2021-Aprueba-IT-Definitivo-Costos-Unidad-de-Punta.pdf

²⁶ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/07/Informe-Final-Estudio-de-Costos-de-Inversi%C3%B3n-2019.pdf>

realizó un análisis comparativo de las distintas variaciones tecnologías que son más factibles de implementar en Chile y sus respectivos costos, basados en el potencial renovable calculado por el Ministerio de Energía y el software SAM de NREL [7].

- Para el caso de la tecnología a carbón, el informe de la CNE no considera costos para las centrales térmicas a carbón, esto en base al plan de descarbonización anunciado el día 4 de junio de 2019, y actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía. No se menciona por la contraparte la fuente de información utilizada ni metodología a seguir para esta tecnología.
- En cuanto a la tecnología de generación diésel, del informe de la CNE [4] se consideran dos tipos tecnologías: termoeléctricas con turbinas a gas duales en ciclo abierto (CA) y grupos motor-generator en base a petróleo diésel. Considerando que las termoeléctricas con turbinas a gas duales en CA son análogas a la tecnología de generación a gas natural en CA, se asume que las proyecciones de CVI internacionales, los desgloses de costos de inversión, y la distribución de costos internacionales y nacionales son similares entre ambas tecnologías.

2.8.3 Tecnologías de almacenamiento

En el caso de las tecnologías de almacenamiento, para la determinación de los costos de inversión utilizados para la versión preliminar de la PELP 2023 – 2027 se consideran las siguientes opciones y supuestos:

- Baterías tipo BESS, cuya capacidad de almacenamiento varía entre 1, 2 y 4 horas, con una eficiencia de 81% en el ciclo completo de carga.
- Soluciones de aire comprimido (CAES), las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas con una eficiencia cercana al 60%.
- Reconversión de algunas de las centrales actualmente a carbón que se van a retirar del sistema. Se modela la alternativa de reconversión a baterías de Carnot, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 o 12 horas, con una eficiencia de 36%
- Centrales de bombeo hidráulico en la zona norte del sistema, en base a información que se ha sido levantada por estudios específicos respecto al potencial que podría desarrollarse en el país.

Los procedimientos y metodologías específicos usados no están disponibles en forma documentada y fueron, usualmente, transmitidos por la contraparte en reuniones de trabajo.

2.8.4 Análisis crítico

Una versión preliminar del análisis crítico se sintetiza en los siguientes puntos:

- Fortalezas y debilidades
 - Fortalezas como: reproducibilidad y transparencia de fuentes de información y procedimientos.

- Debilidades como: carencia de proyecciones nacionales para algunas variables que podrían tener incidencia, tratamiento unificado entre áreas del MEN, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Recomendaciones. En función de los que es posible mejorar de las metodologías y datos. Entre ellas:
 - Evitar “forzar el decrecimiento” en proyecciones de CAPEX de nuevas tecnologías.
 - Usar filtrado de escenarios de proyecciones de CAPEX por plausibilidad (criterio experto apoyándose en los comités), por ejemplo, sacando tendencias muy conservadoras, radicalmente discrepantes entre fuentes o que sólo sean aplicables a zonas específicas, como USA o la UE donde puedan existir eventuales restricciones de mercado.
 - Uniformar la moneda entre fuentes y proyecciones.
 - Uniformar el criterio de extensión de las proyecciones más allá de las fuentes internacionales.
 - Tratamiento de costo inicial de tecnologías sin presencia en Chile.
 - Tratamientos específicos para tecnologías de almacenamiento.
 - Clasificación de componentes de costo nacional/internacional de tecnologías de generación.
- Precisar/detallar y analizar fuentes de información (nacionales e internacionales) de valores de inversión.

Una desventaja de las fuentes internacionales utilizadas es que no poseen descripciones detalladas de todos los escenarios que presentan para cada tecnología, por lo que no es directo obtener el motivo de la trayectoria que siguen algunas proyecciones y, por ende, decidir si estas verdaderamente aplican para la realidad futura del país.

Si bien en la metodología vigente se realiza la distinción entre un porcentaje de costos importados y nacionales, estos últimos no poseen tendencias proyectadas hacia el futuro como ocurre con los costos importados. Por otro lado, no se considera realizar ajustes por inflación a las cifras presentadas en fuentes internacionales. Estos puntos se abordarán al momento de realizar nuevas propuestas metodológicas.

Para el caso de los CAES, la curva de costo escalonada puede ajustarse mejor utilizando proyecciones más actualizadas para esta tecnología.

2.9 Análisis de fuentes de información

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de las principales fuentes de información que finalmente fueron consultadas para el desarrollo de esta actividad, donde se especifican detalles de la información como su origen, tipo de acceso y frecuencia de actualización.

Tabla 2.21: Resumen de fuentes de información relevantes consultadas.

Sector	Fuente	Detalles
Comercio Exterior	Banco Central de Chile (BCCh)	Nacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Costos de mano de obra	Instituto Nacional de Estadísticas (INE)	Nacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Proyecciones de costos de inversión	Energy Information Administration (EIA)	Internacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
	National Renewable Energy Laboratory (NREL)	Internacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
	International Energy Agency (IEA)	Internacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Sistemas Medianos	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Nacional – Público y de acceso abierto – Actualización periódica
Terrenos	Servicio de Impuestos Internos (SII)	Nacional – Público, pero no libremente disponible – Actualización periódica
Transmisión	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Nacional – Público, pero con acceso restringido en algunos ámbitos – Actualización periódica

(Es la idea citar también las fuentes analizadas pero que fueron descartadas por no cumplir con los criterios del alcance del estudio).

2.9.1 Proyecciones nacionales

A escala nacional, se dispone de proyecciones del PIB y de la población, que son usados para construir las proyecciones de demanda de los distintos energéticos. Luego de un proceso de búsqueda general, no se identificaron otras fuentes de información para proyecciones de variables relevantes de la PELP, como las asociadas a componentes de los costos de desarrollo de tecnologías de generación eléctrica que se vinculan al ámbito local. Por ende, toda proyección de costos, a este respecto, estaría limitada a lo que pudiera llegar a derivarse de las de PIB y población usando métodos econométricos.

2.9.2 Proyecciones internacionales

Las fuentes internacionales para el desarrollo de la PELP buscan caracterizar las tendencias de los costos de inversión de las diferentes tecnologías para un horizonte temporal

específico. Las principales fuentes que han sido utilizadas y se mantienen como la elección propicia corresponden a IEA y NREL, ya que las bases de datos que ofrecen son actualizadas anualmente, además de considerar a todas las tecnologías de generación incluidas en la PELP.

Sin embargo, una fuente que se utilizó en ediciones pasadas de la PELP pero que no se recomienda en el presente estudio es Bloomberg BNEF, ya que, si bien esta se actualiza de forma periódica, no es de acceso abierto como para acceder libremente a la información que esa fuente puede ofrecer.

2.9.3 Componentes de costo nacional

Con respecto a la identificación de las condicionantes nacionales que puedan influir en la proyección de costos de inversión de las tecnologías, se revisaron informes, reportes y estadística disponible en instituciones nacionales, relacionados con la valorización de sistemas de transmisión eléctrica nacional²⁷, con costos asociados a materiales de construcción, como el cemento y el acero, y con los costos de la mano de obra a nivel país.

El Instituto Nacional de Estadísticas entrega información histórica, y actualizada regularmente, de diversos temas relacionados con componentes de costo nacional, como costos de mano de obra e índices de costos de materiales. Respecto de la mano de obra, el ítem Remuneraciones y Costos Laborales²⁸ [9], específicamente los datos sobre Costo de la Mano de Obra por Hora Total para el sector Construcción durante el periodo de enero del 2016 a octubre del 2023 muestra en el gráfico de la Figura 2.1.

²⁷ https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/11/Informe-de-Avance-N1_V2.pdf

²⁸ <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/sociales/mercado-laboral/remuneraciones-y-costos-laborales>

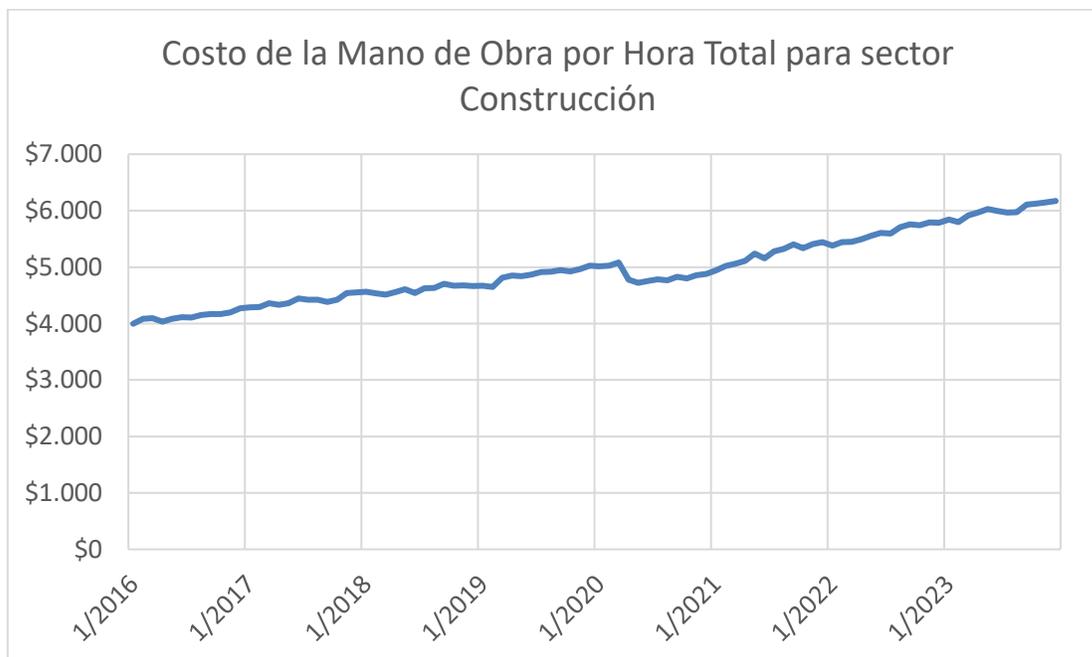


Figura 2.38: Costo de la Mano de Obra por Hora Total para el sector Construcción periodo 2016 – 2023.

En la Tabla 2.2 se calcula el promedio anual del Costo de Mano de Obra para el sector Construcción y su variación anual.

Tabla 2.22: Promedio y variación anual del Costo de Mano de Obra para el sector Construcción para el periodo 2016 – 2023.

Año	Promedio anual del Costo de Mano de Obra [CLP]	Variación anual del Costo de Mano de Obra [%]
2016	\$ 4.122	-
2017	\$ 4.401	6,8
2018	\$ 4.607	4,7
2019	\$ 4.865	5,6
2020	\$ 4.858	-0,1
2021	\$ 5.227	7,6
2022	\$ 5.610	7,3
2023	\$ 6.004	7,0

2.10 Metodología propuesta

2.10.1 Descripción general de propuesta

En esta sección se describen los cambios explorados y propuestos con el fin de mejorar y/o complementar a la metodología vigente empleada por la contraparte.

2.10.2 Tecnologías de generación

En todas las fuentes consultadas, ya sea nacionales o internacionales, las centrales solares fotovoltaicas siempre se consideran con un solo eje de seguimiento, por lo que para considerar los casos con dos ejes de seguimiento o de plano sin seguimiento se deben explorar otros procedimientos aún no explorados.

Por otro lado, en el caso de la tecnología eólica no se suelen realizar distinciones entre aerogeneradores de distintas capacidades o alturas. La información que se suele encontrar en la literatura es el costo estimado de la torre de un aerogenerador en función de su potencia, sin importar la altura específica que pueda llegar a tener.

Además, se recomienda no forzar el decrecimiento de las proyecciones finales. En su lugar, se recomienda descartar escenarios que sean poco razonables. Por ejemplo, en el caso de la fuente internacional NREL existen escenarios denominados como “conservadores”, los cuales asumen que los CVI de todas las tecnologías se mantendrán constantes a lo largo de todo el horizonte de proyección, lo cual no es realista considerando los avances tecnológicos alcanzados en los últimos años.

2.10.2.1 Proyecciones de costos de inversión

Las principales fuentes internacionales donde se obtuvieron las proyecciones de costos corresponden a NREL e IEA como se mencionó en la sección 2.3.2. Sin embargo, las referencias de los dólares utilizados en cada referencia se encuentran desactualizadas, además de ser diferentes. En el caso de NREL, utiliza como año base el 2021, mientras que IEA utiliza el año 2022. En consecuencia, las proyecciones son llevadas a dólares equivalentes del año 2023, utilizando los datos de inflación para Estados Unidos Publicados por el Bureau of Labor Statistics²⁹.

Además, se recomienda no forzar el decrecimiento de las proyecciones finales para que todos los escenarios considerados (alto, medio y bajo) sigan una tendencia similar. En su lugar, se recomienda descartar proyecciones que sean poco razonables. Para contextualizar lo anterior, en el caso de la fuente internacional NREL existe un escenario denominado como “conservador”, el cual asume que los CVI de todas las tecnologías se mantendrán constantes a lo largo de todo el horizonte de proyección. Este mismo escenario en ediciones pasadas de los estudios internacionales decrecían a lo largo del tiempo, por lo que se estima mejor no considerar ese tipo de escenarios en nuevas actualizaciones de los datos.

²⁹ <https://www.bls.gov/>

Por otro lado, una limitante de las proyecciones de costos de inversión elaboradas por las distintas fuentes internacionales consultadas es que estas finalizan en el año 2050, lo cual no es suficiente para cubrir el horizonte de proyección de este estudio. Por ello, se exploraron tres métodos para extrapolar los datos faltantes.

El primer método se basa en realizar una proyección lineal siguiendo la pendiente formada por los últimos cinco puntos de cada proyección, mientras que el segundo método se basa en buscar un polinomio que se aproxime al comportamiento de la proyección, esto también utilizando los últimos cinco puntos de cada proyección mediante el uso de la interpolación de Newton.

Para elegir entre estos dos métodos, se procede a extrapolar puntos que ya existen dentro de las proyecciones, con el fin de determinar cuál método logra tener un menor error cuadrático medio en las estimaciones. Tras este procedimiento, el método seleccionado es realizar proyecciones lineales, influenciado principalmente porque la gran mayoría de las proyecciones siguen un comportamiento lineal por tramos.

Por último, para lograr que las curvas tiendan a un valor constante hacia el final del horizonte de proyección como ocurre en la última edición de la PELP, pero sin la necesidad de fijar algún valor específico, es que se explora un último método. Este consiste en realizar un ajuste del decaimiento de las derivadas de los datos a una función exponencial decreciente, cuya ecuación sería de la forma:

$$f(x) = A \cdot e^{-t \cdot x} + B$$

Este método fue el que entregó mejores resultados, ya que no solo contiene información sobre el comportamiento de las tendencias internacionales, sino que también logra que las curvas empiecen a estabilizar sus valores en el futuro, lo que a su vez refleja que las tecnologías alcanzarán un punto de madurez donde sus costos dejarán de decrecer de manera indefinida.

2.10.2.2 Extensión de costos a sistemas medianos

Hasta el momento se ha presentado tanto la metodología como las proyecciones de valores de inversión para las diferentes tecnologías de generación asumiendo que estas se emplazarían en el SEN. Sin embargo, existe la necesidad de extender lo mencionado con anterioridad a los sistemas medianos (SSMM) presentes en el país, ya que estos son los encargados de abastecer la demanda de energía eléctrica en las localidades más remotas.

Para efectos del presente estudio, en la Tabla 2.3 se muestran las principales características de los SSMM considerados en el estudio, donde esta información se encuentra presente en los Estudios de Planificación y Tarifación de Sistemas Medianos elaborados por la CNE para

el cuatrienio 2022-2026³⁰, donde para los SSMM de la región de Magallanes se utiliza el informe técnico definitivo, mientras que para los SSMM de las regiones de los Lagos y Aysén se utilizan los informes técnicos preliminares.

Tabla 2.23: Características de sistemas medianos considerados en el estudio.

SSMM Caracte- rística	Cochamó	Hornopirén	Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes	Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams
Ubicación	X Región	X Región	XI Región	XII Región
Tensión en transmisión [kV]	-	-	23-33	13,2-23-66
Potencia instalada [kW]	5.800	4.615	68.978	132.270

Con el fin de valorizar las instalaciones eléctricas en estos SSMM, la CNE entrega una serie de recargos en los estudios mencionados anteriormente, los cuales son aplicables a los precios unitarios de cada componente de costo de las instalaciones, asumiendo que estas se encuentran emplazadas dentro del SEN.

Es importante señalar que el tipo de recargos utilizados depende del tipo de instalación considerada. En el caso de las unidades de generación, el precio final de estas se determina a través de la siguiente ecuación:

$$CVI_{SSMM_i} = [Valor_{FOB_i} \cdot (1 + FST + MM + ME + OC) \cdot (1 + Ing + PM + GG) \cdot (1 + II)] + BI + CE$$

Donde:

- FST: Recargo porcentual por Fletes, Seguros y Transporte.
- MM: Recargo porcentual por Montaje Mecánico.
- ME: Recargo porcentual por Montaje Eléctrico.
- OC: Recargo porcentual por Obras Civiles.
- *Ing*: Recargo porcentual por Ingeniería.
- *PM*: Recargo porcentual por Puesta en Marcha.
- *GG*: Recargo porcentual por Gastos Generales.
- *II*: Recargo porcentual por Intereses Intercalarios.
- *BI*: Recargo porcentual por Bienes Intangibles.

³⁰ <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/tarifacion-sistemas-medianos/proceso-de-tarifacion-2022-2026/>

- CE : Recargo porcentual por Capital de Explotación.

Por otro lado, el costo unitario para el resto de las instalaciones (transmisión, transformadores, etc.) se detalla en la siguiente ecuación:

$$CVI \text{ otros } SSMM_i = [(PU_i \cdot (1 + FB + B + FO) + MO) \cdot (1 + Ing + GG)] \cdot (1 + II) + BI + CE$$

Donde:

- FB : Recargo porcentual por Flete a Bodega.
- B : Recargo porcentual por Bodegaje.
- FO : Recargo porcentual por Flete a Obra.
- MO : Valor de Montaje.

En la Tabla 2.4 muestra para cuáles tecnologías de generación han sido calculados los recargos para cada SSMM en los estudios de planificación y tarificación elaborados por la CNE, donde se especifican los casos donde los recargos solo se tienen para un sector de cada SSMM.

Tabla 2.24: Información de recargos por tecnología para cada SSMM.

SSMM Tecnología	Cochamó	Hornopirén	Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes	Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams
Fotovoltaica	No	No	Sí* (Aysén)	No
Eólica	No	No	Sí* (Aysén)	Sí* (Punta Arenas)
CSP	No	No	No	No
Hidroeléctrica	Sí	Sí	Sí	No
Biomasa	No	No	No	No
Geotérmica	No	No	No	No
Térmicas	Sí	Sí	Sí	Sí

* = Información disponible para sector indicado del SSMM.

La metodología utilizada para obtener los recargos faltantes según lo expuesto en la Tabla 2.4 se resume en la Figura 2.2, donde se emplea como base el desglose de costos presente en el Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación elaborado por Inodú [6].

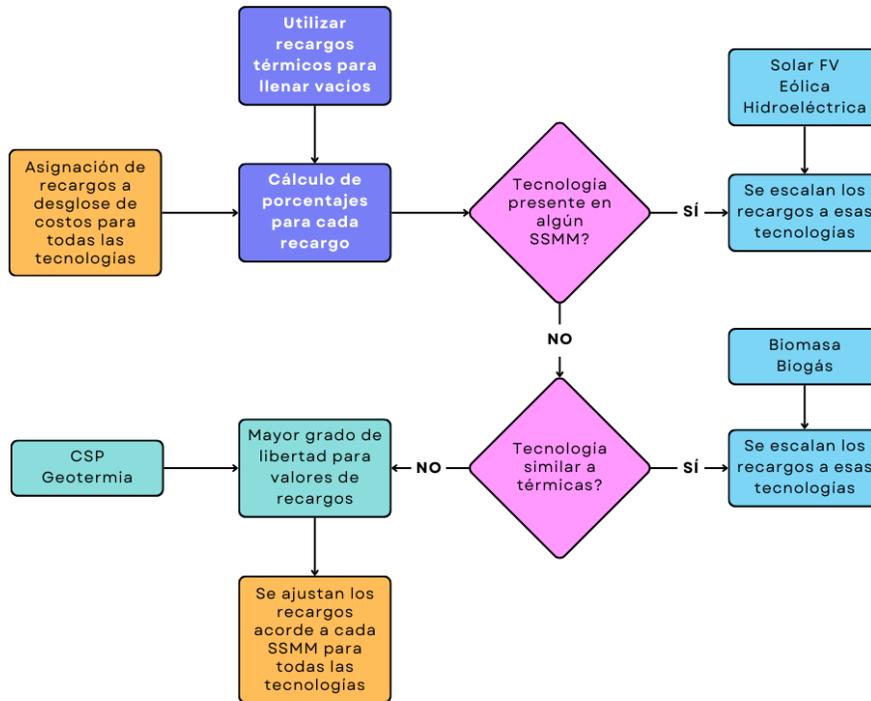


Figura 2.39: Metodología empleada para calcular recargos faltantes.

Para el desglose de cada tecnología, se asigna a cada uno de sus componentes una de las posibles categorías de recargos, donde también se rescata el costo monetario asociado a cada componente. Con el objetivo de ajustar los costos monetarios al formato de los recargos, estos se expresan en forma de porcentaje respecto al costo de inversión total de cada tecnología.

Luego, los porcentajes obtenidos para cada tecnología son escalados para que estos sigan las tendencias de los recargos reportados por la CNE, donde se tienen los siguientes tres casos.

- **Tecnología presente en algún SSMM:** En el caso que se disponga de antecedentes incompletos según lo reportado en los informes elaborados por la CNE, se utilizará esa información para escalar los recargos calculados. Esto ocurre para las tecnologías solar fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica.
- **Tecnología similar a térmicas:** En el caso que la tecnología considerada comparta similitudes con las centrales térmicas, se utilizará esa información para escalar los recargos calculados. Esto ocurre para las tecnologías que operan en base a biomasa y biogás.
- **Tecnologías restantes:** Para el resto de las tecnologías, se permite un mayor grado de libertad para escalar el valor de los recargos, ya que estas corresponden a las tecnologías que tienen los CVI más elevados. Esto ocurre para las tecnologías CSP y geotérmica.

Como paso final, los recargos obtenidos se multiplican por factores de corrección que dependen de la tecnología y del tipo de recargo, cuyo objetivo es ajustar el valor de los recargos a las condiciones de cada SSMM, tal como se puede apreciar en la siguiente ecuación. Cabe destacar que la ecuación solo aplica para las de tecnologías de generación, debido a que, para el resto de las instalaciones los recargos son reportados directamente en los anexos de los estudios elaborados por la CNE.

$$\text{Recargo final}_{i,j} = \text{Recargo Calculado}_{i,j} \cdot \text{Factor Corrección}_{i,j}$$

Estos factores de corrección corresponden al cálculo de la razón entre los valores de los recargos térmicos de cada SSMM y el valor promedio de esos mismos recargos, obteniéndose un valor que representa la diferencia porcentual que existe entre cada tipo de recargo respecto a su promedio considerando a todos los SSMM. Los valores de estos factores se muestran en la Tabla 2.5 y la

Tabla 2.6, los cuales deben ser aplicados para todas las tecnologías con el objetivo de ajustar los valores de los recargos a la realidad de cada SSMM.

Tabla 2.25: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.

RECARGO	Promedio Térmicas	Cochamó	Hornopirén	Palena	Aysén	General Carrera
Flete, Seguro y Transporte	8,76%	1,0924	1,0586	1,3281	1,0824	1,1950
Flete	2,42%	1,0665	1,1341	0,8344	0,7921	0,9333
Seguro	0,98%	1,0518	1,1185	0,8229	0,7812	0,9205
Transporte	5,36%	1,1115	1,0134	1,6443	1,2691	1,3638
Montaje Mecánico	5,49%	1,0212	1,0797	0,8962	1,2001	0,9003
Montaje Eléctrico	6,60%	0,4764	0,4166	0,9639	0,5050	0,7408
Obras Civiles	14,74%	1,1450	0,9220	1,5680	1,8918	1,3287
Ingeniería	4,21%	1,4494	1,4938	1,4650	1,4106	1,4040
Puesta en Marcha	1,81%	0,1772	0,1827	0,1791	0,1725	0,1717
Gastos Generales	5,08%	0,6881	0,7092	0,7328	0,9420	1,0900
Intereses Intercalarios	3,43%	0,9246	0,9472	0,9609	0,9526	0,9034

Tabla 2.26: Factores de corrección para calcular recargos finales de todas las tecnologías.

RECARGO	Promedio Térmicas	Puerto Cisnes	Puerto Natales	Punta Arenas	Porvenir	Puerto Williams
Flete, Seguro y Transporte	8,76%	1,5964	0,5389	0,5587	0,6252	0,9242
Flete	2,42%	1,0202	1,0820	1,4088	1,1008	0,6278
Seguro	0,98%	1,0061	1,2050	1,3894	1,0856	0,6191
Transporte	5,36%	1,9655	0,1709	0,0216	0,3255	1,1143
Montaje Mecánico	5,49%	0,9788	0,6498	0,7674	0,8662	1,6403
Montaje Eléctrico	6,60%	0,8215	1,2790	0,6599	1,4893	2,6475
Obras Civiles	14,74%	1,0054	0,4647	0,2585	0,4570	0,9589
Ingeniería	4,21%	1,2072	0,2928	0,2202	0,3634	0,6936
Puesta en Marcha	1,81%	0,1476	2,0993	2,9175	2,3020	1,6505
Gastos Generales	5,08%	0,5258	1,2432	1,1536	1,2743	1,6409
Intereses Intercalarios	3,43%	0,8486	1,0723	1,4065	1,0187	0,9653

Por último, se evaluó la posibilidad de expandir la metodología propuesta anteriormente para incluir a los sistemas eléctricos aislados del país, donde uno de los principales candidatos corresponde al sistema eléctrico de la Isla de Pascua, el cual cumple con los requerimientos necesarios para ser considerado incluso como un SSMM. Sin embargo, no se dispone de información concluyente para incluir un análisis adicional al respecto y, por otra parte, la CNE tampoco elabora estudios y/o informes de este sistema, como si ocurre con el resto de SSMM.

A pesar de las limitaciones mencionadas anteriormente, la metodología propuesta es compatible para ser aplicada a los sistemas eléctricos aislados del país, por lo que esta puede ser replicada en estos sistemas cuando se tengan los antecedentes suficientes.

2.10.3 Tecnologías de almacenamiento

Se consideraron las siguientes tecnologías de almacenamiento: BESS, CSP, Centrales de bombeo, soluciones de aire comprimido (CAES) y Baterías de Carnot.

2.10.3.1 Proyecciones de costos de inversión

De igual forma que en el caso de las tecnologías de generación, las principales fuentes internacionales donde se obtuvieron las proyecciones de costos corresponden a NREL e IEA y el valor del dólar se ajusta a un mismo año base de referencia. De igual modo, se utiliza el mismo procedimiento para completar los años finales de las proyecciones en los casos en que no se encuentren disponibles. A continuación, se presentan los principales aspectos metodológicos de cada tecnología.

2.10.3.1.1 BESS

La metodología de proyección de costos de BESS se basa en una proyección de las componentes de energía y potencia de las distintas componentes de costos del BESS. De esta forma, se obtiene un costo unitario para la componente de energía y otro para la componente de potencia, de forma que el costo total queda determinado por:

CAPEX BESS (\$/kW)

$$= \text{Costo Energía } (\$/kWh) \times \text{Duración } (h) + \text{Costo Potencia } (\$/kW)$$

En el caso de NREL, las proyecciones de costos y rendimiento de las baterías documentadas en el Annual Technology Baseline (ATB) de 2024 se basan en una revisión de la literatura de 16 fuentes de información publicadas en 2022 y 2023 como se detalla en (Cole y Karmakar, 2023)³¹. A partir de estos resultados se desarrollan tres proyecciones para el período 2022 a 2050.

Los tres escenarios para la innovación tecnológica son los siguientes:

- **Escenario de innovación tecnológica conservadora (escenario conservador):** la proyección conservadora consiste en la proyección máxima en 2025 y 2030 a partir de las proyecciones de costos en la revisión de la literatura (Cole y Karmakar, 2023)³². A partir de 2030 se utiliza la proyección con la menor disminución relativa de costos después de 2030, que en este caso corresponde a un 5,8%. En otras palabras, se supone que los costos de las baterías en el escenario conservador disminuirán en un 5,8% de 2030 a 2050.
- **Escenario de innovación tecnológica moderada (Escenario moderado):** Las proyecciones moderadas se toman como el punto medio en 2025, 2030 y 2050 de las proyecciones revisadas. Las proyecciones consistentes con la mediana en 2030 se extienden hasta 2050, por lo que la proyección mediana también se utiliza para 2050.
- **Escenario de innovación tecnológica avanzada (escenario avanzado):** las proyecciones avanzadas se toman como el punto de costo más bajo en 2025, 2030 y 2050 de las proyecciones revisadas. Las proyecciones de costo más bajo también se extienden hasta 2050, por lo que se utilizan estas proyecciones.

Por ejemplo, para un BESS de 4 horas de 60 MW, las proyecciones dan como resultado reducciones del CAPEX de un 18 % en el escenario conservador, 37 % en el escenario moderado y un 52 % en escenario avanzado entre 2022 y 2035. Las tasas de reducción anual promedio son 1,4 %, 2,9 % y 4,0 % para cada escenario respectivo, mientras que en el período 2035 y 2050, estas reducciones son de un 0,3%, 1,5% y 31% para los mismos escenarios respectivos.

³¹ <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>

³² (Cole y Karmakar, 2023)

En todos los escenarios, se espera que los costos de las baterías continúen bajando, con la mayor parte de la reducción proveniente del paquete de baterías. El estudio Storage Futures Study (Augustine y Blair, 2021)³³ describe cómo una mayor parte de esta reducción de costos proviene del componente de costo del paquete de baterías con menos reducciones de costos en BOS, instalación y otros componentes del costo. El informe Storage Futures Study (Augustine y Blair, 2021), BloombergNEF (BNEF)³⁴ y otros anticipan que el crecimiento de la industria de baterías en general, en el sector de la electrónica de consumo, el sector transporte y el sector de servicios eléctricos, conducirá a reducciones de costos a largo plazo.

A corto plazo, algunos analistas esperan precios estables o incluso en aumento para el almacenamiento de baterías. Además, BNEF y otros indican que los cambios en la química de iones de litio (por ejemplo, cambio en el uso del cobalto) también reducirán los costos a medida que la tecnología evolucione. Un tercer factor clave es la innovación continua con una importante investigación corporativa y pública sobre baterías. Por último, el crecimiento del mercado (aprendizaje práctico efectivo) y una mayor diversidad de químicas expandirán y cambiarán la dinámica de la cadena de suministro de baterías, lo que resultará en insumos más baratos para el paquete de baterías (Mann et al., 2022)³⁵.

2.10.3.1.2 CSP

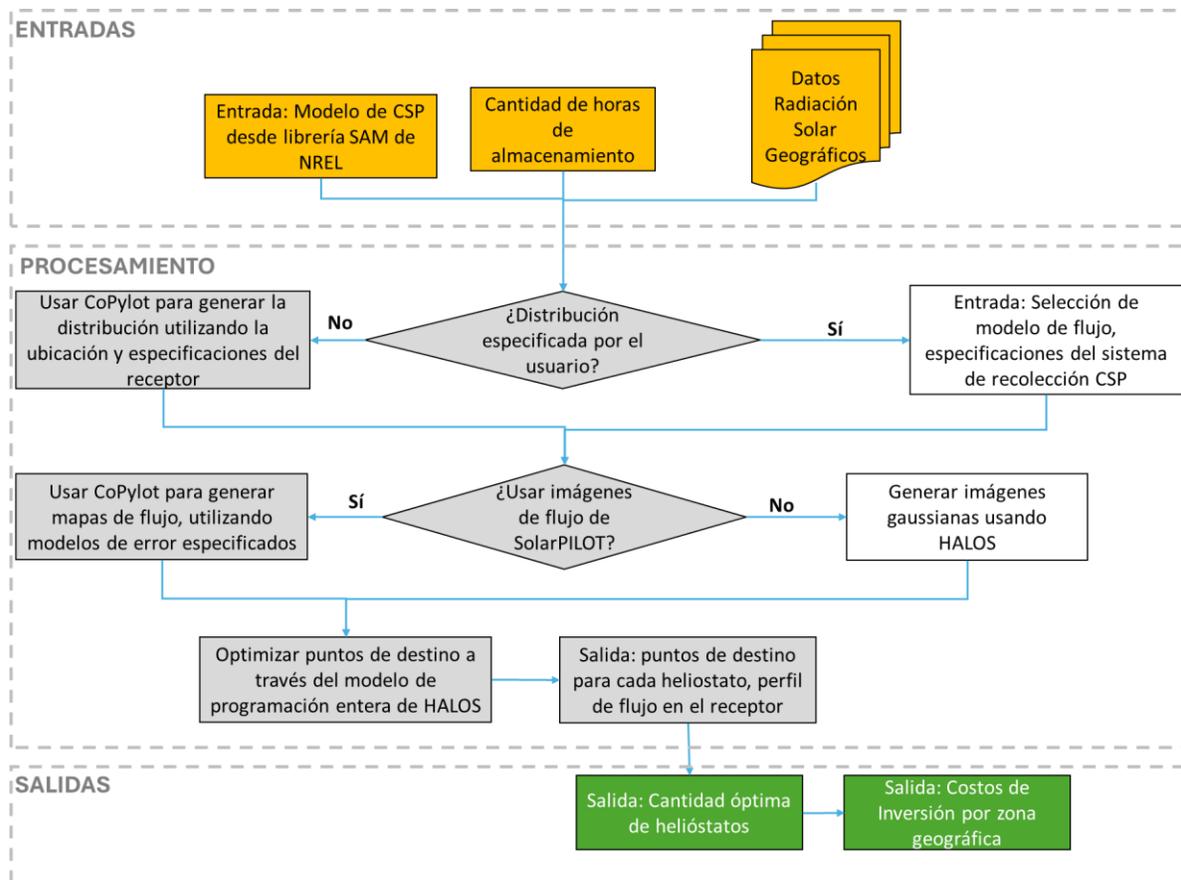
Para la tecnología de generación CSP el desglose de costos importados y nacionales se obtiene del trabajo conjunto entre Ministerio de Energía y el Comité Solar de Corfo [7]. Además, se realizó una herramienta para diferenciar de los costos de instalación centrales CSP utilizando la herramienta SolarPILOT en Python. Esta herramienta es utilizada para optimizar la disposición de los helióstatos (espejos) y evaluar el rendimiento del sistema solar en diversas condiciones. En el código proporcionado, SolarPILOT se emplea a través de la biblioteca CoPilot, la cual permite interactuar con SolarPILOT mediante Python.

El proceso comienza con la inicialización de una instancia de CoPilot, seguida de la creación de una instancia de SolarPILOT y la configuración del archivo meteorológico que contiene los datos climáticos de la ubicación. Posteriormente, se genera el diseño del campo de helióstatos y se simula el rendimiento del sistema solar. Los resultados de la simulación que incluyen la cantidad óptima de helióstatos y los costos de inversión se almacenan finalmente en un archivo CSV para facilitar su revisión y comparación. En la figura a continuación se presenta un diagrama general de los datos de entrada, procesamiento y salidas.

³³ <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>

³⁴ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>

³⁵ <https://www.energy.gov/policy/securing-americas-clean-energy-supply-chain>



2.10.3.1.3 Centrales de bombeo

Los costos de capital se calculan utilizando especificaciones de cada sitio para los embalses, la central eléctrica, la conducción de agua, los componentes auxiliares y los costos indirectos para calcular las especificaciones técnicas y los costos a nivel de componentes que luego se agregan en estimaciones de los costos directos e indirectos totales para cada sitio.

La metodología considera además una categorización de la disponibilidad de los recursos mediante una evaluación de las características del territorio utilizando algoritmos geoespaciales para delinear los límites de los reservorios potenciales.

Respecto a las proyecciones de costos, se espera que los sistemas de circuito cerrado tengan un menor impacto ambiental, mientras que los sistemas que utilizan un embalse existente pueden tener costos más bajos. Los cambios proyectados en los costos de capital se basan en el estudio Hydropower Vision del DOE (DOE, 2016)³⁶ y suponen diferentes grados de mejora y aprendizaje tecnológico. Los tres escenarios para la innovación tecnológica son los siguientes:

³⁶ <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub71766.pdf>

- **Escenario de innovación tecnológica conservadora (escenario conservador):** sin cambios respecto de los costos de CAPEX y O&M de referencia hasta 2050
- **Escenario de innovación tecnológica moderada (escenario moderado):** no hay cambios en los gastos de capital (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento de referencia hasta 2050, en consonancia con el caso de referencia del estudio Hydropower Vision del DOE (DOE, 2016).
- **Escenario de innovación en tecnología avanzada (escenario avanzado):** reducciones de CAPEX del 12 % para 2050 basadas en mejoras de procesos y diseño junto con fabricación avanzada, nuevos materiales y otras mejoras tecnológicas, en consonancia con la tecnología avanzada en el estudio DOE Hydropower Vision (DOE, 2016); sin cambios en O&M.

Las reducciones de costos en el Escenario Avanzado reflejan diversos tipos de innovaciones tecnológicas que podrían aplicarse a las instalaciones de PSH. Estas innovaciones potenciales, que se analizan en la Hoja de Ruta de la Visión de la Energía Hidroeléctrica del DOE (DOE, 2016), son en gran medida similares a las vías tecnológicas para la energía hidroeléctrica sin bombeo. Las innovaciones se resumen en:

- **Modularidad:** Sistemas drop-in que minimizan las obras civiles y maximizan la facilidad de fabricación, reduciendo los costos de obras civiles.
- **Nuevos materiales:** a través del uso de materiales alternativos para la desviación del agua (por ejemplo, tuberías forzadas) con lo cual se consigue una reducción de costos en los materiales de construcción.
- **Bombas y turbinas ecológicas:** mediante el uso de enfoques innovadores para mejorar el desempeño ambiental logrando una reducción de los costos de mitigación ambiental.
- **Conceptos innovadores de circuito cerrado:** considerando diseños fuera del río que permiten un mejor desempeño económico y ambiental combinado permitiendo una reducción de costos ambientales y un aumento de la modularidad y estandarización.

Con estos supuestos se obtiene una tasa de reducción de costos del 0,6 % anual hasta 2035 y del 0,2 % anual entre 2035 y 2050.

2.11 Actualización de antecedentes

Con el objetivo de actualizar las series CAPEX y la tasa de crecimiento para el costo importado para cada tecnología de generación a estudiar, se procede a buscar versiones actualizadas de los reportes e informes internacionales mencionados en la sección 2.2.1, obteniendo lo siguiente:

- Energy Information Administration (EIA) – Annual Energy Outlook 2023³⁷ [10].
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) – Annual Technology Baseline 2023³⁸ [11].

Por lo tanto, utilizando los datos actualizados y siguiendo los planteamientos de la metodología vigente, en los siguientes gráficos (Figura 2.3 a Figura 2.13) se muestran las proyecciones de los costos de inversión según las fuentes internacionales mencionadas anteriormente.

³⁷ https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf

³⁸ <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>

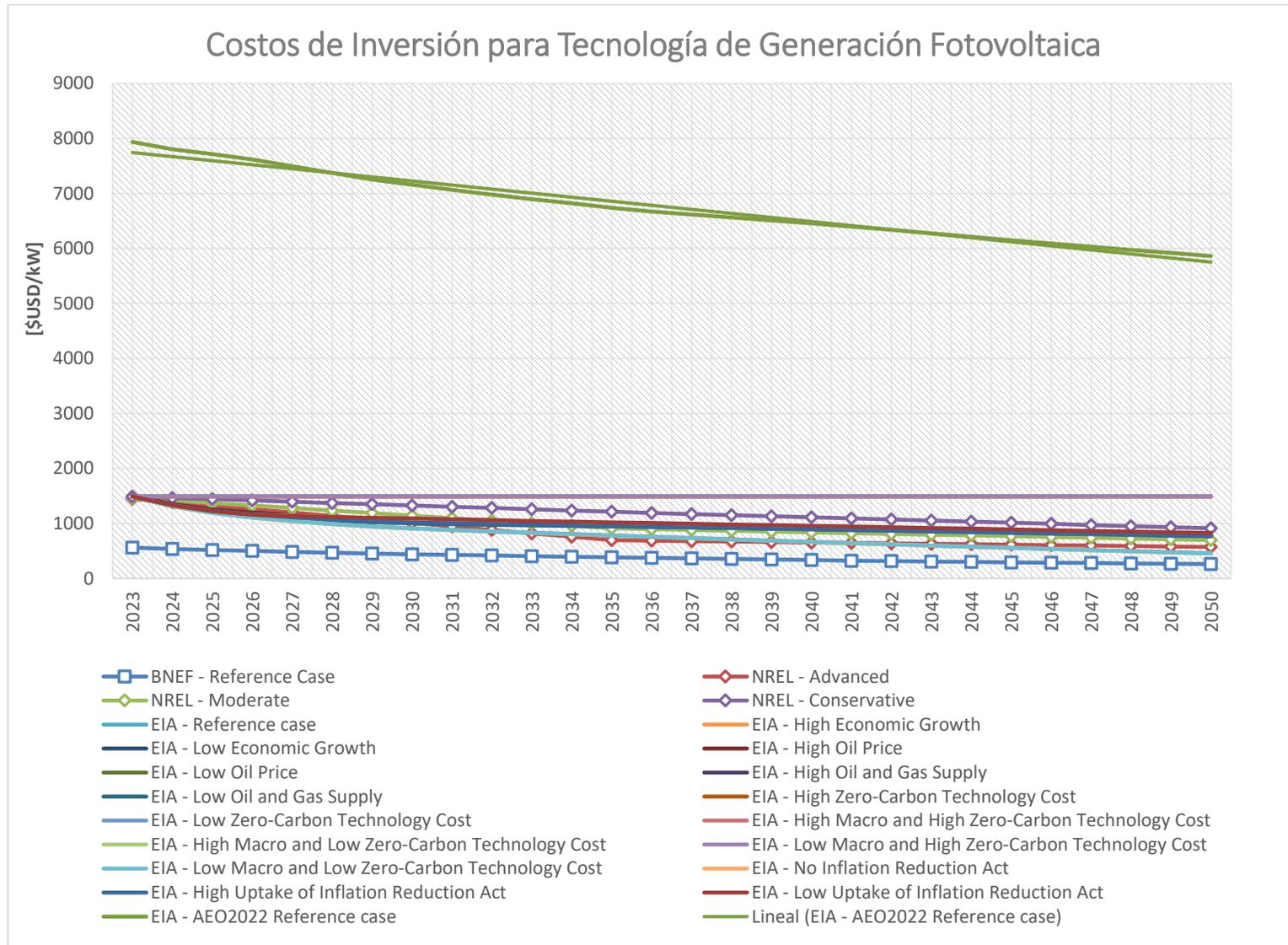


Figura 2.40: Costo de inversión para tecnología de generación fotovoltaica según BNEF 2020, NREL 2023 y EIA 2023.

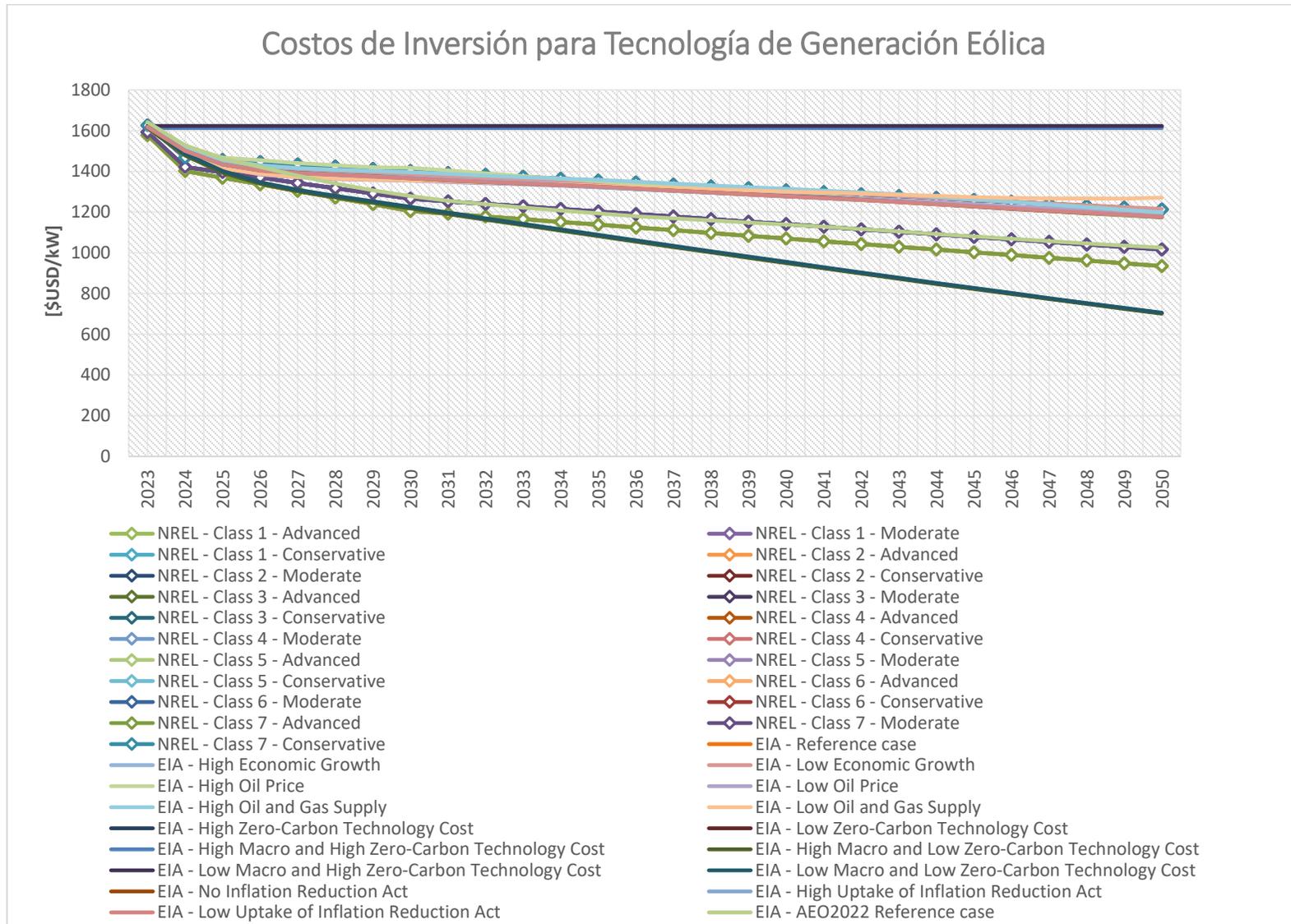


Figura 2.41: Costo de inversión para tecnología de generación eólica según NREL 2023 y EIA 2023.

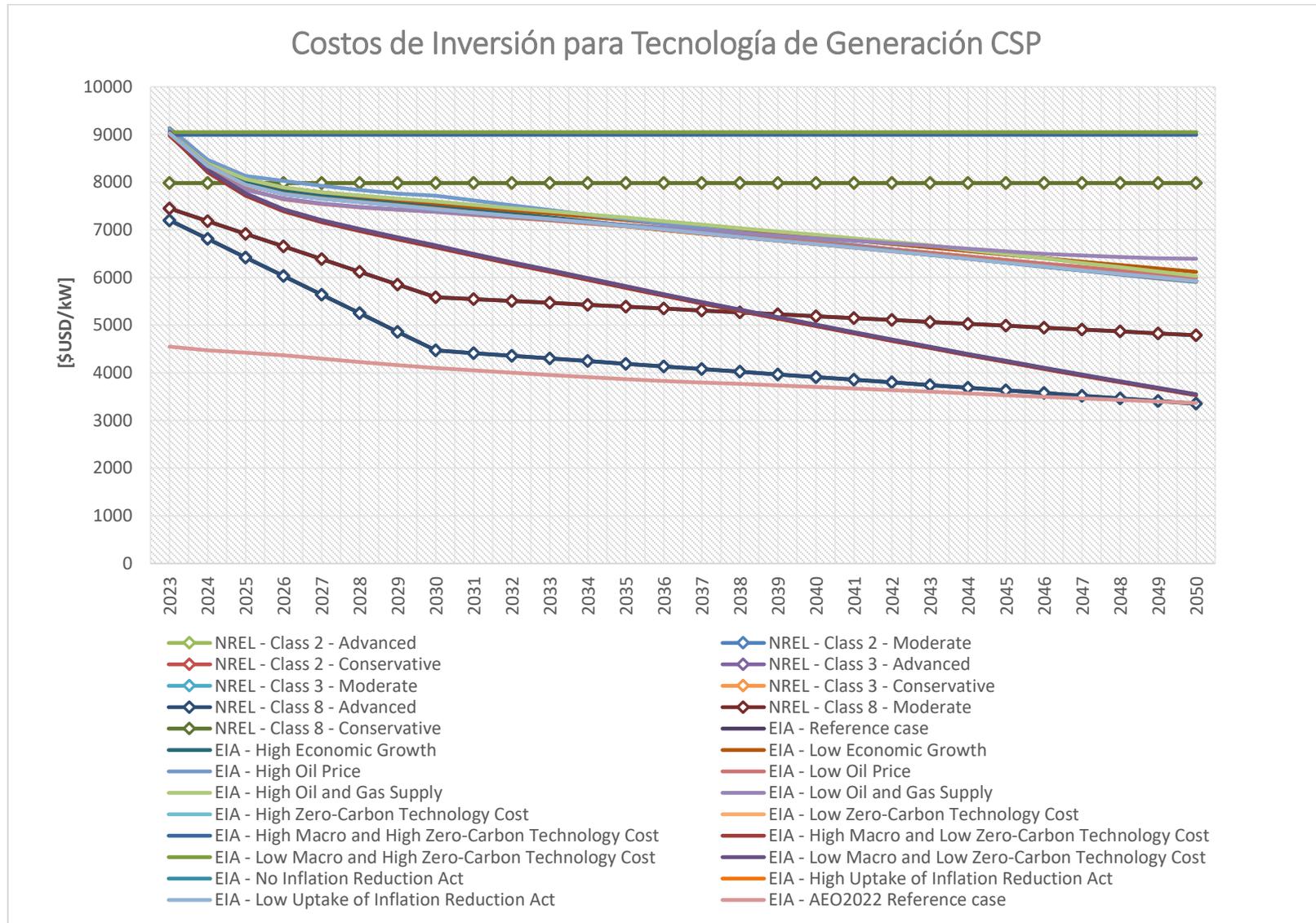


Figura 2.42: Costo de inversión para tecnología de generación CSP según NREL 2023 y EIA 2023.

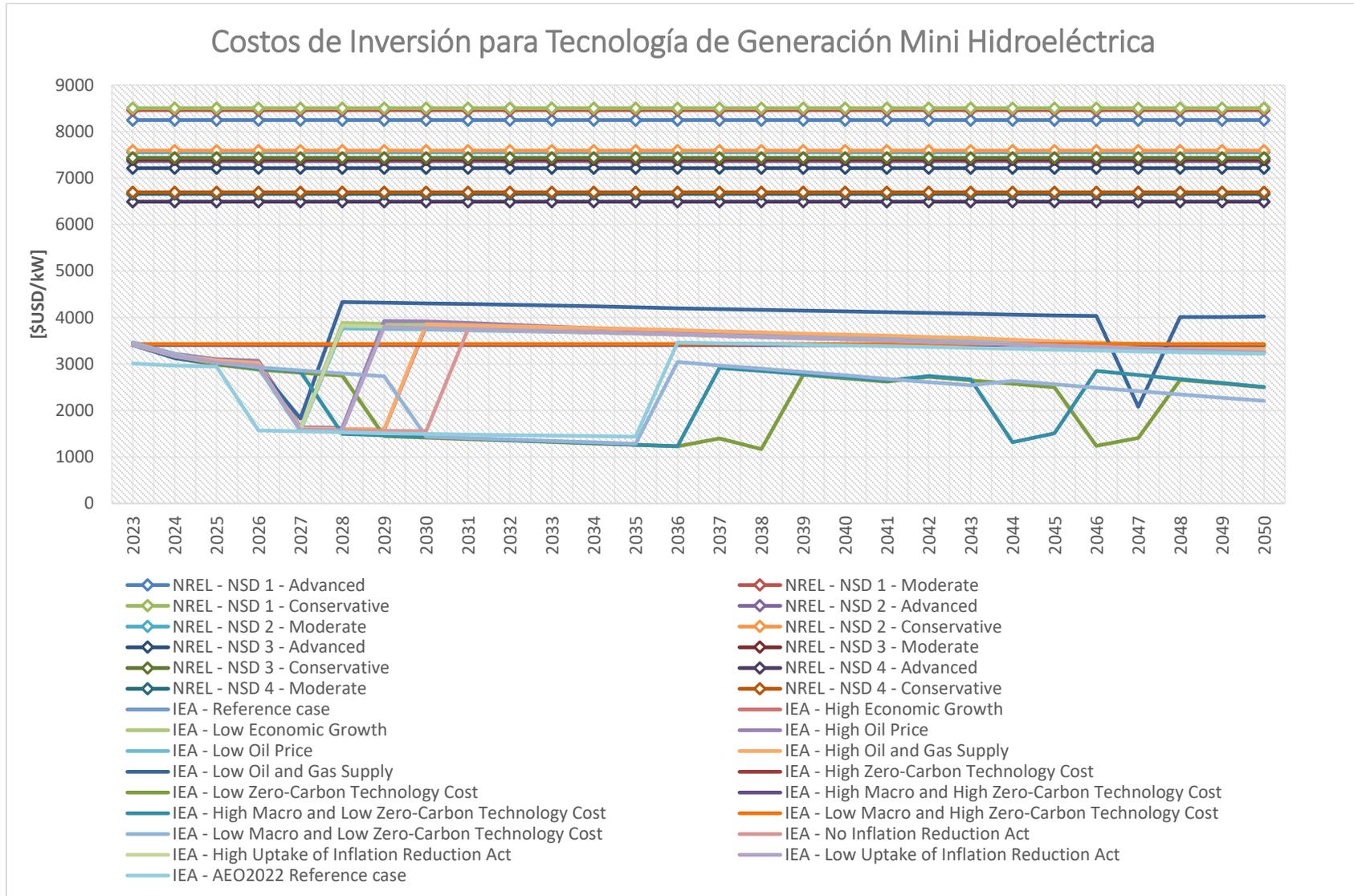


Figura 2.43: Costo de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.

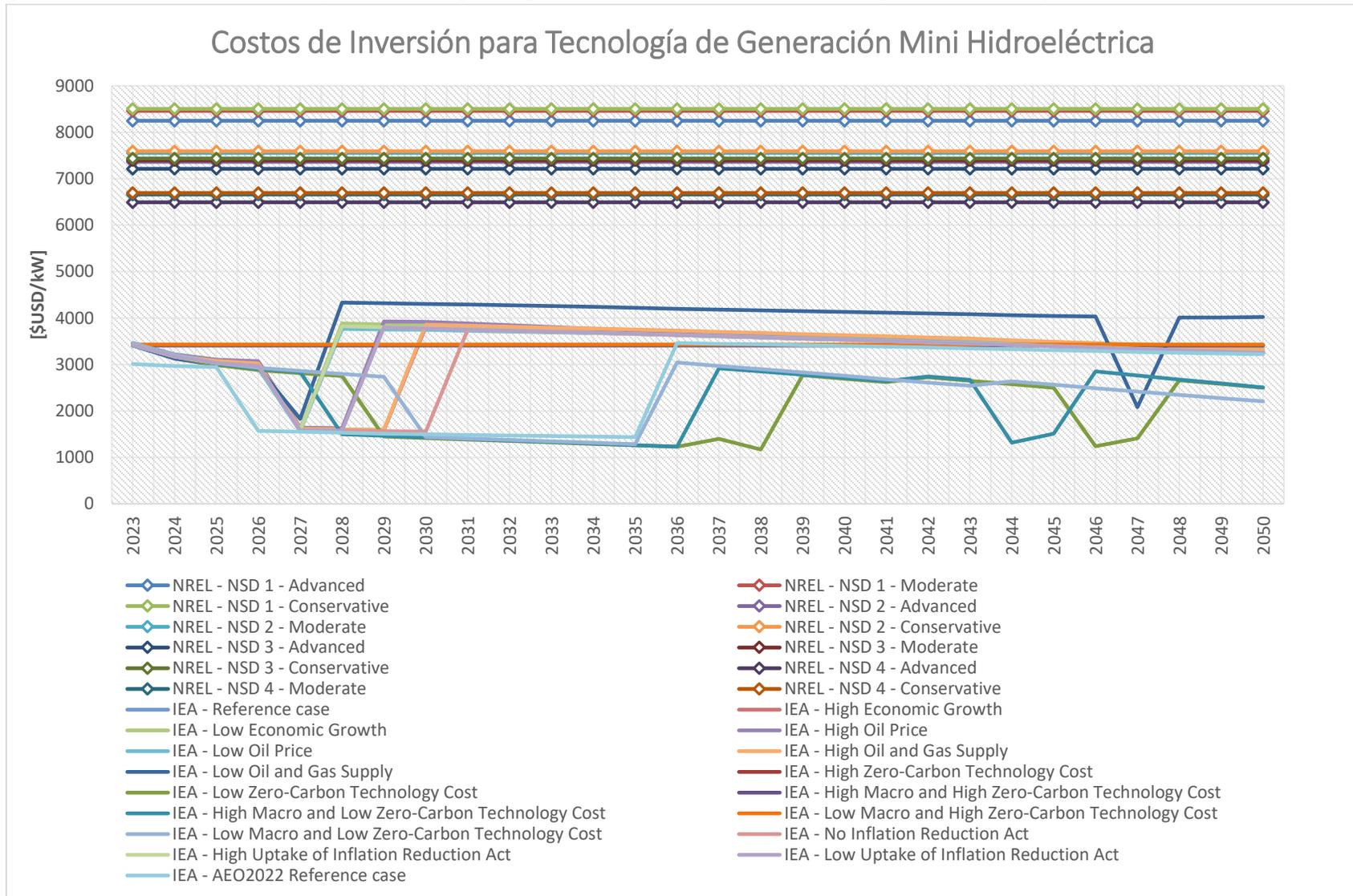


Figura 2.44: Costo de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica según NREL 2023 y EIA 2023.

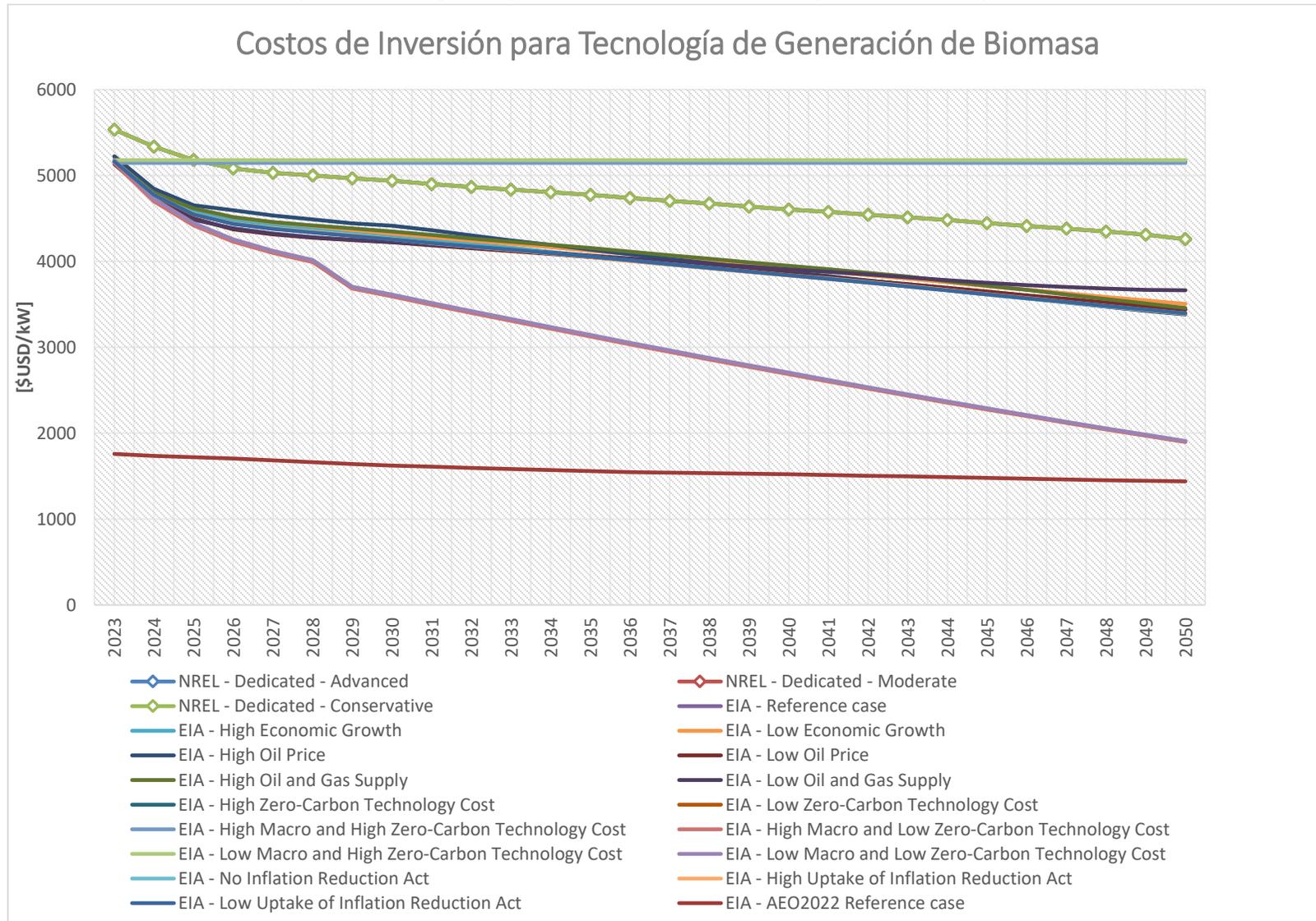


Figura 2.45: Costo de inversión para tecnología de generación de biomasa según NREL 2023 y EIA 2023.

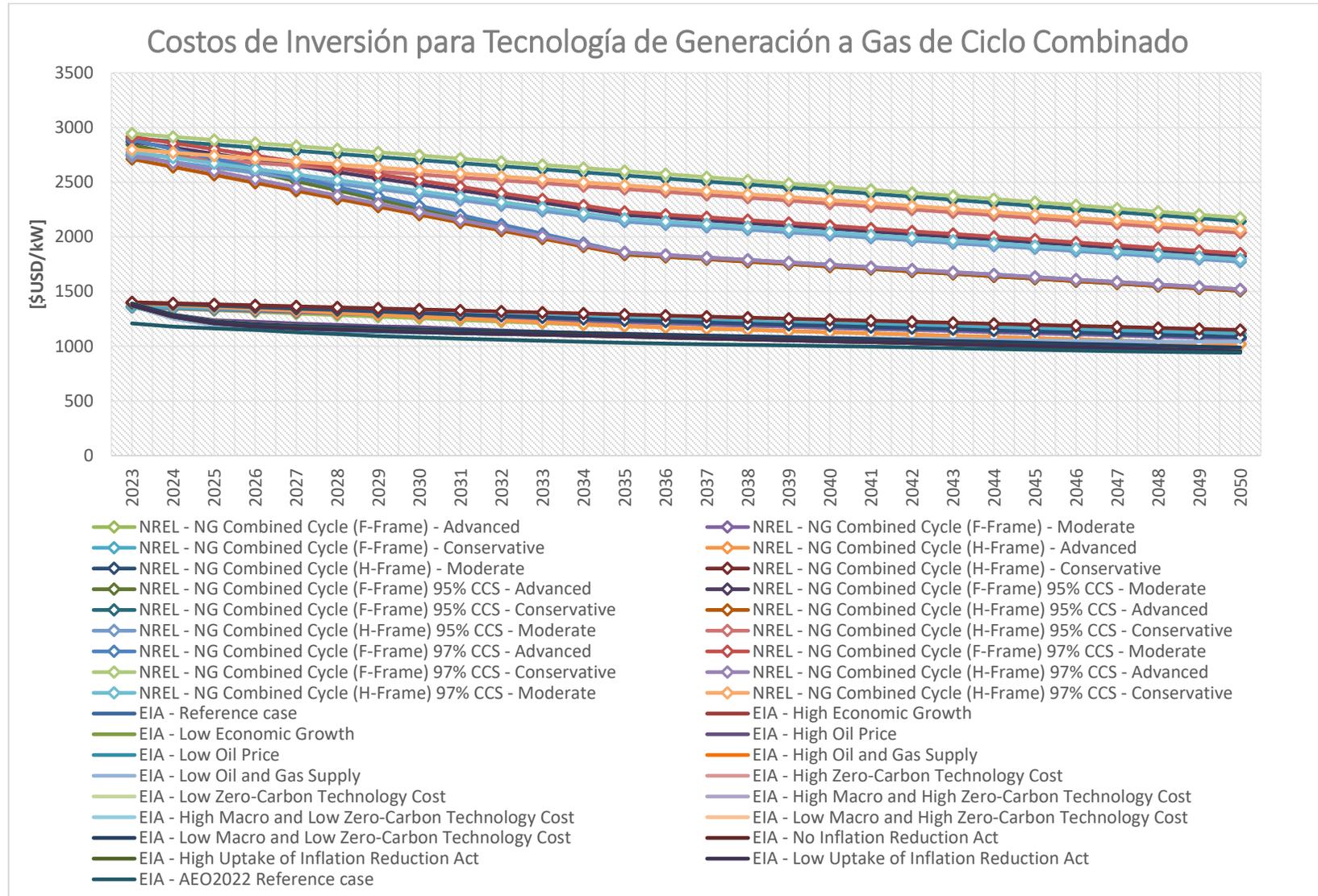


Figura 2.46: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo combinado según NREL 2023 y EIA 2023.

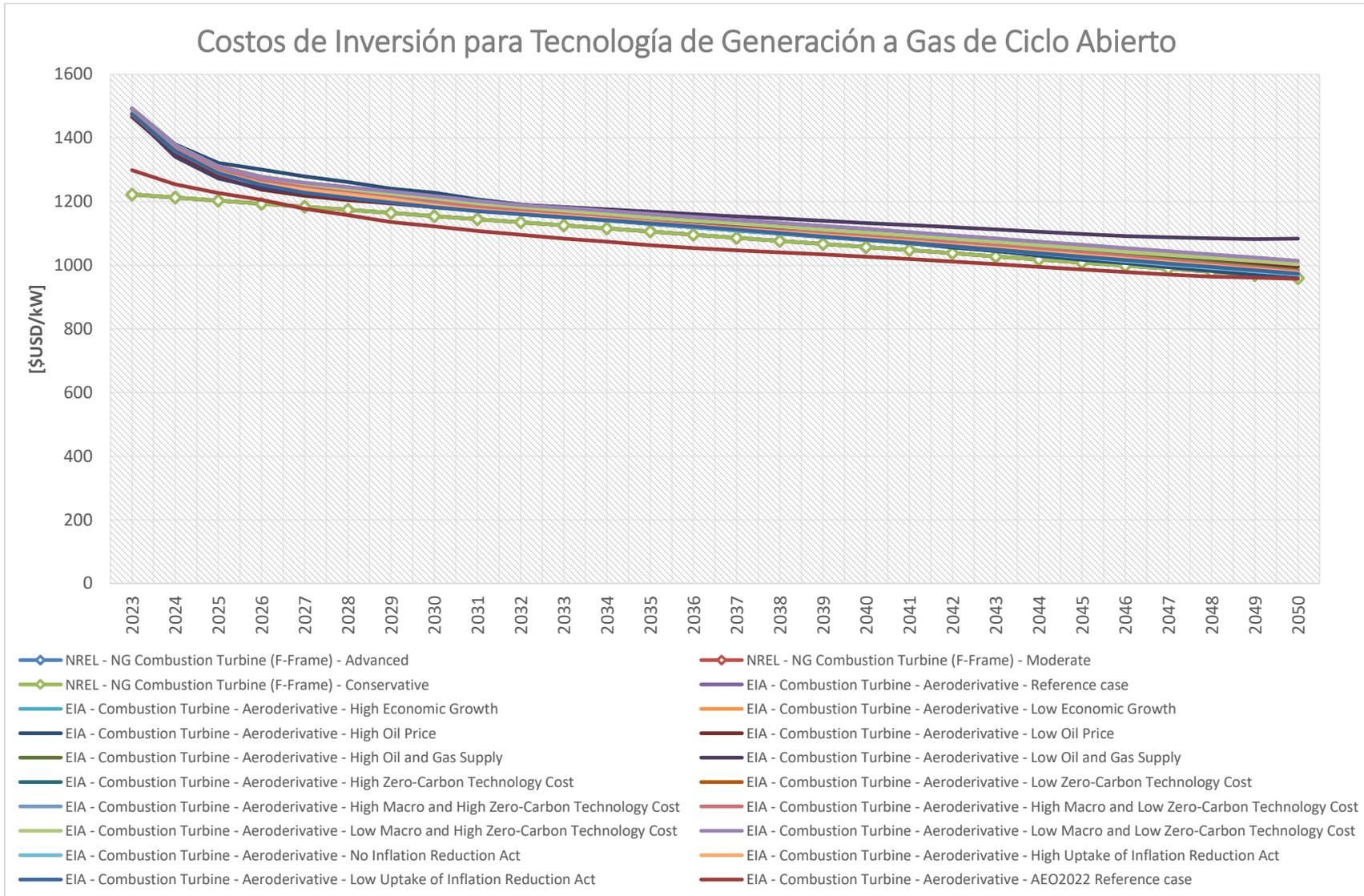


Figura 2.47: Costo de inversión para tecnología de generación a gas de ciclo abierto según NREL 2023 y EIA 2023.

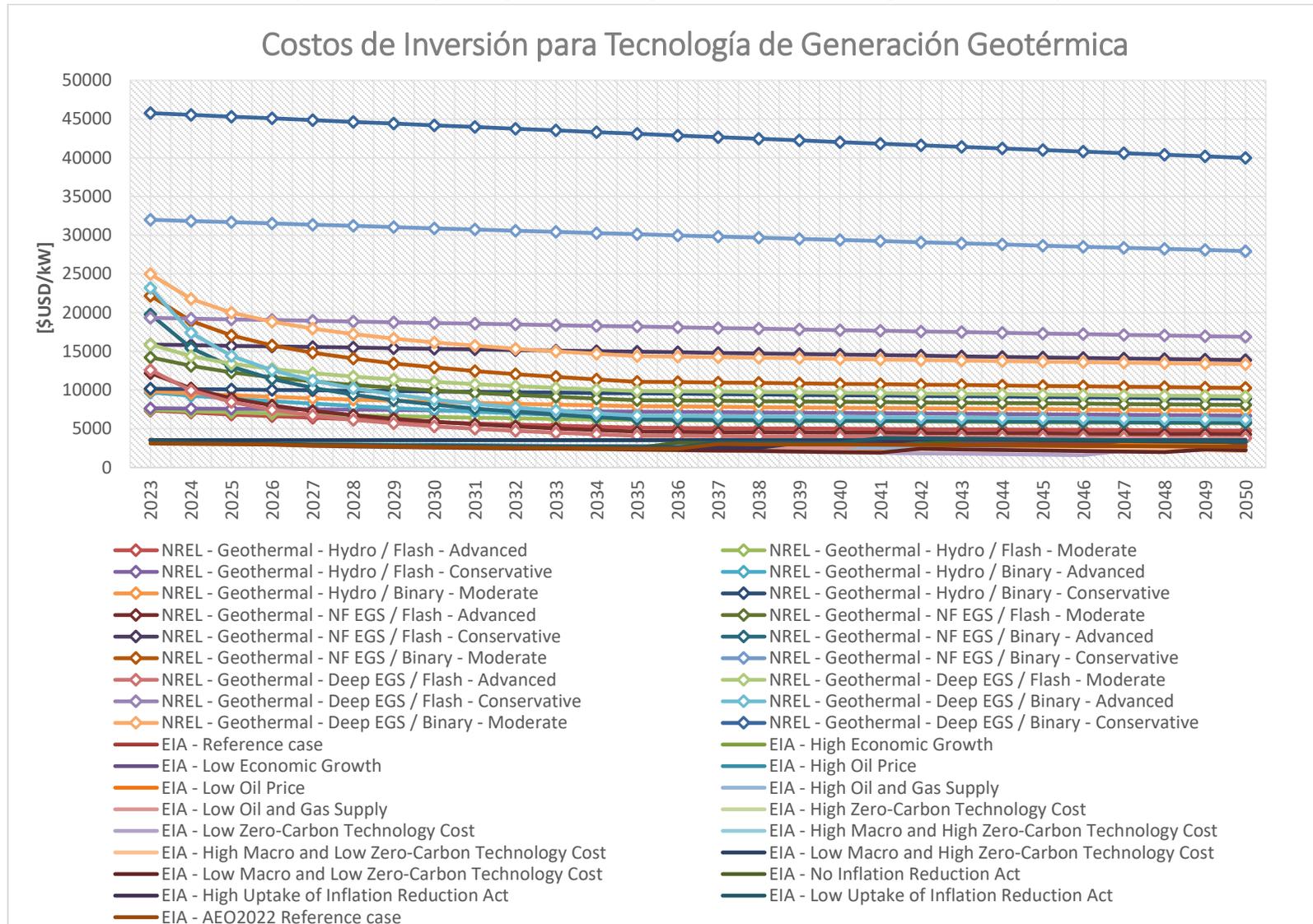


Figura 2.48: Costo de inversión para tecnología de generación geotérmica según NREL 2023 y EIA 2023.

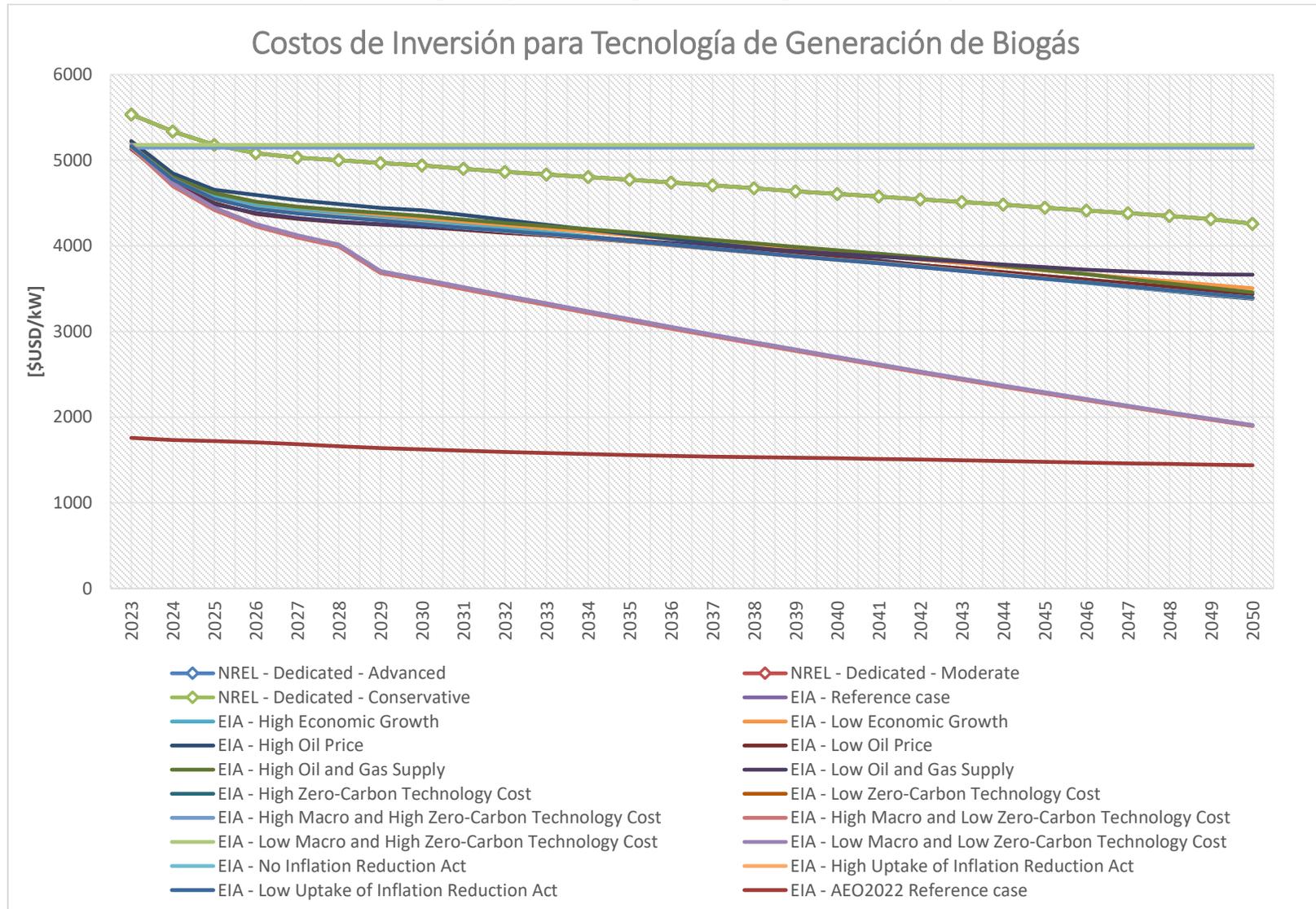


Figura 2.49: Costo de inversión para tecnología de generación a biogás según NREL 2023 y EIA 2023.

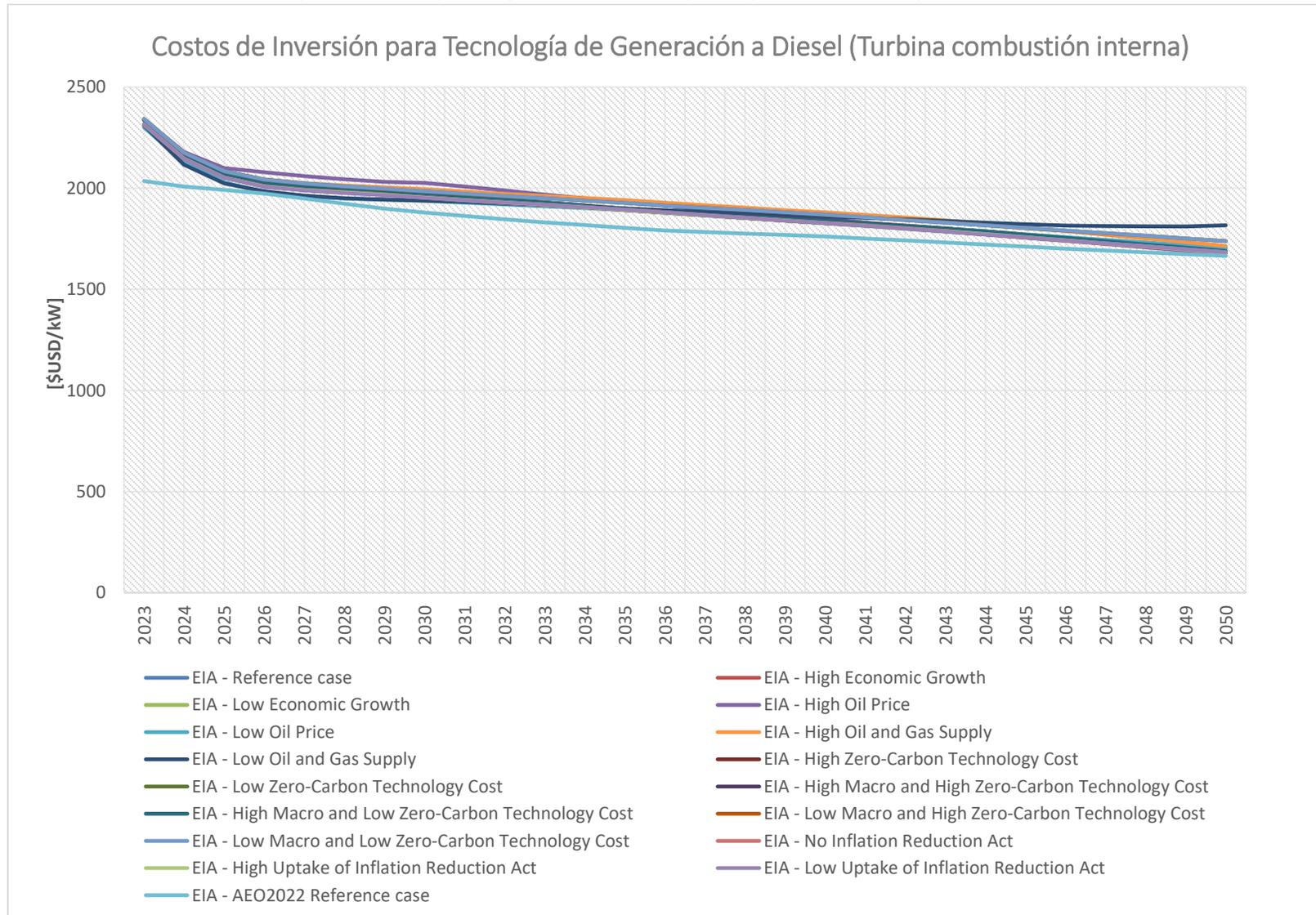


Figura 2.50: Costo de inversión para tecnología de generación a diésel según NREL 2023 y EIA 2023.

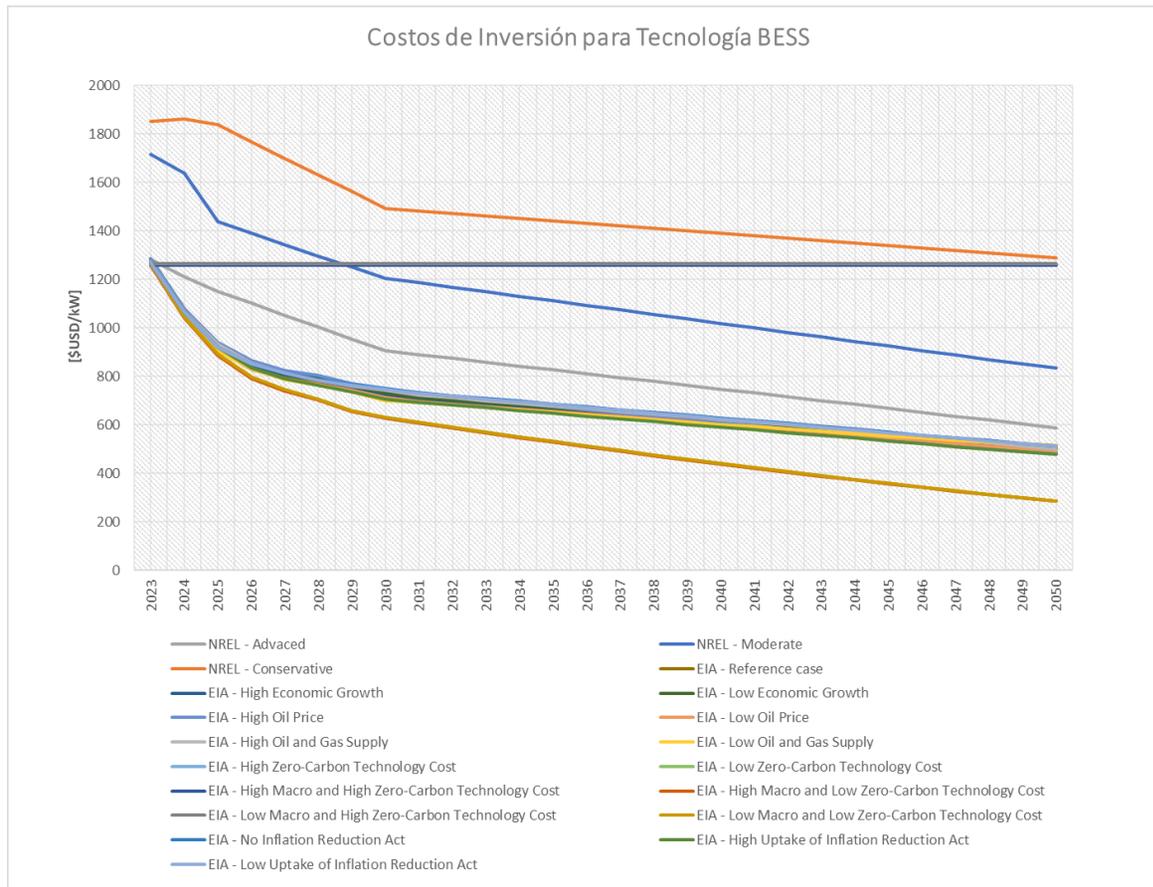


Figura 2.51: Costo de inversión para tecnología de almacenamiento BESS según NREL 2023 y EIA 2023.

Por otro lado, para actualizar los costos de inversión iniciales para las proyecciones de costos, se procede a buscar versiones actualizadas de los reportes e informes nacionales mencionados en la sección 2.2.1, obteniendo lo siguiente:

- Comisión Nacional de Energía – Informe de Costos por Tecnología de Generación, mayo 2023³⁹ [12]. Para términos del presente estudio, se asignan los valores de la tecnología eólica a un aerogenerador de 5,5 MW y 101 metros de altura.

Por lo tanto, siguiendo los planteamientos de la metodología vigente, es posible actualizar los puntos de inversión iniciales de la mayoría de las tecnologías utilizando el informe de costos elaborado por CNE. Para las tecnologías de generación donde esto no fue posible, el procedimiento seguido para actualizar cada una de ellas se muestra a continuación:

- Para los casos de la tecnología eólica de 6 MW y 140 metros de altura, junto a la tecnología CSP con almacenamiento para 6 y 9 horas, se emplea el software System Model Advisor (SAM)⁴⁰ en su versión 2023.12.17 para obtener los puntos de partida de costos, los cuales son ajustados a la realidad nacional mediante el cálculo de proporciones entre estos y los costos reportados por CNE en el informe del punto anterior.
- En el caso de las tecnologías eólicas Offshore, se utiliza como punto de partida el valor promedio de los costos de todos los escenarios presentados por NREL en el estudio Annual Technology Baseline 2023 [11], esto al no disponer de antecedentes nacionales para esta tecnología.
- Para las centrales de bombeo se considera como referencia en Chile el reciente proyecto de Central de Bombeo Paposó presentado por Colbún e ingresado al SEIA. Esta central estará compuesta por obras de captación e impulsión de agua de mar, una planta desalinizadora, un emisario submarino, obras de impulsión de agua desalinizada (agua industrial), un embalse inferior, un embalse superior, obras de aducción que conectan ambos embalses, una casa de máquinas (equipada con equipos de generación y bombeo), una subestación elevadora de tensión y una línea de transmisión eléctrica de 220 kV, de doble circuito de 71 km de longitud, para conectarse con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- El proyecto cuenta con una potencia estimada de hasta 800 MW, un embalse superior de 15 ha con capacidad para 2,1 millones de m³ y un embalse inferior de 35 ha y capacidad para 1,6 millones de m³. Realiza una descarga de salmuera a 20 m de profundidad y 750 m desde la costa. El agua para la operación de la central será obtenida mediante la habilitación de una planta desalinizadora de osmosis inversa, con una producción de 90 l/s durante la fase de construcción y luego 30 l/s promedio durante la fase de operación. El monto de inversión presentado por la empresa es de 1.400 millones de dólares, lo cual equivale a 1750 USD/kW.

³⁹ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/05/ICTG-Mayo-2023.pdf>

⁴⁰ <https://sam.nrel.gov/>

Empleando todo el conjunto de fuentes mencionado anteriormente se pueden definir los costos de inversión actuales. Esto se muestra en la Tabla 2.7 a continuación:

Tabla 2.27: Valores actualizados del costo de inversión actual para cada tecnología.

Tecnología		Costo de inversión unitario referencial [US\$/kW]	
		Preliminar (2020) (US\$ 2019)	Actualizada (2023) (US\$ 2022)
Solar fotovoltaico		871	762
Concentración solar de potencia (CSP)	6 hrs. almacenamiento	4.042 (*)	4.769
	9 hrs. almacenamiento	4.554 (*)	5.376
	13 hrs. almacenamiento	5.381 (*)	6.187
Eólica	5,5 MW y torre 101 m.	1.168 (*)	1.358
	6 MW y torre 140 m.	1.220 (*)	1.510
	Offshore (Fixed Bottom)	-	3.360
	Offshore (Floating)	-	4.894
Hidroeléctrica		3.923	4.601
Mini hidroeléctrica		3.263	2.308
Biomasa		3.170	3.758
Carbón		-	-
Gas ciclo combinado		898	1.053
Gas ciclo abierto		675	791
Biogás		1.144	1.341
Diésel		448	791
Geotermia		4.394	5.118
BESS	1 hr	601	(pendiente)
	2 hrs	908	(pendiente)
	4 hrs	1.520	(pendiente)
	Eólica + BESS 4-5 hrs/50% Pnom	1.891 (**)	1.992
	Solar + BESS 5-8 hrs/50% Pnom	1.539 (**)	1.762
	Solar + BESS 2-4 hrs/60% Pnom	1.539 (**)	1.494
ACAES	4 hrs	1.310	(pendiente)
	12 hrs	1.750	(pendiente)
Bombeo	6 hrs	1.374	(pendiente)
	18 hrs	1.823	(pendiente)
Carnot		-	(pendiente)

(*) = Valor proveniente de minuta elaborada por la contraparte [2].

(**) Se reporta un único valor en Informe de Costos de Tecnologías 2020 independiente de la cantidad de horas y potencia nominal.

Respecto al desglose de costos importado y nacional para cada tecnología, se utiliza de forma general, el Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, mayo 2023 [12], a excepción de los siguientes casos:

- Para la tecnología solar fotovoltaica, se obtiene el desglose de costos por componentes presentado en el Global PV Market Outlook 2020 [13], que es complementado a la información presente en el Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación [6].
- Para la tecnología de generación CSP el desglose de costos importados y nacionales se obtiene del trabajo conjunto entre Ministerio de Energía y el Comité Solar de Corfo [7].

Es así como se obtiene el desglose de costos nacionales e importados para cada tecnología de generación presentados entre la Tabla 2.8 y la Tabla 2.18.

Tabla 2.28: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación fotovoltaica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (74%)	Módulo	
	Inversores y Balance de Planta (BoP)	
	Seguimiento solar de un eje	
Costo Nacional (26%)	Ingeniería, adquisición y construcción	Otros
		Materiales (Cemento, Acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Otros	

Tabla 2.29: Desglose de costos de inversión para tecnología de Concentración Solar de Potencia.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (6 horas: 74%) (9 horas: 72%) (13 horas: 70%)	Campo Heliostático	
	Bloque Vapor & Potencia	
	Receptor	
Costo Nacional (6 horas: 26%) (9 horas: 28%) (13 horas: 30%)	Torre	
	Almacenamiento	
	Costos Indirectos de Inversión asociados al EPC	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
Contingencias		

Tabla 2.30: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación eólica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (5,5 MW y 101 m.: 73%) (6 MW y 140 m.: 74%)	Equipos de Generación	
	Equipos y Materiales SS/EE BOP	
Costo Nacional (5,5 MW y 101 m.: 27%) (6 MW y 140 m.: 26%)	Torre	
	Almacenamiento	
	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, Acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Total Gastos de Gestión Propietario	
	Imprevistos	
Contingencias		

Tabla 2.31: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación hidroeléctrica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (37%)	Equipos mecánicos y estructuras hidráulicas	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (63%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.32: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación mini hidroeléctrica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (35%)	Equipos mecánicos y estructuras hidráulicas	
	Equipamiento eléctrico	
Costo Nacional (65%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.33: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biomasa.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (71%)	Calderas y equipos de combustión	
	Turbo generador	
	Balance de planta	
Costo Nacional (29%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.34: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo combinado.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (65%)	Turbina de vapor y generador	
	Turbina a gas y accesorios	
	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
	Balance de planta	
Costo Nacional (35%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.35: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de gas de ciclo abierto.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (57%)	Turbina a gas y accesorios	
	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
	Balance de planta	
Costo Nacional (43%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	

Costos	Desglose de costos
	Imprevistos
	Contingencias

Tabla 2.36: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de biogás.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (75%)	Conjunto generador	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (25%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.37: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación de diésel (Turbina combustión interna).

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (57%)	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (43%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Tabla 2.38: Desglose de costos de inversión para tecnología de generación geotérmica.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (63%)	Equipos mecánicos	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (37%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Materiales (Cemento, acero)
		Mano de obra
		Adquisición de terrenos
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Los valores porcentuales asociados a los costos nacionales e importados respecto a los costos totales de inversión se obtienen mediante el Informe de Costos por Tecnología de

Generación de la CNE de mayo 2023 [12], con la excepción de las tecnologías Eólica y Solar CSP.

Para el caso de las tecnologías de almacenamiento, se tiene la siguiente distribución.

Tabla 2.39: Desglose de costos de inversión para tecnología BESS.

Costos	Desglose de costos	
Costo Importado (92%)	Equipos de generación	
	Equipamiento eléctrico e Instrumentación y Control	
Costo Nacional (8%)	Obras Civiles y Montaje	Otros
		Mano de obra
	Costo Indirectos C&M	
	Imprevistos	
	Contingencias	

Como las referencias de las tecnologías mencionadas anteriormente no cuentan con una versión actualizada, preliminarmente, no se actualizan estos valores para esas tecnologías. De esta forma, los valores porcentuales correspondientes a la diferenciación de costos nacionales e internacionales se presentan en la Tabla 2.20.

Tabla 2.40: Contribución del costo nacional respecto al costo de inversión actual para cada tecnología de generación.

Tecnología	Contribución de los costos nacionales e importados en la inversión total [%]	
	Costos Importados	Costos Nacionales
Solar fotovoltaico	83,00	17,00
Concentración solar de potencia (CSP)	6 hrs almacenamiento	74,20
	9 hrs almacenamiento	72,05
	13 hrs almacenamiento	56,00
Eólica	5,5 MW y torre de 101 m.	72,98
	6 MW y torre de 140 m.	74,31
	Offshore (Fixed Bottom)	70,00
	Offshore (Floating)	70,00
Hidroeléctrica	37,00	63,00
Mini hidroeléctrica	35,00	65,00
Biomasa	71,00	29,00
Carbón	-	-
Gas ciclo combinado	65,00	35,00
Gas ciclo abierto	57,00	43,00
Biogás	75,00	25,00

Tecnología	Contribución de los costos nacionales e importados en la inversión total [%]	
	Costos Importados	Costos Nacionales
Diésel	57,00	43,00
Geotermia	63,00	37,00

Por último, con los valores e información presentados anteriormente, es posible construir las curvas de tendencia para los tres escenarios definidos según la metodología presentada anteriormente. Estas curvas se construyen en base a las proyecciones de costos internacionales para cada tecnología, utilizando la metodología expuesta en la sección 2.2.1, por lo que se encuentra pendiente incluir los componentes nacionales de costos en las curvas actualizadas.

A continuación, se muestran las curvas de tendencias de costos de inversión para las tecnologías de generación escogidas posterior a actualizar las proyecciones obtenidas a partir de fuentes internacionales. Los escenarios considerados corresponden a Recuperación Lenta (bajo), Rumbo a la Carbono Neutralidad (media) y Transición Acelerada (alto) según lo estipulado en la metodología vigente (sección 2.2.1).

13. Solar fotovoltaico

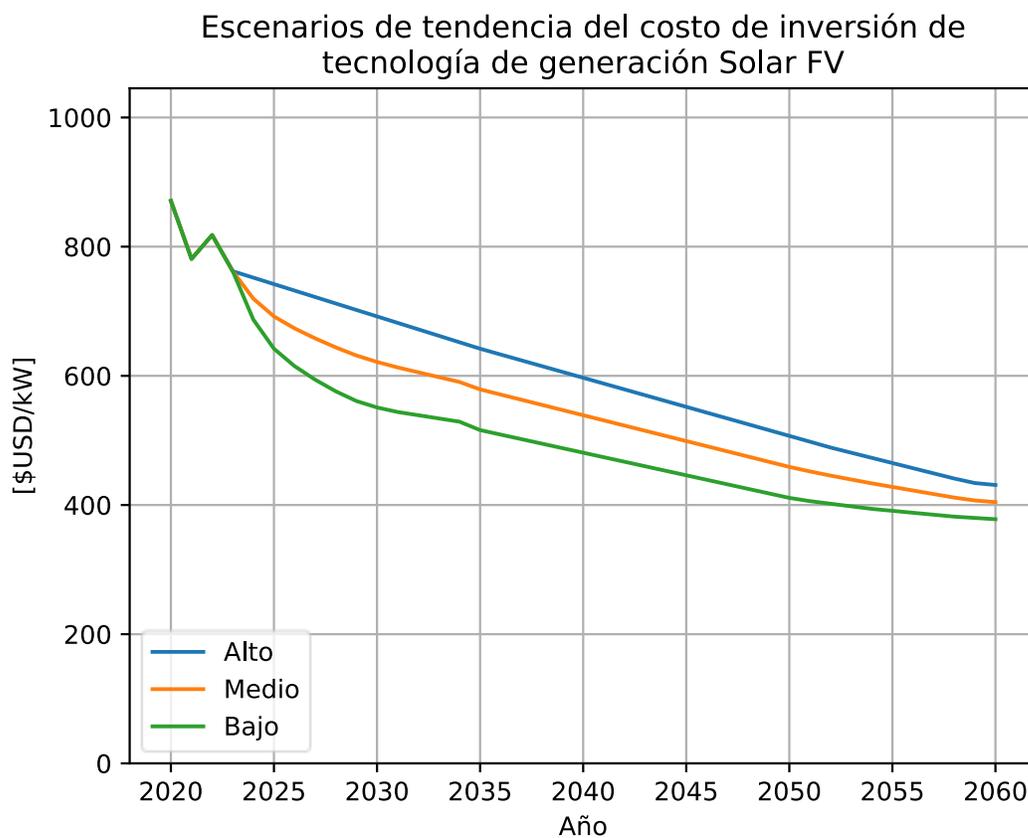


Figura 2.52: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica.

14. Concentración solar de potencia (CSP)

Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP 6 horas

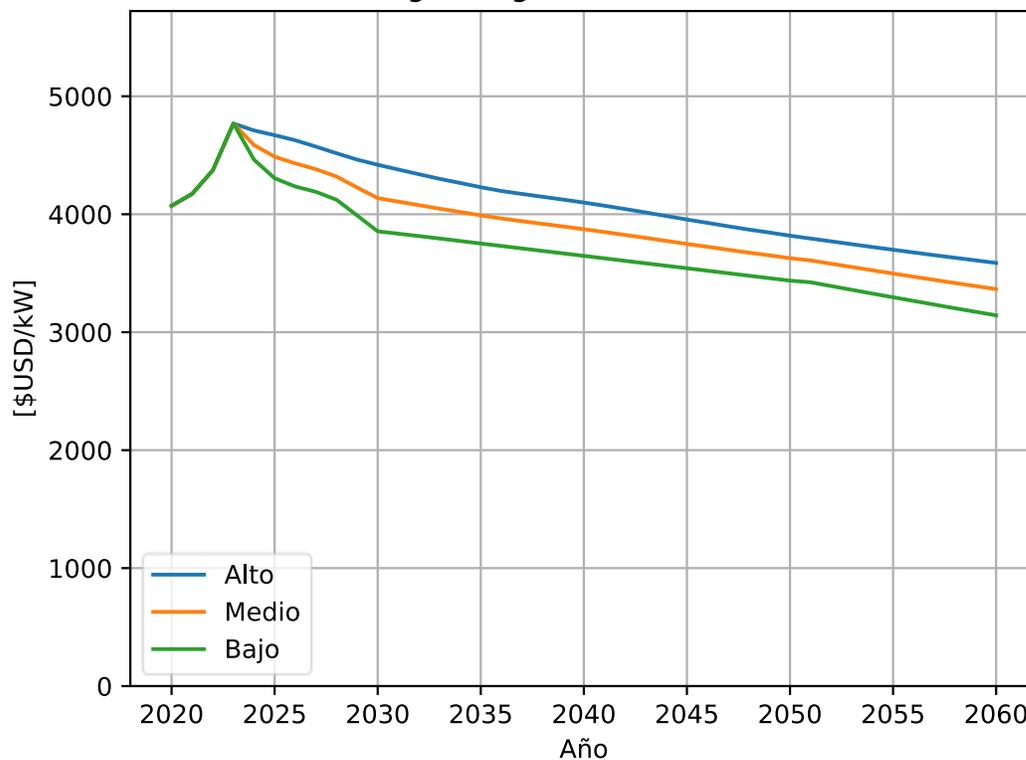


Figura 2.53: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs).

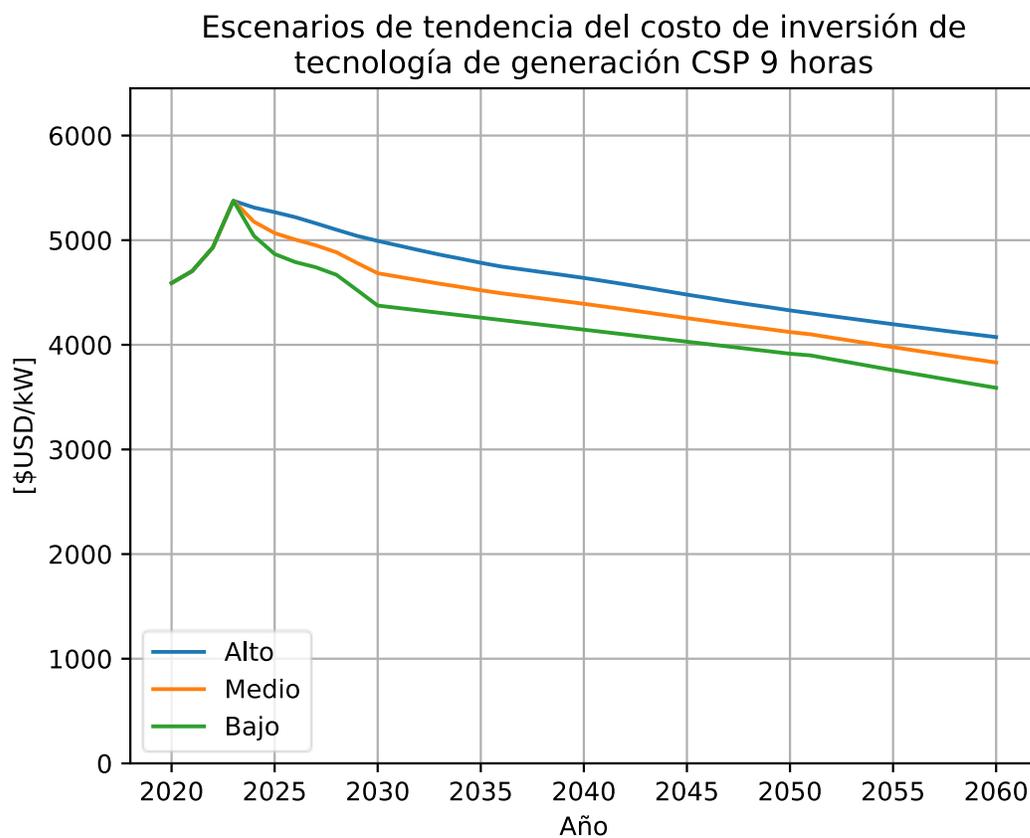


Figura 2.54: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs).

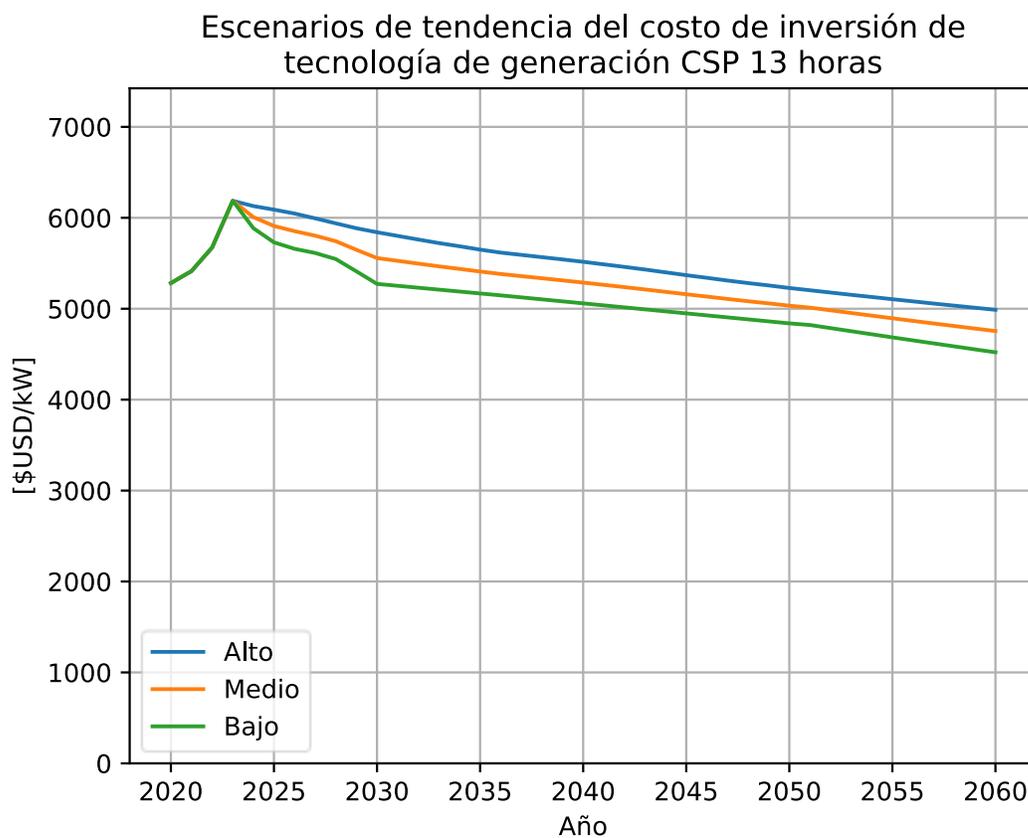


Figura 2.55: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs).

15. Eólica

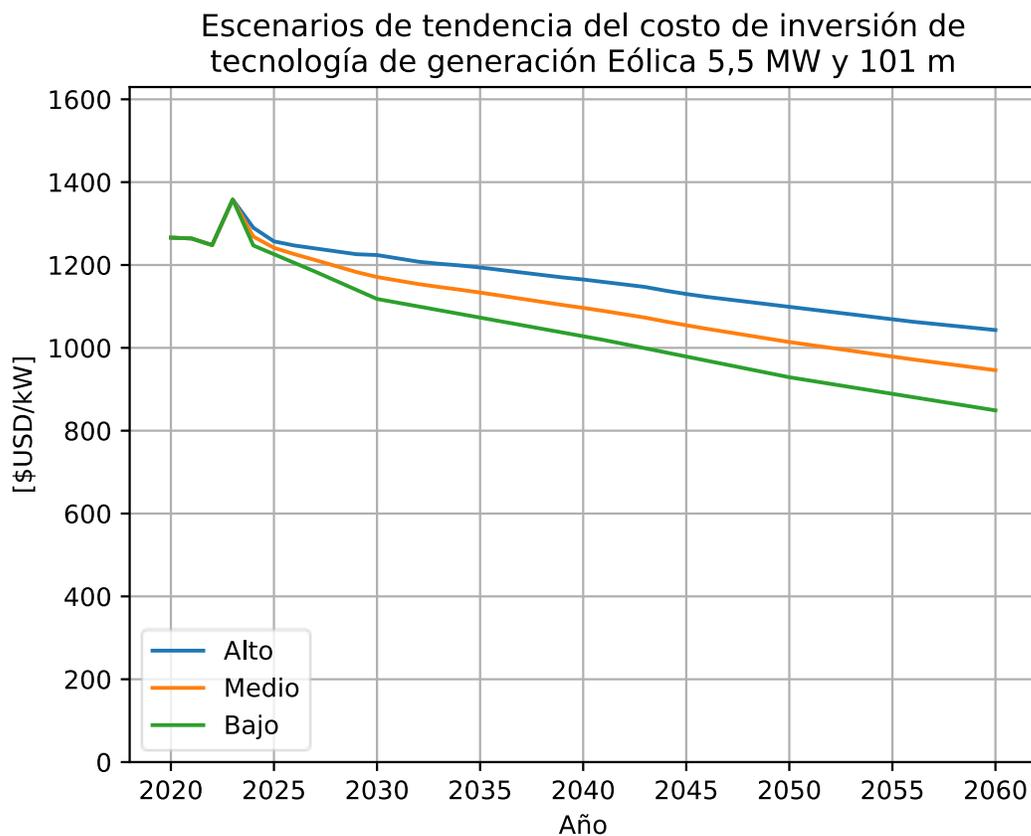


Figura 2.56: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 5,5MW y 101m).

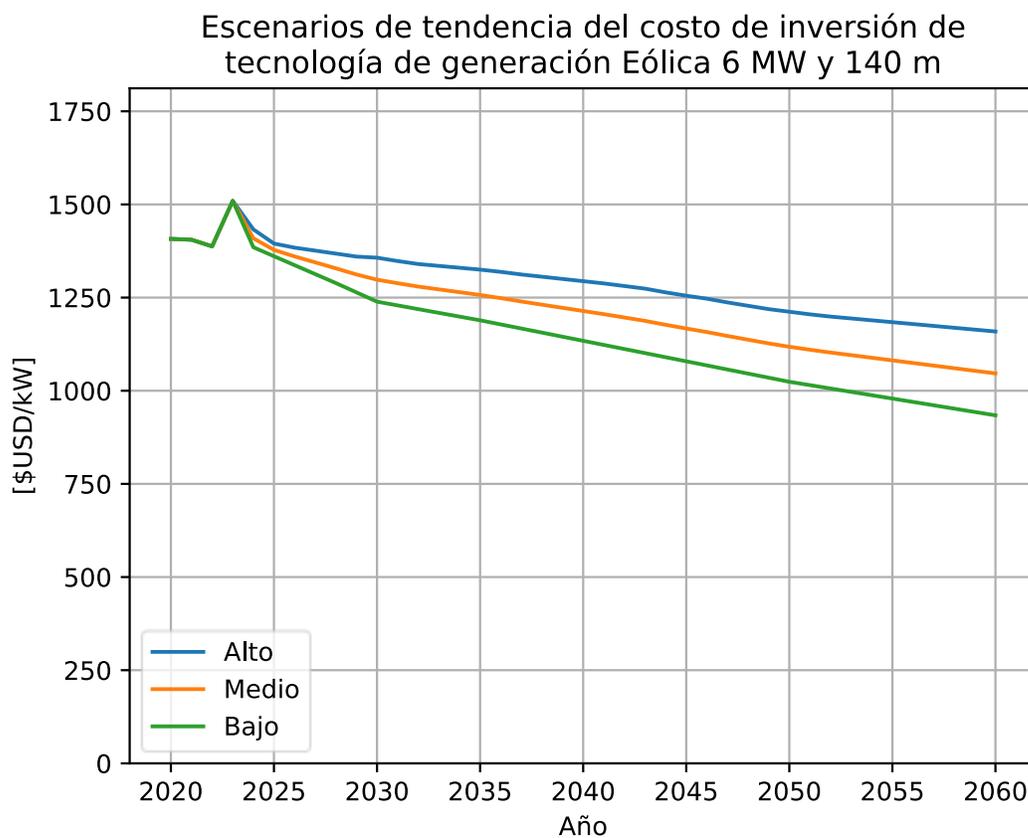


Figura 2.57: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica (caso 6MW y 140m).

16. Eólica Offshore

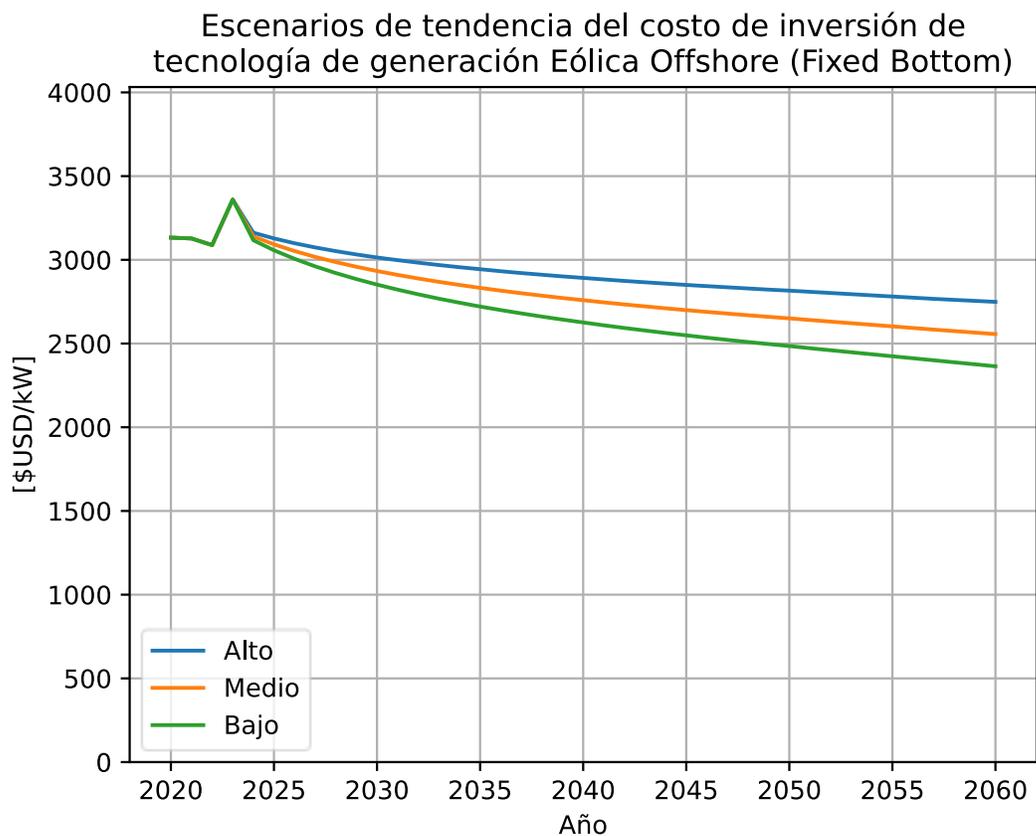


Figura 2.58: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Fixed Bottom).

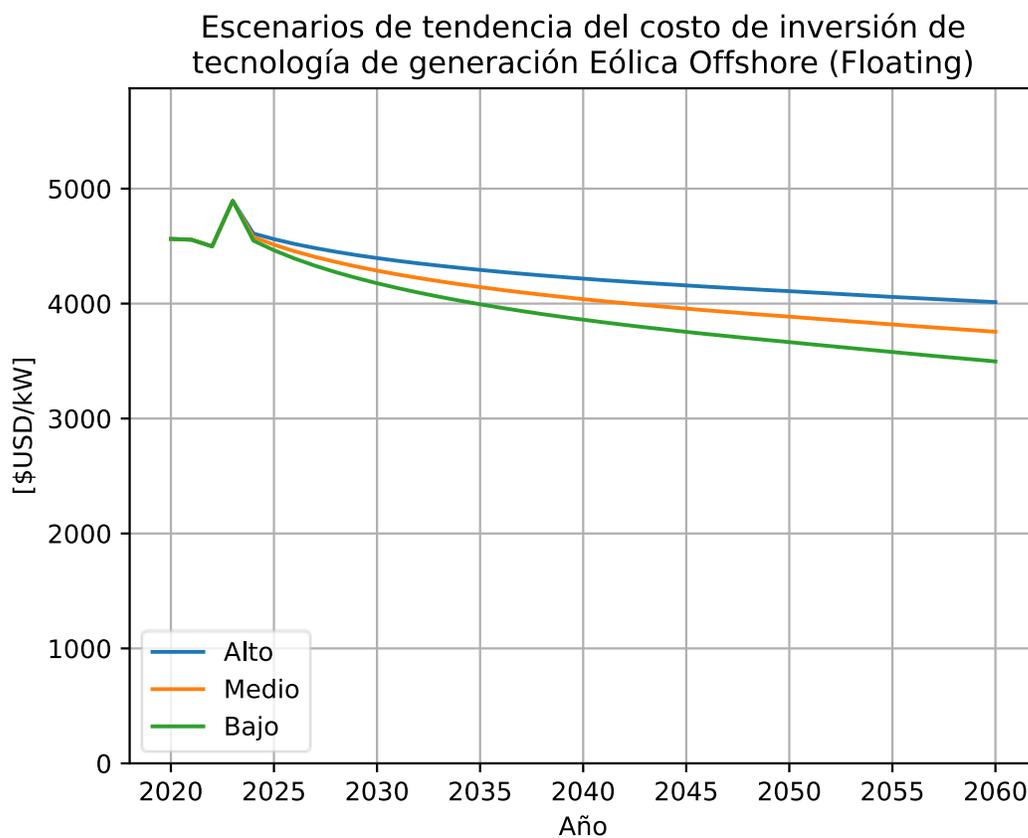


Figura 2.59: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica offshore (caso Floating).

17. Hidroeléctrica

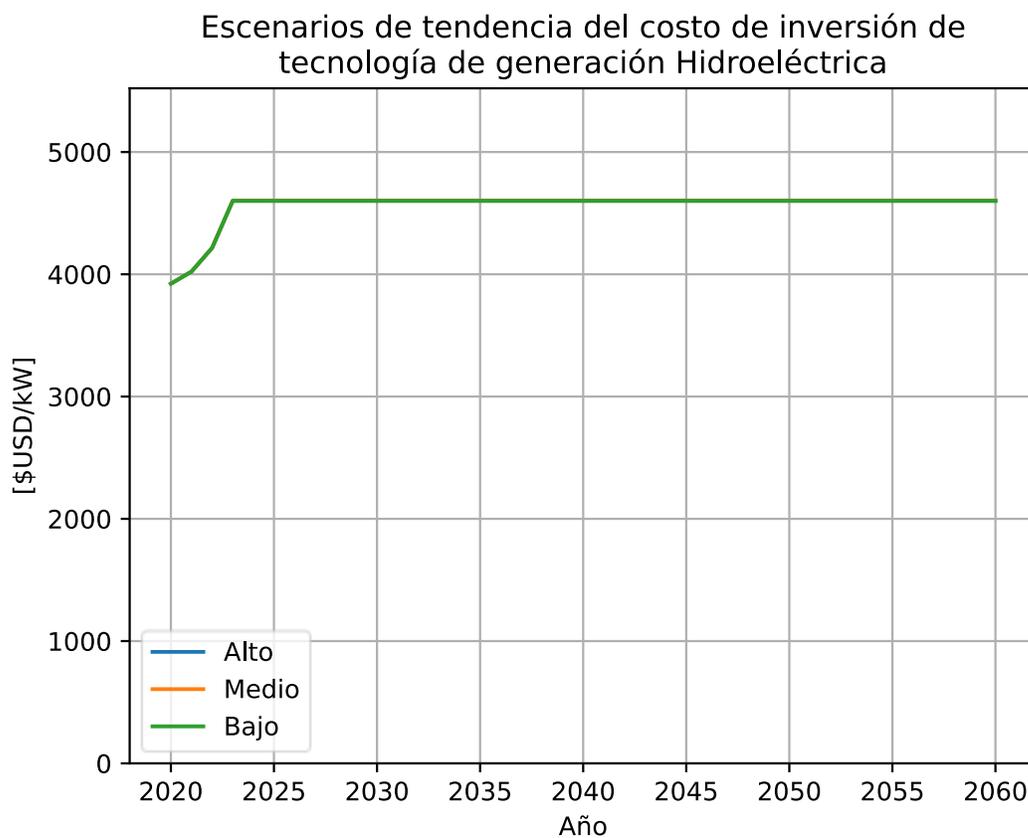


Figura 2.60: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación hidroeléctrica.

18. Mini hidroeléctrica

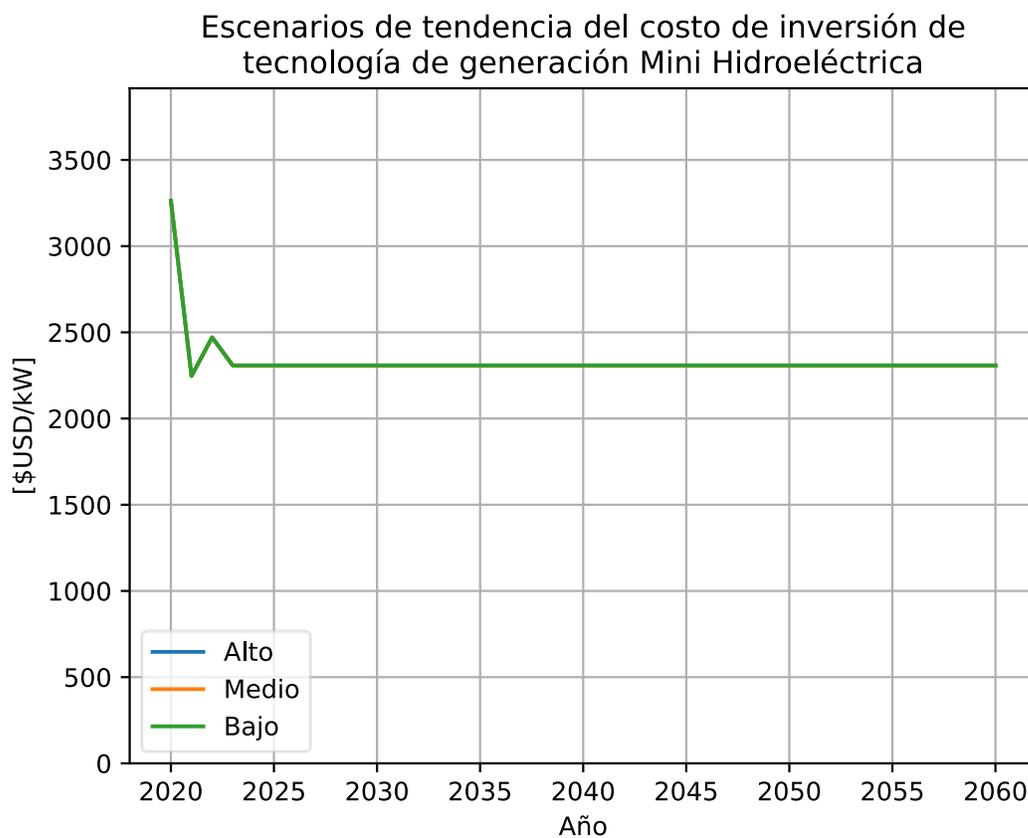


Figura 2.61: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación mini hidroeléctrica.

19. Biomasa

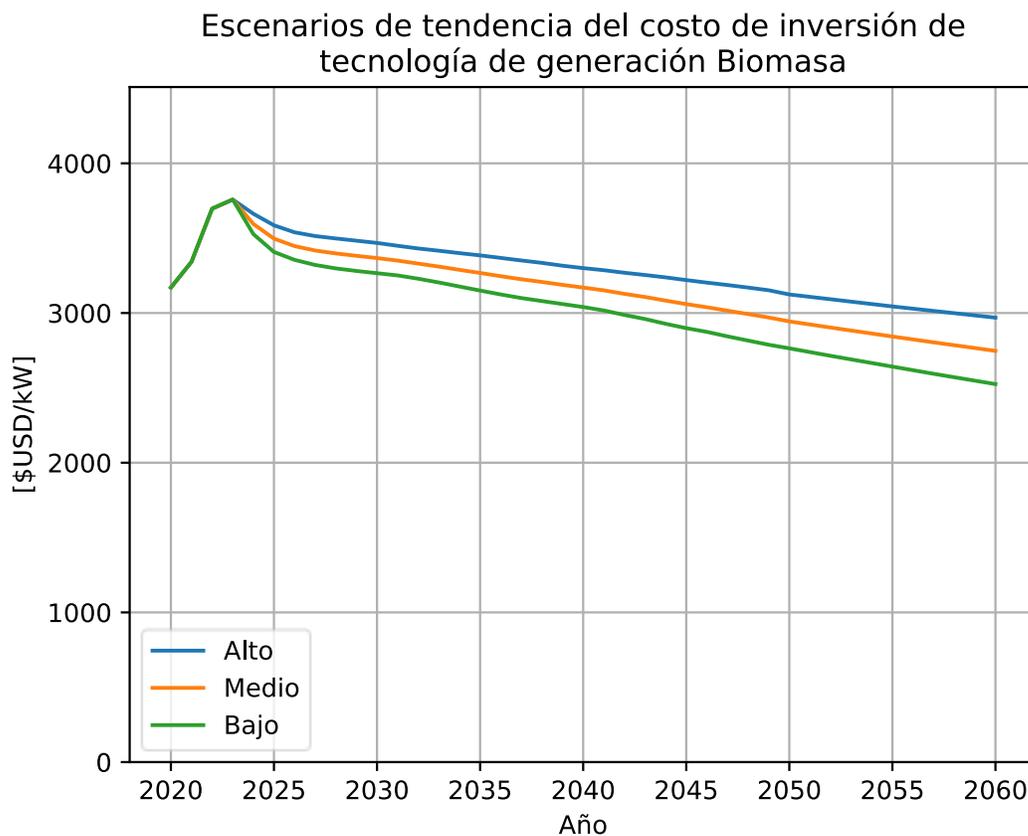


Figura 2.62: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biomasa.

20. Gas ciclo combinado

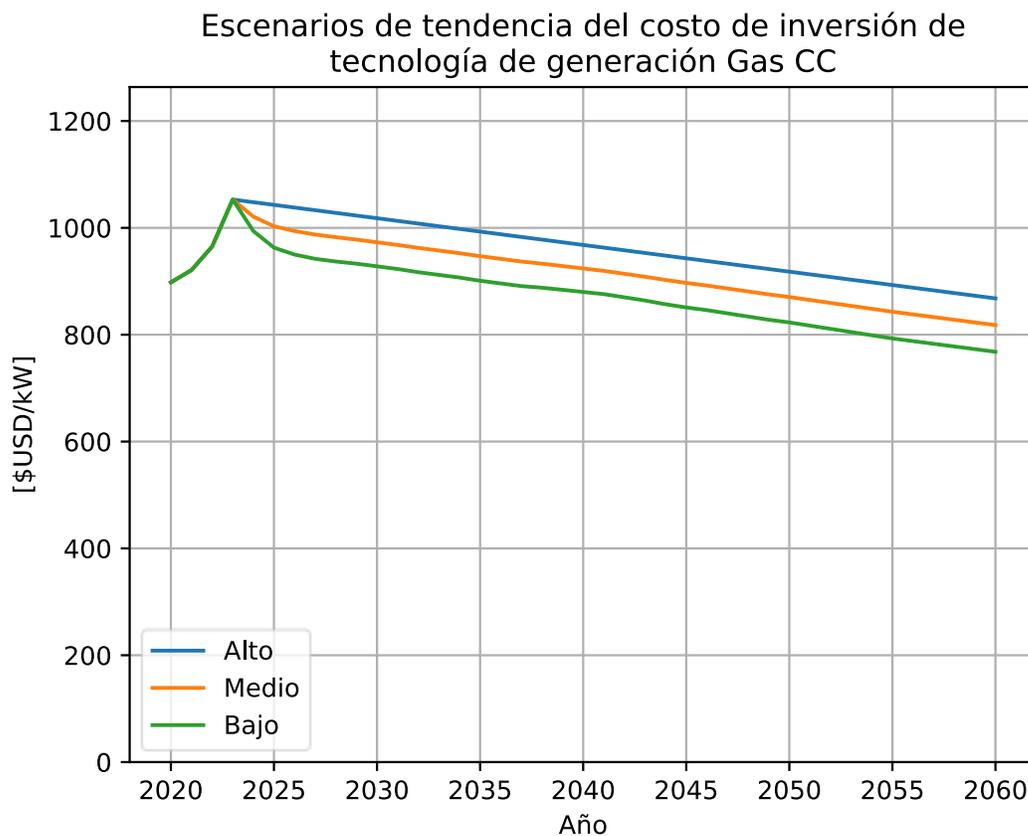


Figura 2.63: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo combinado.

21. Gas ciclo abierto

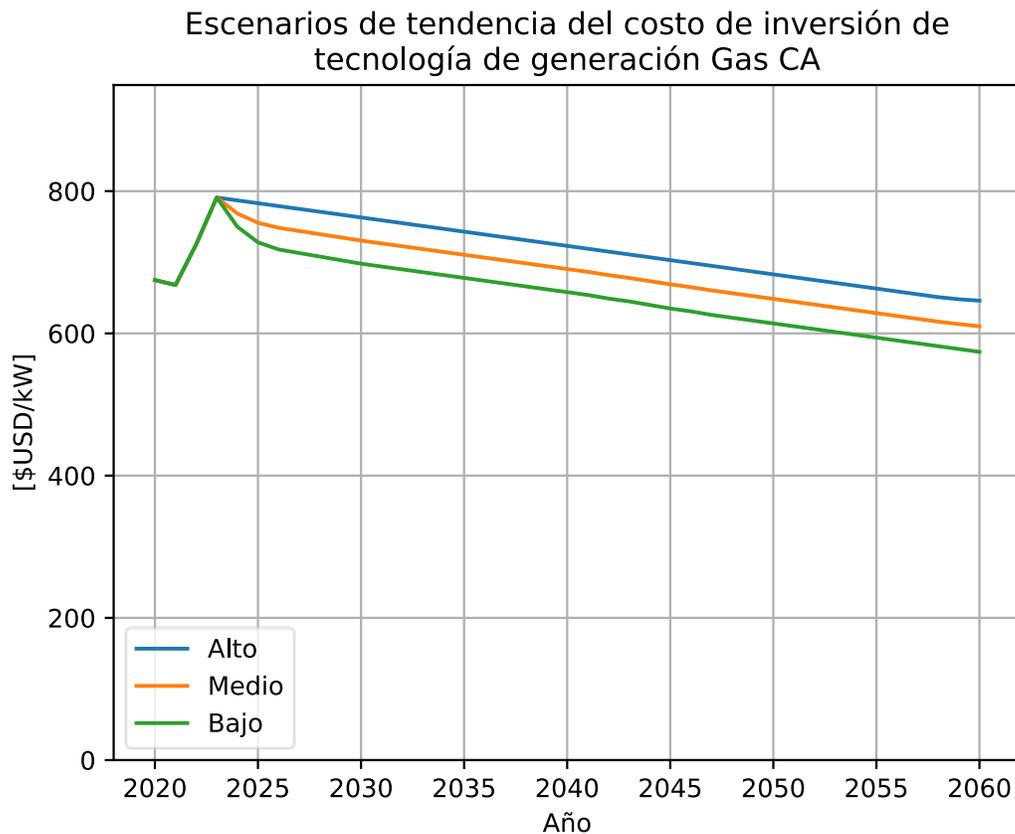


Figura 2.64: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a gas ciclo abierto.

22. Biogás

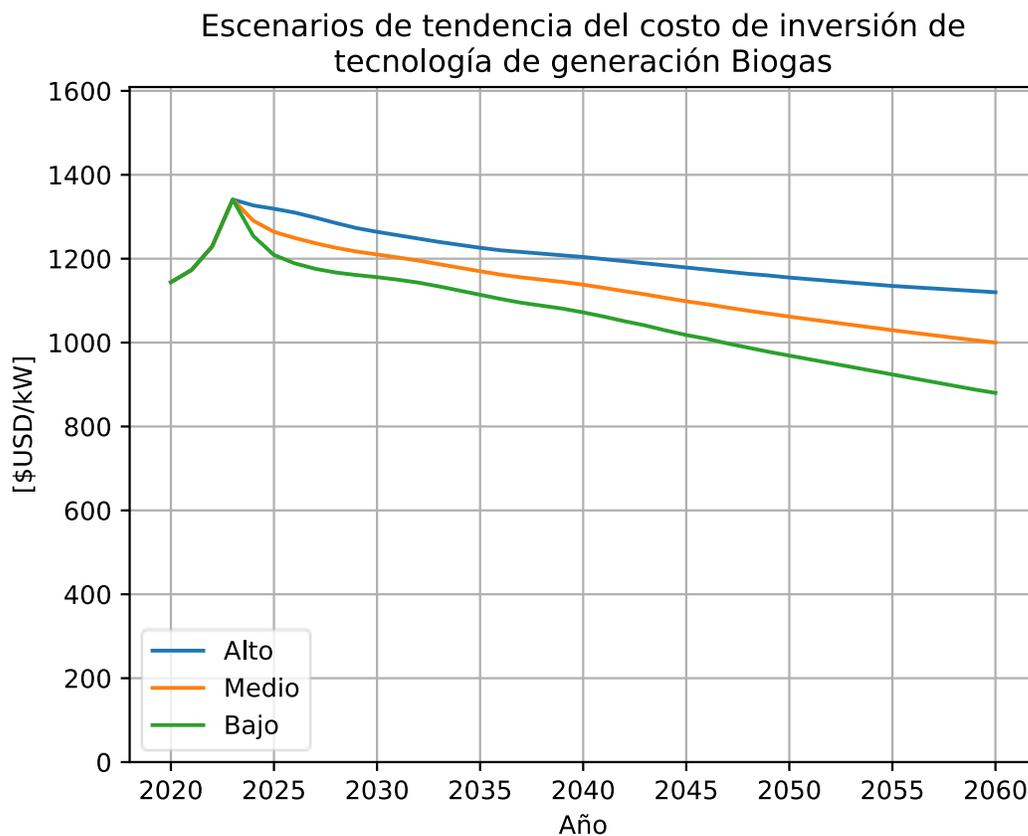


Figura 2.65: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a biogás.

23. Diésel

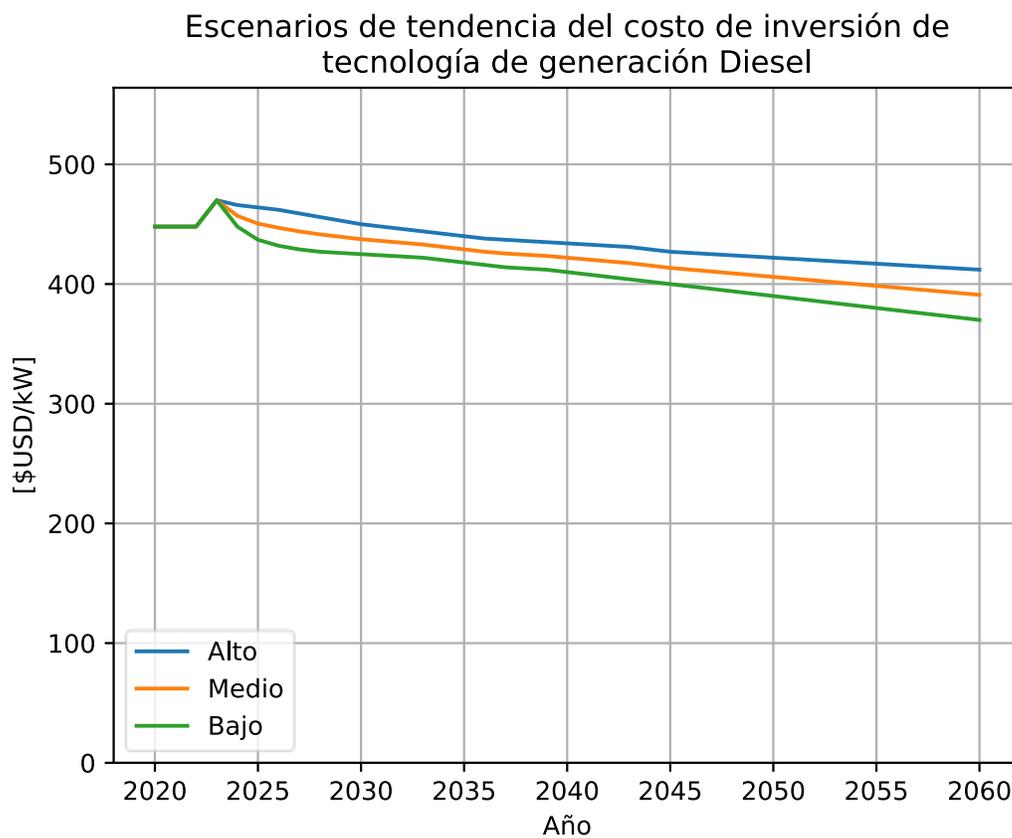


Figura 2.66: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación a diésel.

24. Geotermia

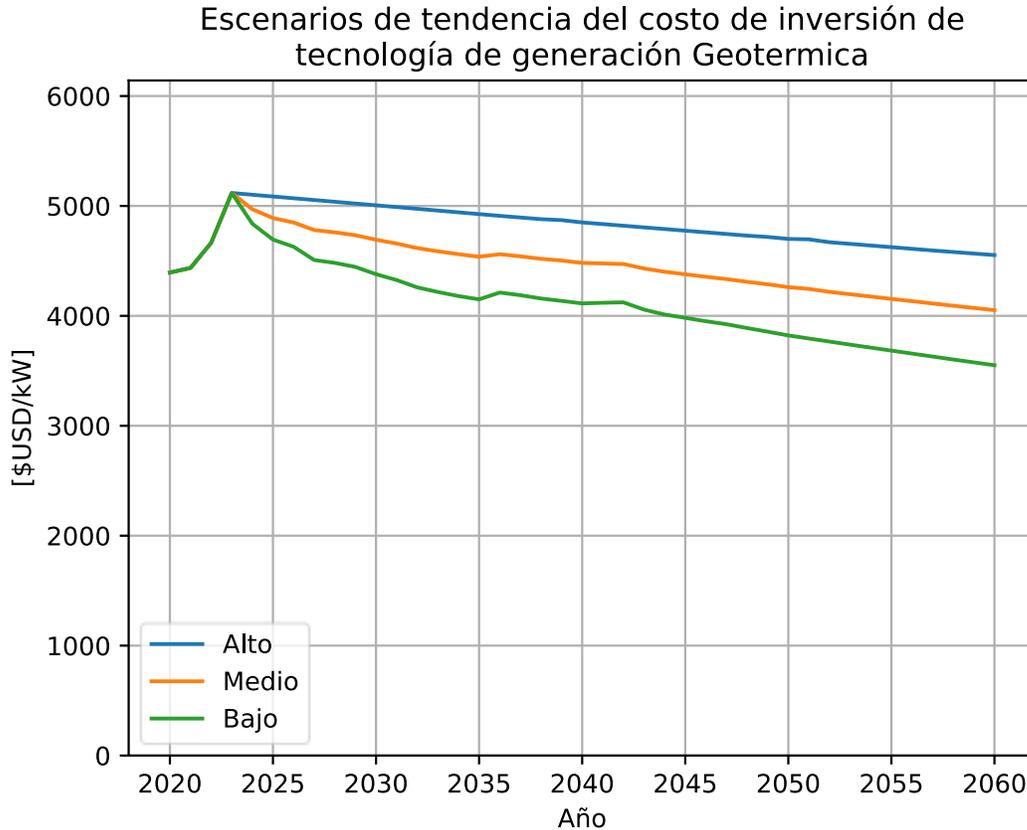


Figura 2.67: Escenarios de tendencia de costo de inversión de tecnología de generación geotérmica.

2.12 Comparativo

2.12.1 Metodología general

En esta sección se presenta, a modo de contraste metodológico, una comparación entre una recreación de los resultados presentados en la versión preliminar de la PELP 2023 – 2027 y la actualización de estos, donde también se incorporan las propuestas metodológicas planteadas en la sección 2.4.

2.12.2 Ejemplos generación

A continuación, se muestra una serie de comparaciones entre las curvas de tendencias de costos de inversión para las tecnologías de generación preliminares y posterior a actualizar las proyecciones obtenidas a partir de fuentes internacionales. Los escenarios considerados corresponden a Recuperación Lenta (bajo), Rumbo a la Carbono Neutralidad (media) y Transición Acelerada (alto) según la metodología vigente (Figura 2.31 a Figura 2.37).

1. Solar fotovoltaico

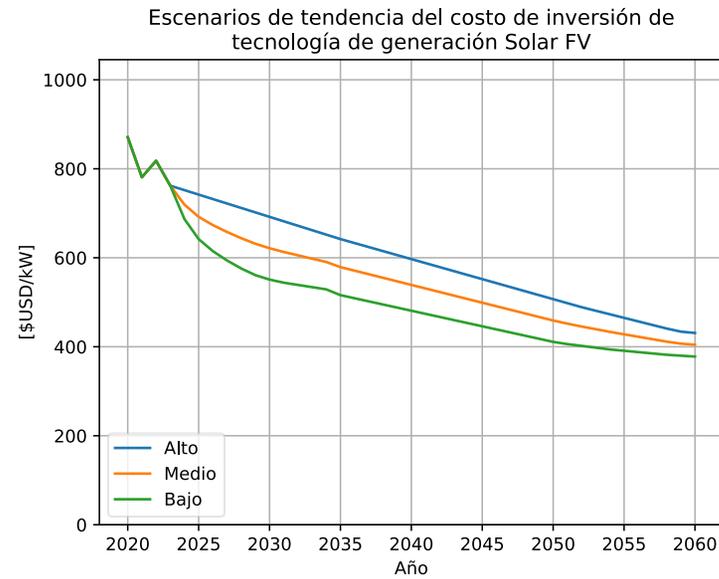
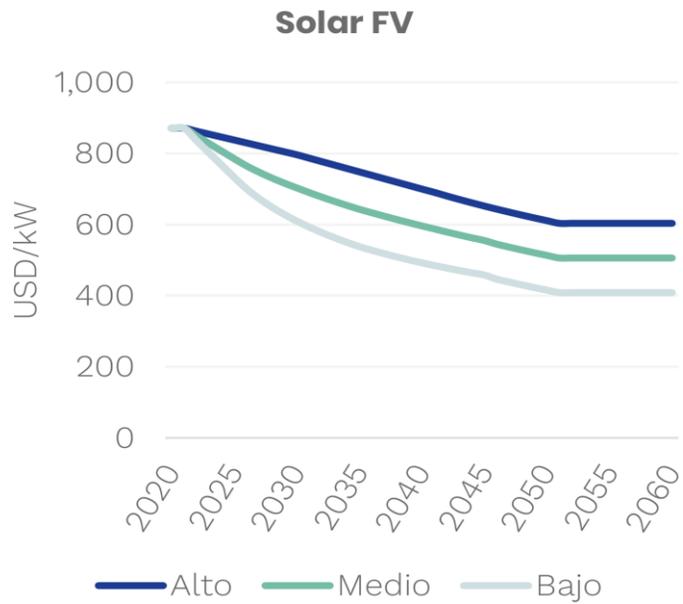


Figura 2.68: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación fotovoltaica preliminar (izq.) y actualizado (der.).

2. Concentración solar de potencia (CSP)

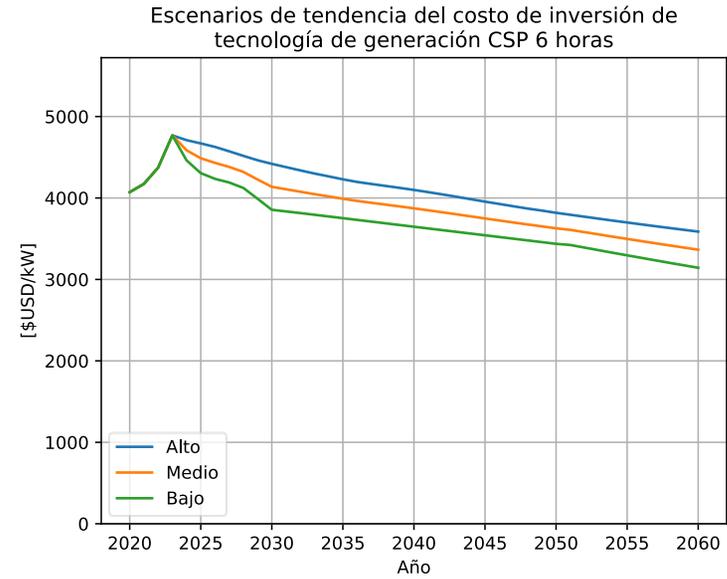
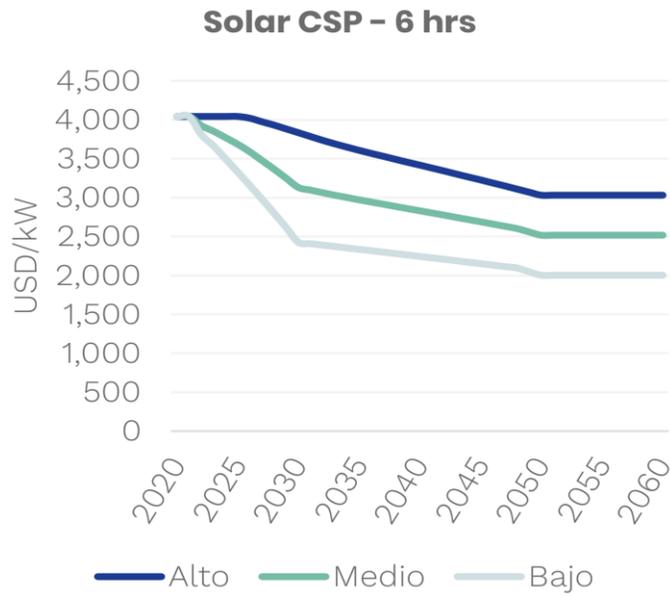


Figura 2.69: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 6 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).

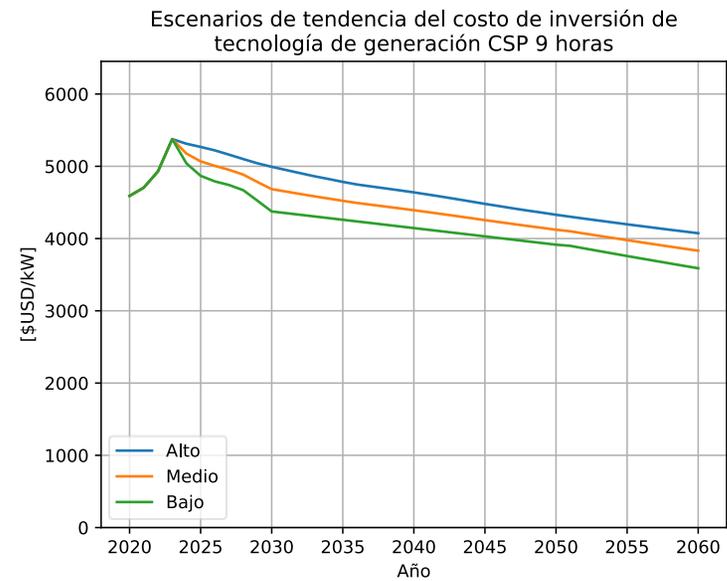
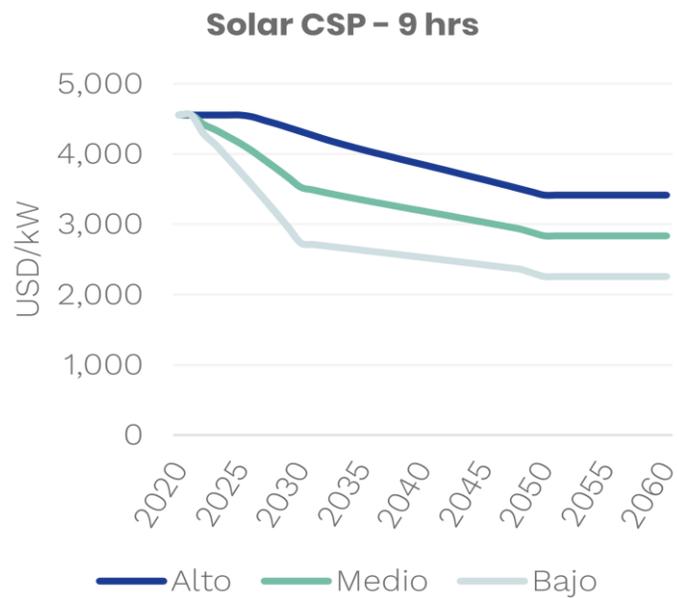


Figura 2.70: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 9 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).

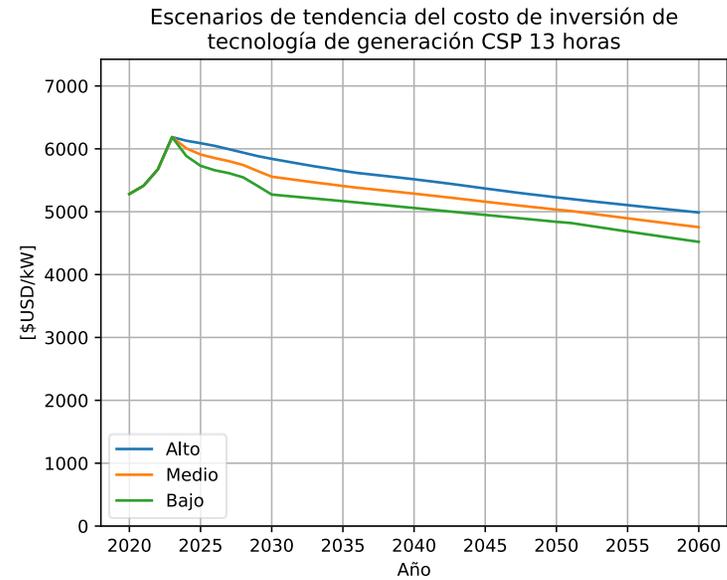
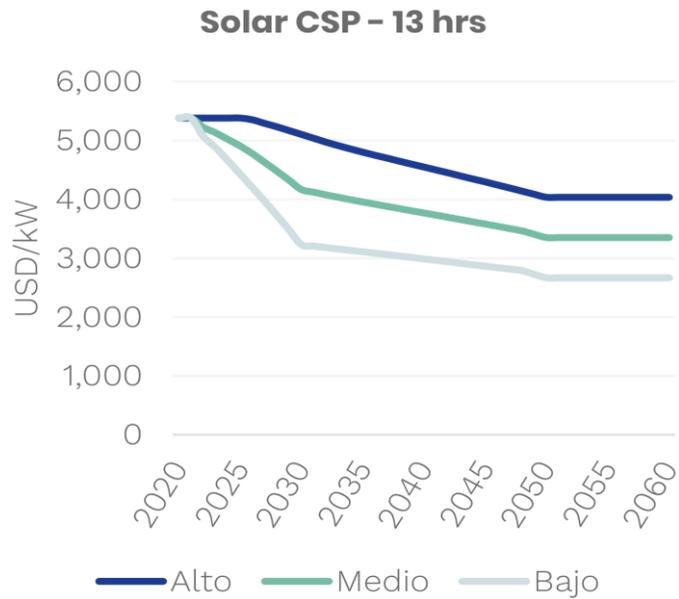


Figura 2.71: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación CSP (caso 13 hrs.) preliminar (izq.) y actualizado (der.).

3. Eólica

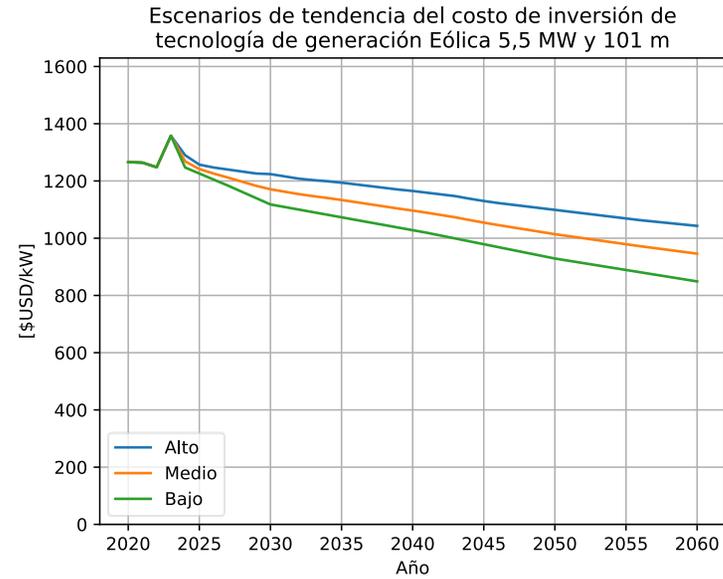
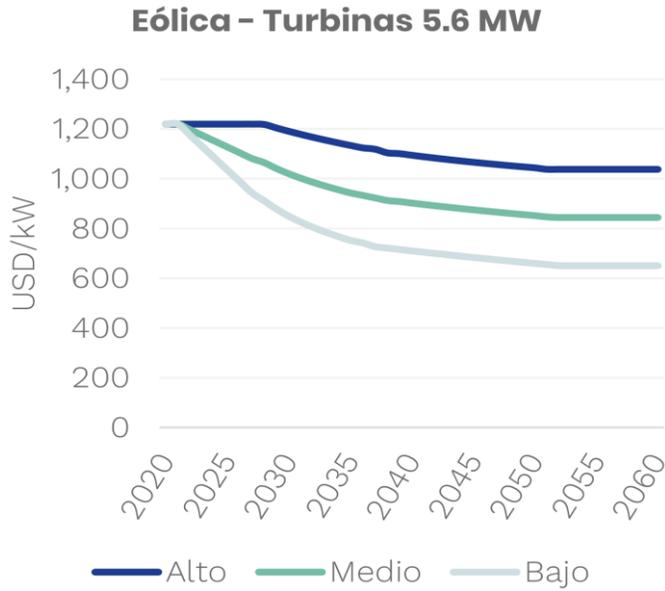


Figura 2.72: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación eólica preliminar (izq.) y actualizado (der.).

4. Gas natural

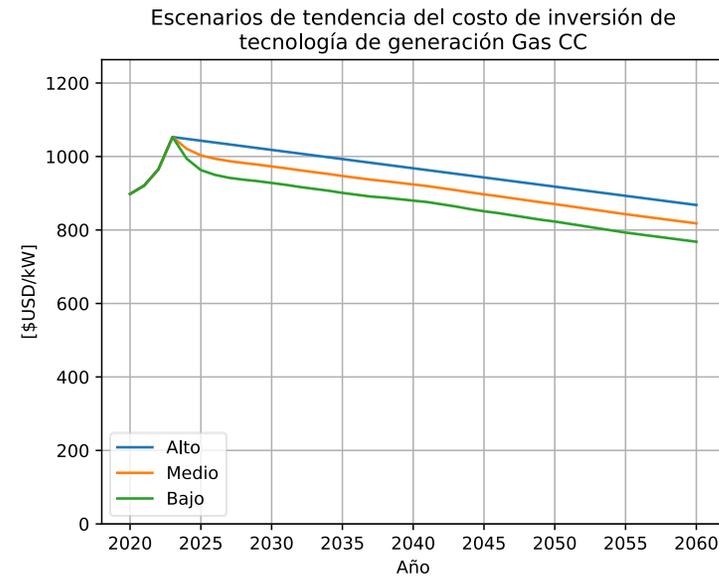
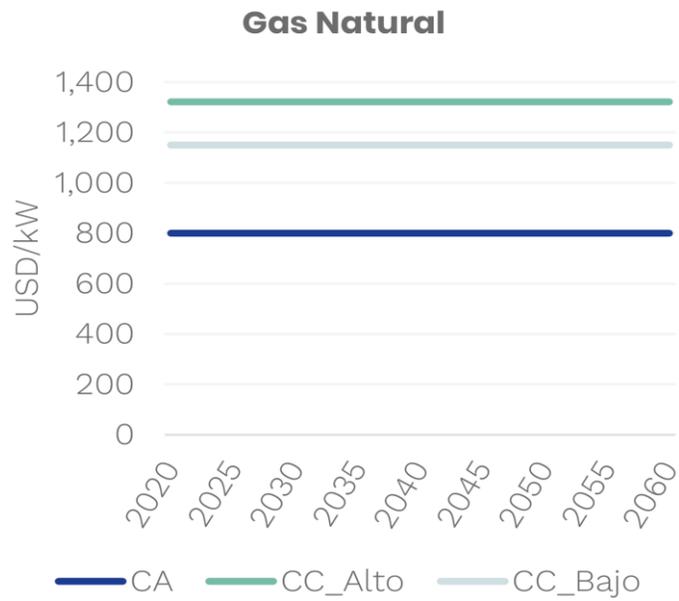


Figura 2.73: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación a gas natural preliminar (izq.) y actualizado (der.).

5. Geotermia

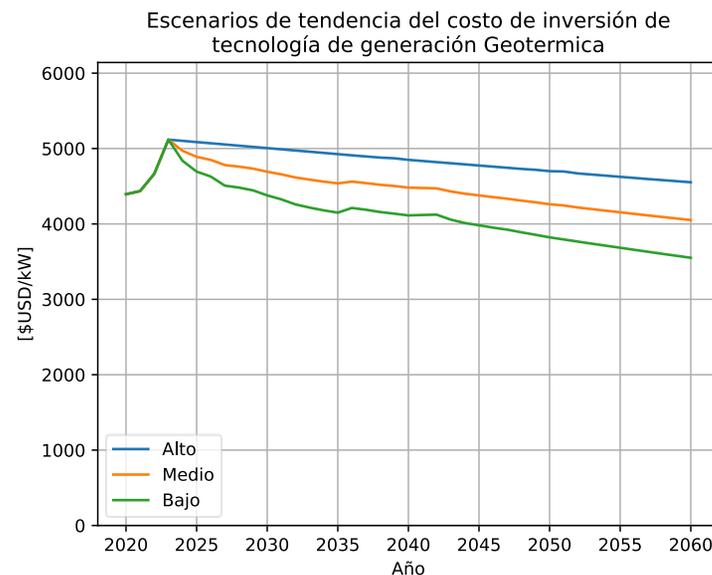
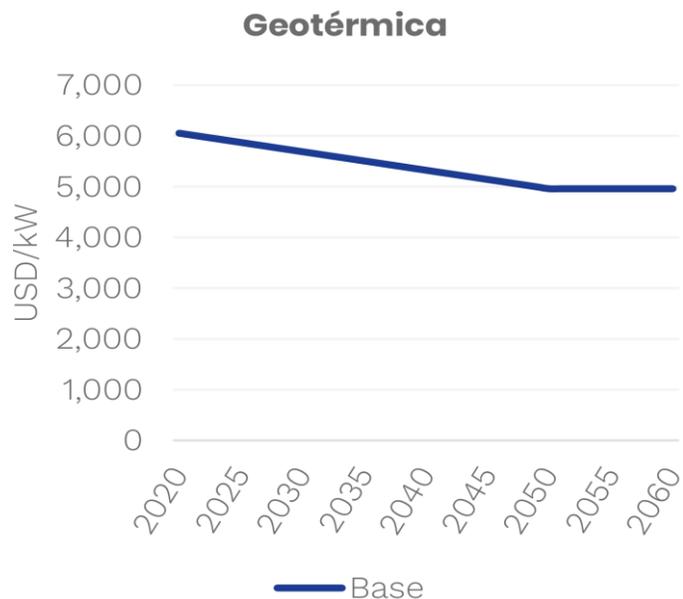


Figura 2.74: Escenarios de tendencia del costo de inversión de tecnología de generación geotérmica preliminar (izq.) y actualizado (der.).

Las curvas de las tecnologías de generación solar fotovoltaica, CSP y eólica (Figura 2.31 a Figura 2.35) presentan una trayectoria similar a las curvas del informe preliminar PELP 2023 – 2027, con la salvedad que a partir del año 2050 en adelante, las curvas actualizadas no mantienen una trayectoria constante, sino que fueron extendidas mediante el ajuste a una curva exponencial. Por otra parte, en el caso de la generación en base a gas natural (Figura 2.36) se tiene que en la versión preliminar se asume un CVI constante durante todo el período, mientras que en la actualizada se aprecia un decrecimiento del CVI a lo largo del tiempo. Este contraste se puede deber a que en la versión preliminar se consideró el fuerte proceso de descarbonización que se promueve en el país, por lo que no se desea promover la inversión de nuevas centrales de esta tecnología.

Finalmente, en el caso de la generación geotérmica (Figura 2.37) se puede notar una diferencia importante, ya que en el informe preliminar solo se presenta un escenario base, mientras que en la actualización se construyen tres escenarios según los datos recabados desde fuentes internacionales. Como la tecnología de generación geotérmica no tiene un nivel de maduración elevado, se debe estudiar si los escenarios medio y bajo son factibles de ocurrir en el horizonte de tiempo considerado.

3 Actividad 2: Actualización de metodologías de proyección de precios de combustibles

Los avances a la fecha asociados a la actualización de metodologías y proyecciones de precios de combustibles para la PELP consisten en la revisión de metodologías internacionales y nacionales, levantamiento de información, revisión y propuestas preliminares de actualización de la metodología vigente de la PELP. En esta sección se resumen los avances hasta la fecha en los temas ya mencionados. Para ello se comparará la metodología vigente con los hallazgos más relevantes encontrados y de acuerdo con esto se propone la una propuesta de actualización preliminar.

3.1 Resumen de revisión internacional

En esta sección se presenta un resumen de la revisión internacional realizada en el contexto del proyecto. El objetivo de esta revisión es entender qué tipo de metodologías se aplican en otros países y determinar si existen elementos diferenciadores o similares con la metodología aplicada en Chile. La selección de casos en el informe se basa en el detalle proporcionado por las instituciones en sus documentos y si presentan características distintivas. Siguiendo este criterio, se incluyen aproximadamente 10 casos internacionales, abarcando países latinoamericanos similares a Chile y otros países relevantes como el Reino Unido y Canadá. Dado que Chile es un importador neto de combustible, se pone énfasis en las metodologías de importación, considerando países como Argentina y Colombia que, a pesar de ser productores, también son importadores. Por lo tanto, las metodologías presentadas están asociadas a la importación en esos países.

Como síntesis de la revisión presentada más abajo se encontraron elementos similares a la metodología aplicada en Chile, como por ejemplo los sobrecostos utilizados en la importación de los combustibles, las proyecciones internacionales utilizadas como referencia y en el uso de modelos regresivos.

Adicionalmente, se identificaron metodologías de interés en países con una gran producción de combustibles y/o grandes consumidores, que aplican modelos globales de oferta y demanda, los cuales también son utilizados por la EIA en sus proyecciones. Este tipo de metodología no es aplicable a Chile, ya que no es un gran productor ni consumidor a nivel global. Sin embargo, se incluyen en este informe como referencia.

3.1.1 Argentina

El documento analizado corresponde al de “Escenarios Energéticos 2030” de ese país [14].

GNL

Para proyectar los precios del gas natural, se toma en cuenta el precio del gas natural (GN) tanto para el mercado interno como para el precio internacional de referencia, utilizando las proyecciones de la EIA para el Henry Hub. Además, se incorpora el precio de importación del GN procedente de Bolivia. Se emplea una fórmula que incluye los costos de licuefacción y margen, así como los costos de transporte y de regasificación.

Precio de Importación de GNL

El precio del GNL se estimó siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Precio GNL} = \text{HH}_{\text{adj}} + \text{CL\&M} + \text{CT} + \text{CR}$$

Donde:

- HH_{adj} : Henry Hub * 1,15
- CL&M: Costo de licuefacción y margen
- CT: Costo de transporte
- CR: Costo de regasificación

Notar que el precio estimado incluye el costo de regasificación. No obstante, no incluye costo de aranceles de aduanas, puertos, remolcadores.

Diesel

Para la proyección de precios del petróleo se consideran cuatro tipos de precios, internacionales (WTI y Brent), locales, de paridad de exportación e importación y en todos los precios se analizan dos escenarios: Reference case y low case. Para los precios de paridad de exportación e importación realizaron las proyecciones según la evolución del Brent y también considerando los costos de transportes.

Para los precios locales, se propone calcular cuánto costaría importar el petróleo Brent al mercado local y usarlo como base para el precio del Medanito (precio de referencia del mercado interno de Argentina, producido en la provincia de Neuquén). También consideran calcular el precio al cual el crudo Escalante podría venderse en el mercado internacional, tomando como referencia el precio del Brent, y al igual que con el Medanito, se hace un ajuste por el diferencial de calidad entre el Escalante y el Brent.

3.1.2 México

El documento propone un modelo de regresión lineal con el objetivo de estimar la diferencia WTI- MME⁴¹ implícita que resulta de multiplicar los estimadores por los futuros del WTI y del Brent [15].

Para el cálculo del MME se considera:

$$MME_t = B_0 + B_1WTI_t + B_2Brent_t + e_t$$

Donde:

- B_0 : Es una constante, representa el término de intercepción de la regresión lineal.
- B_1 : Es el coeficiente para el precio del West Texas Intermediate (WTI) en el tiempo t , indicando cómo los cambios en el WTI afectan al MME.
- e_t : Es el término de error, capturando las variaciones en el MME que no son explicadas por los precios del WTI y Brent.
- MME_t : Precio diario de la MME en dpb observado del 4 de mayo de 2020 al 30 de septiembre de 2022, publicado por el Banco de México.
- WTI_t : Precio diario del WTI en dpb observado del 4 de mayo de 2020 al 30 de septiembre de 2022, publicado por Bloomberg.
- $Brent_t$: Precio diario del Brent en dpb observado del 4 de mayo de 2020 al 30 de septiembre de 2022, publicado por Bloomberg.

Para estimar el diferencial se tiene que:

$$DiferencialPromedio = \sum_{i=1}^{15} (WTI_i - MME_t) / 15$$

Para un país exportador de crudo como México, comprender este diferencial es crucial para **estimar con precisión** los ingresos por exportaciones de petróleo.

Este documento [15] describe detalladamente las características principales de la metodología establecida por la EIA. Esta metodología es fundamental en el documento actual para el desarrollo de los rangos superior e inferior en los escenarios de proyección de precios. Se afirma que la metodología de la EIA basa su estimación en un modelo de Black-Scholes-Merton (1973) considerando el nivel de incertidumbre y el riesgo de los mercados. Se menciona que la medición de dicha incertidumbre se deriva de la volatilidad implícita calculada a partir de las opciones y futuros sobre el WTI que cotizan en el New York Mercantile Exchange (NYMEX).

⁴¹ MME: Mezcla Mexicana de Exportación

Entonces, la ecuación para realizar predicciones futuras del precio es:

$$\ln(f_{(t+dt),k}/f_{t,k}) = \mu_k dt + \sigma_k z \sqrt{dt}$$

Donde:

- $\ln(f_{(t+dt),k}/f_{t,k})$: Es el logaritmo del retorno relativo del precio futuro “f” del activo “k” en un pequeño intervalo dt.
- $f_{(t+dt),k}$: Precio del activo k en el tiempo t+ dt
- $f_{t,k}$: Precio del activo k en el tiempo t
- μ_k : Tasa de retorno esperada del activo k
- dt: cambio incremental en el tiempo
- σ_k : Volatilidad del precio del activo k
- z: Variable Aleatoria normalmente distribuida
- \sqrt{dt} : Raíz cuadrada del cambio incremental en el tiempo, que ajusta la volatilidad a la escala de tiempo.

3.1.3 Colombia

Este documento considera diversas fuentes de información de manera histórica y proyectada como Platt’s, Argus y Wood Mackenzie. Por otra parte, la información y supuestos consideran al STEO-Short Term Energy Outlook del EIA [16].

Carbón

Los precios en fuente de producción de carbón (IP) se proyectan teniendo en cuenta la tendencia del marcador internacional Coal del **STEO**, para obtener los precios de carbón históricos en fuente se promedió el precio al cual compraron las diferentes plantas termoeléctricas que usan carbón para generar energía en Colombia. La fórmula usada fue la siguiente.

Corto plazo:

$$IP_{\text{carbón}(m)} = IP_{\text{carbón}(m-1)} \cdot TVP_{\text{coal-STE0}(m)}$$

Largo plazo:

$$TVP_{\text{Coal-STE0}(m)} = (TVP_{\text{propane-Coal}(a)})^{\left(\frac{1}{12}\right)}$$

Donde:

- $IP_{\text{carbón}(m)}$: Precio en USD/MBTU a diciembre 2021 de las fuentes de producción de carbón nacional para el mes m.
- $TVP_{\text{coal-STE0}(m)}$: Tasa de variación periódica del indicador Coal presentado en el STEO del mes m-1 al mes m.

- $(TVP_{propane-Coal(a)})^{(\frac{1}{12})}$: Tasa de variación periódica del indicador Electric Power Steam Coal presentado en el AEO del año a-1 al año a, de acuerdo con el escenario seleccionado.

GNL

Este documento considera la proyección siguiendo una tendencia creciente para el **Henry Hub**, el punto de partida se calcula como el promedio de los precios FOB de compra de gas importado de los países suramericanos, adicionalmente se le agrega un transporte marítimo hasta los puertos colombianos y un valor de regasificación.

Corto plazo:

$$G_{importado(m)} = PromedioFOB_{m-1} \cdot TVP_{HH-STE0(m)} + Tm + Rg$$

Largo Plazo:

$$G_{nacional(m)} = G_{nacional(m-1)} \cdot TVP_{HH-STE0(m)}$$

Donde:

- $G_{nacional(m)}$: Precio en USD/MBTU a diciembre 2021 de las fuentes de producción de gas nacional (Cusiana/Cupiagua, Guajira, Campos del VIM) para el mes m.
- $TVP_{HH-STE0}$: Tasa de variación periódica del indicador Henry Hub presentado en el STEO del mes m-1 al mes m.
- $G_{importado(m)}$: Precio en USD/MBTU a diciembre 2021 de las fuentes de producto importado (Cartagena, Buenaventura) para el mes m.
- $PromedioFOB_{m-1}$: Promedio de precio de compra FOB de GNL desde los países Brasil, Chile, Argentina, México obtenido de Argus Media en el mes m-1.
- Tm : Tarifa de transporte marítima desde la Costa del Golfo a Cartagena (0.402 USD/MBTU) o desde la Costa del Golfo a Buenaventura (0.914 USD/MBTU incluyendo paso por canal) a diciembre de 2021.
- Rg : Tarifa de regasificación estimada en 0.4 USD/MBTU.
- $(TVP_{HH-AEO(a)})^{(\frac{1}{12})}$: Tasa de variación periódica del indicador Henry Hub presentado en el AEO del año a-1 al año a, de acuerdo al escenario seleccionado.

Diesel

Para proyectar el ingreso al productor del Diesel en Colombia se tuvo en cuenta la tendencia del Diesel fuel proyectado por la EIA. Adicionalmente el crecimiento del IP se acotó a $\pm 2.8\%$ cuando el valor mensualizado de la pendiente de la regresión lineal del logaritmo natural del IP de los últimos 60 días, calculado preliminarmente solo con la tendencia del EIA, es mayor a 2.8% o menor a -2.8% según lo indicado en la Resolución 18-1491 del Min Energía y Minas de Colombia de 2012.

Corto plazo:

$$IP_{diesel(m)} = IP_{diesel(m-1)} \cdot TVP_{Diesel\ fuel-STE0(m)}$$

Largo plazo:

$$TVP_{diesel\ fuel-AEO} = (TVP_{Diesel\ fuel-AEO(a)})^{\left(\frac{1}{12}\right)}$$

Donde:

- $IP_{diesel(m)}$: Precio en USD/MBTU a diciembre 2021 del diésel de producción nacional para el mes m, con crecimiento acotado entre +2.8% y -2.8%.
- $TVP_{Diesel\ fuel-STE0(m)}$: Tasa de variación periódica del indicador Diesel fuel presentado en el STEO del mes m- 1 al mes m.
- $(TVP_{Diesel\ fuel-AEO(a)})^{\left(\frac{1}{12}\right)}$: Tasa de variación periódica del indicador All sectors Distilate Fuel oil presentado en el AEO del año a-1 al año a, de acuerdo con el escenario seleccionado.

Estos modelos regresivos son aplicables a Chile, en particular, para el caso de los precios de diesel y el fuel oil. Este tipo de modelos se encuentran aplicados tanto en la metodología previa del MEN, como en la propuesta presentada en este informe. Los modelos de corto plazo revisado en el caso Colombiano no aplicarían, puesto que para las modelaciones de muy largo plazo de la PELP no tiene sentido usar proyecciones con resolución semanal y con horizonte inferior a un año.

3.1.4 Reino Unido

Petróleo

El documento revisado [17] ha desarrollado un modelo de oferta y demanda diseñado para proyectar los precios del petróleo, destacando su capacidad para calcular los cambios porcentuales en estos precios. Este modelo incorpora factores clave como las elasticidades, la oferta de petróleo y el Producto Interno Bruto (PIB) global, permitiendo un análisis detallado y predictivo de las tendencias en los precios del petróleo.

La ecuación del cambio de precio es:

$$\Delta \ln p_t = \frac{1}{\beta} (\gamma \Delta \ln y_t - \Delta \ln q_t)$$

Donde:

- $\Delta \ln p_t$: Cambio porcentual en el precio del petróleo
- β : Elasticidad-precio global media de la demanda
- γ : Ingreso global promedio elasticidad de la demanda.
- $\Delta \ln y_t$: Cambio porcentual en el PIB global}
- $\Delta \ln q_t$: Cambio porcentual en la oferta de petróleo

El documento [17]. realiza una mejora de esta metodología, incorporando un concepto llamado “*desegregación regional*”, dividiendo el mundo en regiones Avanzadas (Países con un alto desarrollo económico) y Emergentes (Países en transición). La ecuación se utiliza para estimar cómo los cambios en el PIB global y en la producción de petróleo impactan en los futuros precios del petróleo.

Este tipo de metodología es más acorde a países que tienen algún grado de injerencia en el precio de los combustibles, por ser economías de gran tamaño y/o ser grandes productores de combustibles. En conclusión este tipo de metodologías no es aplicable a países de Chile que son tomadores de los precios internacionales.

3.1.5 Otros

- **Canada’s Energy Future 2030 (Canadá):** El informe utiliza modelos económicos y energéticos para desarrollar sus proyecciones. Estos modelos se basan en supuestos sobre tendencias futuras en tecnología, políticas de energía y clima, mercados energéticos, comportamiento humano y la estructura de la economía. El informe considera dos escenarios principales: el "Evolving Energy System Scenario" y el "Reference Energy System Scenario" [18].
- **Delivered Wholesale Gas Price Outlook (Canadá):** Se emplea un modelo de abajo hacia arriba que integra tres elementos fundamentales: el precio del contrato mayorista, basado en el valor del gas al inicio de la línea de transmisión y ajustado según el comprador específico; el costo de transmisión, que contempla la tarifa aplicable al transporte del gas desde el punto de suministro hasta su destino final, ya sea una planta de generación o una red de distribución; y el costo de suministro pico, necesario para cubrir la diferencia entre la demanda promedio anual y los picos estacionales, utilizando servicios de almacenamiento de gas subterráneo o la capacidad de la línea de transmisión [19].
- **EU28 Fuel Prices:** Esta metodología se enfoca en una perspectiva de sistemas, lo que significa que los precios calculados no reflejan necesariamente los costos para hogares, empresas comerciales o entidades energéticas. Los precios no incluyen, recargos, precios de CO2 ni tarifas adicionales, representando así el costo técnico de la fuente de energía. Para comparar puntos de precios individuales de diferentes escenarios, todos los precios se ajustan a la inflación a niveles de 2015 utilizando datos de la OCDE se expresan en €/MWh [20].
- **Annex II Methodology:** El documento genera proyecciones de precios de combustibles utilizando una combinación de datos del IEA World Energy Outlook

(WEO) y adaptaciones específicas basadas en escenarios. Primero, se emplean los datos del WEO, que consideran el contexto global y los factores que influyen en los precios de las materias primas, para establecer un punto de partida para las proyecciones de precios. Estos datos se mapean a escenarios correspondientes de ENTSO, utilizando mayoritariamente la información del WEO 2016. Las proyecciones de precios también incluyen ajustes basados en la retroalimentación de los interesados y la necesidad de coherencia en el enfoque de establecimiento de orden de mérito, como se hizo en el escenario de Transición Sostenible 2030, donde se ajustaron los precios del carbono para establecer un orden de mérito de gas antes que carbón [21] .

- **Futuro del Petróleo y Gas natural:** La metodología propone que los precios del gas y el petróleo dependen en buena parte de las propias políticas climáticas en los próximos 30 años. Menciona que si las políticas mundiales tienden a restringir la demanda de hidrocarburos se va a provocar una caída en los precios. En el caso de que las políticas promuevan la reducción de la producción de gas y petróleo se va a provocar una subida de precios [22].
- **Evaluación de Escenarios Energéticos 2030:** El documento utiliza el modelo de simulación y Análisis de la Matriz Energética (Same) desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), para elaborar sus estimaciones de precios de petróleo crudo y gas natural hasta los años 2050 y 2035. Se menciona que SAME se enfoca en una serie de indicadores clave, como la eficiencia energética, los costos unitarios de producción de energía y la composición de las matrices de oferta de energía. Se indica que el modelo también permite realizar un análisis comparativo entre distintos escenarios, ofreciendo una visión integral de cómo las variaciones en estos factores pueden afectar los precios del petróleo y el gas natural a largo plazo [23].

3.2 Cálculos y datos transversales para todas las proyecciones

3.2.1 Base monetaria

Dado que las proyecciones internacionales del *Annual Energy Outlook (AEO) 2023* del EIA de EE. UU, todos los precios se referencian al año 2022, por lo tanto, todos los precios se referenciarán al valor del dólar de ese año, y a los datos de CPI (IPC, en español) de Estados Unidos. Un ejemplo del cambio de base se realiza en la imagen de debajo de acuerdo con lo informado por la CNE en sus proyecciones de precios.

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	HALF1	HALF2
2020	257,971	258,678	258,115	256,389	256,394	257,797	259,101	259,918	260,280	260,388	260,229	260,474	257,557	260,065
2021	261,582	263,014	264,877	267,054	269,195	271,696	273,003	273,567	274,310	276,589	277,948	278,802	266,236	275,703
2022	281,148	283,716	287,504	289,109	292,296	296,311	296,276	296,171	296,808	298,012	297,711	296,797	288,347	296,963
2023	299,170	300,840	301,836	303,363										

Para efectos de la transformación se utilizan los valores de diciembre de 2022 y abril de 2023, resultando el siguiente factor de ajuste⁴:

$$\frac{CPI_{abril23}}{CPI_{dic22}} = \frac{303,363}{296,797} = 1,02212$$

Figura 3.1: Ejemplo de referenciación a dólar base utilizado por la CNE.

En la actualidad, se usan las proyecciones generadas bajo la metodología que utiliza la Comisión Nacional de Energía. Como análisis de este informe se recomienda utilizar la referenciación a un año base para el valor de dólar utilizando el CPI real histórico de Estados Unidos. La base de referenciación debiese ser la misma para todos los precios utilizados en la PELP incluyendo principalmente precios de energéticos y costos de inversión.

En economía y finanzas pasar las unidades monetarias a un año de referencia común permite realizar proyecciones coherentes en el tiempo, de tal forma que los precios representen el costo real del bien en el tiempo y no el precio nominal distorsionado por la inflación. Por esta razón, es necesario referenciar todos los cálculos monetarios a una base común. En este estudio se utilizó como referencia el año 2022, puesto que es el año de referencia también utilizado en las proyecciones internacionales. Los valores monetarios utilizados como base son los que se muestran en la tabla de a continuación.

Nombre	Valor de referencia 2022	Unidad	Fuente
Tipo de cambio	872.3	CLP/USD	Banco Central
UTM	57,818	CLP	Banco Central
CPI	292.655	-	U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS
UF	33,047.14	CLP	Banco Central

Estos valores son los representativos del año, es decir corresponde al promedio de todos los valores que tomaron estos indicadores los 365 días de 2022. Esta es la misma

metodología que utiliza el banco central para representar valores históricos con resolución anual.

Las proyecciones de combustibles que se realizarán en este estudio tienen resolución anual y se ajustarán una referencia común. A continuación, se describe la metodología para realizar cambio de base monetaria a una referencia común. Este proceso se debe realizar si se quiere cambiar el año de referencia, se quieren utilizar precios de otros años o emplear series de precios nominales en vez de reales.

Para los precios internacionales expresados en US\$ se utiliza el CPI histórico anual de Estados Unidos, por lo que la fórmula para llevar al año base sigue la siguiente fórmula:

$$P_{base,t} = P_t \cdot \frac{CPI_{base}}{CPI_t}$$

Donde:

$P_{base,t}$: Precio real en el año t con referencia del año base

P_t : Precio nominal en el año t.

CPI_{base} : CPI anual del año base.

CPI_t : CPI del año t.

Para los precios nacionales (por ejemplo, las tarifas de combustibles líquidos) se utiliza la misma metodología, pero en vez del CPI, se utiliza la UF del año respectivo.

$$P_{base,t} = P_t \cdot \frac{UF_{base}}{UF_t}$$

Donde:

$P_{base,t}$: Precio en el año t con referencia del año base

P_t : Precio nominal en el año t.

UF_{base} : UF anual del año base.

UF_t : UF del año t.

A modo de ejemplo, si se quisiera cambiar el año de referencia del año 2022 al año 2023, debo buscar los indicadores mencionados correspondientes a ese año en las fuentes indicadas en la tabla anterior y aplicar las fórmulas ya descritas. Por ejemplo, para cambiar de base a 2023 una proyección de precios en con base 2022 se debe utilizar la UF promedio del año 2023, que es 35.974,37 CLP. Por lo tanto, el ajuste monetario corresponde a $35.974/33.047 = 1,088$. Entonces, si el precio era de 1000 CLP con base 2022, ese mismo precio será de 1088 CLP con base 2023.

3.2.2 Proyecciones internacionales

Las proyecciones internacionales para utilizar como referencia de los combustibles a nivel nacional corresponden a las del *Coal at Minemouth*, al *Gas Price at Henry Hub* y al *Crude Oil*

Brent Spot, para el carbón, el gas natural y el petróleo crudo respectivamente. El precio del Brent ha sido utilizado históricamente como referencia del precio de crudo en el mundo, a diferencia del WTI que es más representativo en el mercado interno de EEUU. Para el caso de Minemouth y HH se han usado históricamente como indexador de estos combustibles. Las proyecciones corresponden a las más recientes para el año 2023, que comprenden los años 2022 al 2050 con referencia 2022 para los escenarios *Reference case*, *High Economic Growth*, *Low Economic Growth*, *High Oil Price*, *Low Oil Price*. La selección de estos escenarios se realiza en base a que abarcan posibles escenarios futuros plausibles y que impactan directamente en la proyección de precios de los energéticos. El escenario *Reference case* es el escenario base en que no se prevé grandes cambios con respecto a la situación actual, los escenarios *High Oil Price* y *Low Oil Price* involucran cambios en la oferta de combustible por parte de países productores (por ejemplo, que la OPEP se ponga de acuerdo para aumentar o disminuir la producción global), y los escenarios asociados al crecimiento (*High Economic* y *Low Economic Growth*) abarcan cambios en la demanda de energía por cambios en las proyecciones de crecimiento de EEUU, mayor consumidor mundial de derivados del petróleo. En conjunto, los escenarios seleccionados entregan una amplia gama de escenarios futuros posibles en que los precios de energéticos podrían variar. En el caso del gas natural se agregan dos escenarios similares a los de high y low oil, pero incluyendo precio de gas natural.

En los siguientes gráficos extraídos directamente de la página de la EIA, se muestran las proyecciones a utilizar.

De acuerdo con la información entregada por la EIA estos escenarios de precios se justifican en lo siguiente:

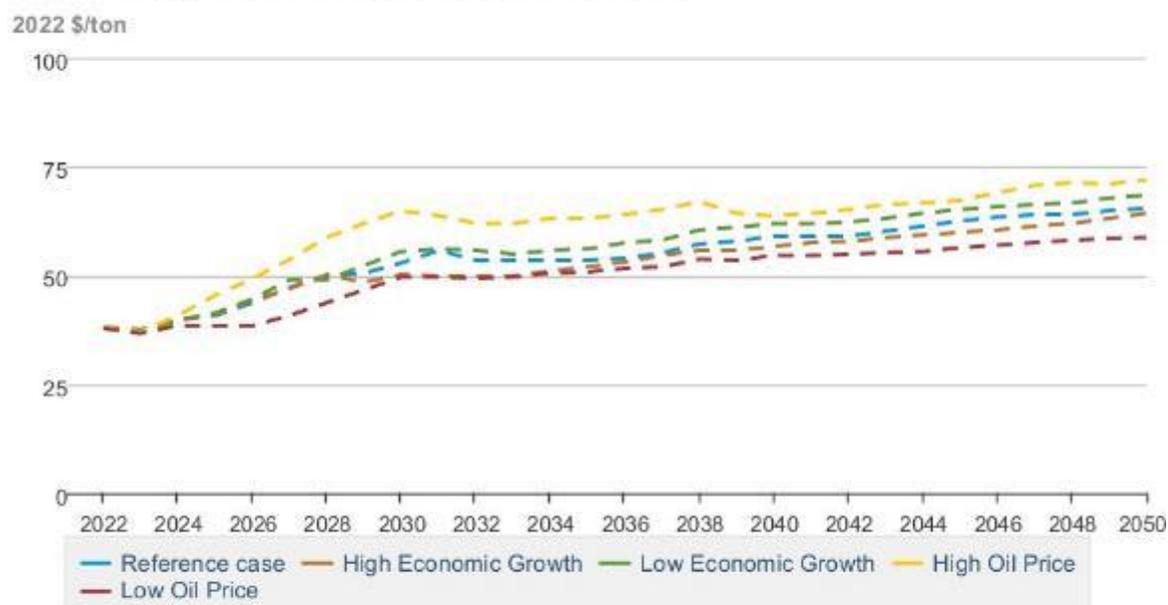
- *Reference case*: En este escenario los mercados energéticos de Estados Unidos y del mundo se prevé una evolución de precios manteniendo las condiciones regulaciones y condiciones actuales hasta el año 2050⁴². Además, se asume el crecimiento del PIB de Estados Unidos es de 1,9%.
- *High Economic Growth*: Asume que el crecimiento anual del PIB de Estados Unidos es de 2,3%.
- *Low Economic Growth*: Asume que el crecimiento anual del PIB de Estados Unidos es de 1,4%.
- *High Oil Price*: Proviene de un análisis de oferta y demanda futura por factores internacionales. En el escenario de precio alto se llega a 190 USD/barril.

⁴² Mas información de los supuestos se pueden encontrar en <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/>

- *Low Oil Price*: Proviene de un análisis de oferta y demanda futura por factores internacionales. En el escenario de precio bajo se llega a 51 USD/barril.

Carbón

Total Energy: Real Prices: Coal at Minemouth

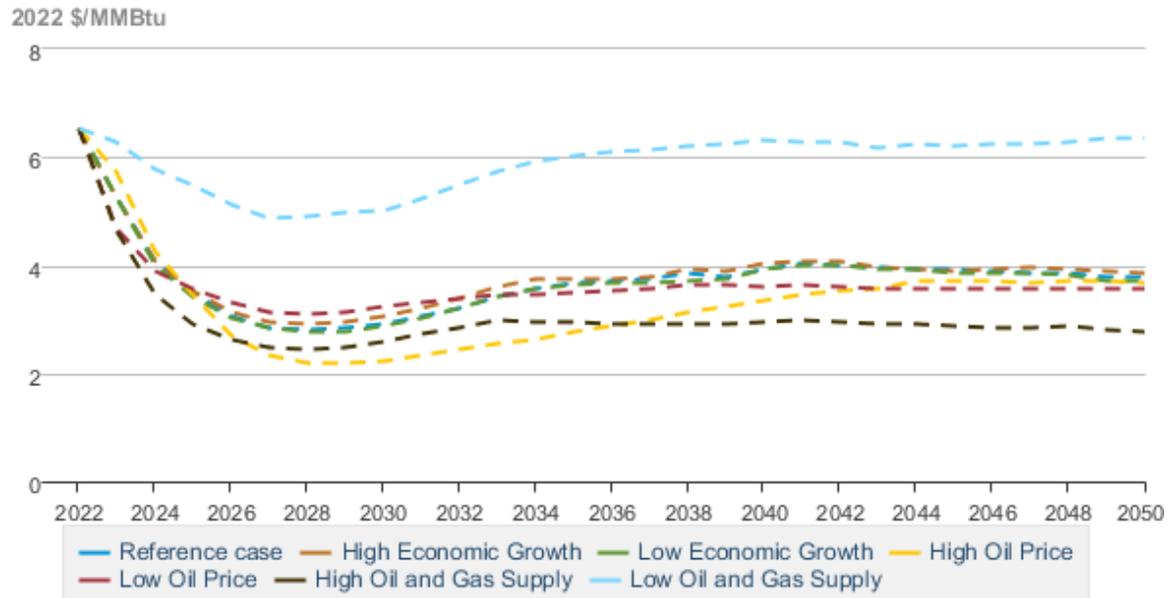


eia Data source: U.S. Energy Information Administration

Figura 3.2: Proyección internacional del precio del carbón

Gas Natural

Total Energy: Real Prices: Gas Price at Henry Hub

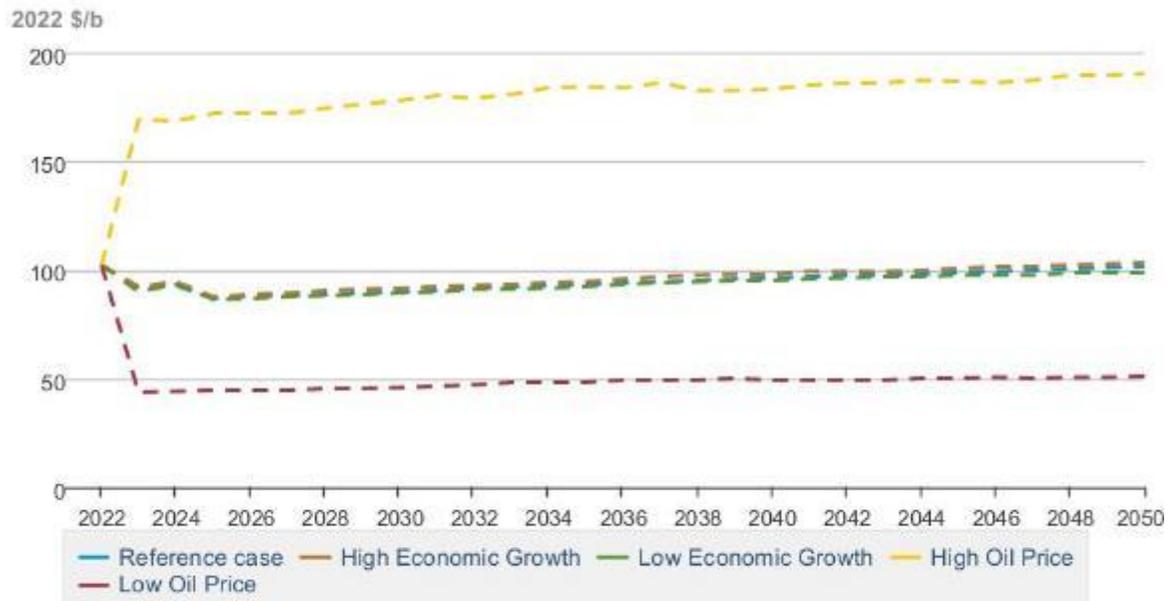


eia Data source: U.S. Energy Information Administration

Figura 3.3: Proyección internacional del precio del gas natural

Petróleo Crudo

Real Petroleum Prices: Crude Oil: Brent Spot



eia Data source: U.S. Energy Information Administration

Figura 3.4: Proyección internacional del precio del petróleo crudo

Como se aprecia en los gráficos de las proyecciones internacionales, estas tienen fecha de término el año 2050, por lo que para las proyecciones de este estudio se dejará constante el valor calculado en 2050 para todos los escenarios y todos los combustibles hasta el año 2060. Alternativamente, existe la alternativa de mantener constante la tendencia y no el valor, el problema encontrado con la última opción es que en algunos casos las diferencias de tendencia entre escenarios (por ejemplo, escenario alto tiene crecimiento mayor al escenario máximo) podría provocar que las curvas se intersecaran después de 2050 cambiando el orden que tenían en años anteriores.

3.2.3 Generación de escenarios

Para la generación de escenario se propone utilizar una metodología similar a la que se venía utilizando previamente. Esto es, generar escenarios de referencia calculados mediante indicadores estadísticos utilizando todas las proyecciones generadas. Para ello se utiliza el promedio para el escenario medio (P_{medio}), la media menos la desviación estándar para el escenario bajo (P_{bajo}), la media más la desviación estándar para el escenario alto (P_{alto}) y el mínimo (P_{min}) y máximo (P_{max}) para los escenarios extremos. La desviación estándar es una medida para representar la variabilidad de un conjunto de datos, por esta razón es un buen indicador para generar escenarios, manteniendo la dispersión existente en los datos originales. La utilización de una desviación estándar tiene una finalidad práctica, y es generar escenarios intermedios entre la media y los escenarios extremos. Con dos o más desviación estándar podría generar escenarios aun mas extremos que los definidos como máximos y mínimos.

$$\begin{aligned}
 P_{max}^c(t) &= \max(P_1^c(t), \dots, P_N^c(t)) \\
 P_{alto}^c(t) &= \frac{\sum_i^N P_i^c(t)}{N} + \sigma^c(t) \\
 P_{medio}^c(t) &= \frac{\sum_i^N P_i^c(t)}{N} \\
 P_{bajo}^c(t) &= \frac{\sum_i^N P_i^c(t)}{N} - \sigma^c(t) \\
 P_{min}^c(t) &= \min(P_1^c(t), \dots, P_N^c(t))
 \end{aligned}$$

Donde:

$P_i^c(t)$: Precio calculado para el escenario internacional i en el año t

$\sigma^c(t)$: Desviación estándar del combustible c en el año t

N : Número de escenarios proyectados (5 escenarios en total).

$P_{max}^c(t)$: Precio máximo del combustible c en el año t

$P_{alto}^c(t)$: Precio del escenario alto del combustible c en el año t

$P_{medio}^c(t)$: Precio medio de combustible c en el año t

$P_{bajo}^c(t)$: Precio del escenario bajo del combustible c en el año t

$P_{min}^c(t)$: Precio mínimo del combustible c en el año t

3.2.4 Suavizado de proyección

Dado que algunas proyecciones internacionales tienen cambios abruptos en el nivel de precios se propone una metodología para “suavizar” estas curvas de tal forma de evitar proyecciones con cambios muy grandes en muy corto plazo. Para ello se propone un post-procesamiento de las curvas mediante la aplicación de media móvil de hasta 5 años. En la siguiente sección se presentarán los resultados de las proyecciones originales y las proyecciones con esta técnica de suavizado.

3.3 Descripción metodológica y resultados de proyecciones de precios de combustibles para el sector generación y grandes industrias

A continuación, se describe la metodología de cálculo de los precios de combustibles para centrales de generación y grandes consumidores. Esta metodología tiene la intención de agregar todos los efectos no lineales asociados a la importación del cada combustible y utilizarse como indexador al valor real de cada central de generación a partir del valor real informado por la CNE en el cálculo de los precios nudo.

3.3.1 Proyección de precios del Carbón

De la revisión internacional y nacional concluimos que la proyección de precios de carbón es adecuada para el contexto nacional ya que incorpora todos los costos asociados a la importación del energético al país y la metodología es validada por todos los actores del sector eléctrico siendo utilizada por la industria en general en particular para los estudios realizados tanto por la CNE como por el Coordinador. De la revisión internacional también se identifican metodologías similares para este propósito. Por lo tanto, para la proyección del carbón se propone mantener la metodología actual, actualizando los parámetros al estudio más reciente realizado por la CNE.

La actualización identificada en la última proyección de la CNE son las siguientes:

- En la metodología actual de la CNE el seguro marítimo se actualiza a un 0,03% del valor FOB más el flete. La metodología vigente del MEN se considera en un 0,05% del valor FOB más el flete.

- En la metodología actual de la CNE el valor del flete corresponde a 19,82 [US\$/ton]. La metodología vigente del MEN es de 10,04 [US\$/ton].

La ecuación vigente es la siguiente:

$$P^{CL} = (P^{US} + 10,04)(1 + 0,05\%)(1 + 0,3\% + 0,06\%) + 6 + 0,15$$

La cual cambiaría a:

$$P_{act}^{CL} = (P^{US} + 19,82)(1 + 0,03\%)(1 + 0,3\% + 0,06\%) + 6 + 0,15$$

A excepción de los dos valores mencionados, que se debiesen actualizar, el resto de la metodología y valores considerados no debiese ser modificada. Esta fórmula se aplicaría a cada una de las proyecciones internacionales dada por la EIA y luego se aplicaría la metodología explicada en la sección anterior para la generación de los 5 escenarios de precios. Preliminarmente, se estima que los precios, a nivel local, del carbón aumentarían del orden del 16% aproximadamente con este cambio de parámetros. Este efecto se ve en la figura de abajo, en la que se comparan los escenarios medios de ambos modelos:

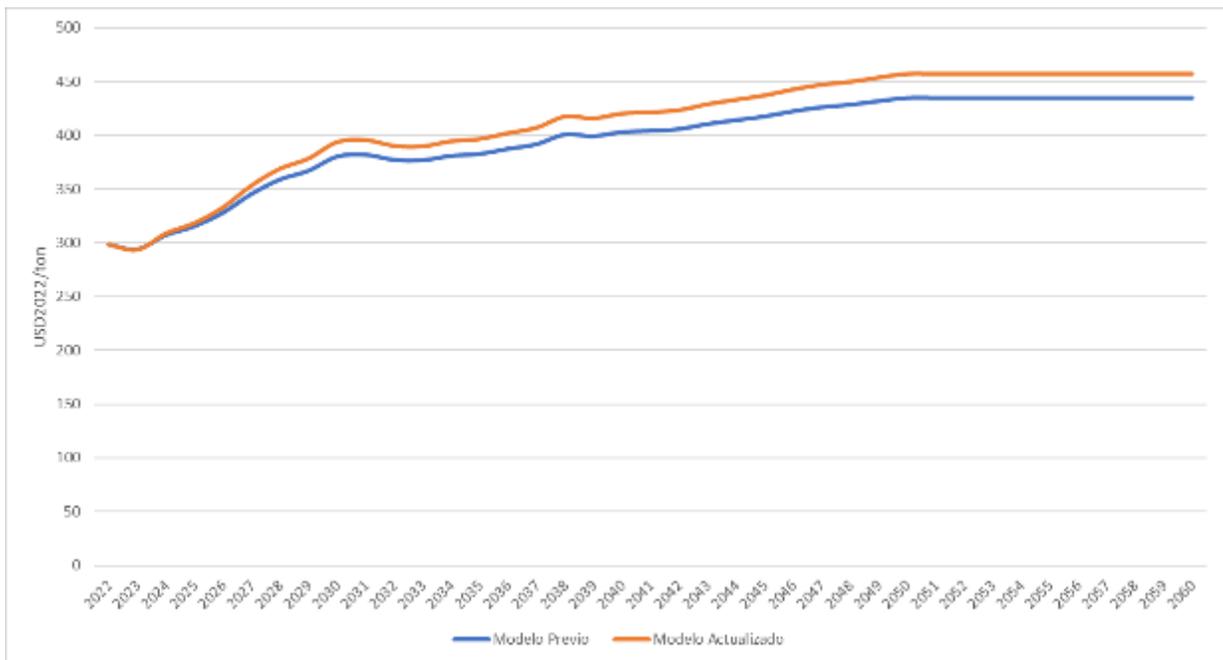


Figura 3.5: Comparación de la proyección del precio del carbón para el sector generación eléctrica entre el modelo previo y el modelo resultante en esta actualización.

La proyección resultante se muestra en la figura:

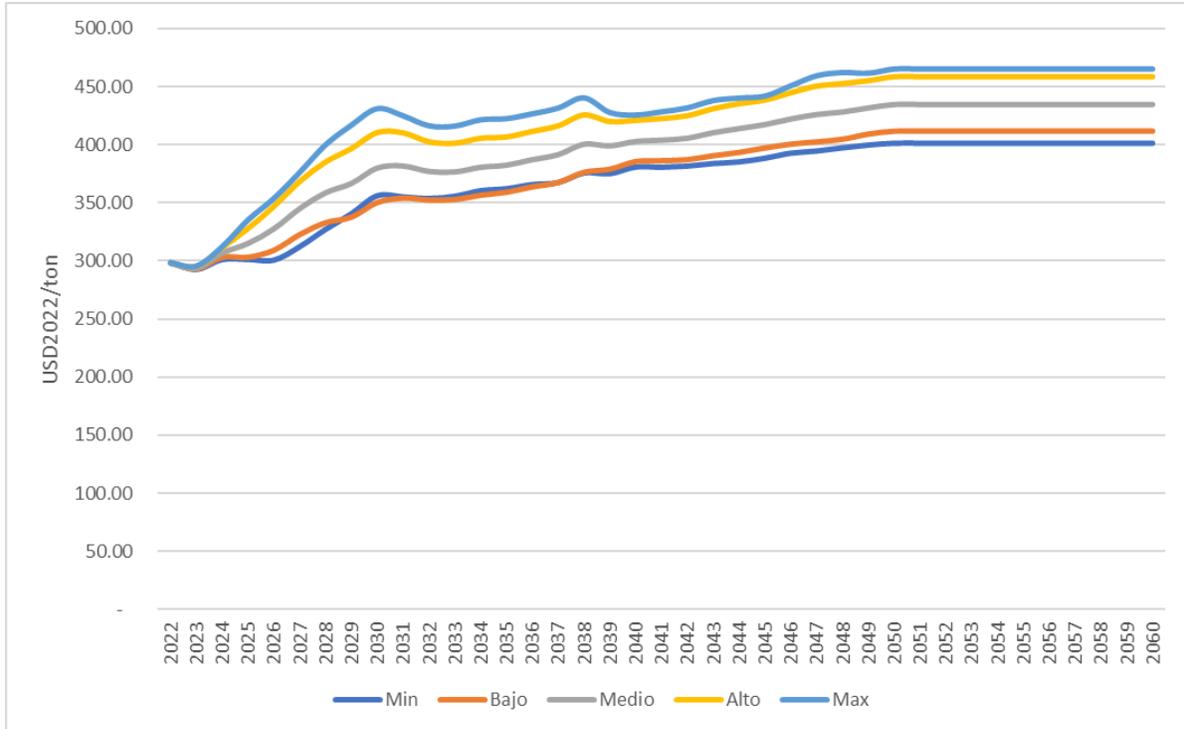


Figura 3.6: Proyección del precio de carbón para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

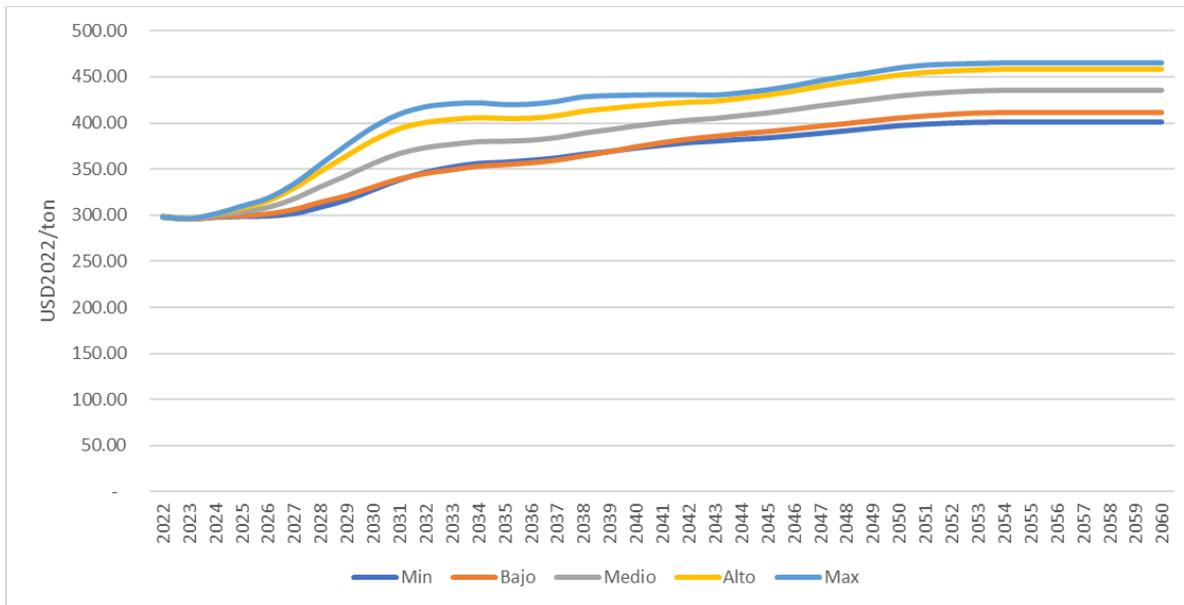


Figura 3.7: Proyección del precio de carbón suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

3.3.2 Proyección de precios del Gas Natural.

En la metodología de la PELP y el informe pasado de la CNE se tiene lo siguiente:

- Para los años 2016 y 2017, se proyecta el precio como el 12% del precio del crudo Brent, con un impuesto o arancel.
- En el año 2018, se determinó como un 12% del precio del crudo Brent, sin impuesto o arancel de importación.

La ecuación vigente es la siguiente:

$$P(t) = \begin{cases} 12\% \times Brent_t \times (1 + 6\%) + Regas & \text{si } t < 2018 \\ 12\% \times Brent_t + Regas & \text{si } t = 2018 \\ 115\% \times H.Hub_t + 4.5 + Regas & \text{si } t > 2018 \end{cases}$$

Esta indexación fue descartada completamente en el reciente informe de la CNE por lo que para todo el periodo la indexación del GNL se establece como un 115% del valor del gas natural en Henry Hub por licuefacción en los terminales de exportación, con un adicional de 4,5 dólares estadounidenses por MMBtu en concepto de transporte.

En resumen, para la proyección del precio del GNL se debe eliminar la indexación al precio del crudo Brent⁴³ de la metodología actual y mantener la indexación del 115% con respecto al Henry Hub⁴⁴. También incorpora el costo adicional por regasificación de forma explícita cuyo valor se encuentra en el Informe de Precio Nudo de la Comisión Nacional de Energía⁴⁵. De la revisión internacional se identifica que Argentina utiliza esta misma metodología, incluso la indexación del 115% con respecto al Henry Hub.

En esta propuesta se propone eliminar la indexación con el Brent ya que está en desuso y explicitar el costo de regasificación. La ecuación simplemente quedaría de la siguiente forma:

$$P^{GNL}(t) = 1,15 \cdot HHub_t + 4.5 + 0.12$$

La ecuación es la misma para todos los años posteriores a 2018, por lo que los resultados no cambiarían con esta actualización. Finalmente, la proyección actualizada es:

⁴³ En el proceso de proyección de precios de la CNE se menciona que los contratos de importación en estos años se indexaban con el precio del Brent, y que posteriormente, se cambiaron por el Henry Hub https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/11/ResEx541_2015_Comb-informe-final-Informe-Proyecciones-Precios-Combustibles.pdf

⁴⁴ El 15% de sobre costo de gas natural se explica en el costo adicional de licuefacción en la exportación del gas desde terminales de Estados Unidos.

⁴⁵ "FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO PRIMER SEMESTRE 2023": <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/02/ITD-PNCP-Ene-2023.pdf>

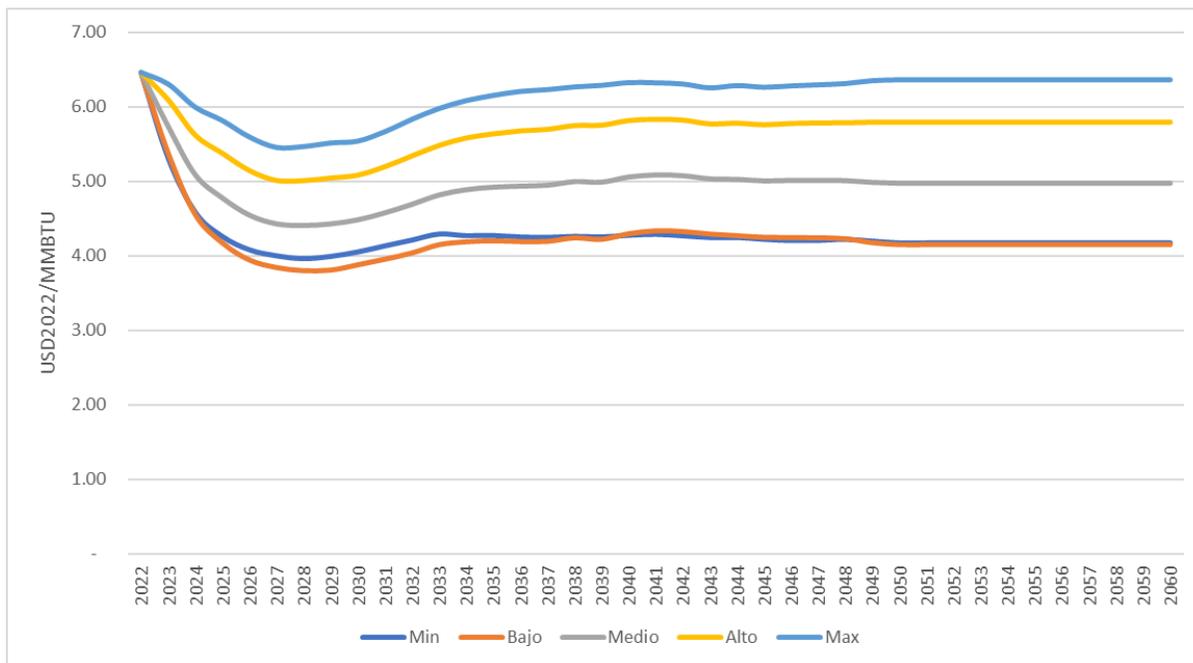


Figura 3.8: Proyección del precio del gas natural para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

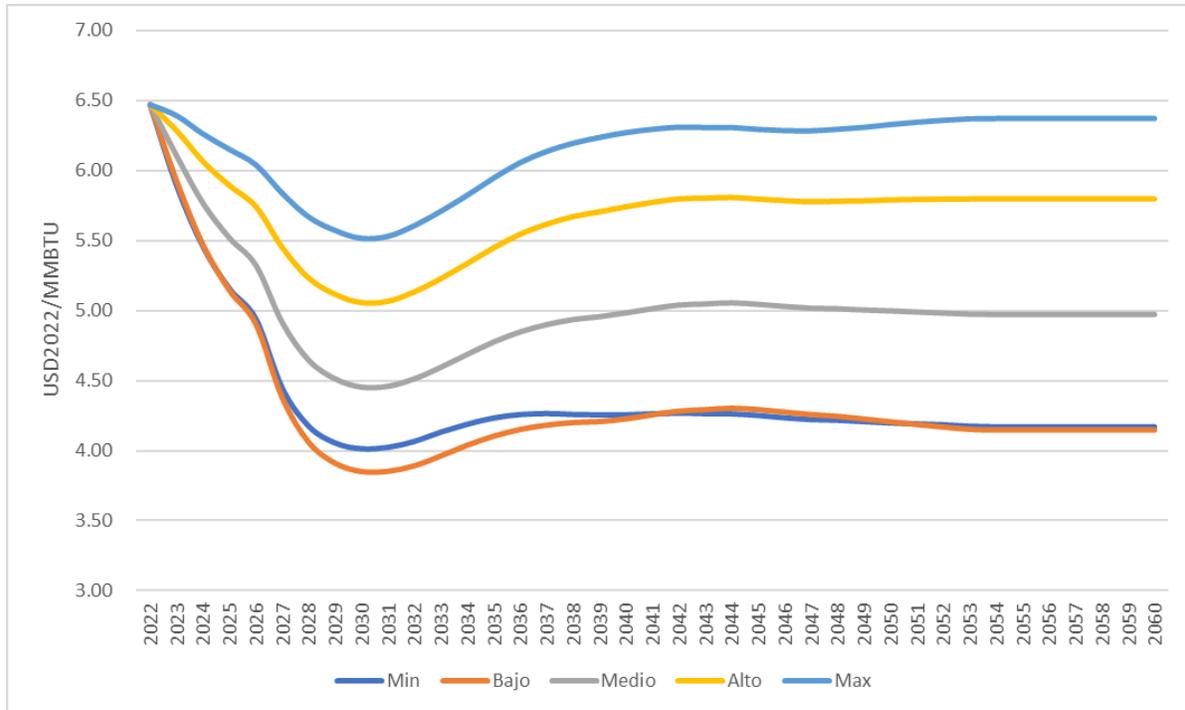


Figura 3.9: Proyección del precio del gas natural suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

3.3.3 Proyección de precios del Diesel y el Fuel Oil.

El documento actual de la CNE no establece una metodología para proyectar los precios del petróleo, a diferencia del enfoque adoptado por el ministerio. Este último realiza proyecciones de los costos de los derivados del petróleo empleando una metodología que se basa en la correlación histórica de los precios de los derivados con el petróleo crudo, utilizando para ello una regresión lineal simple.

Para este informe se realiza una actualización de los modelos regresivos tomando en cuenta datos posteriores a la última calibración de los modelos. Los modelos escogidos fueron los siguientes:

Diesel

El modelo previo es el siguiente:

$$P_{Diesel}(t) = 6,686 \cdot Brent(t) + 91,406$$

El modelo propuesto es el siguiente:

$$P_{Diesel}(t) = 7,1153 \cdot Brent(t) + 88,42$$

El cual tiene un R2 ajustado de 0,944. Esta actualización de parámetros representa una mejora en el error medio (MAPE) de 5,26% a 4,3%

Fuel Oil:

El modelo previo es el siguiente:

$$P_{Diesel}(t) = 5,71 \cdot Brent(t) - 14,359$$

El modelo propuesto es el siguiente:

$$P_{FO}(t) = 5,6556 \cdot Brent(t) - 8,375$$

El cual tiene un R2 ajustado de 0,957. Esta actualización de parámetros representa una mejora en el error medio (MAPE) de 5,94% a 5,82%

Los resultados de las proyecciones utilizando los modelos seleccionados son:

Diesel:

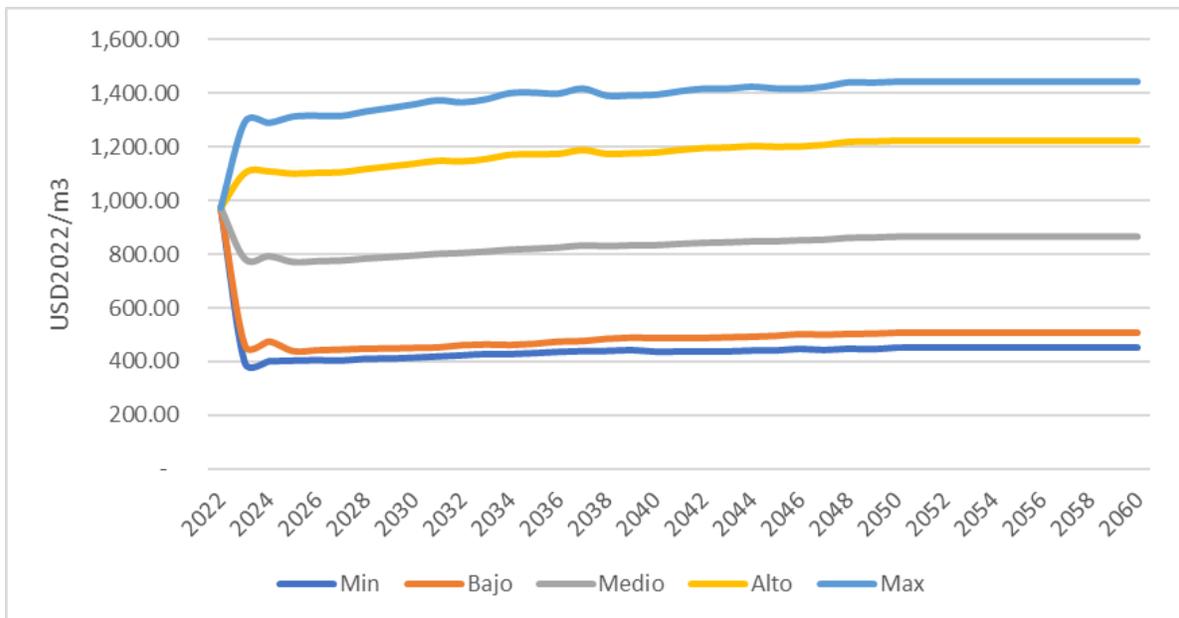


Figura 3.10: Proyección del precio del Diesel para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

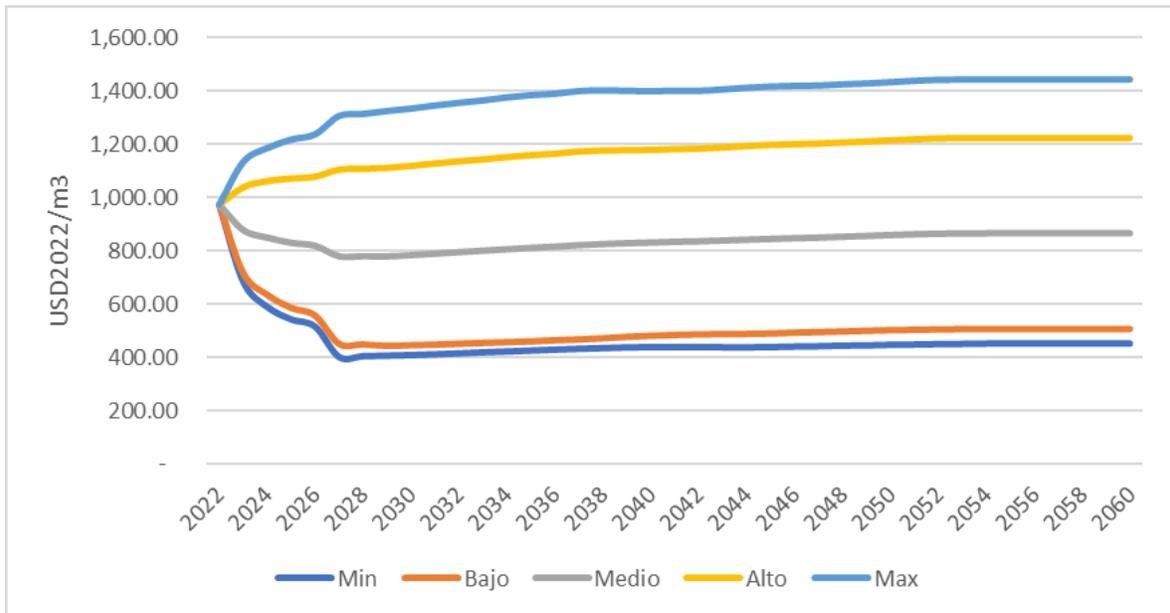


Figura 3.11: Proyección del precio del Diesel suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

Fuel Oil

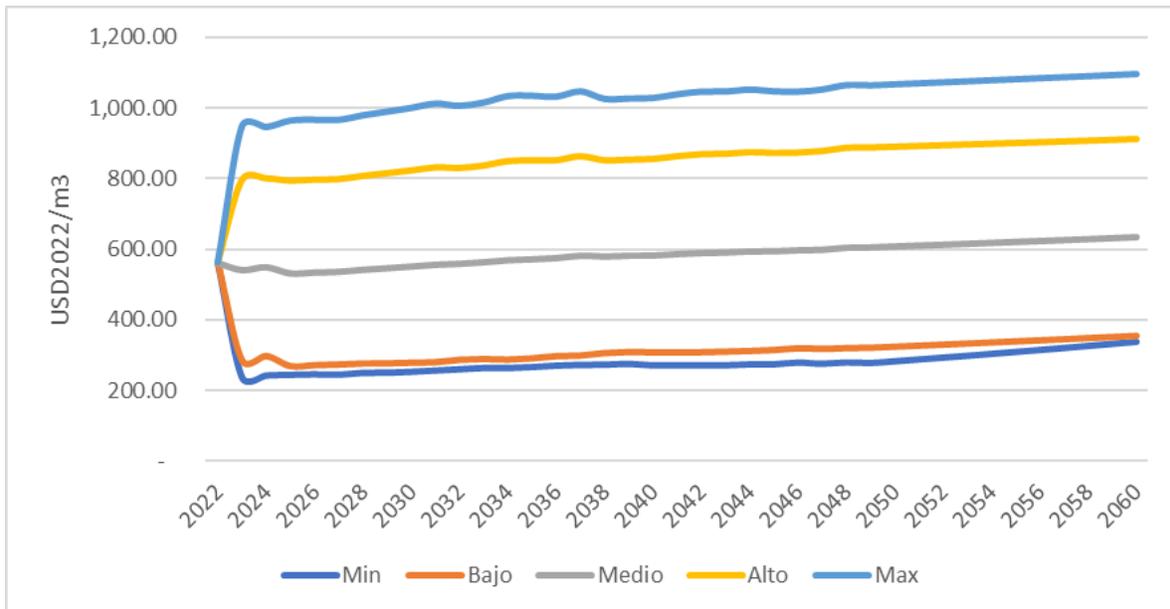


Figura 3.12: Proyección del precio del Fuel Oil para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060.

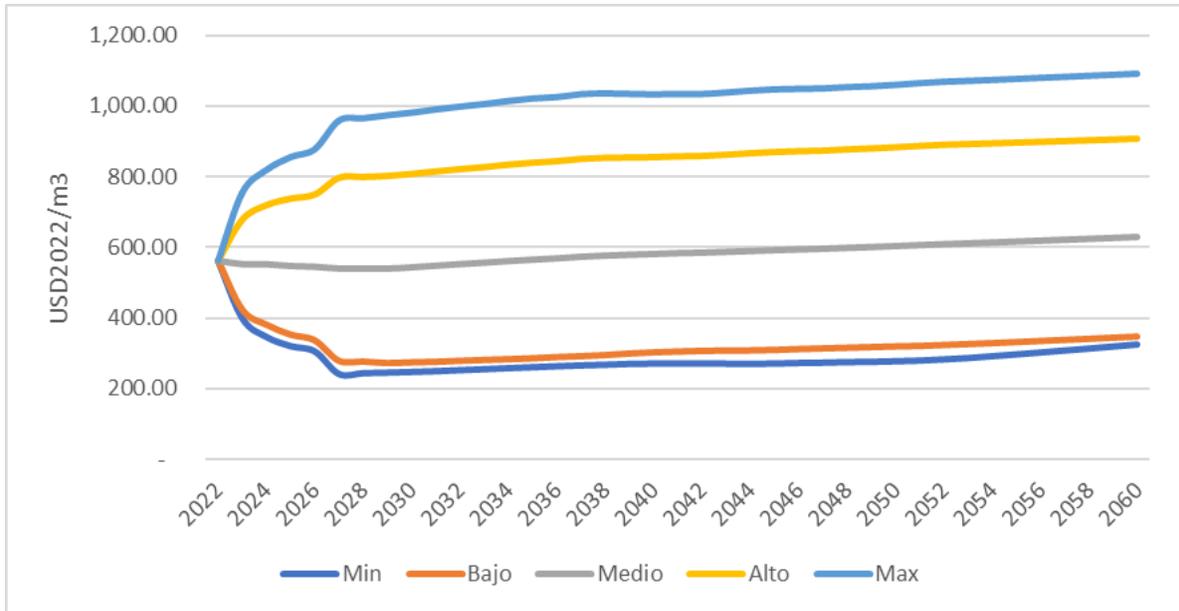


Figura 3.13: Proyección del precio del Fuel Oil suavizada para el sector generación y grandes industrias para Chile hasta el año 2060

3.4 Proyecciones de precios de tarifas de combustibles a usuarios finales

3.4.1 Metodología general

Para proyectar las tarifas de combustibles a usuarios finales se propone una nueva metodología que se describirá a continuación. Esta metodología presenta un enfoque distinto y novedoso con respecto a la metodología anterior, y que de acuerdo a los resultados, presenta una mejora considerable a lo que existía previamente. El objetivo de esta metodología es proyectar y aislar la componente de costo de combustible de la estructura de costos de la tarifa y parametrizar los impuestos asociados a cada combustible. A modo de ejemplo se muestra en la figura de abajo la evolución en el tiempo de la gasolina de 95 octanos como porcentaje del total de la tarifa entre los años 2011 y 2021⁴⁶.

⁴⁶ Estos datos se pueden descargar en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/04/estructura_precios_combustibles-mar_24.xlsx

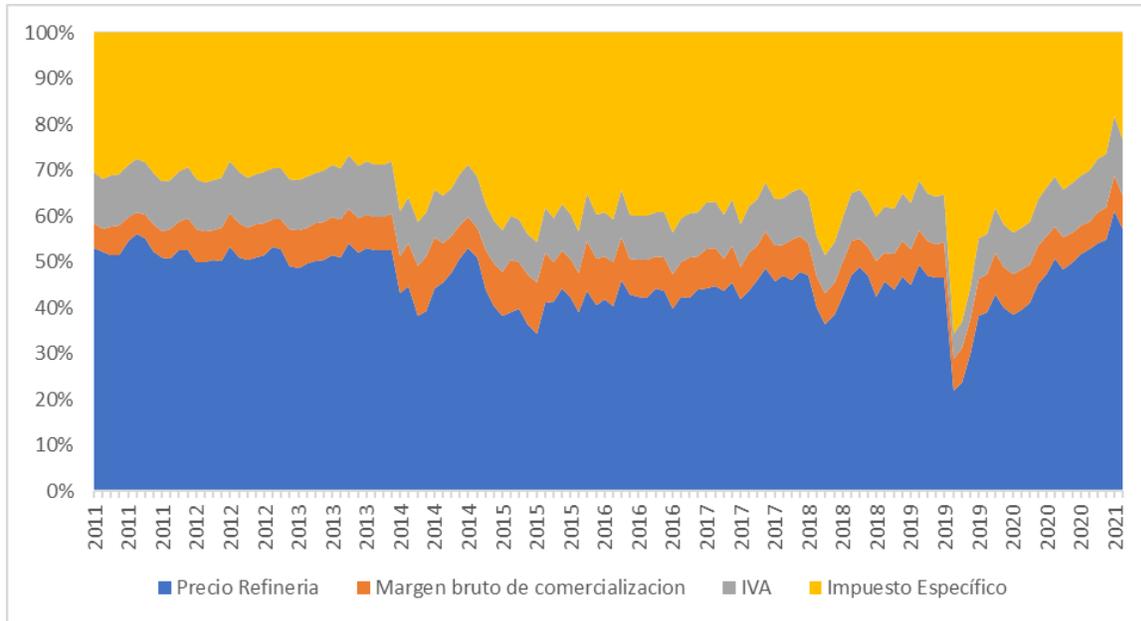


Figura 3.14: Estructura de costos histórica de la gasolina 95 en la región metropolitana entre 2011 y 2021 publicada por la CNE.

La metodología es transversal para todos los combustibles. Los combustibles analizados son gasolina vehicular, kerosene, gas licuado en balones, gas natural de cañería y diésel vehicular.

Todas las tarifas de los combustibles pueden desagregarse en las siguientes 4 componentes:

- Costo de combustible: Costo de adquisición de la materia prima en refinería
- Costo de distribución: Costo de operación de la empresa de distribución de combustible.
- IVA: impuesto al valor agregado (actualmente 19%).
- Impuesto específico. Impuesto específico al combustible.

El costo de combustible corresponde al costo de adquisición de la materia prima en refinería, el costo de distribución corresponde al costo de operación de la empresa de distribución de combustible. El IVA es transversal para todos los combustibles, en tanto el impuesto específico⁴⁷ es diferente para cada combustible. Tanto la estructura de costos históricas como los impuestos se pueden encontrar de forma pública, tanto en la página de la CNE como en la biblioteca del congreso nacional, respectivamente. Las tarifas históricas a nivel regional también son publicadas por la CNE, por lo tanto, la desagregación del costo

⁴⁷ El impuesto específico se divide en una parte fija y una parte variable. En esta metodología se utiliza solo la parte fija del impuesto, ya que la parte variable solo modera los cambios en el corto plazo, en el largo plazo el efecto de la parte variable es prácticamente nulo.

del combustible en la tarifa es posible mediante la metodología que se describe a continuación.

Luego cada tarifa se puede describir de la siguiente forma:

$$P_{c,R}(t) = (CComb_c(t) + CDist_c(t)) \cdot (1 + IVA(t)) + IEC_c(t)$$

Con:

$P_{c,R}(t)$: Tarifa del combustible c para la región R en el año t

$CComb_c(t)$: Costo de combustible en refinería del combustible c en el año t

$CDist_c(t)$: Costo de distribución del combustible c en el año t

$IVA(t)$: IVA en el año t.

$IEC_c(t)$: Impuesto específico del combustible c en el año t.

De estos parámetros, los valores de la tarifa, el IVA y el IEC son públicamente conocidos. En el caso de las componentes de combustibles y distribución los valores exactos son desconocidos, sin embargo, la proporción de las componentes en la estructura de costos histórica es publicada por la CNE para la Región Metropolitana⁴⁸.

Los valores históricos de los impuestos usados para realizar esta desagregación se muestran en la siguiente tabla:

	IVA [%]	IEC			
Año	Transversal	Diesel [UTM/m3]	Gasolina [UTM/m3]	Gas Natural [UTM/1000m3]	GLP [UTM/m3]
1994	16%	1,5	6,0	1,93	1,4
1995	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
1996	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
1997	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
1998	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
1999	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
2000	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
2001	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
2002	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
2003	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
2004	18%	1,5	6,0	1,93	1,4
2005	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2006	19%	1,5	6,0	1,93	1,4

⁴⁸ Estos datos se pueden descargar en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/04/estructura_precios_combustibles-mar_24.xlsx

	IVA [%]	IEC			
Año	Transversal	Diesel [UTM/m3]	Gasolina [UTM/m3]	Gas Natural [UTM/1000m3]	GLP [UTM/m3]
2007	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2008	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2009	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2010	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2011	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2012	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2013	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2014	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2015	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2016	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2017	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2018	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2019	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2020	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2021	19%	1,5	6,0	1,93	1,4
2022	19%	1,5	6,0	1,93	1,4

La fórmula para obtener el costo de combustible se puede reescribir de la siguiente forma:

$$CComb_c(t) + CDist_c(t) = \frac{P_{c,R}(t) - IEC_c(t)}{1 + IVA(t)}$$

De la información publicada por la CNE se conocen los siguientes datos asociados al porcentaje de las componentes con respecto al precio total de la tarifa⁴⁹:

$$\%CComb_c(t) = \frac{CComb_c(t)}{P_{c,R}(t)}$$

$$\%CDist_c(t) = \frac{CDist_c(t)}{P_{c,R}(t)}$$

De esto tenemos que:

$$\frac{\%CComb_c(t)}{(\%CComb_c(t) + \%CDist_c(t))} = \frac{\frac{CComb_c(t)}{P_{c,R}(t)}}{\frac{CComb_c(t) + CDist_c(t)}{P_{c,R}(t)}}$$

⁴⁹ Estos datos se pueden descargar en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/04/estructura_precios_combustibles-mar_24.xlsx

$$CComb_c(t) = \frac{(CComb_c(t) + CDist_c(t)) \cdot \%CComb_c(t)}{(\%CComb_c(t) + \%CDist_c(t))}$$

Finalmente:

$$CComb_c(t) = \left(\frac{\%CComb_c(t)}{(\%CComb_c(t) + \%CDist_c(t))} \right) \cdot \left(\frac{P_{c,R}(t) - IEC_c(t)}{1 + IVA(t)} \right)$$

A partir del precio del costo de combustible histórico estimado con la expresión anterior se estiman modelos regresivos que relacionan el costo de combustible con precio internacional del combustible.

$$\widehat{CComb}_c(t) = f(Brent(t))$$

Con esta estimación se procede a proyectar la tarifa, manteniendo parametrizados los impuestos:

$$\widehat{P}_{c,R}(t) = (CComb_c(t) + CDist_c(t)) \cdot (1 + IVA(t)) + IEC_c(t)$$

$$\widehat{P}_{c,R}(t) = \left(\frac{\widehat{CComb}_c(t) \cdot (\%CComb_c(t) + \%CDist_c(t))}{\%CComb_c(t)} \right) \cdot (1 + IVA(t)) + IEC_c(t)$$

$$\widehat{P}_{c,R}(t) = \left(\frac{f(Brent(t)) \cdot (\%CComb_c(t) + \%CDist_c(t))}{\%CComb_c(t)} \right) \cdot (1 + IVA(t)) + IEC_c(t)$$

Dado que la estructura de costos futura no es conocida se asume que los porcentajes en la expresión anterior son constantes e iguales a los porcentajes del año base.

$$\widehat{P}_{c,R}(t) = \left(\frac{f(Brent(t)) \cdot (\%CComb_{c,base} + \%CDist_{c,base})}{\%CComb_{c,base}} \right) \cdot (1 + IVA(t)) + IEC_c(t)$$

3.4.2 Ajuste regional

En la metodología original no existe diferenciación por regiones al momento de proyectar precios de combustibles a usuarios finales. En esta nueva propuesta metodológica se propone un procedimiento a usarse como punto intermedio entre las opciones de proyectar todas las regiones por separados (opción más intensiva en datos) vs usar la misma proyección para todo el país (opción que podría no ser correcta para ciertas regiones). En esta sección se detallan los cálculos para determinar si para un combustible se debe hacer una proyección diferenciada para una o más regiones (o en su defecto es estadísticamente correcto usar proyección nacional para todas las regiones).

Para estos efectos se propone una metodología de análisis de *outliers* de tarifas regionales. Esto es para determinar si existen regiones cuyas tarifas difieren significativamente del resto del país de tal forma de realizar una proyección diferenciada para las regiones con niveles de precios significativamente diferentes.

El algoritmo es como sigue:

1. Cálculo de promedio ponderado y desviación estándar ponderada de las tarifas con respecto a la población regional.

$$\mu = \frac{\sum_r^N P_r \cdot Pob_r}{\sum_r^N Pob_r}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_r^N (P_r - \mu)^2 \cdot Pob_r}{\sum_r^N Pob_r}}$$

2. Determinar si región es *outlier*, es decir si se cumple la siguiente condición:

$$\mu + 3 \cdot \sigma < P_r < \mu + 3 \cdot \sigma$$

3. Proyectar de la siguiente forma:

Si la región no es *outlier*:

$$\widehat{P}_{c,R}(t) = \frac{\widehat{P}_{c,R}(t) \cdot \mu}{\widehat{P}_{c,R}(t_{base})}$$

Si la región es *outlier*:

$$\widehat{P}_{c,R}(t) = \frac{\widehat{P}_{c,R}(t) \cdot P_r}{\widehat{P}_{c,R}(t_{base})}$$

Con:

P_r : tarifa en el año base de la región r .

Pob_r : Población de la región r .

$\widehat{P}_{c,R}(t)$: Tarifa proyectada base de la sección anterior para el año t .

$\widehat{P}_{c,R}(t_{base})$: Tarifa proyectada base de la sección anterior para el año base.

μ : Promedio ponderado de la tarifa.

σ : Desviación estándar ponderada.

A modo de ejemplo, para el caso del kerosene se tienen los siguientes precios del combustible para cada una de las regiones para el año base:

Región	Precio medio CLP2022	Población
METROPOLITANA	1088	8,310,984
ARICA	1235	257,722
IQUIQUE	1199	396,697
ANTOFAGASTA	1168	709,637
COPIAPÓ	1146	318,004
LA SERENA	1116	858,769
VALPARAÍSO	1088	1,995,538
RANCAGUA	1098	1,009,552
TALCA	1099	1,153,043
CHILLÁN	1095	1,676,269
CONCEPCIÓN	1093	517,060
TEMUCO	1098	1,024,029
VALDIVIA	1123	409,559
PUERTO MONTT	1124	902,510
COYHAIQUE	1117	108,047

Los estadísticos son los siguientes:

μ : 1.102 2022CLP

σ : 27,53 2022CLP

Rango de outliers: [1019, 1184]

En conclusión, con esta metodología se determina que las regiones de Arica y Tarapacá son significativamente distintas al resto del país, puesto que sus precios del kerosene son mayores a 1184 2022CLP y deben tener una proyección ajustada a sus niveles de precios. Para el resto del país se usaría el promedio nacional.

3.4.3 Resultados de proyecciones

En esta sección se muestran los resultados de las proyecciones para cada uno de los combustibles. Para cada combustible se probaron unos 5 modelos distintos. Acá se muestra el modelo favorito, los otros modelos testeados se encuentran en la planilla incluida en los anexos y también se incluirá el código en Python donde se realizó la modelación. Los

detalles de los resultados se encuentran en el notebook de Jupyter incluido en el anexo. El criterio para seleccionar el modelo se realiza en base al R^2 ajustado (mientras más cercano a 1 mejor).

Gasolina:

El modelo seleccionado relaciona la tarifa de la gasolina con el precio del petróleo Brent, el rezago de un año del precio de la gasolina y un rezago de un año del precio Brent. El modelo con sus parámetros de bondad es el siguiente:

$$P_{gasolina}(t) = 0,0029 \cdot Brent(t) + 0,473 \cdot P_{gasolina}(t - 1) - 0,0016 \cdot Brent(t - 1) + 0.1763$$

Agregando impuestos y los costos de distribución se tiene que la tarifa final está dada por:

$$\begin{aligned} Tarifa_{gasolina}(t) &= P_{gasolina}(t) \cdot \left(\frac{(\%CComb_{c,base} + \%CDist_{c,base})}{\%CComb_{c,base}} \right) \cdot (1 + IVA(t)) \\ &+ IEC_c(t) \end{aligned}$$

Con los siguientes valores:

$$\%CComb_{c,base} = 51\%$$

$$\%CDist_{c,base} = 7\%$$

$$IVA(t) = 19\%$$

$$IEC_c(t) = 346,91 \text{ CLP2022/lt}$$

Este modelo tiene un R^2 ajustado de 0,825. En el gráfico de abajo se muestra la comparación entre el modelo previo y el modelo propuesto. En el gráfico se comparan los datos históricos reales (línea negra) con la predicción del modelo previo (roja con puntos) para datos históricos y esta predicción con el modelo nuevo (verde con puntos). El error medio promedio (MAPE) mejora de un 21,4% a un 6%.

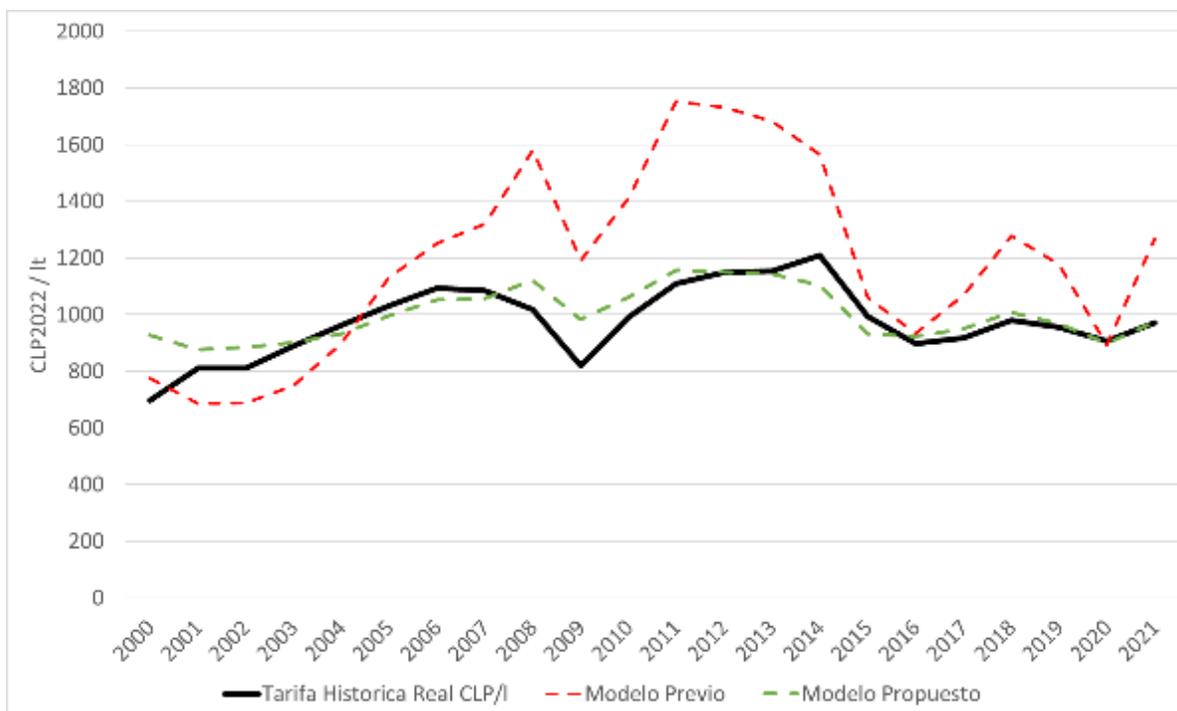


Figura 3.15: Comparación de capacidad de predicción del precio de la gasolina con metodología propuesta y con metodología previa.

La proyección que utiliza este modelo es la siguiente:

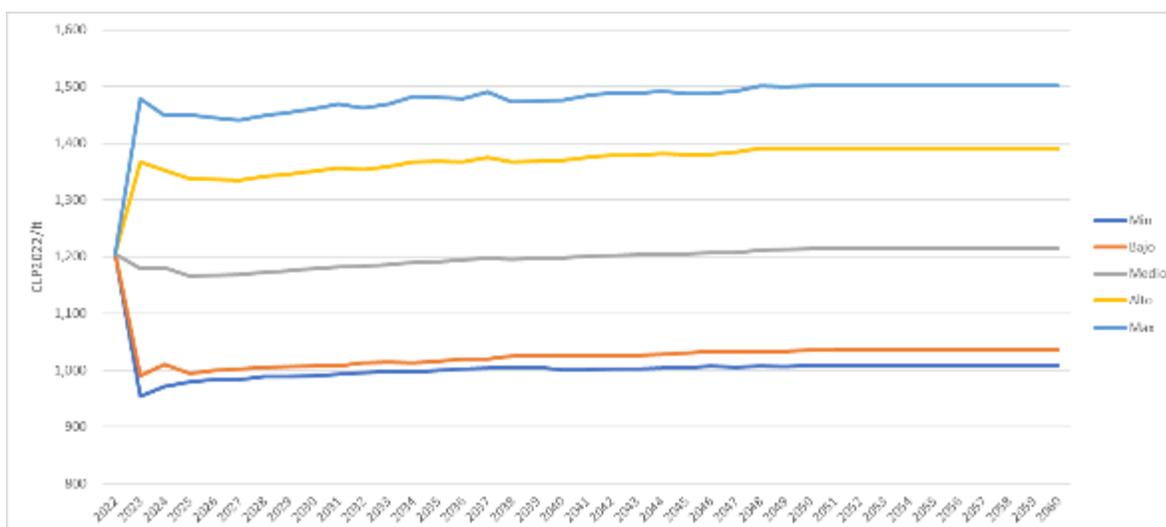


Figura 3.16: Proyección de 5 escenarios de la tarifa de la gasolina para usuarios finales hasta el año 2060.

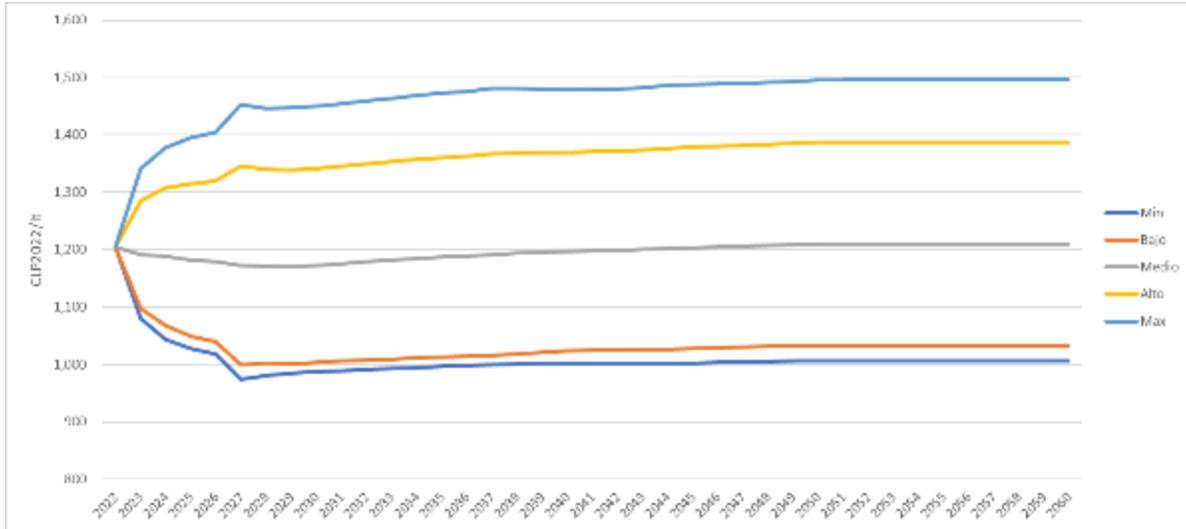


Figura 3.17: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa de la gasolina para usuarios finales hasta el año 2060.

El análisis regional muestra que no existen diferencias significativas entre la tarifa entre regiones, por lo que la proyección mostrada anteriormente es aplicable a todo el país. Para determinar si una diferencia es significativa entre regiones se utiliza la definición de outlier (tres desviaciones estándar de la media). En este caso ninguna región corresponde a un outlier.

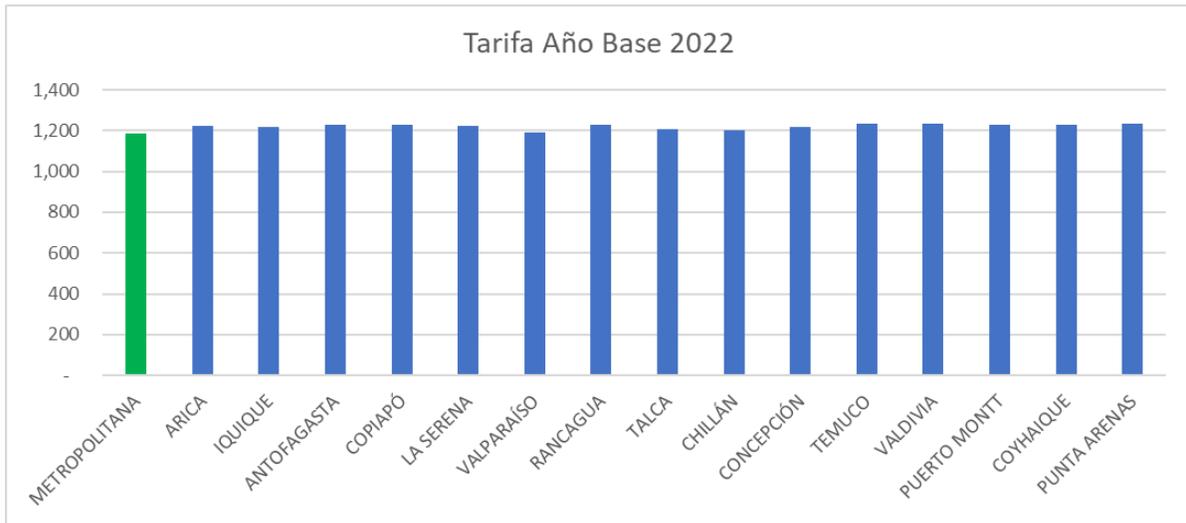


Figura 3.18: Precio de la tarifa de la gasolina para el año base para las capitales regionales de Chile.

Kerosene:

El modelo seleccionado es un modelo del tipo log-log que relaciona el precio del kerosene directamente con el precio del crudo Brent:

$$P_{kerosene}(t) = \exp(0,5402 \cdot \ln(Brent(t)) - 2,9801)$$

Agregando impuestos y los costos de distribución se tiene que la tarifa final está dada por:

$$\begin{aligned} Tarifa_{kerosene}(t) &= P_{kerosene}(t) \cdot \left(\frac{(\%CComb_{c,base} + \%CDist_{c,base})}{\%CComb_{c,base}} \right) \cdot (1 + IVA(t)) \\ &+ IEC_c(t) \end{aligned}$$

Con los siguientes valores:

$$\%CComb_{c,base} = 62\%$$

$$\%CDist_{c,base} = 23\%$$

$$IVA(t) = 19\%$$

$$IEC_c(t) = 0 \text{ CLP2022/lt}$$

Este modelo tiene un R^2 ajustado de 0,824. El error medio promedio (MAPE) mejora de un 26,6% a un 8.1%, y su comparación con el modelo previo se muestra en el siguiente gráfico:

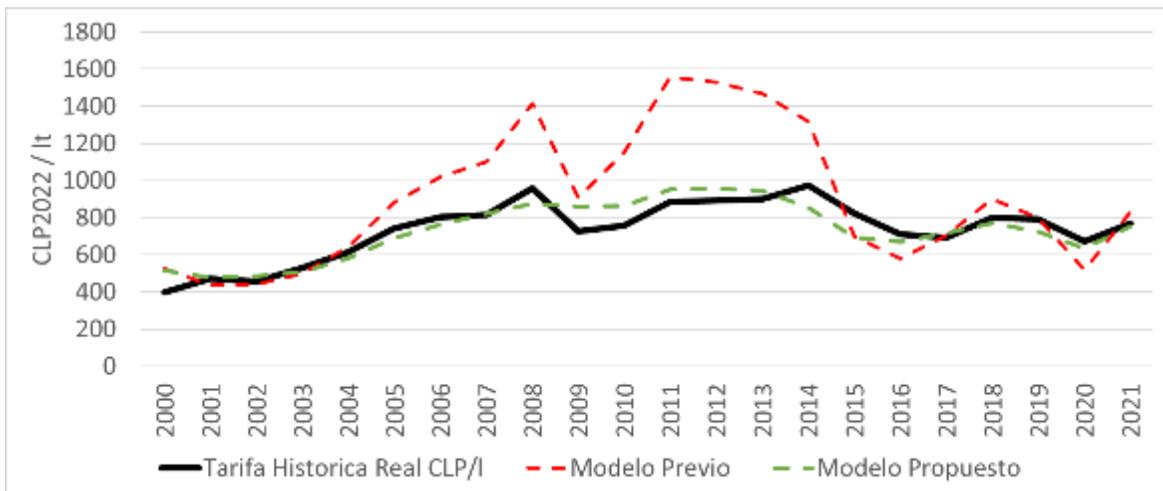


Figura 3.19: Comparación de capacidad de predicción del precio del kerosene con metodología propuesta y con metodología previa.

La proyección que utiliza este modelo es la siguiente:

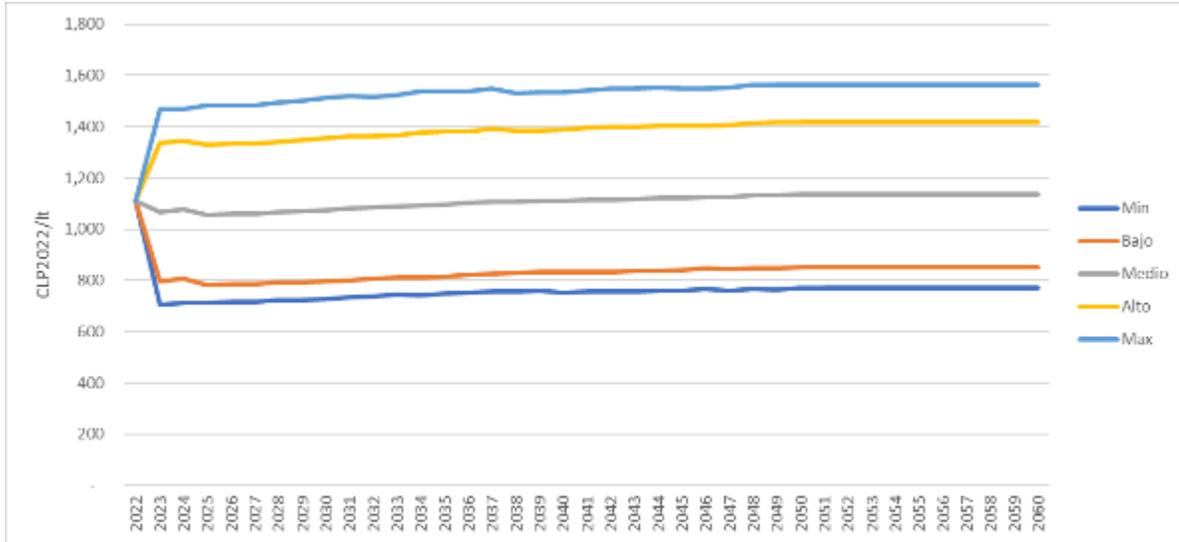


Figura 3.20: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del kerosene para usuarios finales hasta el año 2060.

Esta misma proyección con la técnica de suavizado es la siguiente:

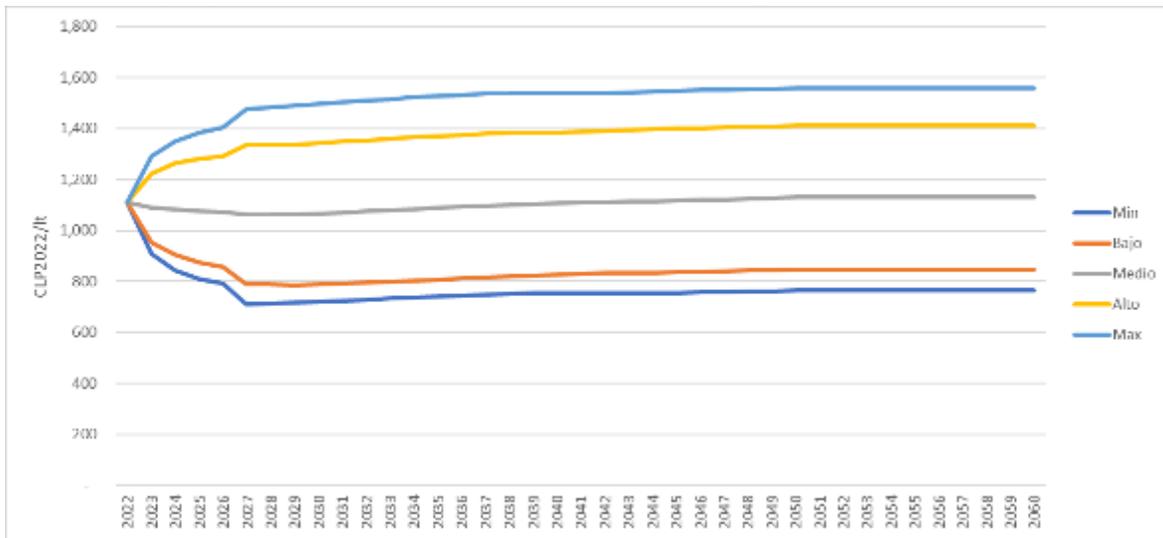


Figura 3.21: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa del kerosene para usuarios finales hasta el año 2060.

El análisis regional muestra que las regiones de Arica y de Tarapacá tienen una tarifa del kerosene significativamente más alta que las del resto del país, por lo tanto, para esas regiones la proyección se ajusta a la tarifa base de 1.235 CLP2022/lit y 1.199 CLP2022/lit para esas regiones respectivamente, mientras el resto del país tiene una tarifa inicial de 1.112 CLP2022/lit.

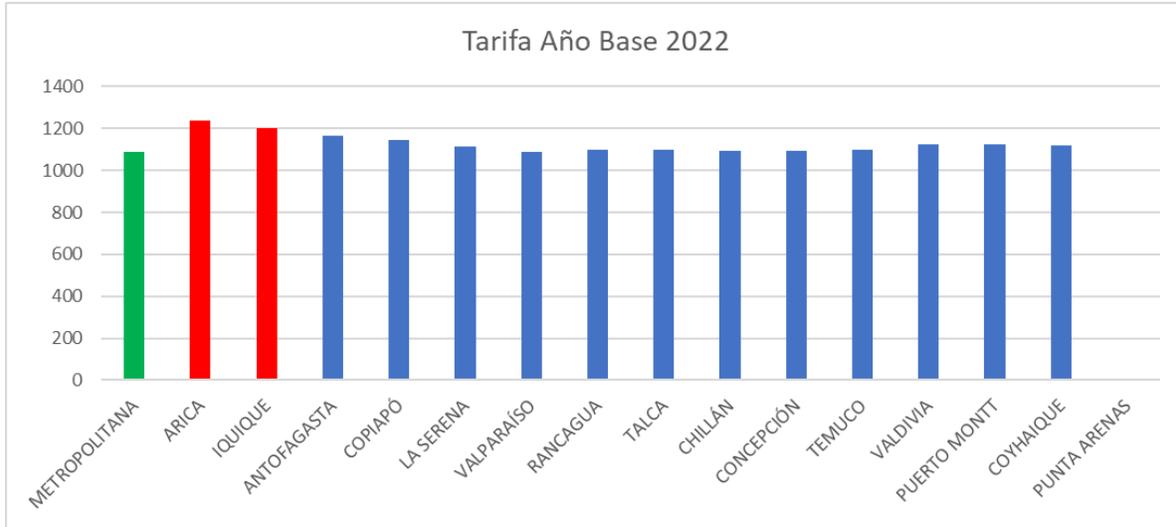


Figura 3.22: Precio de la tarifa del kerosene para el año base para las capitales regionales de Chile

GLP:

El modelo seleccionado es relaciona la tarifa del GLP con el precio del crudo Brent y el precio del Brent con rezago de un año:

$$P_{GLP}(t) = 0,0041 \cdot Brent(t) + 0,3471$$

Agregando impuestos y los costos de distribución se tiene que la tarifa final está dada por:

$$Tarifa_{GLP}(t) = P_{GLP}(t) \cdot \left(\frac{(\%CComb_{c,base} + \%CDist_{c,base})}{\%CComb_{c,base}} \right) \cdot (1 + IVA(t)) + IEC_c(t)$$

Con los siguientes valores:

$$\%CComb_{c,base} = 49\%$$

$$\%CDist_{c,base} = 41\%$$

$$IVA(t) = 19\%$$

$$IEC_c(t) = 123 \text{ CLP}_{2022}/\text{kg}$$

Este modelo tiene un R^2 ajustado de 0,804. El error medio promedio (MAPE) mejora de un 27,5% a un 5,4%, y su comparación con el modelo previo se muestra en el siguiente gráfico:

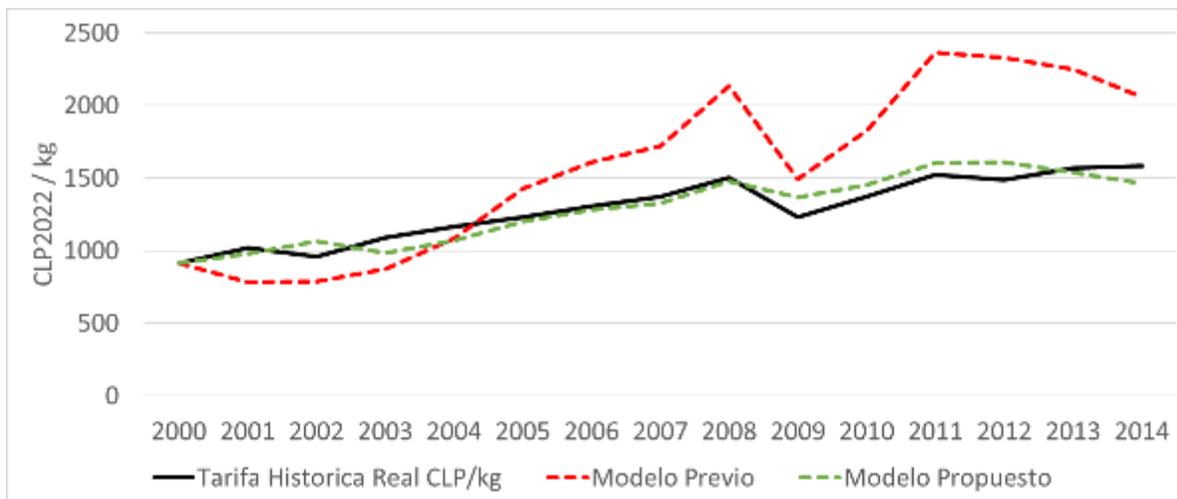


Figura 3.23: Comparación de capacidad de predicción del precio del GLP con metodología propuesta y con metodología previa.

La proyección que utiliza este modelo es la siguiente:

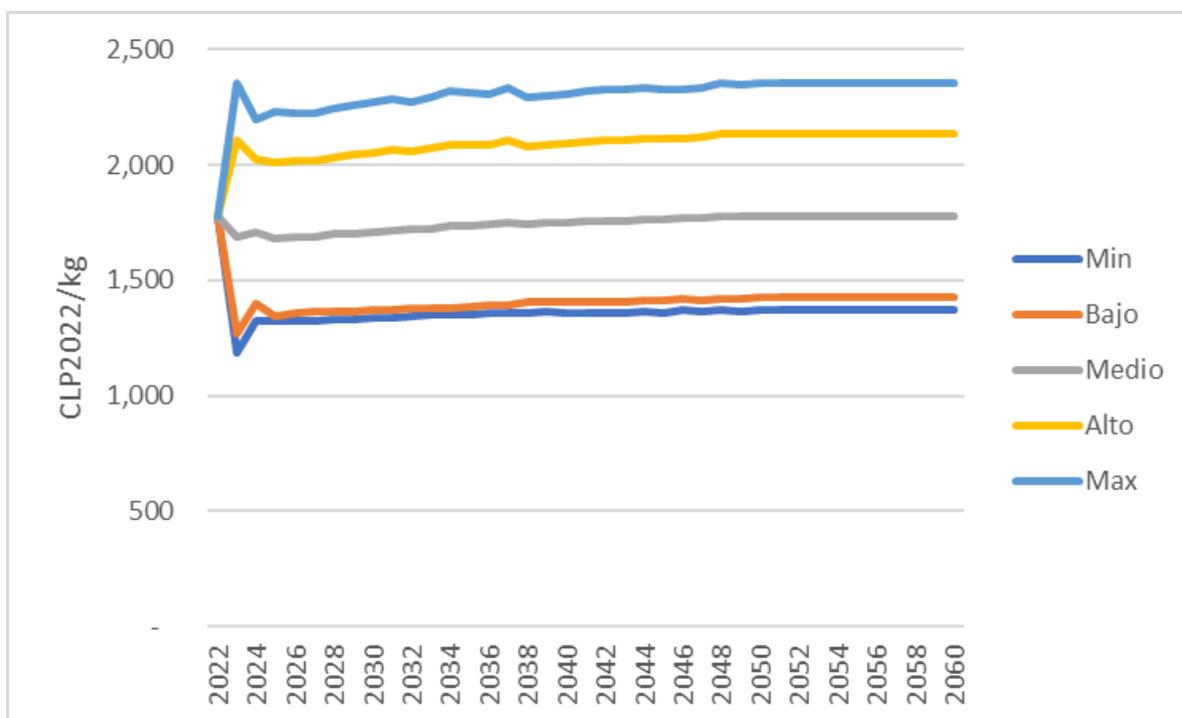


Figura 3.24: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del GLP para usuarios finales hasta el año 2060.

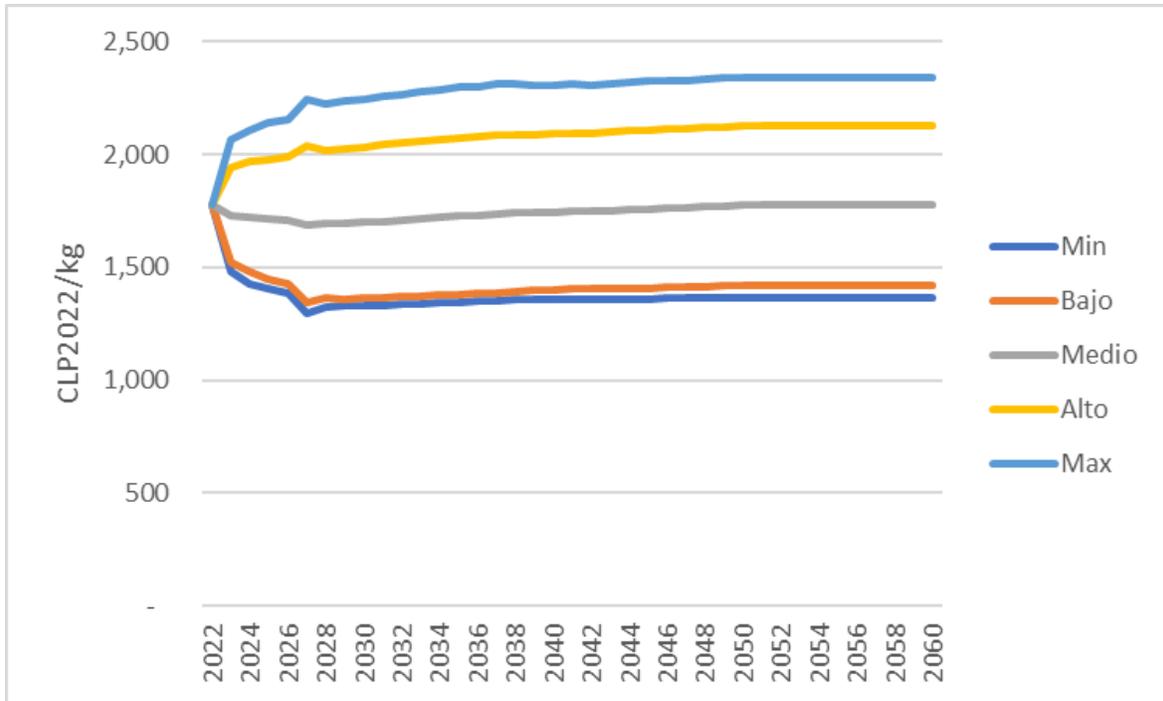


Figura 3.25: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa del GLP para usuarios finales hasta el año 2060.

El análisis regional muestra que la región de Tarapacá tiene un precio significativamente menor al resto del país, por lo que la tarifa inicial de la proyección para esa región se ajusta al valor de 1.452 CLP2022/kg. En tanto el resto del país tiene una tarifa media de 1.776 CLP2022/kg

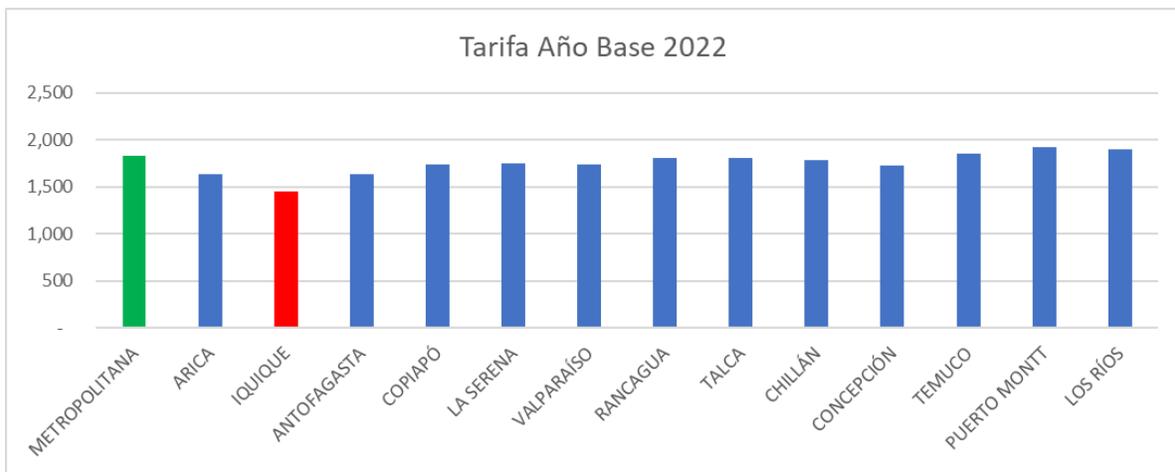


Figura 3.26: Precio de la tarifa del GLP para el año base para las capitales regionales de Chile

Diesel:

El modelo seleccionado es relaciona la tarifa con el petróleo Brent y el mismo precio del Diesel con un año de rezago:

$$P_{Diesel}(t) = 0,0035 \cdot Brent(t) + 0,0309 \cdot P_{Diesel}(t - 1) + 0,218$$

Agregando impuestos y los costos de distribución se tiene que la tarifa final está dada por:

$$\begin{aligned} Tarifa_{Diesel}(t) &= P_{Diesel}(t) \cdot \left(\frac{(\%CComb_{c,base} + \%CDist_{c,base})}{\%CComb_{c,base}} \right) \cdot (1 + IVA(t)) \\ &+ IEC_c(t) \end{aligned}$$

Con los siguientes valores:

$$\%CComb_{c,base} = 66\%$$

$$\%CDist_{c,base} = 11\%$$

$$IVA(t) = 19\%$$

$$IEC_c(t) = 86,73 \text{ CLP2022/lt}$$

Este modelo tiene un R^2 ajustado de 0,881. El error medio promedio (MAPE) mejora de un 16,5% a un 5,8%, y su comparación con el modelo previo se muestra en el siguiente gráfico:

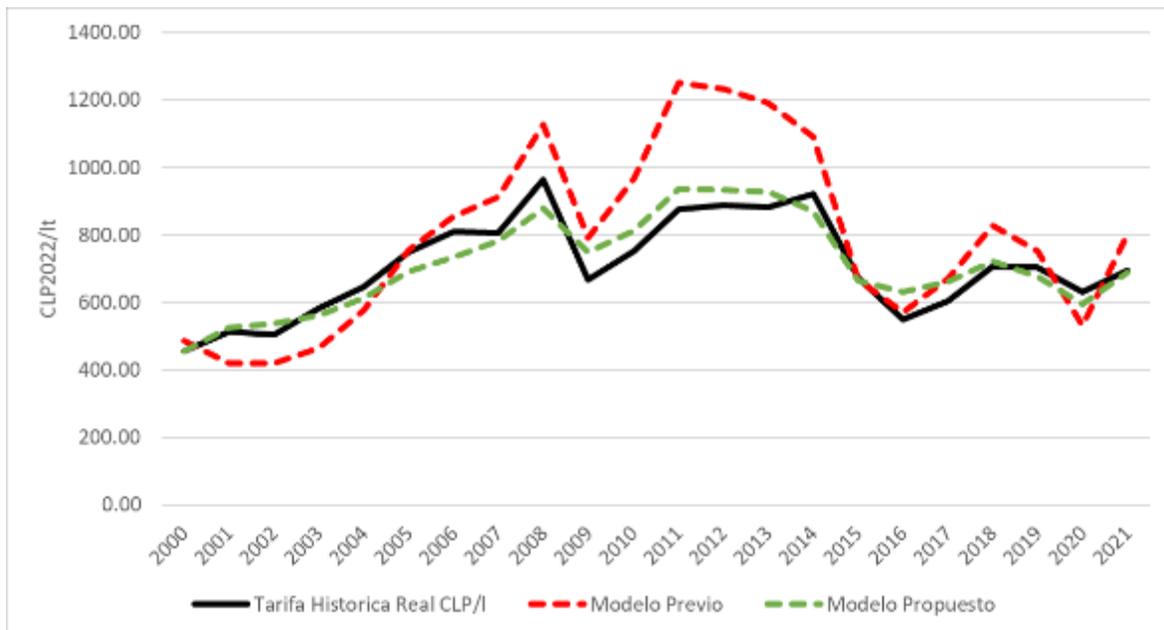


Figura 3.27: Comparación de capacidad de predicción del precio del Diesel con metodología propuesta y con metodología previa.

La proyección que utiliza este modelo es la siguiente:

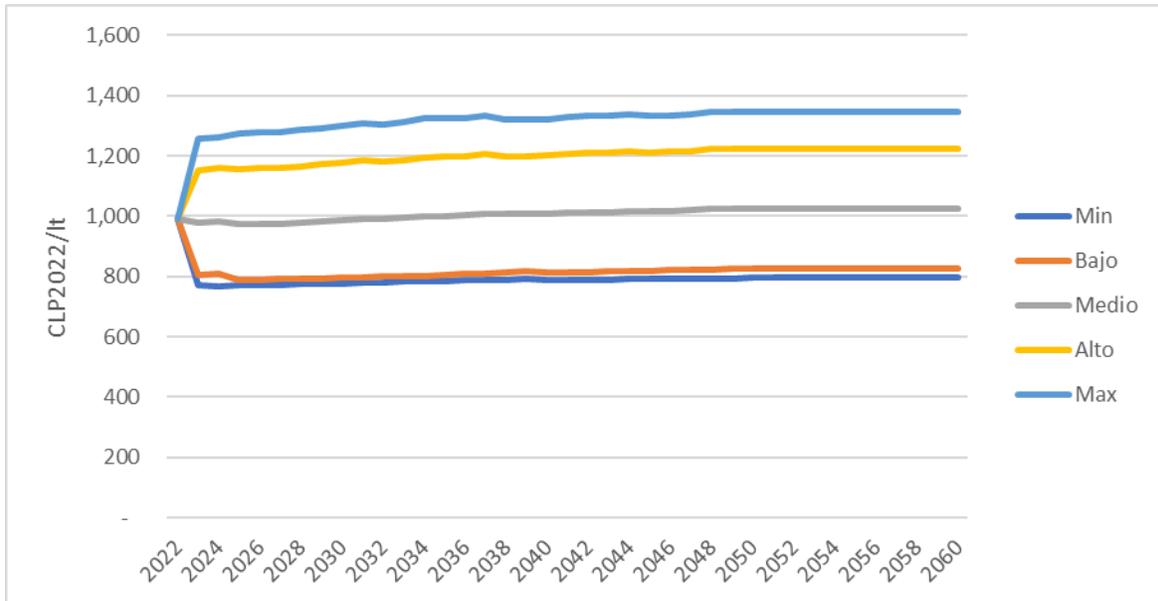


Figura 3.28: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del Diesel para usuarios finales hasta el año 2060.

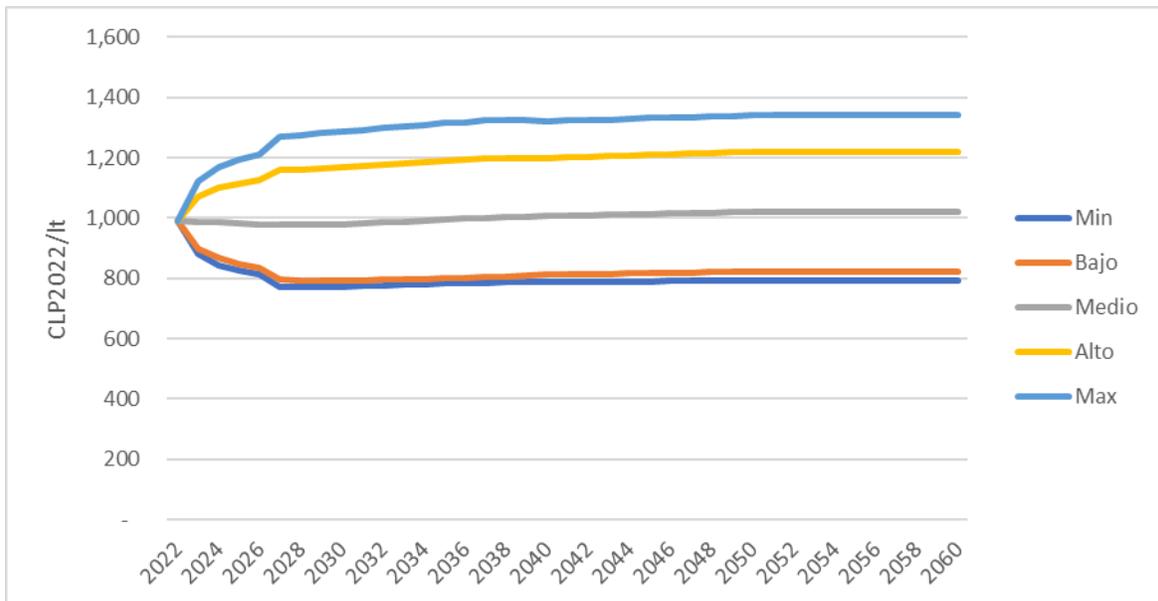


Figura 3.29: Proyección suavizada de 5 escenarios de la tarifa del Diesel para usuarios finales hasta el año 2060.

El análisis regional muestra que la región de Magallanes tiene un precio significativamente mayor al resto del país, por lo que la tarifa inicial de la proyección para esa región se ajusta

al valor de 1.064 CLP2022/lit. En tanto el resto del país tiene una tarifa media de 990 CLP2022/lit.

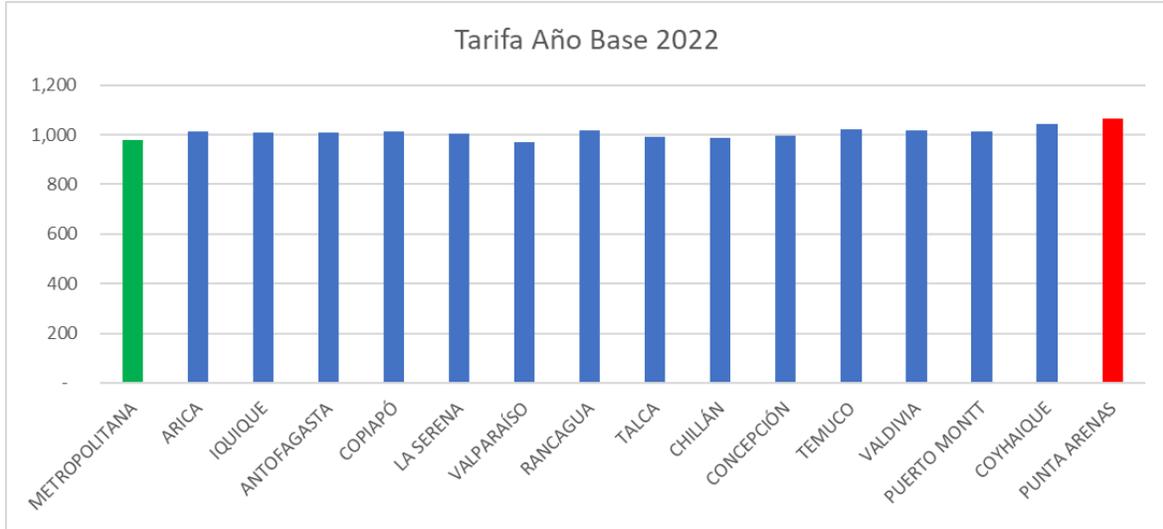


Figura 3.30: Precio de la tarifa del Diesel para el año base para las capitales regionales de Chile

Gas Natural:

El modelo seleccionado es del tipo log-log que relaciona la tarifa de Gas Natural con el petróleo Brent y el rezago de un año de la tarifa de Gas Natural:

$$P_{GN}(t) = \exp(0,0938 \cdot LN(Brent(t)) + 0,7667 \cdot LN(Brent(t - 1)) - 0,3635)$$

Agregando el IVA la tarifa de gas natural está dada por:

$$Tarifa_{GN}(t) = P_{GN}(t) \cdot (1 + IVA)$$

Con los siguientes valores:

$$IVA(t) = 19\%$$

Este modelo tiene un R^2 ajustado de 0,860. El error medio promedio (MAPE) mejora de un 11,9% a un 8,8%, y su comparación con el modelo previo se muestra en el siguiente gráfico:

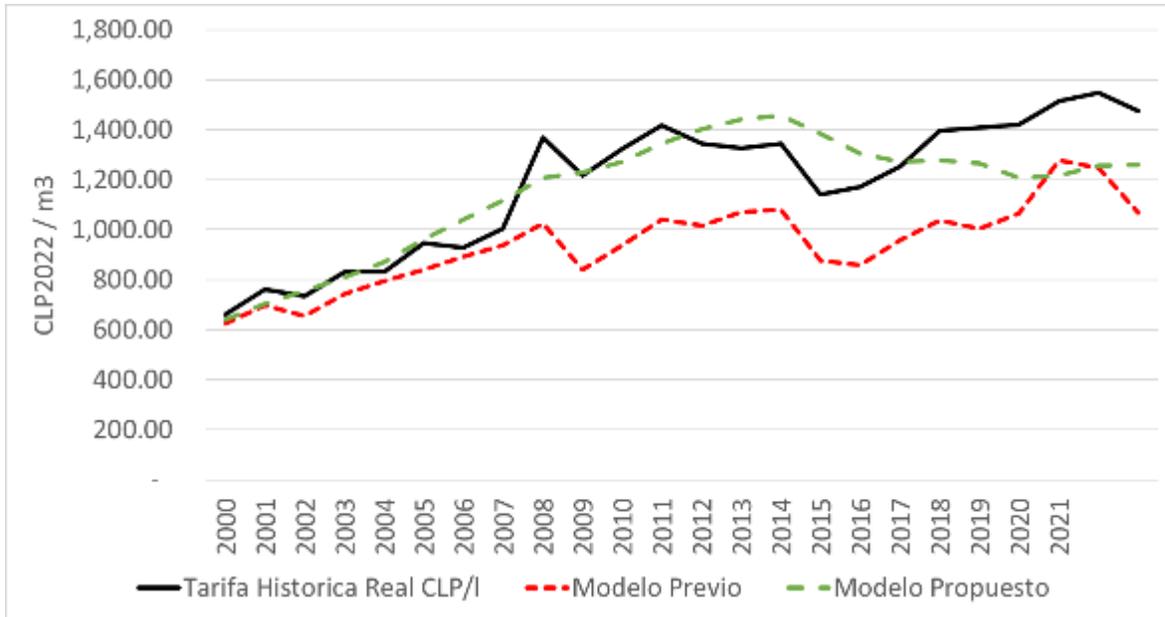


Figura 3.31: Comparación de capacidad de predicción del precio del gas natural cañería con metodología propuesta y con metodología previa.

La proyección que utiliza este modelo es la siguiente:

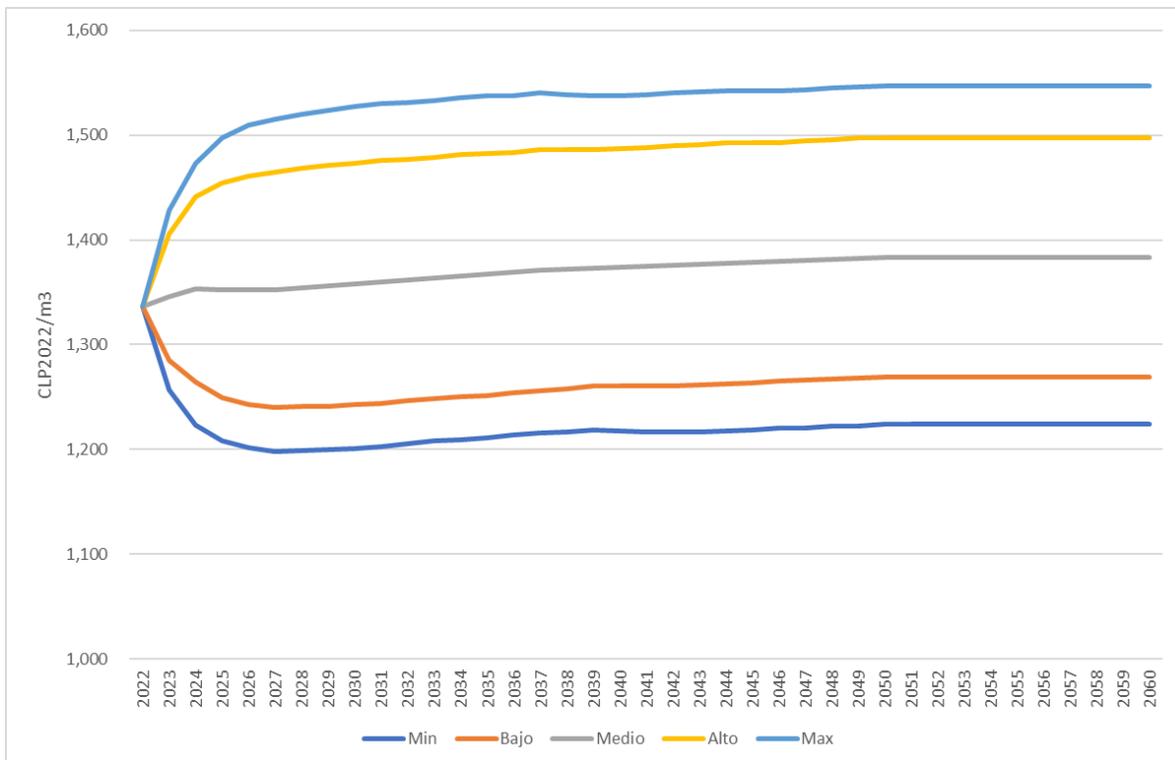


Figura 3.32: Proyección de 5 escenarios de la tarifa del gas natural para usuarios finales hasta el año 2060.

El análisis regional muestra que la región de Magallanes tiene un precio significativamente menor al resto del país, asociado a los subsidios con los que cuenta esa región. Para esa región la tarifa de año base es de 83 CLP2022/m³, mientras que el promedio para el resto del país es de 1.336 CLP2022/m³. Como se aprecia en el gráfico la dispersión de la tarifa entre regiones es significativa por lo que, si bien otras regiones estadísticamente no corresponden a *outliers*, se recomienda ajustar la proyección para cada región del país.

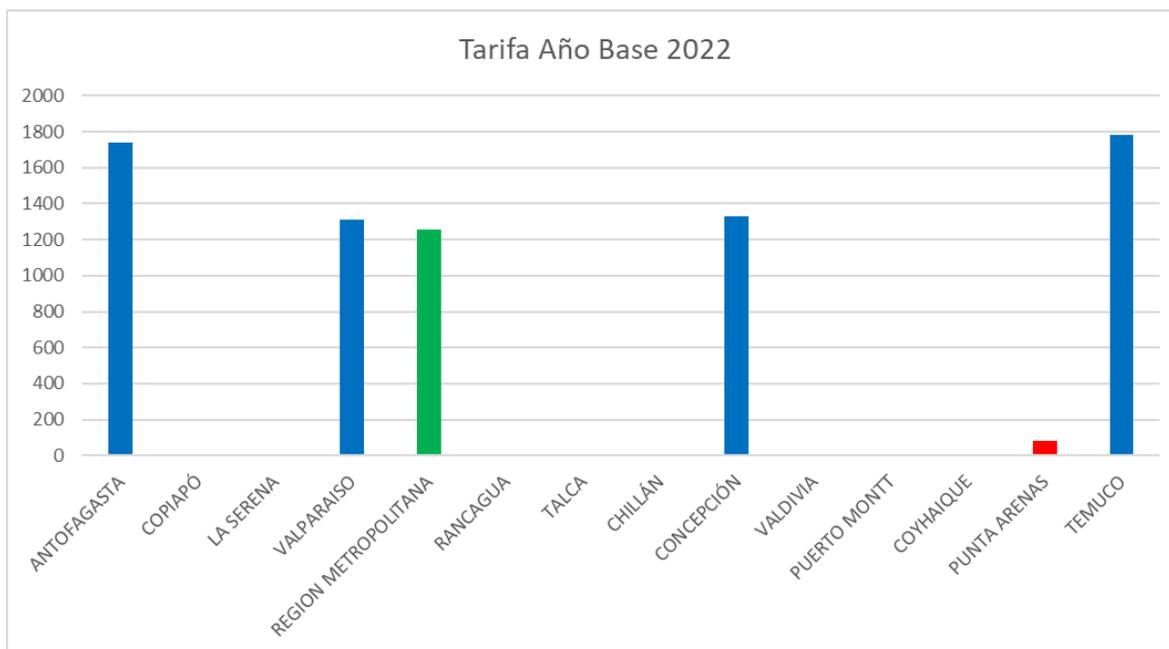


Figura 3.33: Precio de la tarifa del gas natural para el año base para las capitales regionales de Chile.

3.5 Discusión

En el presente informe se presenta la propuesta de actualización metodológica de proyección de precios de combustibles a ser utilizada por el Ministerio de Energía en todos los procesos relacionados con la Planificación Energética de Largo Plazo. Estas metodologías se dividen en dos partes: una para el sector de generación eléctrica y otra para los usuarios finales. La principal diferencia entre ambos es que los primeros son tomadores directos de precios internacionales más los costos adicionales de importación, mientras que los segundos, al pasar por el proceso de distribución, enfrentan otros costos, como los de

combustibles y los asociados al negocio mismo de la distribución, que la metodología propuesta aborda.

Para el caso de generación eléctrica, se propone utilizar la metodología informada y actualizada por la CNE, que relaciona el precio internacional con los sobrecostos locales de importación de combustible para el carbón y el gas natural. Para el diésel y el fuel oil, en lugar de utilizar directamente el costo internacional como hace la CNE, se propone un modelo regresivo entre el precio local y el internacional. Para las aplicaciones de la PELP, se recomienda utilizar la proyección resultante de la metodología como indexador a partir del precio real más reciente de cada central. Dado que esta metodología busca cubrir todas las centrales de una misma tecnología, no puede representar fielmente el precio (condiciones contractuales) de cada central, sino proyectar una tendencia. Aplicar esta tendencia a un precio real es lo más adecuado para proyectar cada una de las centrales eléctricas del sistema. Esta metodología no difiere mucho de la aplicada anteriormente en la PELP; sin embargo, los parámetros y proyecciones han sido actualizados a sus valores más recientes.

En el caso de los usuarios finales, la metodología propuesta presenta grandes cambios respecto a la anterior. Entre las mejoras de esta actualización se incluyen una mejor representación de la estructura de costos del negocio de la distribución, de tal forma que se proyecte la componente de precio de combustible de la tarifa final, parametrizando el costo de la distribución y la distorsión de los impuestos en la tarifa. Además, se propone una metodología para regionalizar la proyección del combustible y representar de mejor manera las particularidades de cada región en comparación con la realidad nacional. En la sección de resultados se detalla la metodología y se comparan los resultados aplicando la metodología previa, observando que el error de ajuste de esta actualización disminuye de aproximadamente 20% a 5%.

Adicionalmente, se ha desarrollado una hoja de cálculo con todos los supuestos utilizados referenciados a su fuente de origen, el detalle de los modelos aplicados y la parametrización para futuras actualizaciones. También se incluyen en los anexos los códigos desarrollados en Python con los modelos regresivos analizados en este estudio, tanto los seleccionados como los no seleccionados. Finalmente, se entregó al equipo del Ministerio de Energía una minuta de cálculo con la metodología y una guía para la actualización y uso de la hoja de cálculo.

4 Actividad 3: Análisis medidas de mitigación CN al 2050

4.1 Levantamiento de antecedentes

4.1.1 Emisiones de GEI del sector energía y proyecciones

Es fundamental proporcionar un contexto del sector energético en comparación con otros sectores relevantes. Como se ilustra en la Figura 4.1, este sector se destaca como el principal emisor de gases de efecto invernadero (GEI), excediendo significativamente la contribución combinada de todos los demás sectores y superando la capacidad de captura de carbono del sector Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (UTCUTS) en los últimos años.

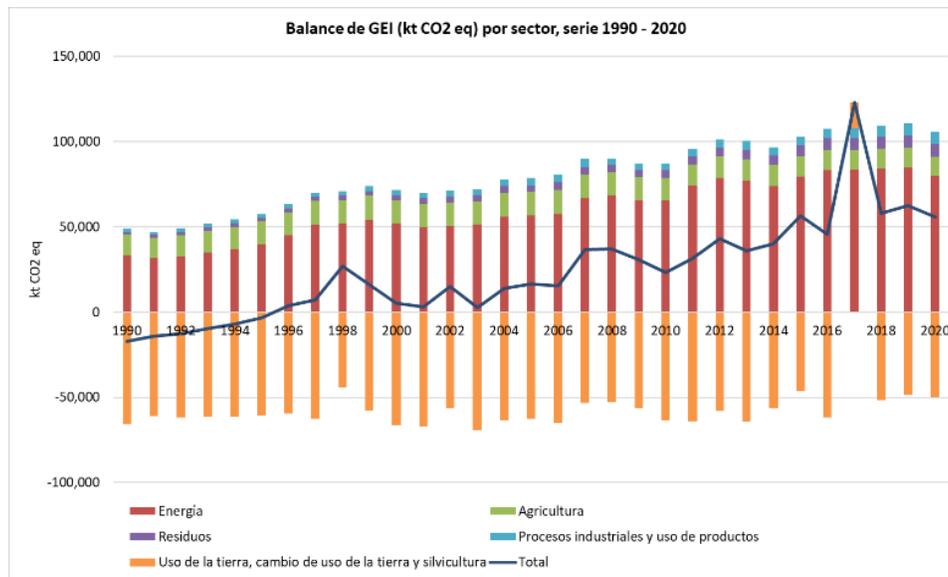


Figura 4.1: Balance de emisiones de GEI por sector, INGEI serie 1990 – 2020.

Según las proyecciones de las NDC presentes en Figura 4.2, el escenario de referencia anticipa un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), así como en la capacidad de captura de emisiones por parte del sector UTCUTS. Respecto al escenario evaluado por el Observatorio de Carbono Neutralidad, que considera las medidas de mitigación contempladas en la NDC, se vislumbra una diferencia respecto de la meta de alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050 [24], lo cual amerita la revisión de supuestos considerados y evaluación bajo incertidumbre del cumplimiento de cada medida.

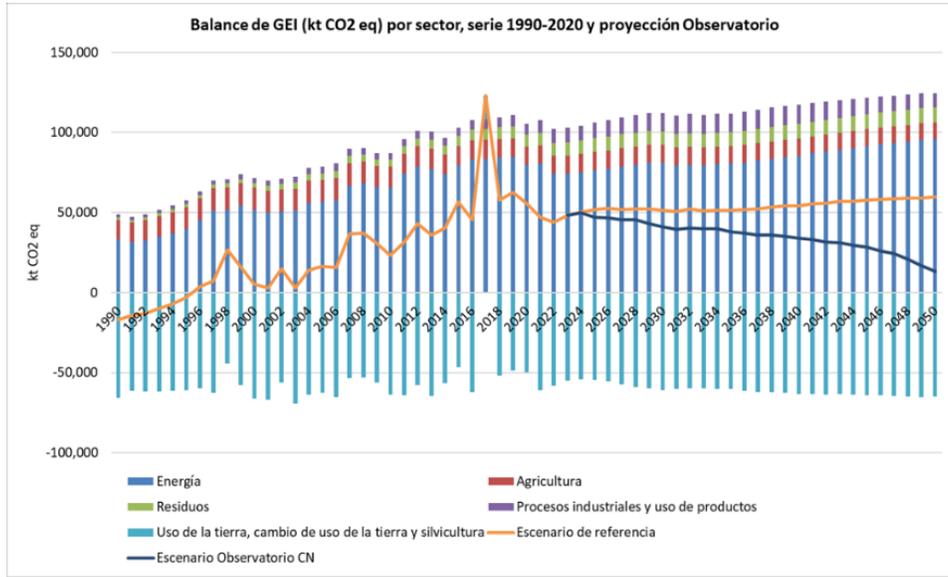


Figura 4.2: Balance de emisiones de GEI por sector, INGEI serie 1990-2020 y proyección Observatorio de Carbono Neutralidad.

Tal como se visualiza en [Figura 4.3](#), las emisiones de GEI por subcategoría del sector energía recaen principalmente en industrias de la energía, transporte, industrias manufactureras y de la construcción, y “otros sectores” (correspondiente a sectores residencial y comercial-institucional, principalmente). Estas subcategorías pertenecen a la categoría de actividades de quema de combustible del INGEI.

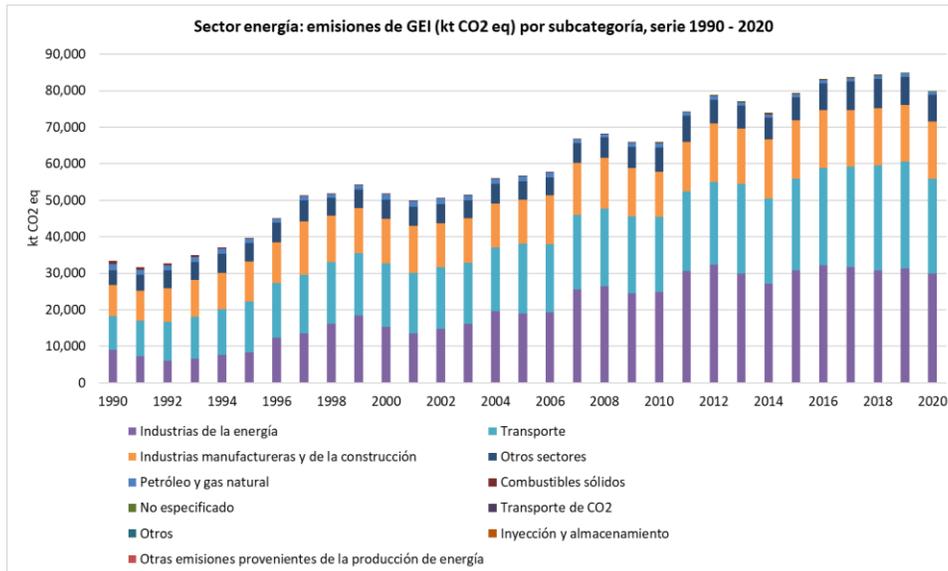


Figura 4.3: Emisiones de GEI por subcategoría del sector energía, INGEI serie 1990-2020.

En Anexo H, se dispone de un análisis exhaustivo sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas al sector energético a partir del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), focalizándose en la identificación de sus fuentes, tendencias y posibilidades de reducción. Además, se presenta una comparativa entre las emisiones de GEI y los consumos energéticos registrados en el Balance Nacional de Energía. Esta comparación tiene como objetivo identificar la diversidad de las matrices energéticas por sector, así como evaluar las posibles reducciones o sustituciones mediante la adopción de fuentes energéticas con emisiones mínimas o nulas.

Finalmente, se exponen las proyecciones de emisiones de GEI desarrolladas por el Observatorio de Carbono Neutralidad. Esta herramienta, concebida por el Centro de Energía y CR2 [24]⁵⁰, presenta un análisis detallado obtenido mediante el modelamiento de las medidas de mitigación incluidas en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), utilizando el modelo energético PMR desarrollado por el Centro de Energía y aplicado en investigaciones afines.

4.1.2 Medidas de mitigación según fuentes oficiales

A continuación, se realiza un análisis de las medidas de mitigación presentes en las 3 fuentes principales: las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC 2020), la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) y PELP. Como se podrá ver, presentan leves diferencias, lo cual puede significar oportunidad de mejora con miras a la actualización de la NDC. El análisis refiere a las diferencias según fuente oficial, nivel de participación, viabilidad tecnológica y algunas brechas identificadas de las medidas de carbono neutralidad en Chile. Esto sirve de antecedente para el análisis críticos de las medidas de mitigación con las que cuenta el proceso PELP.

⁵⁰ Centro de Energía y Centro de Ciencia del Clima y Resiliencia. (2023). Análisis por sector del INGEI. Observatorio de Carbono Neutralidad. Obtenido de <https://observatoriocarbononeutral.cl/#/porsector>

4.1.2.1 Sector transporte

Tabla 4.1: Análisis medidas sector transporte.

Medidas	Descripción medidas	Diagnóstico
<p>NDC: Hidrógeno verde en transporte de carga</p> <p>PELP: Hidrógeno verde vehículos pesados (tractocamiones).</p> <p>PELP: Estándares de rendimiento energético en vehículos pesados (tractocamiones).</p> <p>ECLP: Transporte de carga – Hidrógeno.</p>	<p>NDC: Participación del 85% del parque de vehículos con capacidad de transporte de carga terrestre opera con hidrógeno verde al año 2050. La producción de hidrógeno no generará emisiones de gases de efecto invernadero gracias a contratos de suministro de energía eléctrica renovable.</p> <p>Reducción 2030: 1,2 (2020-30: 1,4) MtCO₂eq. Reducción 2050: 6,1 (2020-50: 83,8) MtCO₂eq. Costos: 3.943 CAPEX, -8.116 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -4.172,4 MMUSD. Costo de abatimiento: -50 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: Participación del 50% del parque opera con hidrógeno verde al 2050. En escenario CN y TA se contempla participación del 84% del parque, junto con 100% de ventas cero y baja emisión al 2045.</p> <p>ECLP: Se contempla que esta medida ayude, junto a otras, a disminuir las emisiones de carbono negro esperadas al año 2030 entre un 60% a 75%. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MTT (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: En la PELP se considera que el uso de hidrógeno verde para el transporte de carga es el componente más importante para la demanda final de hidrógeno, representando una participación de 59%. Impulsar esta medida con tal fuerza es acertado, ya que el transporte de carga es uno de los sectores con el mayor potencial de reducción de emisiones, además que su demanda energética aumentaría como mínimo al doble para el año 2050.</p> <p>Por otro lado, si bien en la NDC también se reconoce al uso de hidrógeno como una alternativa costo-efectiva para esta medida, se hace hincapié en que esta tecnología todavía se encuentra en desarrollo y que se espera que sea comercialmente competitiva a partir del año 2030.</p> <p>Esta medida comienza su implementación, según lo modelado en las planillas sectoriales de la PELP, en el año 2024 en la modelación, donde se consideran camiones livianos, camiones medianos y tractocamiones. Todos los vehículos mencionados anteriormente se incorporan al uso de hidrógeno verde siguiendo la misma trayectoria en todas las regiones del país, la cual en un principio es relativamente lineal hasta el año 2030 (9,8%), momento en el que cambia a un crecimiento logarítmico para llegar a un 83,3% de participación en el año 2050.</p>
<p>NDC: Cambio modal transporte.</p> <p>PELP: Cambio modal.</p> <p>PELP: Infraestructura de bicicleta.</p>	<p>NDC: Programa de cambio modal se inicia el año 2020 y finaliza el 2025, proyectando una disminución anual de 0,2% de la partición modal asignada a transporte particular privado motorizado, la que es distribuida en promedio en un 40% en el modo bicicleta y 60% en modo buses.</p> <p>Reducción 2030: 0,1 (2020-30: 0,9) MtCO₂eq.</p>	<p>Análisis prospectivo: Uno de los cambios que se tratan de impulsar con fuerza con esta medida es el uso de la bicicleta como medio de transporte, lo cual debe venir acompañado de cambios en la infraestructura vial existente. Aunque en la NDC se contempla la intervención de 1.000 km de vías a nivel nacional para la construcción de ciclovías, estos hacían el año</p>

	<p>Reducción 2050: 0,1 (2020-50: 3,7) MtCO₂eq. Costos: 179 CAPEX, -937 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -758 MMUSD. Costo de abatimiento: -208 USD/tCO₂eq. PELP: Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 6% y 10% del transporte urbano en los escenarios energéticos CN y TA respectivamente. ECLP: Se contempla al 2030 tener desarrollados los Planes Estratégicos de Intercambio Modal de 3 Áreas Metropolitanas, alcanzando un total de 9 para el año 2050. Las instituciones relacionadas son: MTT (líder), MOP (involucrado 1), MINVU (involucrado 2).</p>	<p>2050 pueden ser insuficientes, sobre todo considerando los altos grados de urbanización que están alcanzando las capitales de las regiones más grandes del país.</p>
<p>NDC: 100% taxis eléctricos al 2050. PELP: Electromovilidad en taxis. ECLP: Taxis eléctricos.</p>	<p>NDC: Escenario de referencia: Penetración de un 21% de taxis eléctricos al 2050 (15% a batería y 6% híbrido enchufable). Escenario carbono-neutralidad: Penetración del 100% de taxis eléctricos al 2050. Tasa de retiro de vehículos antiguos del 2% anual constante en ambos escenarios. Reducción 2030: 0,5 (2020-30: 3,0) MtCO₂eq. Reducción 2050: 1,6 (2020-50: 24,4) MtCO₂eq. Costos: 1.624 CAPEX, -5.339 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -3.715 MMUSD. Costo de abatimiento: -153 USD/tCO₂eq. PELP: 100% de taxis eléctricos al 2046, con una aceleración al año 2038 en los escenarios energéticos de CN y TE. ECLP: 100% de taxis con cero emisiones al año 2040, asegurando contar con la infraestructura necesaria. Las instituciones relacionadas son: MTT (líder), MEN (involucrado 3), MINVU (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: Uno de los principales beneficios de esta medida es que tanto la demanda energética de los taxis como sus emisiones se encontrarían en niveles bajísimos en comparación a los vehículos livianos y medianos. No obstante, esta medida no considera a vehículos particulares no eléctricos que se dedican al transporte de pasajeros mediante el uso de aplicaciones de dispositivos móviles, alternativa que tiene un gran incentivo a ser elegida por sobre los taxis, gracias a que tienen tarifas más accesibles en comparación. Esta medida sigue una trayectoria similar a las conocidas “curvas s” utilizadas en la gestión de proyectos, pero con una pendiente más pronunciada. En el escenario CN, se tiene que la medida comienza su implementación en el año 2027 con un crecimiento lento hasta el año 2031, para luego crecer de manera exponencial hasta el año 2037, donde vuelve a crecer lentamente hasta llegar a un 100% en el año 2040. Por otro lado, en el escenario TA se tiene que la medida comienza su implementación en el año 2023 con un crecimiento lento hasta el año 2025, para luego crecer de manera</p>

		<p>exponencial hasta el año 2029, donde vuelve a crecer lentamente hasta llegar a un 100% en el año 2031.</p> <p>Los factores que influyen en la forma de la trayectoria de esta medida son los años de inicio y término, junto con el porcentaje de participación esperado al final del período. Con los parámetros mencionados anteriormente es que se construye la función exponencial que modela la “curva s” que sigue esta medida.</p>
<p>NDC: vehículo particular mediano 60%.</p> <p>PELP: Electromovilidad en vehículos medianos.</p> <p>PELP: Estándares de rendimiento energético en vehículos medianos.</p> <p>ECLP: Vehículos particulares eléctricos.</p>	<p>NDC: Escenario de referencia: Penetración de un 21% de vehículos particulares medianos al 2050 (15% a batería y 6% híbrido enchufable). Escenario carbono-neutralidad: Penetración del 60% de vehículos particulares medianos al 2050 (40% de vehículos a batería y 20% de vehículos híbridos enchufables). Tasa de retiro de vehículos antiguos del 2% anual constante en ambos escenarios.</p> <p>Reducción 2030: 0 (2020-30: 1,3) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 3,6 (2020-50: 44,3) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 3.761 CAPEX, -6.675 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): -2.913 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: -66 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: 100% ventas de vehículos cero emisiones al 2050 (RC), acelerando a los años 2040 y 2035 en los escenarios energéticos CN y TA respectivamente. 40% participación de vehículos eléctricos al 2050, acelerando a 60% y 70% en los escenarios energéticos CN y TA.</p> <p>ECLP: Al año 2035, 100% de las ventas de vehículos nuevos terrestres de categoría medianos son cero emisiones. Las instituciones relacionadas son: MTT (líder), MTT (involucrado 1), MINVU (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: Uno de los principales impedimentos para la efectiva implementación de esta medida es que los vehículos eléctricos todavía son una tecnología en desarrollo, por lo tanto, su competitividad frente a vehículos convencionales se ve afectada bajo la mirada de los usuarios finales.</p> <p>Esta medida comienza su implementación lentamente entre los años 2022 y 2024 (0,6%), para luego continuar con una trayectoria relativamente lineal hasta el año 2050 (70,3%). A partir de ese año la trayectoria seguida por la medida cambia a una de crecimiento logarítmico, alcanzando finalmente un 98,4% de participación en el año 2060.</p> <p>En el caso de esta medida, los porcentajes de participación alcanzados cada año provienen de la elección del máximo entre los propuestos en tres escenarios diferentes: Seleccionado, Seleccionado Estándar y Seleccionado Prohibición.</p>
<p>NDC: 100% buses eléctricos en la RM al 2040.</p>	<p>NDC: Participación del 100% de buses eléctricos en la RM al 2040, equivalente a una flota de 11.300 buses.</p> <p>Reducción 2030: 0,4 (2020-30: 0,7) MtCO₂eq.</p>	<p>Análisis prospectivo: Esta es una de las medidas cuyos beneficios sociales más se han podido notar respecto al transporte público en la RM, además de tener más de 5 años</p>

<p>PELP: Electromovilidad en transporte público urbano.</p> <p>ECLP: Transporte público – RM.</p>	<p>Reducción 2050: 1,1 (2020-50: 20,0) MtCO₂eq. Costos: 1.201 CAPEX, -1.955 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -754 MMUSD. Costo de abatimiento: -38 USD/tCO₂eq. PELP: 100% de buses eléctricos al año 2045 como cifra preliminar, la cual se ajustará para alcanzar el mismo porcentaje al año 2040 como base para todos los escenarios. ECLP: 100% de nuevas incorporaciones en el transporte público urbano son cero emisiones al 2035. Las instituciones relacionadas son: MTT (líder), MEN (involucrado 1).</p>	<p>desde su primera implementación, por ende, si se mantiene el flujo actual de incorporación de nuevas flotas de buses eléctricos en la RM, la meta propuesta en el escenario TA puede llegar a ser menos ambiciosa de lo que parece.</p> <p>La implementación de buses eléctricos en la región metropolitana comienza en el año 2018, donde esta sigue una trayectoria escalonada a partir del 2021, donde se realizan pausas de 4 años para que desde un 12% de penetración de buses eléctricos hasta llegar a un 100% en el año 2035, tras 3 periodos de incremento en los años 2025, 2030 y 2035.</p>
<p>NDC: 100% buses eléctricos en regiones al 2040.</p> <p>PELP: Electromovilidad en transporte público urbano.</p> <p>ECLP: Transporte público – Regiones.</p>	<p>NDC: Escenario de referencia: Penetración de un 0% de buses eléctricos en regiones al 2050. Escenario carbono-neutralidad: Penetración del 100% de buses eléctricos en regiones al 2040, equivalente a una flota de 96.000 buses. Reducción 2030: 0,4 (2020-30: 1,9) MtCO₂eq. Reducción 2050: 3,3 (2020-50: 46,4) MtCO₂eq. Costos: 10.323 CAPEX, -4.118 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): 6.205 MMUSD. Costo de abatimiento: 134 USD/tCO₂eq. PELP: 100% de buses eléctricos al año 2045 como cifra preliminar, la cual se ajustará para alcanzar el mismo porcentaje al año 2040 como base para todos los escenarios. ECLP: Contempla que al año 2040 se debe contar con sistemas de transporte público urbano cero emisiones, en todas las regiones del país. Las instituciones relacionadas son: MTT (líder), MEN (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: Intentar cumplir la meta de esta medida al mismo tiempo que en la RM es ambicioso, considerando que la cantidad de buses necesaria para el resto de las regiones del país supera en más de 8 veces la cantidad de buses requeridos en la RM. En consecuencia, es menester planear una hoja de ruta para priorizar la integración de buses eléctricos en las zonas donde se maximice el beneficio que pueden aportar.</p> <p>La implementación de buses eléctricos en todas las regiones del país menos la RM comienza en el año 2022. A diferencia de la RM, la trayectoria que sigue esta medida en el resto de las regiones del país es exponencial, donde se puede apreciar un aumento importante en la tasa de crecimiento anual a partir del año 2030, para alcanzar un 100% de penetración de buses eléctricos en el año 2040.</p>
<p>NDC: vehículo particular liviano 60%.</p> <p>PELP: Electromovilidad en vehículos livianos.</p> <p>PELP: Transformación de vehículos livianos a VEs.</p>	<p>NDC: Participación del 60% de vehículos eléctricos particulares año 2050. Reducción 2030: -0,002 (2020-30: 0,03) MtCO₂eq. Reducción 2050: 2,2 (2020-50: 16,1) MtCO₂eq. Costos: 5.999 CAPEX, -1.210 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): 4.789 MMUSD.</p>	<p>Análisis prospectivo: La medida comienza en el año 2023 en la modelación con una tasa de 42.519 vehículos anuales, con la particularidad que la trayectoria seguida va sumando casi 3.000 vehículos reconvertidos cada año a la cifra mencionada anteriormente, hasta llegar a un 15% de vehículos reconvertidos a VEs al año 2035 en el escenario CN. En el escenario TA la tasa</p>

<p>PELP: Estándares de rendimiento energético en vehículos livianos.</p> <p>ECLP: Vehículos particulares eléctricos.</p>	<p>Costo de abatimiento: 297 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: 100% ventas de vehículos cero emisiones al 2050 (RC), acelerando a los años 2040 y 2035 en los escenarios energéticos CN y TA respectivamente. 40% participación de vehículos eléctricos al 2050, acelerando a 60% y 70% en los escenarios energéticos CN y TA.</p> <p>Reemplazo de 15% del stock de vehículos convencionales a vehículos eléctricos (VE) al año 2035 (CN), aumentando a 20% para el mismo año en el escenario energético TA.</p> <p>ECLP: Al año 2035, 100% de las ventas de vehículos nuevos terrestres de categoría livianos son cero emisiones.</p>	<p>de crecimiento inicial corresponde a 56.692 vehículos, la cual va sumando casi 4.000 vehículos adicionales cada año, llegando finalmente a un 20% de vehículos reconvertidos al año 2035.</p> <p>Cabe destacar que la reconversión de vehículos llega hasta el año 2035 en la modelación, aun cuando se considera que el parque total de vehículos sigue creciendo, por lo que la participación tecnológica equivalente a partir del año 2035 va disminuyendo desde 16% hasta 12% en el año 2050.</p>
<p>Otras medidas no presentes en NDC:</p> <p>PELP: Hidrógeno verde en transporte aéreo comercial.</p>	<p>NDC: No aplica.</p> <p>PELP: Participación de 78% en suministro energético en vuelos nacionales (TA).</p> <p>ECLP: No aplica.</p>	<p>Análisis prospectivo: Esta medida tiene la particularidad que solo se implementa en el escenario de transición acelerada, y con un porcentaje de participación elevado. Considerando que el hidrógeno verde se está impulsando fuertemente en la medida de transporte de carga, en el escenario CN se podría considerar un porcentaje de participación prudente para dimensionar de manera empírica los beneficios y requerimientos de esta tecnología aplicada al sector aéreo, ya que se espera que la demanda energética en este sector aumente entre 2 y 4 veces al año 2050.</p> <p>Esta medida comienza su implementación en el año 2036 en la modelación, donde siguen una trayectoria relativamente lineal hasta alcanzar un 100% de participación en el año 2055, lo que se traduce en una tasa de crecimiento anual de aproximadamente 5% anual. Al acelerar la implementación de esta medida, el tipo de trayectoria se mantiene, pero la meta se adelanta al año 2050.</p>

4.1.2.2 Sectores industria y minería

Tabla 4.2: Análisis medidas sector industria y minería.

Medidas	Descripción medidas	Diagnóstico
<p>NDC: Electrificación de procesos motrices en sector minas varias.</p> <p>PELP: Electrificación usos motrices en sector minería.</p> <p>ECLP: Electrificación motriz-resto minería.</p>	<p>NDC: Incremento de la participación de 20%, 30% y 40% de la electrificación en usos motrices para los años 2020, 2030 y 2040 respectivamente (5.840 GWh al 2050).</p> <p>Reducción 2030: 0,3 (2020-30: 1,4) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 1,5 (2020-50: 20,9) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 327 CAPEX, -2.708 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): -2.381 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: -114 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: 21% de participación en sector minas varias (escenario RC), aumentando a un 35% de participación en escenarios energéticos CN y TA.</p> <p>ECLP: Inclusión de energía solar como energético, electromovilidad y el hidrógeno verde en usos motrices mineros. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: Esta medida comenzó su implementación en el año 2021 en la modelación, siguiendo una trayectoria exponencial hasta el año 2030 (21,2%). A partir de ese año, la trayectoria cambia a un crecimiento lineal que llega hasta el año 2061 (71,3%), período en el cual la participación en esta medida aumenta a una tasa de aproximadamente 1,6% anual.</p>
<p>NDC: Electrificación de usos motrices en industrias varias.</p> <p>PELP: Electrificación usos motrices en sector industria.</p> <p>ECLP: Electrificación motriz-industria.</p>	<p>NDC: Incremento de la participación de 10%, 20% y 30% de la electrificación en usos motrices para los años 2020, 2030 y 2040 respectivamente (15.860 GWh al año 2050).</p> <p>Reducción 2030: 0,6 (2020-30: 3,1) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 1,8 (2020-50: 28,5) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 224 CAPEX, -2.979 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): -2.754 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: -96,7 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: 92% de participación en sector industria al 2050.</p> <p>ECLP: Inclusión de energía solar como energético, electromovilidad y el hidrógeno verde en usos motrices industriales. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: Esta medida comenzó su implementación en el año 2021 en la modelación, siguiendo una trayectoria exponencial hasta el año 2030 (18,2%). A partir de ese año, la trayectoria cambia a un crecimiento lineal que llega hasta el año 2061 (62,6%), período en el cual la participación en esta medida aumenta a una tasa de aproximadamente 1,4% anual.</p>

<p>NDC: Sistemas Solares Térmicos. PELP: ERNC en procesos térmicos. ECLP: SST Industria y Minería.</p>	<p>NDC: Reemplazo de tecnologías en base a combustibles fósiles a partir del año 2026. Participación del 10% al 2050 en industrias varias y del 16% en procesos de minería de cobre. Reducción 2030: 1,3 (2020-30: 7,6) MtCO₂eq. Reducción 2050: 3,7 (2020-50: 59,8) MtCO₂eq. Costos: 350 CAPEX, -4.529 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -4.178 MMUSD. Costo de abatimiento: -69,8 USD/tCO₂eq. PELP: 13% de participación de energía solar en uso térmico de papel y celulosa, industrias varias, cemento, azúcar, siderurgia y minas varias al año 2050. ECLP: Se incluye la energía solar como energético. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: Para los sectores minería e industria, esta medida comienza lentamente su implementación en el año 2028 en la modelación, para que en el año 2030 sufra un aumento abrupto de 4,5%. En el resto del período, la trayectoria sigue un crecimiento potencial con una baja pendiente, alcanzando un porcentaje de participación en el año 2061 de 20,6%. El porcentaje final de participación de esta medida es algo que se debería revisar con detención, ya que corresponde a la segunda medida del sector industria y minería que más reducción de emisiones pueden producir, pero tiene una participación considerablemente menor en comparación a la primera medida (Hidrógeno verde para usos motrices), siendo que esta puede llegar a ser mucho más ambiciosa para lograr su implementación.</p>
<p>NDC: Electrificación de usos motrices en el sector minería del cobre. PELP: Electrificación usos motrices en sector minería. ECLP: Electrificación motriz-minería cobre.</p>	<p>NDC: Para la minería a rajo abierto se considera la electrificación de 4.300 GWh de usos motrices al año 2050, mientras que para la minería subterránea se considera electrificación de 400 GWh. Reducción 2030: 0,7 (2020-30: 4,6) MtCO₂eq. Reducción 2050: 3,0 (2020-50: 43,3) MtCO₂eq. Costos: 406 CAPEX, -2.897 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -2.491 MMUSD. Costo de abatimiento: -58 USD/tCO₂eq. PELP: 53% de participación en sector minería de cobre (escenario RC), disminuyendo a un 3% de participación en escenarios energéticos CN y TA. ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 3).</p>	<p>Análisis prospectivo: En un principio puede parecer contraproducente que en la PELP se proponga la disminución de participación a un 3% para esta medida en los escenarios más exigentes, pero esto ocurre porque se contempla complementar este porcentaje con el propuesto en la misma medida, pero utilizando hidrógeno verde, el cual corresponde a 97%. Por otra parte, esta medida comenzó su implementación en el año 2022 (19%) en la modelación, cuya trayectoria sigue un crecimiento relativamente lineal hasta el año 2050, donde se alcanzan porcentajes de participación de 30%, 50% y 70% según el escenario considerado.</p>

<p>NDC: Electrificación térmica. PELP: Electrificación usos térmicos en sector minería. PELP: Electrificación usos térmicos en sector industria. ECLP: Electrificación térmica.</p>	<p>NDC: Electrificación de procesos térmicos alcanza una penetración adicional del 25% al año 2050, respecto al escenario de referencia. Reducción 2030: 0,4 (2020-30: 1,7) MtCO₂eq. Reducción 2050: 2,6 (2020-50: 31,2) MtCO₂eq. Costos: 2.402 CAPEX, -50 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): 2.352 MMUSD. Costo de abatimiento: 75 USD/tCO₂eq. PELP: Participación de 7% en sector industrias varias y 28% en sector papel y celulosa (PyC), aumentando a un 28% en sector industrias varias en escenario energético TA. Participación de 28% en sector minas varias y aproximadamente 72% en sector minería de cobre (fundición) en todos los escenarios. ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: En el caso del sector minería, esta medida comenzó su implementación en el año 2021 en la modelación, siguiendo una trayectoria exponencial hasta el año 2030 (11%). A partir de ese año, la trayectoria cambia a un crecimiento lineal que llega hasta el año 2061 (41,4%), período en el cual la participación en esta medida aumenta a una tasa de aproximadamente 1% anual. Por otro lado, en el sector industria esta medida comenzó su implementación en el año 2021 en la modelación en el escenario CN, siguiendo una trayectoria exponencial hasta el año 2030 (11,2%). A partir de ese año, la trayectoria cambia a un crecimiento lineal que llega hasta el año 2061 (41,3%), período en el cual la participación en esta medida aumenta a una tasa de aproximadamente 1% anual. Para el escenario TA, la trayectoria a partir del año 2030 cambia a una potencial, en la cual para el año 2061 se alcanza una participación de 71,7%.</p>
<p>NDC: Hidrógeno Verde – Usos motrices. PELP: Hidrógeno Verde – Usos motrices en sector industria y minería. ECLP: Usos motrices en industria y minería – Hidrógeno.</p>	<p>NDC: Reemplazo de hasta un 37%, 12% y 8% al 2050 de la energía utilizada para fines motrices en los sectores de cobre de mina rajo abierto, industrias varias y cobre de mina subterránea respectivamente. Reducción 2030: 0,8 (2020-30: 0,1) MtCO₂eq. Reducción 2050: 9,1 (2020-50: 112,8) MtCO₂eq. Costos: 4.702 CAPEX, -10.535 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -5.833 MMUSD. Costo de abatimiento: -52 USD/tCO₂eq. PELP: 10% de participación en sector industria, 97% en sector minería de cobre y 65% en sector minas varias, todo con proyección al año 2050 (escenarios CN y TA). ECLP: Se contempla una reducción entre 10% y 17% de emisiones de carbono negro esperadas al año 2030. Las</p>	<p>Análisis prospectivo: En el caso de la NDC, el porcentaje de participación del sector minería queda bastante por debajo en comparación a las cifras propuestas por la PELP, las cuales se acomodan de mejor forma a la realidad del país. Esto debido a que, por un lado, la minería corresponde a uno de los sectores con los mayores potenciales de reducción de emisiones y, por otro lado, según las proyecciones de la PELP esta medida podría representar entre un 24% y un 33% de la demanda final de hidrógeno, energético cuyo desarrollo ha estado impulsando con fuerza durante los últimos años. En el sector minería, esta medida comienza su implementación en el año 2036 en la modelación, donde sigue una trayectoria lineal dividida en dos tramos característicos. El primer tramo abarca desde el año 2036 hasta el 2040, el cual tiene una tasa de crecimiento de</p>

	<p>instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>aproximadamente 1,9% anual. Por otro lado, el segundo tramo abarca desde el año 2040 hasta el 2050, caracterizado por una tasa de crecimiento de aproximadamente 8,5% anual, alcanzando finalmente una participación de 92,4%.</p> <p>En esa misma línea, en el sector industria esta medida comienza su implementación en el año 2034 en la modelación, donde sigue una trayectoria lineal dividida en dos tramos característicos. El primer tramo abarca desde el año 2034 hasta el 2038, el cual tiene una tasa de crecimiento de aproximadamente 1,5% anual. Por otro lado, el segundo tramo abarca desde el año 2038 hasta el año 2048, caracterizado por una tasa de crecimiento de aproximadamente 8,5% anual, alcanzando finalmente una participación de 92,4%.</p>
<p>NDC: Sistemas de Gestión de Energía, Proyecto de Ley de Eficiencia Energética. PELP: Sistemas de gestión de energía (SGE) en grandes consumidores. ECLP: Sistemas de Gestión de Energía.</p>	<p>NDC: Escenario de referencia: Ahorro del 0,57% del consumo energético producto de la implementación del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética. Escenario carbono-neutralidad: Ahorro del 0,57%, 1,5% y 2,5% del consumo energético para los períodos 2021-2030, 2030-2040 y 2040-2050 respectivamente. Reducción 2030: 0,1 (2020-30: 1,3) MtCO₂eq. Reducción 2050: 2,5 (2020-50: 29,8) MtCO₂eq. Costos: 1.588 CAPEX, -5.327 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -3.738 MMUSD. Costo de abatimiento: -126 USD/tCO₂eq. PELP: Ahorros anuales por SGE en escenarios RC y CN: 1,9% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0,6% desde el año 21. Para escenario TE, el ahorro durante los primeros 6 años aumenta a 2,8%. ECLP: Al año 2050, el 100% de las empresas cuentan con sistemas de gestión y auditorías para la eficiencia energéticas. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: Un contraste que se puede realizar entre la NDC y la PELP para esta medida, es que para la NDC el porcentaje de ahorro presupuestado va aumentando dentro del período considerado, mientras que en el caso de la PELP se puede apreciar lo contrario. Teniendo en cuenta que ambos ahorros se consideran de forma anual, esta diferencia es algo que amerita una revisión.</p> <p>La implementación de SGE permite un ahorro energético en medidas duras y de gestión según la modelación, donde estas últimas corresponden a un 40%. En particular, para el sector minas varias el ahorro anual supuesto solo considera al 15% con un consumo mayor a 50 Tcal, mientras que para el sector industrias varias este porcentaje aumenta al 35%, donde también se considera que el 30% de PYMES existentes aplican SGE.</p>

<p>NDC: Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) en Motores de hasta 100HP. PELP: Estándares de eficiencia en motores. ECLP: MEPS Motores hasta 100HP.</p>	<p>NDC: Recambio de motores del rango menor a 10 HP hasta el recambio total en el año 2030 (mejora en eficiencia de 3%). Reducción 2030: 0,7 (2020-30: 6,5) MtCO₂eq. Reducción 2050: 0,4 (2020-50: 20,8) MtCO₂eq. Costos: 172 CAPEX, -2.490 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -2.318 MMUSD. Costo de abatimiento: -112 USD/tCO₂eq. PELP: Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS) más exigentes en 2025 y 2035. ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: Esta medida comenzó su implementación en el año 2018 en la modelación, donde se tiene que el recambio de motores sigue una trayectoria lineal, con una tasa de aproximadamente 7,7% anual hasta llegar a un 100% de participación en el año 2030. En este caso la tasa de recambio de cada año se construye repartiendo el porcentaje de participación esperado (100%) de manera equitativa en todos los años, llevando a los motores desde una eficiencia equivalente de 87,9% en el escenario base hasta 89,5% o 91,7% dependiendo del escenario considerado.</p>
<p>Otras medidas no presentes en NDC: PELP: Hidrógeno verde – Procesos térmicos en sector industria y minería.</p>	<p>NDC: No aplica. PELP: Participación del 9% en sector industrias varias al año 2050. ECLP: No aplica.</p>	<p>Análisis prospectivo: Si bien esta medida solo se considera para el sector industria y minería en la PELP, se debe tener prudencia al impulsar esta medida al mismo tiempo que el uso de hidrógeno en procesos motrices. Esto se debe a que ambas medidas proyectan su trayectoria de manera lineal, y considerando que el hidrógeno es una tecnología aún en desarrollo, se debe evaluar detenidamente la factibilidad de impulsar la participación del hidrógeno con la rapidez presupuestada. Esta medida comienza su implementación en el año 2028 en la modelación, donde sigue una trayectoria lineal dividida en dos tramos característicos. El primer tramo abarca desde el año 2028 hasta el 2030, el cual tiene una tasa de crecimiento lenta hasta llegar a un 3% de participación. Por otro lado, el segundo tramo abarca desde el año 2030 hasta el año 2061, caracterizado por una tasa de crecimiento exponencial, alcanzando finalmente una participación de 31,5%.</p>

4.1.2.3 Sectores comercial, público y residencial (CPR)

Tabla 4.3: Análisis medidas sector comercial, público y residencial.

Medidas	Descripción medidas	Diagnóstico
<p>NDC: Electrificación de usos motrices en el sector comercial.</p> <p>ECLP: Electrificación motriz-comercial.</p> <p>PELP: Electrificación motriz-comercial.</p>	<p>NDC: Al 2050, electricidad participa del 56% del consumo energético comercial (excluidos bancos, supermercados, multitiendas, clínicas).</p> <p>Reducción 2030: 0,1 (2020-30: 0,3) MtCO₂eq. Reducción 2050: 2,3 (2020-50: 21,4) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 1.034 CAPEX, -1.719 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -685 MMUSD. Costo de abatimiento: -32 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: Contempla diferentes porcentajes de participación en usos motrices del 50%, 55% y 60% en los escenarios energéticos de recuperación (RC), carbono neutralidad (CN) y transición acelerada (TA) respectivamente.</p> <p>ECLP: No aparece descripción de la meta en el marco del sector comercial, público y residencial, pero si figura para el sector industria y minería.</p>	<p>Análisis prospectivo: NDC y PELP presentan metas similares. El modelamiento de electrificación de usos motrices en la PELP sigue una trayectoria lineal, donde comienza con un 0% de participación en el año 2022 para llegar a 30%, 50% y 70% al año 2050, según el escenario seleccionado.</p> <p>Es posible mejorar el modelamiento con una curva de difusión, tal que refleje la adopción de la tecnología.</p> <p>Se puede considerar el ingreso de hidrógeno mediante celdas de combustible, como medida de electrificación de grúas horquillas. Esto podría definirse como un nuevo escenario a evaluar, o incorporarlo como detalle dentro de las tecnologías consideradas para esta medida.</p>
<p>NDC: Generación Distribuida.</p>	<p>NDC: 1.171 MW instalados de generación distribuida residencial al 2050 (585.000 viviendas, 1.800 GWh). 3.678 MW a nivel comercial al 2050 (5.657 GWh). Escenarios de referencia: 847 MW residencial y 2.407 MW comercial al 2050.</p> <p>Reducción 2030: 0,2 (2020-30: 0,9) MtCO₂eq. Reducción 2050: 0,2 (2020-50: 4,9) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 711 CAPEX, -2.605 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -1.894 MMUSD. Costo de abatimiento: -385 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: "(...) contempla los sectores residencial, comercial e industrial (...)". A partir de gráfico, se identifican 5.500 MW, 6.500 MW y 8.000 MW de generación distribuida total al 2050, en escenarios Base, Alta y Alta+, respectivamente.</p>	<p>Análisis prospectivo: Escenario Base de la PELP es cercano al escenario de carbono neutralidad de la NDC, considerando la suma de los sectores residencial y comercial en esta última. Esto podría representar una mejora de la NDC.</p> <p>En la PELP y la NDC, la construcción del escenario CN considera la generación distribuida como una medida para tener en cuenta, pero no se encuentra individualizada como si lo están otras medidas. Sin embargo, las proyecciones realizadas en la PELP se realizan bajo un concepto estilo <i>NetBilling</i>, lo que se ajusta mejor a la Ley de Generación Distribuida del país.</p> <p>En la NDC se utiliza un modelo de proyección de generación distribuida residencial y no residencial (comercial e industrial), lo que permite obtener una trayectoria de largo plazo de generación eléctrica distribuida con fines de autoconsumo e</p>

	<p>ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MOP (involucrado 1), MINVU (involucrado 2).</p>	<p>inyección de excedentes. Finalmente, los volúmenes de generación eléctrica distribuida son restados de la demanda eléctrica obtenida a partir del modelo de proyección de demanda.</p> <p>Medida aplicable al sector público: escuelas y hospitales.</p> <p>Brechas identificadas: Disminución de demanda eléctrica neta en horas de matriz de generación eléctrica con alta componente renovable, no habría un reemplazo efectivo de generación a base de combustibles fósiles.</p> <p>Requiere de medidas adaptativas a nivel de red de distribución: ajuste de protecciones, aumento de capacidad de alimentadores (inyección de excedentes), digitalización, entre otros.</p> <p>Se puede estudiar su mejora con sistemas de almacenamiento, permitiendo reducir los consumos de la red en horas de menor generación renovable, aunque requeriría mayor coordinación e incentivos. A su vez, se podría evaluar la integración de adaptación y mitigación de esta medida, considerando criterios como independencia energética y resiliencia de sistemas aislados.</p> <p>Para disminuir el vertimiento de energías renovables por congestión y sobreproducción en horas de baja demanda, se debería estudiar los niveles necesarios de almacenamiento a nivel sistémico para lograr reducción de emisiones considerables al aplicar esta medida de mitigación y similares.</p>
<p>NDC: Fomento a la renovación energética de viviendas.</p> <p>PELP: Electrificación de calefacción.</p> <p>PELP: Electrificación de cocción.</p> <p>PELP: Electrificación de ACS.</p>	<p>NDC: Actualización reglamentación térmica de la OGUC (*) y 57% de casas (70% dptos.) calefaccionan con electricidad al 2050.</p> <p>Reducción 2030: 1,5 (2020-30: 9,2) MtCO₂eq</p> <p>Reducción 2050: 7,5 (2020-50: 93,5) MtCO₂eq</p> <p>Costos: 3.130 CAPEX, -10.429 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): -7.299 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: -78 USD/tCO₂eq.</p>	<p>Análisis prospectivo: Reducción de emisiones esperada al 2050, es mayor al total de emisiones del sector residencial al año 2020. Por lo tanto, si las proyecciones de demanda no cumplen con el crecimiento estimado, se corre el riesgo obtener una reducción de emisiones menor a lo esperado. A pesar de ello, esta medida tiene el gran beneficio de mejorar la calidad de aire a través de la regulación del uso de la leña.</p>

<p>ECLP: Fomento a renovación energética de viviendas.</p>	<p>PELP: 48% de participación en viviendas (casas y departamentos) al año 2050, aumentando a un 56% en los escenarios CN y TA. 10% de participación en la electrificación de cocción al 2050 y 17% de participación en la electrificación de ACS al 2050. Porcentajes aumentan a 14% y 30% respectivamente en escenario TA. ECLP: Al 2030, se acondicionan al menos 36.000 viviendas al año, mientras que al 2050 se acondicionan al menos 50.000 viviendas al año. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINVU (involucrado 2). (*) OGUC: Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones</p>	<p>En la PELP se hace bien el impulsar con mayor fuerza la electrificación de la calefacción en las viviendas por sobre otros apartados como la cocción o la ACS, ya que este representa un gran componente del consumo energético de las viviendas del país. Por otro lado, se tiene que la NDC entrega unas metas de renovación energética bastante más optimistas que la PELP, incluso teniendo en cuenta el escenario de transición acelerada. Para la medida de electrificación de la calefacción, esta comenzó su implementación en el año 2021, y la modelación se divide en dos tipos de viviendas: casas y departamentos. Para ambos tipos de viviendas, las trayectorias siguen un comportamiento exponencial, el cual en un principio se mantiene relativamente lineal y de bajo crecimiento hasta el año 2040, donde la participación incrementa a una tasa mayor hasta llegar a un 50% o 70% al año 2060 en los escenarios CN y TA respectivamente. Para la medida de electrificación de cocción, esta comenzó su implementación en el año 2022 en departamentos, mientras que para viviendas tipo casa está ya se encontraba implementada desde el 2017, año en el que comienza la modelación de esta medida. La trayectoria que sigue esta medida es relativamente lineal para la mayoría de las regiones del país hasta el año 2050. Sin embargo, en el caso de los departamentos, se tiene que estos aumentan su porcentaje de participación de manera importante en el año en que se incorporan a la medida, llegando casi hasta un 40% en el caso de la XI región. Para la medida de electrificación de ACS, esta comienza su implementación en el año 2023 en departamentos, mientras que para viviendas tipo casa comienza en el año 2024. Para ambos tipos de viviendas, las trayectorias siguen un comportamiento exponencial, el cual en un principio se mantiene relativamente lineal y de bajo crecimiento hasta el año 2034, donde la participación incrementa a una tasa mayor hasta llegar al año</p>
---	--	--

		<p>2050 a un 59% los departamentos y un 23% en el caso de las casas en el escenario CN. En el escenario TA, el porcentaje mencionado anteriormente aumenta a un 56% para las casas.</p> <p>En el caso de la electrificación de la calefacción, la obtención de los porcentajes iniciales de esta medida utiliza como base las proyecciones PIB per cápita indexados al 2018, los cuales se utilizan para calcular la penetración AC de diferentes tipos de viviendas, valores que se utilizan como parámetro de entrada en el modelo.</p> <p>En el resto de las medidas, incluyendo la mencionada anteriormente, se utilizan los años y porcentajes de participación iniciales y finales, junto con funciones logarítmicas y exponenciales para construir las “curvas s” que describen las trayectorias de cada una de las medidas.</p>
<p>NDC: Sistemas solares térmicos (SST) en sector público y residencial.</p> <p>PELP: Sistemas solares térmicos (SST) para agua caliente sanitaria (ACS).</p> <p>ECLP: Sistemas Solares Térmicos – Residencial y Público.</p>	<p>NDC: 7% de participación de SST para agua caliente sanitaria (ACS) en hogares al 2050. 10% en hospitales al 2050.</p> <p>Reducción 2030: 0,7 (2020-30: 3,9) MtCO₂eq Reducción 2050: 2,4 (2020-50: 36,2) MtCO₂eq Costos: 489 CAPEX, -2.848 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -2.359 MMUSD. Costo de abatimiento: -65 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: Contempla diferentes cantidades de SSTs implementados a partir del 2022 hasta el 2050. Un total de 8.000, 12.000 y 20.000 SSTs en los escenarios energéticos RC, CN y TA respectivamente.</p> <p>ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINVU (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: La PELP tiene un mejor acercamiento a esta meta en comparación a la NDC, donde se especifica el año de inicio de la implementación y se entregan números concretos de la cantidad de SSTs a implementar.</p> <p>Por otro lado, en la NDC existe una inconsistencia en los porcentajes esperados, donde se menciona un 7% de participación de SSTs para uso de ACS en hogares, pero también un 52% de participación en otra sección del documento.</p> <p>La implementación de SSTs sigue una trayectoria lineal, donde dependiendo del escenario considerado se contempla instalar anualmente 8.000, 12.000 o 20.000 SSTs a lo largo de todo el país, donde la RM se lleva casi un tercio del total de SSTs. El comienzo de la medida es en el año 2023, donde a esa fecha en el país existen aproximadamente 101.189 SSTs, donde la XII región es la única del país que no posee este tipo de sistemas.</p> <p>Desde el número inicial de sistemas instalados en cada región, cada año se divide el número de SSTs propuestos para la medida</p>

		según la proporción de casas proyectadas en cada región, razón por la que la RM se adjudica la mayor parte de SSTs.
<p>NDC: Calefacción eléctrica en sector público y comercial.</p> <p>PELP: Electrificación de la calefacción en malls.</p> <p>ECLP: Calefacción eléctrica público comercial.</p>	<p>NDC: Participación del 84%, 76% y 48% de electrificación de la calefacción de supermercados, multitiendas y clínicas respectivamente al 2050 (sector comercial).</p> <p>Participación del 14% de electricidad en calefacción de hospitales al 2050 (sector público).</p> <p>Reducción 2030: 0,01 (2020-30: -0,1) MtCO₂eq</p> <p>Reducción 2050: 0,7 (2020-50: 5,6) MtCO₂eq</p> <p>Costos: 241 CAPEX, -533 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): -292 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: -52 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: 100% uso electricidad para calefacción (malls) al 2050.</p> <p>ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINVU (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: Se identifica principal aplicación en infraestructura rural o de construcción antigua donde prima el uso de biomasa o gas para calefacción, a partir de los resultados del BNE 2020.</p> <p>La electrificación de la calefacción en centros comerciales sigue una trayectoria lineal, donde comienza con un 75,9% de participación en el año 2023 para llegar a un 100% en el año 2050, lo que se traduce en una tasa de crecimiento anual de aproximadamente 0,9%. Por otro lado, al elegir el escenario TA, la meta de llegar al 100% se adelanta al año 2040, pero manteniendo la linealidad de la trayectoria.</p> <p>El porcentaje inicial de 75,9% de participación surge de calcular la proporción de uso de electricidad de solo la calefacción en malls, el cual corresponde a un 2,6% del total.</p> <p>Brechas identificadas: Algunas brechas identificadas corresponden al costo de reemplazo por tecnologías eléctricas (split inverter, infrarrojo, oleo-eléctricos, entre otros), suministro eléctrico intermitente, accesibilidad de la infraestructura y aseguramiento de confort térmico.</p>
<p>NDC: Hidrógeno verde – gasoductos.</p> <p>ECLP: Uso térmico vía gasoductos – Hidrógeno.</p>	<p>NDC: Participación de un 7% de hidrógeno verde en la matriz de gas transportada a través de gasoductos para uso térmico a nivel residencial, principalmente agua caliente sanitaria (ACS). 2% de participación de hidrógeno para el sector comercial.</p> <p>Reducción 2030: -0,1 (2020-30: -0,7) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 0,3 (2020-50: 2,5) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 591 CAPEX, -116 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): 475 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: 188 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: No aplica.</p>	<p>Análisis prospectivo: Se debe contextualizar esta medida con otras que intentan cumplir el mismo propósito, como por ejemplo implementación de SSTs para ACS o el fomento a la renovación energética de viviendas, con el fin de realizar una asignación de recursos correcta a cada caso.</p> <p>Por ejemplo, para calefacción distrital o geotermia, se podría especificar las regiones en las que se considera esta medida, con mayor capacidad de renovación estructural o uso de cogeneración de calor. También para hidrógeno vía gasoductos, considerar regiones con sistemas existentes de calefacción por</p>

	<p>ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINVU (involucrado 1).</p>	<p>gasoductos, o cercanos a centros industriales donde se podría utilizar y distribuir el hidrógeno verde por gasoductos.</p>
<p>NDC: Calefacción distrital.</p>	<p>NDC: Penetración de un 0,2% en la matriz de consumo energético para el uso de calefacción al 2050. Reducción 2030: 0,004 (2020-30: 0,02) MtCO₂eq. Reducción 2050: 0,006 (2020-50: 0,1) MtCO₂eq. Costos: 35 CAPEX, 6 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): 41 MMUSD. Costo de abatimiento: 315 USD/tCO₂eq. PELP: No aplica. ECLP: Al 2050 se contempla una cantidad de 500.000 usuarios/as conectados a redes de energía distrital. Las instituciones relacionadas son: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 1), MOP (involucrado 1), MINVU (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: Según lo propuesto por la NDC, el potencial de esta medida se ve restringido al considerar solo a viviendas con altos estándares térmicos, por lo que en un principio solo viviendas más nuevas o que han sido renovadas podrían formar parte del porcentaje de participación esperado. Por otro lado, a pesar de que la PELP no considera a la calefacción distrital como un factor que afecte sus proyecciones, se reconoce su importancia y que “a la fecha se encuentra pendiente”. Esta medida debe ser considerada, ya que su influencia podría modificar los porcentajes de participación de otras medidas, como por ejemplo la geotermia.</p>
<p>NDC: Geotermia. ECLP: Bombas geotérmicas de calor.</p>	<p>NDC: Implementación de esta tecnología para calefacción en viviendas tipo casa (excluyendo departamentos) del 0,1% al 2035, cifra que se mantiene hasta el año 2050. Reducción 2030: 0,01 (2020-30: 0,04) MtCO₂eq. Reducción 2050: 0,01 (2020-50: 0,3) MtCO₂eq. Costos: 20 CAPEX, -25 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): -4 MMUSD. Costo de abatimiento: -17 USD/tCO₂eq. PELP: Participación en hogares tipo casa al 2050 de 1% y 6% en los escenarios energéticos CN y TA respectivamente. ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINMINERIA (involucrado 1), MOP (involucrado 1), MINVU (involucrado 1).</p>	<p>Análisis prospectivo: Es acertado contemplar bajos porcentajes de participación de esta medida ya que se trata de una tecnología con un estado de implementación bastante bajo, además que depende de otros factores, como las concesiones de explotación, para desarrollar proyectos que aprovechan el recurso geotérmico.</p>

<p>NDC: Reacondicionamiento térmica viviendas vulnerables.</p> <p>PELP: Reglamentación térmica (RT).</p> <p>PELP: Calificación energética nuevas viviendas.</p> <p>PELP: Net Zero Buildings.</p> <p>ECLP: RT viviendas vulnerables.</p>	<p>NDC: Mejora promedio del 30% en la eficiencia energética por vivienda, alcanzando un total de 20.000 viviendas al año a nivel nacional.</p> <p>Reducción 2030: 0,02 (2020-30: 0,7) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 0,5 (2020-50: 6,2) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 1.238 CAPEX, -467 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): 770 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: 124 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: Nueva reglamentación térmica en 2022, con actualizaciones y mejoras en los años 2031 y 2041.</p> <p>Construcción de nuevas viviendas con estándar Net Zero entre 2041-2050, para un total de 450.000 y 900.000 en los escenarios energéticos CN y TA respectivamente.</p> <p>ECLP: Al 2025 se contempla contar con la Cuarta versión de Reglamentación Térmica en desarrollo con enfoque <<energía neta cero>>, la cual sería implementada el año 2030.</p> <p>La institución líder de la medida corresponde al MINVU.</p>	<p>Análisis prospectivo: Para las viviendas con estándar <i>Net Zero</i> que se desean construir según la propuesta de la PELP, hay que tener en consideración que para la modelación LEAP utilizada considera que las viviendas alcanzan un 75% de ahorro de la demanda total. A pesar de ello, se dispone de tiempo para ajustar la modelación de ser necesario, ya que se contempla que esta medida inicie su proceso de implementación para el año 2041.</p> <p>En la modelación de esta medida se realiza la distinción entre su implementación mediante subsidios o créditos, donde naturalmente los subsidios ayudan a que el número de viviendas reacondicionadas sea mayor.</p> <p>La medida comenzó su implementación el año 2020, donde se mejoran un total de 10.000, 20.000 o 30.000 viviendas anuales (dependiendo del escenario) con el uso de subsidios, mientras que el reacondicionamiento con créditos comenzó el año 2023 con un el mismo número de viviendas anuales. Ambas implementaciones siguen una trayectoria lineal, donde para los subsidios y créditos se renuevan un total de 20.000 viviendas al año en el escenario CN. Lo anterior se traduce en que para el año 2050 habrá un total de 620.000 y 560.000 viviendas reacondicionadas con subsidios y créditos respectivamente.</p> <p>Por otro lado, se contempla mejorar la calificación energética de las viviendas (Desde E hasta A+) en porcentajes predefinidos para las distintas calificaciones, donde dependiendo del escenario se mejoran 1.000, 2.000 o 4.000 viviendas.</p>
<p>NDC: MEPS nuevos</p> <p>PELP: Estándares mínimos para refrigeradores.</p> <p>PELP: Medidas de etiquetado de artefactos.</p>	<p>NDC: Entrada en vigor de los siguientes artefactos solo en el escenario carbono neutral, logrando los siguientes ahorros por artefacto: 50% para etiquetado de televisores desde el 2024; 32% para lavavajillas desde el 2025; 26% para secadoras desde el 2026; 6% para hornos eléctricos desde el 2027 y 6% para microondas desde el 2027.</p> <p>Reducción 2030: 0,1 (2020-30: 0,6) MtCO₂eq.</p>	<p>Análisis prospectivo: Con el objetivo que esta medida sea lo más robusta posible, es importante que las propuestas de la NDC y la PELP se complementen, ya que no consideran los mismos artefactos ni ahorros energéticos. Por otro lado, se debe priorizar artefactos de alto consumo energético y de uso masivo en las viviendas de Chile, como refrigeradores y televisores.</p>

	<p>Reducción 2050: 0,1 (2020-50: 2,0) MtCO₂eq. Costos: 941 CAPEX, -368 OPEX MMUSD. Costo total (tasa 6%): 573 MMUSD. Costo de abatimiento: 292 USD/tCO₂eq. PELP: Se contempla implementar estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS), con una reducción de 1% adicional en el consumo promedio de artefactos, junto con la implementación de MEPS para refrigeradores en todos los escenarios. ECLP: Al 2030 se contempla desarrollar y actualizar MEPS asociados a equipos de aire acondicionado (a/a) y refrigeración, así como otros artefactos residenciales. Al 2050 se contempla establecer MEPS para todos los equipos y sistemas de refrigeración, a/a y climatización. La institución líder de la medida corresponde al MEN.</p>	
<p>Otras medidas no presentes en NDC: PELP: Recambio a leña seca. PELP: Eficiencia energética en luminarias públicas. PELP: Programa eficiencia energética en edificios públicos. PELP: Programa de eficiencia energética en hospitales.</p>	<p>NDC: No aplica. PELP: Recambio a leña seca del 100% a nivel urbano al 2030 y 100% a nivel nacional al 2050. Reemplazo de 8.000 luminarias públicas al año, aumentando a 18.000 en escenario TA. Reacondicionamiento de 5 edificios públicos al año, aumentando a 15 en escenario CN y TA. Reacondicionamiento de 5 hospitales al año. ECLP: No aplica.</p>	<p>Análisis prospectivo: Para los edificios públicos y hospitales se contempla una reducción de consumo del 25%, mientras que la implementación de luminarias públicas eficientes significaría una mejora en su rendimiento de 30%. La medida de eficiencia energética en edificios públicos comenzó el año 2022 en la modelación, momento en el que había un total de 12.779 edificios públicos contabilizados. La trayectoria que sigue el reacondicionamiento de edificios públicos es absolutamente lineal, donde cada año se incorporan 5 edificios a la medida, llegando a un total de 195 para el año 2060. La medida de eficiencia energética en hospitales comenzó el año 2022 en la modelación, momento en el que había un total de 327 hospitales contabilizados. La trayectoria que sigue el reacondicionamiento de hospitales es absolutamente lineal, donde cada año se incorporan 5 hospitales a la medida, llegando a un total de 195 para el año 2060.</p>

		<p>La medida de eficiencia energética en luminarias públicas comenzó el año 2022 en la modelación, momento en el que había un total de 413.505 luminarias contabilizadas. La trayectoria que sigue el reacondicionamiento de luminarias públicas es absolutamente lineal, donde cada año se incorporan 8.000 luminarias nuevas a la medida, llegando a un total de 312.000 para el año 2060.</p> <p>Lo anteriormente descrito corresponde al escenario CN, para el escenario TA el número de edificios públicos y hospitales considerados anualmente aumenta a 10, mientras que las luminarias públicas aumentan a 18.000. Además, el número de edificios, hospitales y luminarias va aumentando cada año de manera proporcional a indicadores anuales calculados para cada medida, los cuales tienen en consideración el número actual de cada infraestructura pública y la proyección de la población.</p>
--	--	--

4.1.2.4 Sector generación eléctrica

Tabla 4.4: Análisis medidas de mitigación sector generación eléctrica.

Medidas	Descripción medidas	Diagnóstico
<p>NDC: Retiro de centrales.</p> <p>PELP: Retiro de centrales a carbón.</p> <p>ECLP: Energías renovables en reemplazo de centrales térmicas.</p>	<p>NDC: Escenario de referencia: 2.500 MW de los 5.500 MW de la capacidad instalada de centrales a carbón se hubieran retirado al 2050. Escenario carbono-neutralidad: Retiro de los primeros 1.047 MW al 2024 y el retiro total de las centrales a carbón al 2040.</p> <p>Reducción 2030: 2,3 (2020-30: 10,7) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 7,5 (2020-50: 113) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 2.122 CAPEX, -1.215 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): 907 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: 8 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: Retiro del 100% de centrales a carbón a los años 2040, 2035 y 2030 en los escenarios energéticos RC, CN y TA respectivamente.</p> <p>ECLP: Se contempla una descarbonización de la matriz energética entre 40% y 52% al año 2030. La institución relacionada es el MEN (líder).</p>	<p>Análisis prospectivo: Una consideración importante de la PELP es que se considera que el retiro de las centrales a carbón habilita la electrificación directa e indirecta de consumos, asignándole una mayor contribución a esta medida para alcanzar la meta de carbono neutralidad al año 2050.</p> <p>Un punto por considerar que tienen tanto la NDC como la PELP es la proyección del retiro de solo centrales termoeléctricas a carbón, pero no de otras centrales que utilizan otros tipos de combustibles fósiles, como gas natural y diésel. Esta es una medida cuya implementación se podría evaluar, ya que hasta la fecha existen múltiples centrales a carbón que han retrasado el cesamiento de sus operaciones, y el retiro de centrales de otros combustibles fósiles puede aportar una reducción acelerada de emisiones, mayor en comparación a otras medidas, como la calefacción distrital y las bombas de calor geotérmicas.</p>
<p>NDC: Generación biogás.</p> <p>PELP: Generación biogás.</p> <p>ECLP: Generación biogás.</p>	<p>NDC: Entrada de proyectos de generación que cumplen la condición de capture mínima de biogás (metano) necesaria para tener 1 MW de potencia instalada (aproximadamente 2.283 tCH₄/año).</p> <p>Reducción 2030: 0,3 (2020-30: 2,9) MtCO₂eq.</p> <p>Reducción 2050: 0,7 (2020-50: 14,2) MtCO₂eq.</p> <p>Costos: 37,9 CAPEX, -31,0 OPEX MMUSD.</p> <p>Costo total (tasa 6%): 6,9 MMUSD.</p> <p>Costo de abatimiento: 0,5 USD/tCO₂eq.</p> <p>PELP: No aplica.</p> <p>ECLP: No aparece descripción de la meta, pero se menciona como medida junto con instituciones relacionadas: MEN (líder), MINSAL (involucrado 1), MOP (involucrado 2).</p>	<p>Análisis prospectivo: En la NDC se menciona que la proyección de operación eléctrica considera la tecnología de biogás para trabajar hacia la Carbono Neutralidad. A pesar de ello, el biogás no es una de las tecnologías consideradas en la optimización a largo plazo con posibilidad de expansión. Esto limita el potencial que tiene esta medida en la contribución de reducción de emisiones, ayudando principalmente a disminuir la demanda energética de proyectos e industrias bastante específicas.</p> <p>Una de las principales causas de esta decisión es la limitada producción de biogás, ya que la eficiencia de conversión eléctrica de este biocombustible alcanza un 38%, cifra que no se aleja mucho de los factores de planta de tecnologías renovables establecidas como la solar o eólica. Otro factor que puede incidir es el costo de inversión relacionado a una instalación de generación eléctrica dentro de un relleno sanitario.</p>

4.1.3 Revisión internacional de medidas de mitigación y análisis de costos

De acuerdo con solicitud de contraparte, se procede a revisar las metas de carbono neutralidad, o “Net Zero Emissions”. La lista a continuación considera reportes de Estados Unidos (U.S.) y de la Unión Europea, por ser protagonistas dentro del total de emisiones de GEI en el mundo, y por la cercanía política-económica que tiene con Chile. También se consideran reportes de Noruega, por ser el único país catalogado como “Casi-suficiente” según CAT en cuanto a sus propuestas para lograr la meta Net Zero. Chile es catalogado como “insuficiente”, al igual que U.S. y la mayoría de los países de la Unión Europea. Ningún país es catalogado como “compatible con meta 1.5°C del acuerdo de París”.

Adicionalmente, se revisan algunos de los últimos reportes de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) y OLADE, relacionados con metas Net Zero, transición energética y similares. No se pudo acceder a información detallada de BloombergNEF ni McKinsey & Company, ya que se requiere suscripción para acceder a los reportes completos (solo los resúmenes ejecutivos son públicos).

A continuación, se presenta la revisión de documentos asociados a reportes, programas y políticas internacionales, que puedan servir para comparar los objetivos y metas de las medidas de mitigación en Chile.

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
European Comission	European Commission. <i>National long-term strategies</i> https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies en	<p>Concentra las estrategias nacionales de largo plazo de los países pertenecientes a la Unión Europea. Consideran, con una perspectiva de al menos 30 años, lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducciones totales de emisiones GEI y mejoras en la eliminación por sumideros; • Reducciones de emisiones y mejoras en la eliminación en sectores individuales, incluyendo electricidad, industria, transporte, el sector de calefacción y refrigeración y edificios (residencial y terciario), agricultura, residuos y uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS); • Progreso esperado en la transición hacia una economía con bajas emisiones de GEI, incluyendo la intensidad de los GEI, la intensidad de CO₂ del producto interno bruto, estimaciones relacionadas de inversión a largo plazo y estrategias para la investigación, desarrollo e innovación relacionados; • En la medida de lo posible, el efecto socioeconómico esperado de las medidas de descarbonización, incluyendo, entre otros, aspectos relacionados con el desarrollo macroeconómico y social, riesgos y beneficios para la salud y protección ambiental; • Vínculos con otros objetivos nacionales a largo plazo, planificación y otras políticas y medidas, e inversión.
Government of Norway [1]	Government of Norway. (2020). <i>Update of Norway's nationally determined contribution.</i>	Noruega ha actualizado su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) bajo el Acuerdo de París, comprometiéndose a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 50% y hacia un 55% en comparación con los niveles de 1990 para el año 2030. Este objetivo se alcanzará principalmente

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
	https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Norway_updatedNDC_2020%20%28Updated%20submission%29.pdf	<p>a través de la cooperación climática con la Unión Europea e Islandia. Además, en caso de que la contribución mejorada de Noruega supere el objetivo fijado en la NDC actualizada de la Unión Europea, Noruega tiene la intención de utilizar la cooperación voluntaria bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París para cumplir con el excedente, sujeto a la aprobación del Parlamento.</p> <p>Las acciones para mitigar las emisiones incluyen la participación en el Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (ETS), la implementación de la Regulación de Esfuerzo Compartido (ESR) que regula las emisiones de sectores no cubiertos por el ETS, y la Regulación de Uso del Suelo, Cambio de Uso del Suelo y Silvicultura (LULUCF) para asegurar que las emisiones no superen las absorciones en este sector. Además, se enfatiza el uso de impuestos al CO₂, el apoyo al desarrollo y adopción de tecnologías de bajas emisiones, incluyendo tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, y la promoción de vehículos eléctricos y energías renovables.</p>
Government of Norway [2]	Ministry of Climate and Environment. (2020). <i>Norway's Fourth Biennial Report</i> . https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/norways-fourth-biennial-report/id2705665/#:~:text=This%20BR4%20is%20submitted%20as,as%20Oper%20decision%202%2FCP .	<p>Se detalla diversas medidas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que Noruega ha implementado o planea implementar. En el sector del transporte, Noruega tiene varias metas y medidas, como el incremento de ventas de vehículos eléctricos al 75% para 2030 y la flota de transbordadores de cero emisiones con un tercio de los transbordadores equipados con baterías para 2021. Además, el país ha implementado incentivos fiscales para vehículos eléctricos y un mandato de biocombustibles del 20% en el transporte desde 2020.</p> <p>En el sector de la energía, Noruega ha prohibido el uso de petróleo mineral para calefacción de edificios desde 2020 y ha establecido requisitos de energía en los</p>

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
		<p>códigos de construcción para reducir el uso de combustibles fósiles y la demanda energética en nuevos edificios. Asimismo, la política de captura y almacenamiento de carbono (CCS) se destaca como una herramienta clave para reducir las emisiones globales de GEI. En el sector de la agricultura, medidas como la densidad aumentada de plántulas y la mejora genética de las plantas están diseñadas para incrementar la capacidad de captura de carbono de los bosques .</p> <p>Las medidas por sector y metas asociadas se encuentran en la Tabla 9.7 en Anexos.</p>
Government of Norway [3]	<p>Government of Norway. (2021). <i>National Transport Plan 2022–2033</i>. https://www.regjeringen.no/content/assets/117831ad96524b9b9eaadf72d88d3704/en-gb/pdfs/stm202020210020000engpdfs.pdf</p>	<p>El Plan Nacional de Transporte 2022-2033 de Noruega establece la ambiciosa meta de reducir las emisiones del sector del transporte en un 50% para 2030 en comparación con los niveles de 2005. Para lograrlo, se promoverá el uso de vehículos de cero emisiones, con objetivos específicos como que todos los autos y furgonetas ligeras nuevos sean de cero emisiones para 2025, y que el 75% de los autobuses de larga distancia y el 50% de los camiones nuevos sean de cero emisiones para 2030. Además, el plan incluye incentivos fiscales, cuotas de biocombustibles, desarrollo de infraestructura de carga, sitios de construcción libres de fósiles y planificación coordinada del uso del suelo y el transporte.</p>
IEA [4]	<p>IEA. (2024). <i>Global EV Outlook 2024: Moving towards increased affordability</i> https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024</p>	<p>El documento realiza un análisis detallado del desarrollo de vehículos eléctricos (EV) y la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) en varios países. China lidera con un 60% de las ventas globales de EV en 2022 y planea alcanzar un 50% de ventas de vehículos eléctricos nuevos en regiones clave para 2030. En Europa, la Unión Europea ha adoptado nuevos estándares de CO2 para autos y vans, requiriendo una reducción del 55% y 50% en emisiones para 2030, y una electrificación completa para 2035. Estados Unidos, bajo la Ley de Reducción</p>

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
		de la Inflación (IRA), también ha aumentado significativamente su apoyo a la infraestructura de carga y la adopción de EV.
IEA [5]	<p>IEA. (2023). <i>Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach 2023 Update</i>. https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach</p>	<p>El documento establece un plan actualizado para que el sector energético mundial alcance las emisiones netas de CO2 igual a cero para 2050, con el fin de mantener el calentamiento global dentro del límite de 1.5 °C. Entre las principales medidas de mitigación se destaca la meta de triplicar la capacidad instalada de energías renovables, como la solar y la eólica, para llegar a 11,000 gigavatios en 2030. Esta expansión es crucial para lograr una reducción del 35% en las emisiones de CO2 del sector energético en comparación con los niveles de 2022.</p> <p>Otra medida clave es la mejora de la eficiencia energética, con el objetivo de duplicar la tasa anual de mejora en la intensidad energética para 2030. Además, se busca reducir las emisiones de metano en un 75% en el sector energético para el mismo año, dado su alto impacto como gas de efecto invernadero. Para alcanzar estas metas, también es esencial acelerar el desarrollo de tecnologías críticas como la captura y almacenamiento de carbono, el hidrógeno y los biocombustibles sostenibles, que son fundamentales para lograr las emisiones netas cero para 2050.</p> <p>Estas acciones, combinadas con un aumento significativo en la inversión en energía limpia, son indispensables para mantener el objetivo de limitar el calentamiento global a 1.5 °C. La AIE subraya la necesidad de políticas bien diseñadas y cooperación internacional para superar los desafíos y asegurar una transición energética exitosa y equitativa a nivel global.</p>

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
IEA [6]	IEA. (2024). <i>Global Critical Minerals Outlook 2024</i> . https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024	En proceso de revisión.
IEA [7]	https://www.iea.org/reports/clean-energy-transitions-programme-2023	En proceso de revisión.
IEA [8]	https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023	En proceso de revisión.
IEA [9]	IEA. (2023). <i>Latin America Energy Outlook 2023</i> . https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023	En proceso de revisión.
OLADE [10]	OLADE. (2024). <i>Los Minerales Críticos para las Transiciones Energéticas de América Latina y El Caribe</i> . https://www.olade.org/publicaciones/estudio-sobre-minerales-criticos-en-la-region/	En proceso de revisión.
OLADE [11]	OLADE. (2023). <i>Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2023</i> . https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2023/	En proceso de revisión.

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
U.S. The White House [12]	<p>The White House. (2023). <i>Building a Clean Energy Economy: A Guidebook to the Inflation Reduction Act's Investments in Clean Energy and Climate Action</i>.</p> <p>https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf</p>	<p>Guía detallada sobre cómo la Ley de Reducción de la Inflación (Inflation Reduction Act, IRA) de 2022, firmada por el presidente Biden, se enfoca en acelerar la transición hacia una economía de energía limpia en Estados Unidos. Este documento ofrece un desglose de los programas de financiamiento, incentivos fiscales, y otras inversiones destinadas a mitigar el cambio climático, mejorar la justicia ambiental, y fortalecer la economía mediante la creación de empleos bien remunerados.</p> <p>Considera créditos fiscales para producción e inversión en energía limpia, fondo de reducción de GEI, programa de financiamiento de reinversión de infraestructura energética, y crédito de producción de manufactura avanzada. Tiene por metas la reducción del 40% de las emisiones de GEI para 2030, comparado con los niveles de 2005, y la producción de electricidad libre de carbono, alcanzando un 100% de electricidad sin contaminación por carbono para 2035.</p>
U.S. DOE (Department of Energy) [13]	<p>U.S. Department of Energy, U.S. Department of Transportation, U.S. Environmental Protection Agency, & U.S. Department of Housing and Urban Development. (2023). <i>The U.S. National Blueprint for Transportation Decarbonization</i>.</p> <p>https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-01/the-us-national-blueprint-for-transportation-decarbonization.pdf</p>	<p>En proceso de revisión.</p>

Institución	Referencia	Revisión y comentarios
U.S. DOS (Department of State) [14]	U.S. Department of State. (2021). <i>The Long-Term Strategy of the United States: Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050</i> . https://unfccc.int/sites/default/files/resource/US-LongTermStrategy-2021.pdf	En proceso de revisión.
U.S. DOS (Department of State) [15]	U.S. Department of State. (2022). <i>2022 U.S. Climate Ambition Report - Eighth National Communication and Fifth Biennial Report of the United States of America to the United Nations Framework Convention on Climate Change</i> . https://unfccc.int/documents/624756	En proceso de revisión.

4.2 Análisis y evaluación de método de obtención de CAPEX y OPEX

Contraparte envía planillas de costos para revisión de obtención de CAPEX ("20220516 Estimación de CAPEX.xlsx) y OPEX (20220516 Estimación de OPEX.xlsx) de medidas de mitigación asociadas al escenario de carbono neutralidad.

Se procede a revisar cada una de las hojas de estas planilla. Para ello, se realizan los siguientes pasos:

1. Paso 1: se comparan medidas NDC con las medidas disponibles en modelo demanda y en planillas de costos. De esta forma, se agrupan algunas medidas con un mismo objetivo (por ejemplo, electromovilidad vehículos livianos de la NDC se modela en modelo de demanda mediante prohibición de venta vehículos convencionales, estándares de vehículos livianos y conversión de vehículos a gasolina a eléctricos).
2. Paso 2: se comparan medidas de las planillas de costos con las medidas disponibles en el modelo de demanda (planillas sectoriales).
3. Paso 3: se revisan los datos de entrada, cálculos intermedios y cálculos finales (costos) para cada hoja de las planillas de costos.
4. Paso 4: se elabora un análisis mediante diagnóstico del cálculo, posible sincronización con modelo de demanda, posibles mejoras y referencias pendientes, a partir de la revisión del punto anterior.

Del paso 1, se identifican algunas medidas NDC que no están modeladas, tales como hidrógeno verde en gasoductos, calefacción distrital, MEPS nuevos artefactos (residencial). La justificación corresponde al descarte de algunas medidas con el paso del tiempo, producto a dificultades de implementación o estrategias institucionales para dedicar esfuerzos en la reducción de emisiones de GEI, por ejemplo.

Otras medidas NDC no modeladas en modelo de demanda (y tampoco evaluadas económicamente en las planillas consideradas) corresponden a generación distribuida, retiro de centrales térmicas y generación biogás a partir de rellenos sanitarios. Esto es porque estarían modeladas (al menos las primeras dos), en modelo de generación eléctrica (herramienta AMEBA).

Del paso 2, se identifican algunas medidas del modelo de demanda que no están consideradas en los cálculos de costos, tales como: bombas de calor (geotermia), electrificación de ACS, Net Zero Buildings, SGE-PYMES, hidrógeno en transporte aéreo comercial, eficiencia energética en procesos térmicos, recambio de combustibles en procesos térmicos, fomento adicional H2 en Transporte de Carga y fomento adicional al

Transporte Público Eléctrico Urbano. La justificación responde a que estas medidas se asocian principalmente al escenario Transición Acelerada, por lo que están fuera del alcance del ejercicio realizado, orientado al escenario Carbono Neutralidad.

Se destaca en reunión interna la necesidad de esclarecer las medidas de mitigación y supuestos de implementación en los próximos informes oficiales del proceso de la PELP. Así también, será necesario tener estos insumos en la próxima actualización de la NDC, es decir, el año 2025.

Los resultados del paso 3 se presentan en documento compartido en carpeta drive compartida “A3 Curvas MAC”⁵¹. En términos generales, se identifican mismas metodologías en medidas similares (por ejemplo, entre medidas de electrificación de usos motrices, entre medidas de estándares de vehículos, entre otros). Con este paso, se logran identificar algunos supuestos y parámetros que podrían representar posibles actualizaciones metodológicas y de los resultados.

Los resultados del paso 4 también se presentan en documento anexo y a continuación.

4.2.1 Sector transporte

En contexto de la medida NDC cambio modal, el modelo de demanda considera la medida 18. Infraestructura de Bicicleta.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.5: Análisis obtención de CAPEX en medida cambio modal o infraestructura de bicicleta.

Hoja	Obtención de CAPEX
1-Infraestructura Bicicletas	<p>Diagnóstico: metas al 2050 y trayectorias tienen valores fijos, es decir, sin fórmulas, lo que puede dificultar su actualización.</p> <p>Sincronización: planilla sectorial tiene participación modal 0% para bicicleta hasta el año 2022, mientras que en planilla CAPEX se tiene una participación distinta de cero desde 2017 (sin referencia). Revisar si participación modal es resultado del modelo LEAP.</p> <p>Mejoras: agregar fórmulas para proyección participación modal.</p> <p>Referencias: referenciar o estimar participación modal al 2020 o año posterior.</p>

⁵¹ Enlace carpeta drive compartida A3 Curvas MAC en carpeta 10 DPS CCEE: https://drive.google.com/drive/folders/1LMPnUUbpDuzK1328_FHxt2vYwUIhgqww?usp=drive_link

En contexto de la medida NDC electromovilidad en vehículos medianos, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 20. Estándar de Rendimiento Energético - Vehículos Medianos.
- 23. Prohibición de venta de Vehículos Convencionales – Medianos.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.6: Análisis obtención de CAPEX en electromovilidad vehículos medianos.

Hoja	Obtención de CAPEX
3-Estándar MDV 6-Ban CI - MDV	<p>Diagnóstico: cálculo no considera infraestructura de carga de vehículos eléctricos, ni vida útil de las baterías, a menos que esté considerado en el costo de inversión.</p> <p>Modelo de parque no está referenciado y tiene ventas menores al resultado del modelo de energía. Ya que las emisiones se obtienen del modelo de energía, se estaría obteniendo una reducción de emisiones a un menor costo de inversión (menos ventas).</p> <p>Sincronización: revisar participación por tecnología para cada escenario. Identificar origen.</p> <p>Mejoras: posibles mejoras sería considerar costos de infraestructura de carga y renovación del costo de inversión según vida útil de los vehículos. Se debería considerar modelo de energía en vez de modelo de parque, a menos que este último tenga alguna justificación a partir del Modelo de Demanda.</p> <p>Referencias: considerar agregar referencia o actualizar lo siguiente: costos de inversión proyectado por tecnología, costos de infraestructura de carga, costos de renovación según vida útil de los vehículos, y tasa de chatarrización, modelo de parque.</p>

En contexto de la medida NDC electromovilidad en vehículos livianos, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 19. Estándar de Rendimiento Energético - Vehículos Livianos.
- 22. Prohibición de venta de Vehículos Convencionales – Livianos.
- 25. Transformación de vehículos convencionales a VE – Livianos.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.7: Análisis obtención de CAPEX en electromovilidad vehículos livianos.

Hojas	Obtención de CAPEX
2-Estándar LDV y 5-Ban CI LDV	<p>Diagnóstico: cálculo no considera infraestructura de carga de vehículos eléctricos, ni vida útil de las baterías, a menos que esté considerado en el costo de inversión.</p> <p>Modelo de parque no está referenciado y tiene ventas menores al resultado del modelo de energía (modelo de demanda). Ya que las emisiones se obtienen del modelo de energía, se estaría obteniendo una reducción de emisiones a un menor costo de inversión (menos ventas).</p> <p>Sincronización: revisar participación por tecnología para cada escenario. Identificar origen.</p> <p>Mejoras: posibles mejoras sería considerar costos de infraestructura de carga y renovación del costo de inversión según vida útil de los vehículos. Se debería considerar modelo de energía en vez de modelo de parque, a menos que este último tenga alguna justificación a partir del Modelo de Demanda.</p> <p>Referencias: agregar referencias para costos de inversión proyectado por tecnología, costos de infraestructura de carga, costos de renovación según vida útil de los vehículos, tasa de chatarrización, modelo de parque.</p>
8-Conversion ICE - EV	<p>Diagnóstico: no considera costo por infraestructura de carga ni costo de inversión por término de vida útil.</p> <p>Sincronización: revisar origen del porcentaje de vehículos convertidos, y vincular o referenciar.</p> <p>Mejoras: agregar cálculo de diferencia de costos respecto del escenario base (en caso de que pueda llegar a ser distinto de cero).</p> <p>Referencias: revisar referencia del estudio del 2021, para identificar proyección del costo de batería.</p>

En contexto de la medida NDC hidrógeno verde en transporte de carga, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 21. Estándar de Rendimiento Energético - Vehículos Pesados (Tractocamiones).
- 24. Estándar de ventas ZEV en vehículos pesados – Tractocamiones.
- 52. Fomento adicional H2 en Transporte de Carga.

La medida de Fomento adicional H2 en Transporte de Carga no está individualizada en una hoja de las planillas de costos, ya que se puede integrar como un escenario “nivel 2”. El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.8: Análisis obtención de CAPEX en hidrógeno verde en transporte de carga

Hojas	Obtención de CAPEX
4-Estándar HDV	Diagnóstico: no se utiliza el año de inicio de la medida (costos de inversión antes de 2030). Referencias: solo faltaría asignar referencia para tasa de chatarrización. Posible actualización del costo de inversión unitario.
7-Estándar de ventas ZEV	Referencias: Actualización del costo de inversión unitario.

En contexto de la medida NDC taxis eléctricos, el modelo de demanda considera la medida 26. Electromovilidad en transporte público urbano menor (Taxis).

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.9: Análisis obtención de CAPEX en medida taxis eléctricos

Hojas	Obtención de CAPEX
9-EV Taxis	Diagnóstico: cálculo no corresponde a una salida del modelo LEAP. La participación de BEV solo se está considerando en las ventas, no en el total de taxis, por lo que puede haber una subestimación del costo de inversión. Tasa de chatarrización al 20% se debería justificar (referencia), en línea con supuesto de 5 años de vida útil. Sincronización: considerar salidas modelo LEAP: consumo energético -> cantidad de vehículos. Mejoras: considerar participación en el total de vehículos y a partir de esto calcular ventas BEV. Referencias: referenciar tasa de chatarrización y costos de inversión BEV e ICE – gasolina.

En contexto de las medidas NDC transporte público eléctrico RM y transporte público eléctrico regiones, el modelo de demanda considera la medida 10. Electromovilidad en transporte público urbano mayor (Buses).

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.10: Análisis obtención de CAPEX en medidas buses eléctricos RM y regiones.

Hojas	Obtención de CAPEX
10-EV Buses	<p>Diagnóstico: cálculo no corresponde a una salida del modelo LEAP. La participación de BEV solo se está considerando en las ventas, no en el total de buses, por lo que puede haber una subestimación del costo de inversión.</p> <p>Referencias: Tasa de chatarrización al 20% se debería justificar (referencia), en línea con supuesto de 5 años de vida útil.</p>

4.2.2 Sectores industria y minería

En contexto de la medida NDC Sistemas de Gestión de Energía, Proyecto de Ley de Eficiencia Energética, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 28. Sistemas de Gestión de Energía - Grandes Consumidores.
- 29. Sistemas de Gestión de Energía – PYMES.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del costo marginal promedio de la energía eléctrica de la red y el factor del costo considerado para la evaluación. El análisis de la obtención de CAPEX no está disponible ya que aparece misma información que en la obtención de OPEX.

En contexto de la medida NDC Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) en Motores de hasta 100HP, el modelo de demanda considera la medida 46. MEPS motores.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del costo marginal promedio de la energía eléctrica de la red y el factor del costo considerado para la evaluación. El análisis de la obtención de CAPEX se resume a identificar referencia para participación por tipo de motor, horas media de uso y costos medios IE2 e IE3.

En contexto de las medidas NDC de electrificación de usos motrices en Industrias Varias, Cobre y Minas Varias, e hidrógeno verde en usos motrices, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 43. Electrificación usos motrices - Minería del Cobre.

- 44. Electrificación usos motrices - Minas Varias.
- 45. Electrificación usos motrices - Industrias Varias.
- 40. Hidrógeno en usos motrices - Minería del Cobre.
- 41. Hidrógeno en usos motrices - Minas Varias.
- 42. Hidrógeno en usos motrices - Otros Sectores Industriales.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.11: Análisis obtención de CAPEX en medidas de electrificación de usos motrices e hidrógeno verde en usos motrices.

Hojas	Obtención de CAPEX
36-Elect Motriz – Cobre y 33-Hidrógeno Motriz - Cobre	<p>Diagnóstico: costo vehículos FC solo considera camiones de mina rajo, con una potencia superior a la de mina subterránea. Medida difiere de sus similares, donde se calcula la diferencia de demanda entre escenario de referencia y nivel 1. En este caso, solo considera escenario nivel 1.</p> <p>Mejoras: dividir costos FC mina rajo y mina subterránea. Revisar supuesto de no considerar demanda escenario base.</p> <p>Referencias: referencia para proyecciones de costos camiones FC (USD/kW) y diésel. Referencia para factor de planta camiones y potencia media.</p>
37-Elect. Motriz - Min Varias, 38-Elect. Motriz - Ind Varias, 34-Hid. Motriz - Minas Varia y 35-Hid. Motriz - Otros Secto	<p>Referencias: referencia para proyecciones de costos camiones FC (USD/kW) y diésel. Referencia para factor de planta camiones y potencia media.</p>

En contexto de las medida NDC de electrificación térmica, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 30. Electrificación de usos térmicos en la industria - Industrias varias
- 31. Electrificación de usos térmicos en la industria - Minas Varias
- 32. Electrificación de usos térmicos en la industria - Papel & Celulosa
- 33. Electrificación de usos térmicos (Fundición) - Minería del Cobre

- 47. Eficiencia energética en procesos térmicos.
- 48. Recambio de combustibles en procesos térmicos.
- 49. Electrificación usos térmicos en la industria - Otros Sectores Industriales.

Las medidas 47. Eficiencia energética en procesos térmicos y 48. Recambio de combustibles en procesos térmicos no están individualizadas en el análisis económico.

Adicionalmente, no considerado en las NDC, se tiene el uso del hidrógeno en procesos térmicos, con las siguientes medidas:

- 37. Hidrógeno en procesos térmicos - Industrias Varias.
- 38. Hidrógeno en procesos térmicos - Papel & Celulosa.
- 39. Hidrógeno en procesos térmicos - Otros Sectores Industriales.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.12: Análisis obtención de CAPEX en medidas de electrificación de usos térmicos e hidrógeno verde en procesos térmicos.

Hojas	Obtención de CAPEX
24-Elect. T.- Ind. Varias 25-Elect. T. - Minas Varias. 26-Elect. T. - Papel&Celulosa 40-Elect. T.- Otras Industrias 41-Elect. T. Fund - Cobre	Mejoras: Se podría considerar proyección de costos de calderas, y proyecciones de transformación de euro a dólar, en vez de valores constantes para todo el periodo. Referencias: buscar referencia factor de planta.
30-Hid. T.- Ind. Varias 31-Hid.T.- Papel & Celulosa 32-Hid. T.- Otras Industrias	Diagnóstico: se debe revisar unidad del costo de almacenamiento, tal que sea aplicable al cálculo de costo de almacenamiento (multiplicar por energía anual). Mejoras: se podría considerar proyección de costos de almacenamiento y generación, y proyecciones de transformación de euro a dólar. Referencias: buscar referencia factor de planta.

Finalmente, en contexto de la medida NDC Sistemas Solares Térmicos – Industria y Minería, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 34. Introducción de ERNC en procesos térmicos - Industrias Varias.
- 35. Introducción de ERNC en procesos térmicos - Papel & Celulosa.
- 36. Introducción de ERNC en procesos térmicos - Otros Sectores Industriales.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se resume en la revisión del cálculo y unidades de capacidad de producción normalizada utilizado para la normalización del costo de inversión promedio, a partir de los parámetros del proyecto Pampa Elvira.

4.2.3 Sector residencial

En contexto de la medida NDC fomento a la renovación energética de viviendas, el modelo de demanda considera las siguientes medidas:

- 1. Actualización de la Reglamentación Térmica.
- 4. Electrificación de calefacción.
- 5. Electrificación de cocción.
- 6. Electrificación de ACS.
- 10. Calificación Energética de Viviendas.

La medida de Electrificación de ACS no está individualizada en una hoja de las planillas de costos, ya que corresponde a una medida del escenario Transición Acelerada.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos y un caso particular de la medida electrificación de cocción: se debe revisar demanda ingresada ya que escenario base presenta más demanda de electricidad que escenario nivel 1. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación:

Tabla 4.13: Análisis obtención de CAPEX en medida fomento a la renovación energética de viviendas.

Hojas	Obtención de CAPEX
11-Actualización RT	Referencias: referenciar costos incrementales asociados a cada estándar.
12- Electrificación Calefacción y 16- Electrificación Cocción	Mejoras: corregir fórmulas asociadas al cálculo del número de unidades por escenario y energético. Funcionan, pero de desplazaron los rangos de algunas matrices al no fijar las filas. Referencias: referenciar número de unidades por vivienda y costos unitarios por energético.
15- Calificación Energética Viv	Referencias: referenciar costos incrementales de mejora de cada etiqueta.

En contexto de la medida NDC SST residencial, el modelo de demanda considera la medida

7. Energía solar en ACS.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos y revisión de las demandas ingresadas en niveles 2 y 3, ya que difieren de la demanda propia del consumo de ACS. El análisis de la obtención de CAPEX se resume en la actualización o referencia del costo unitario de colectores solares.

En contexto de la medida NDC reacondicionamiento térmico de viviendas vulnerables, el modelo de demanda considera las siguientes medidas

- 8. Reacondicionamiento Térmico de Viviendas Existentes (Subsidio).
- 50. Reacondicionamiento Térmico de Viviendas Existentes (Crédito).

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se resume en la actualización o referencia del costo unitario por renovación térmica.

Sin ser medida NDC, se tiene la medida Regulación de Leña entre las medidas residenciales de la PELP.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se presenta a continuación.

Tabla 4.14: Análisis obtención de CAPEX en medidas regulación de leña

Hojas	Obtención de CAPEX
17-Regulacion Leña	<p>Diagnóstico: hay tablas sin título que de información sobre los cálculos o parámetros. En algunos casos, se menciona leña seca, pero se utilizan factores de leña húmeda. Podría ser contrario al propósito de la medida.</p> <p>Mejoras: corroborar títulos de cada tabla.</p> <p>Referencias: buscar referencia para costos de secado, participación de leña húmeda y costo por fiscalización.</p>

4.2.4 Sector público

Para el sector público se tienen las siguientes medidas:

- 18. Mejora eficiencia luminarias.
- 19. Programa Eficiencia Edificios Públicos.
- 20. Programa de Eficiencia Energética en Hospitales.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se reduce a la actualización de costos por luminaria, y por mejoras de eficiencia energética en edificios públicos y hospitales.

4.2.5 Sector comercial

En contexto de la medida NDC electrificación de usos motrices en el sector comercial, el modelo de demanda considera la medida 16. Electrificación Usos Motrices en Sector Otros.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos más la revisión de la demanda del nivel 1 donde disminuye la demanda de petróleo diésel, pero electricidad comercial se mantiene constante. Habría una sobreestimación de ahorros. El análisis de la obtención de CAPEX se resume en la actualización o referencia de costos de camiones FC y diésel, y de factor de planta camiones y potencia media.

Respecto a esta medida, se sugiere revisar los supuestos de la medida, en cuanto a si considera solo camiones o también vehículos de uso interno o grúas horquilla.

En contexto de la medida NDC calefacción eléctrica en sector público y comercial, el modelo de demanda considera la medida 17. Electrificación de la calefacción en Malls.

El resumen del análisis de obtención de OPEX se reduce a la actualización del precio de energéticos. El análisis de la obtención de CAPEX se resume en la actualización o referencia de costos de calefacción y climatización, y de factor de planta y potencia media.

4.3 Propuesta de actualización de metodología de obtención Curva MAC

A continuación, se presentan las principales propuestas de actualización de metodología de obtención de curvas MAC. Estas se encuentran en estado de implementación, a la espera de acordar contraparte la aplicabilidad de fuentes de información y metodologías en cada caso.

4.3.1 Actualización de precios de energéticos

Propuesta: corresponde a la actualización de los precios de energéticos utilizados para la obtención de OPEX. Se actualizará según resultados de actividad 2 del Fortalecimiento al Proceso PELP. Además, se vinculan las tablas involucradas de cada medida a la hoja “Precios Energéticos”, para poder realizar actualizaciones más rápidas.

Implementación: a partir de la actividad 2, es posible actualizar los energéticos carbón, gas natural, diésel, gasolina, gas licuado y kerosene. Actualización se encuentra en proceso de revisión.

4.3.2 Estimación de la tasa de chatarrización en transporte

Propuesta: Se identifica como variable sumamente crítica ya que, junto al crecimiento de demanda por modelamiento econométrico, determina la cantidad necesaria de vehículos nuevos.

Se propone estimar la tasa de chatarrización mediante la comparación de los nuevos permisos de circulación (INE - Instituto Nacional de Estadísticas), con las ventas de vehículos, camiones y buses (ANAC – Asociación Nacional Automotriz de Chile).

Implementación: al comparar la diferencia del número de vehículos (Q) con permisos de circulación, con la venta de vehículos (V) según ANAC, es posible obtener una tasa de chatarrización según la siguiente fórmula.

$$tasa_{chatarrización}(t) = \frac{V(t) - [Q(t) - Q(t - 1)]}{Q(t)}$$

Donde t corresponde al año. Es decir, la diferencia entre las ventas reportadas y la diferencia de vehículos entre años corresponde a la tasa con la que se retiran vehículos, o tasa de chatarrización.

Luego, se obtiene la siguiente propuesta para las tasas de chatarrización:

Tabla 4.15: actualización de tasas de chatarrización.

Tasa de chatarrización	Propuesta	Antes
bus	2.5%	2.5%
camiones	7.7%	2.0%
liviano	3.2%	3.6%
mediano	3.5%	2.6%
Taxi	3.1%	20.0%

Resultados: en proceso de revisión.

4.3.3 Sensibilidad de factor de planta y parámetros similares

En las medidas de industria y minería se utiliza repetidamente un factor de planta para obtener la potencia media y luego estimar equipos involucrados. O en transporte se utilizan niveles de actividad promedio para pasar de demanda a número de vehículos. Se propone revisar la estimación de factores de planta, número de equipos por vivienda (sector residencial), y niveles de actividad promedio. De no haber información mínima, se podrían vincular estos parámetros a una hoja principal, a modo de evaluar sensibilidades de costos de forma centralizada.

Implementación: en proceso de revisión.

4.3.4 Actualización de proyecciones de costos de inversión

Propuesta: Del análisis realizado se identifican los siguientes costos de inversión pendientes de actualización y asignación de referencia:

- Vehículos livianos y medianos por tecnología BEV, PHEV, FC, ICE-gasolina e ICE-diésel.
- Camiones de carga a hidrógeno y diésel.
- Taxis tipo BEV e ICE – Gasolina.
- Camiones mina rajo y subterránea a hidrógeno y diésel.
- Costos incrementales según estándar de viviendas y etiquetas de eficiencia energética.
- Costos de equipos de calefacción y cocción según energético.
- Costo unitario de colectores solares residenciales.
- Costo unitario por renovación térmica.

- Costo de secado de leña con y sin cobertizo, participación de leña húmeda y costos por fiscalización.
- Costo unitario por luminaria.
- Costo de mejora de EE en edificios públicos y hospitales.
- Costo camiones asociados a electrificación de minas varias, industrias varias, entre otras de industria y minería.
- Costo de calefacción y climatización comercial.
- Costo calderas industriales.

Implementación: en proceso de revisión.

4.3.5 Proyecciones de unidades económicas

Propuesta: En cuanto al valor de UF, dólar y euro, estos corresponden a valores estáticos para un año de referencia 2021. Se propone utilizar proyecciones de estas unidades, considerando los efectos históricos de la inflación post-covid, el cual implicó un crecimiento sostenido del valor de la UF y el aumento significativo del valor del dólar (\$960 CLP actualmente comparado con los \$816 CLP del 2021).

Implementación: se debe evaluar utilidad de la implementación.

4.3.6 Sincronización con modelo de demanda y salidas LEAP

Propuesta: Se está trabajando en la revisión del modelamiento de cada medida en el modelo de demanda, a fin de identificar supuestos, variables e indicadores utilizados. Es importante contrastar las tecnologías consideradas en el modelo con las consideradas en el análisis económico. No es lo mismo evaluar costos solo para tractocamiones a hidrógeno, que para camiones y tractocamiones.

Implementación: en proceso de desarrollo.

4.3.7 Evaluación de medidas escenario Transición Acelerada

Propuesta: En línea con punto anterior, es importante comparar los niveles evaluados en las planillas de costos con los niveles considerados por escenarios en el modelo de demanda. Luego, la actualización corresponderá a evaluar los niveles pendientes, así como medidas exclusivas del escenario Transición Acelerada (como hidrógeno verde en aviación, electrificación de ACS, entre otros).

Esta última propuesta está relacionada con los próximos pasos a seguir en el proyecto, en cuanto a la incorporación de los resultados de las otras actividades, y actualización de los resultados del proceso PELP.

Implementación: por definir.

5 Actividad 4: Mejoramiento del Modelo de Energía para Sectores No Modelados

Chile, en su búsqueda de un futuro más sostenible, se encuentra en un proceso de análisis y transformación de su suministro energético. Para alcanzar una transformación integral, es esencial ampliar los análisis, más allá de los sectores tradicionalmente considerados. La construcción, la agricultura, los servicios sanitarios y los consumos propios asociados a la conversión de fuentes de energía son ejemplos de actividades económicas que han quedado fuera de los modelos energéticos explícitos. Esta línea de trabajo tiene como objetivo principal caracterizar y proyectar el consumo energético de estos sectores no modelados explícitamente en la Política Energética de Largo Plazo (PELP), destacando la necesidad imperante de un modelo energético integral.

5.1 Metodología general

1. Análisis Inicial: Fuentes de información de consumo energético e identificación de consumos en categoría “otros” del balance energético nacional.

- a) Caracterización de consumos no modelados (NM): Precisar los tipos de consumos catastrados y contabilizados en el balance energético nacional en categoría “otros”, entre los que se encuentran los subsectores de construcción, servicios sanitarios, agricultura y consumos propios.
- b) Identificación de Fuentes Datos: Búsqueda y caracterización de bases de datos de origen público o privado sobre consumo de energía u otra variable que permita inferir el consumo en los subsectores NM.
- c) Análisis crítico: Realizar un análisis detallado de la información disponible para determinar la viabilidad de modelar explícitamente el consumo de energía de los subsectores NM.
- d) Análisis y propuesta de metodologías de desagregación de subsectores NM ante la eventualidad de una inviabilidad, resultado del análisis en el punto anterior.

2. Modelación de subsectores NM.

- a) Identificación de variables explicativas de consumo energético de cada subsector NM y bases de datos históricas de dichas variables, como las disponibles en Instituto Nacional de Estadísticas (INE) y del Banco Central de Chile.
- b) Propuesta de modelo de proyección.
- c) Calibración y pruebas del modelo

3. Proyecciones de consumo energético.

- a) Identificación de fuentes de datos con proyecciones de las variables explicativas en los modelos.
- b) Aplicación de los modelos para proyectar el consumo de cada subsector NM.

5.2 Descripción del uso de energía en sectores nm (otros)

5.2.1 Construcción (OBRAS):

En el sector de construcción en Chile, la energía se utiliza en diversas actividades y procesos a lo largo de todo el ciclo de vida de un proyecto. A continuación, se describen algunas de las principales áreas de consumo de energía en este sector⁵²⁵³⁵⁴⁵⁵:

- **Maquinaria y Equipos de Construcción:** El uso de maquinaria pesada, como excavadoras, grúas, bulldozers y equipos de compactación, constituye una parte significativa del consumo de energía en la fase de construcción.
- **Transporte de Materiales:** El transporte de materiales desde las fuentes de suministro hasta el lugar de construcción implica el uso de vehículos y maquinaria, lo que contribuye al consumo de energía.
- **Operación de Equipos y Herramientas:** El uso de equipos y herramientas eléctricas y electrónicas, como taladros, sierras, soldadoras y otros dispositivos, también demanda energía eléctrica.
- **Fabricación de Materiales de Construcción:** La producción de materiales de construcción, como cemento, acero, ladrillos y otros, requiere energía en las plantas de fabricación.
- **Procesos de Preconstrucción:** Actividades previas a la construcción, como la preparación del terreno, excavación y otras etapas preliminares, implican el uso de energía.
- **Gestión de Residuos de Construcción:** El manejo y la gestión de residuos de construcción también pueden requerir energía, especialmente en procesos como la clasificación, transporte y disposición final.

⁵² Estimación de la Energía Consumida en la Construcción de Obra Gruesa de 3 Edificios de Altura Media en la Ciudad de Santiago de Chile, Tesis Pregrado, Universidad de Chile, 2010.

⁵³ Estudio del flujo energético en el ciclo de vida de una vivienda y su implicancia en las emisiones de gases de efecto invernadero, durante la fase de construcción Caso Estudio: Vivienda Tipología Social. Región del Biobío, Chile, 2012.

⁵⁴ Estándares de construcción sustentable para viviendas de Chile, Tomo II Energía, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 2018.

⁵⁵ ANÁLISIS COMPARATIVO Y APLICABILIDAD SOBRE EL CONSUMO Y DEMANDA DE ENERGÍA PARA EDIFICIOS DE DISTINTAS CERTIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN SUSTENTABLE EN CHILE Tesis Pregrado, Universidad de Chile, 2016.

5.2.2 Agricultura:

En el sector agrícola de Chile, la energía se utiliza en diversas actividades para facilitar y optimizar la producción agrícola. Algunos de los usos más comunes de la energía en la agricultura chilena incluyen⁵⁶⁵⁷⁵⁸⁵⁹:

- **Riego:** El riego es esencial para la agricultura en muchas regiones de Chile, especialmente en áreas donde las precipitaciones no son suficientes para mantener los cultivos. Se utilizan sistemas de riego que pueden depender de bombas de agua, sistemas de aspersión o goteo, todos los cuales pueden requerir energía.
- **Maquinaria agrícola:** La energía se utiliza para alimentar maquinaria agrícola, como tractores, cosechadoras y equipos de labranza. Estos equipos permiten aumentar la eficiencia y la productividad en comparación con métodos manuales.
- **Secado y procesamiento:** Después de la cosecha, muchos productos agrícolas requieren procesamiento y secado para su almacenamiento y distribución. Los secadores, molinos y otros equipos de procesamiento a menudo funcionan con energía eléctrica o combustibles.
- **Almacenamiento refrigerado:** En el caso de productos perecederos como frutas, verduras y productos lácteos, se utiliza energía para mantener las instalaciones de almacenamiento refrigeradas y preservar la calidad de los productos.
- **Transporte:** La energía también se utiliza en el transporte de productos agrícolas desde las áreas de producción hasta los mercados locales o de exportación. Esto incluye el uso de combustibles fósiles para vehículos de carga.
- **Iluminación:** En algunos casos, especialmente en la producción de invernaderos o en instalaciones de producción intensiva, se utiliza energía para proporcionar iluminación adicional a los cultivos.
- **Procesamiento de alimentos:** La transformación de productos agrícolas en alimentos procesados también requiere energía para alimentar equipos industriales, como máquinas de envasado, hornos y otros dispositivos.

⁵⁶ Agricultura y bioenergía, ODEPA, 2010.

⁵⁷ DIAGNÓSTICO PARA EL FOMENTO DE MICROCENTRALES MENORES DE 2 MW, Ministerio de Agricultura, Comisión Nacional de Riego, 2009.

⁵⁸ ESCENARIO ENERGÉTICO DEL SECTOR AGROALIMENTARIO, Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2016.

⁵⁹ Situación actual de los requerimientos de transmisión de datos y la estimación de la demanda prospectiva de consumo de datos para zonas agrícolas, SUBTEL, 2017.

La eficiencia energética y el uso de fuentes de energía más sostenibles son áreas de creciente interés en el sector agrícola para reducir costos y minimizar el impacto ambiental.

5.2.3 Servicios Sanitarios:

En el sector de servicios sanitarios y residuos en Chile, la energía se utiliza en diversas actividades y procesos clave. Algunas formas en que se emplea la energía en este sector son las siguientes⁶⁰⁶¹:

- **Tratamiento de Aguas Residuales:**
 - **Bombeo:** Se utiliza energía para bombear aguas residuales desde las redes de alcantarillado hasta las plantas de tratamiento.
 - **Procesos de Tratamiento:** Los procesos biológicos y químicos para purificar el agua residual también requieren energía.
- **Abastecimiento de Agua Potable:**
 - **Bombeo y Distribución:** La energía se utiliza para bombear agua desde fuentes naturales hasta las plantas de tratamiento y luego distribuirla a través de redes de suministro.
- **Gestión de Residuos Sólidos:**
 - **Recolección:** La recolección de residuos sólidos implica el uso de vehículos especializados que consumen energía.
 - **Tratamiento y Eliminación:** La operación de vertederos y plantas de incineración de residuos también requiere energía.

En general, la eficiencia energética y la adopción de fuentes de energía más sostenibles son aspectos importantes que considerar en el sector de servicios sanitarios y residuos para reducir el impacto ambiental y los costos asociados con el consumo de energía.

5.2.4 Consumos propios (transformaciones de energía):

El término "consumo propio" se refiere al proceso mediante el cual una entidad o sistema transforma una fuente de energía en otra forma de energía para su propio uso interno. En

⁶⁰ INFORME DEL ESTADO DEL MEDIO AMBIENTE, CAPÍTULO 10 – Residuos, Ministerio del Medio Ambiente, 2021.

⁶¹ Informe de Gestión del Sector Sanitario, Superintendencia de Servicios Sanitarios, 2022.

este contexto, la entidad que realiza la transformación también es la que consume la energía resultante para satisfacer sus necesidades específicas⁶²⁶³.

1. Generación de electricidad

Energía eléctrica utilizada para satisfacer demandas locales necesarias para el proceso de generación, independiente de la fuente de energía primaria.

2. Refinerías

Procesamiento de crudo de petróleo y sus derivados para producir una variedad de productos refinados, como gasolina, diésel, queroseno, fuel oil y productos petroquímicos.

3. Almacenamiento, transporte y distribución de combustibles

El almacenamiento, transporte y distribución de combustibles son actividades críticas para asegurar un suministro constante de energía en todo el país, estos combustibles pueden ser sólidos líquidos y gas en sus diferentes tipos (GLP, GN y GNL).

En resumen, el sector de consumos propios en Chile abarca una variedad de industrias que transforman energía para llevar a cabo sus procesos productivos.

5.3 Fuentes de información y análisis

Siguiendo la metodología, se efectuó un proceso de búsqueda y análisis de fuentes de información y datos cubriendo órganos del estado, asociaciones gremiales y empresas. El proceso se extendió también a la búsqueda de datos relacionados a los costos nacionales relacionados con los valores de inversión en tecnologías de generación de la actividad 1. Entre ellos, mano de obra, materiales de construcción y terrenos. En la Tabla 5.1, se sintetizan las fuentes revisadas, en relación con cada materia de búsqueda, indicando la entidad de origen de información y el grado de utilidad de los datos encontrados en la forma de código de colores. En varios casos la entidad señalada constituye una fuente secundaria accesible o más fácil de procesar que la fuente original, como el caso de los costos de mano de obra, con origen en el INE (Instituto Nacional de Estadísticas), pero disponible y sistematizado por el BNCh (Banco Central de Chile).

⁶² Energías renovables en Chile Hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica, CEP CHILE, 2017.

⁶³ La Industria del Petróleo en Chile, Artículo Universidad Alberto Hurtado, 2009.

En el análisis de las fuentes de datos se persiguen los siguientes propósitos:

- Valores históricos continuos y coincidentes entre categorías.
- Proyecciones de actividad o cantidad que caracteriza la materia.
- Coherencia entre clasificaciones de categorización.
- Actualización periódica y sistemática de los datos.
- Disponibilidad de datos en formatos que faciliten el procesamiento por software.

Como resultado del proceso de búsqueda y análisis de las fuentes de datos se creó un libro Excel que recopila y sistematiza lo encontrado, agrupándolo por materia. Esto se entrega como un producto adicional al trabajo, disponible en carpeta compartida del estudio con la contraparte.

Tabla 5.1: Síntesis de fuentes de información,

Categoría	Descripción	Fuente	Utilidad
Construcción y Materiales	Índices de despacho del acero y cemento	CChC	●
	Índices de precio al por mayor	INE	●
Mano de obra	Remuneraciones y costos laborales	INE	●
Terrenos	Cartografía digital SII	SII	●
	Guía para calcular el avalúo de un bien raíz	SII	●
Sectores no Energéticos	Coste energético de producción y transporte de abonos	MAPA	●
	Memorias anuales	ENAEX	●
	Consumo y mercado de fertilizantes	BCN	●
	Industria del amoníaco: Estado actual y oportunidades	GIZ	●
Demografía y social	Población	INE	●
	Viviendas	MINVU	●
Macroeconomicos	PIB tendencial minero y no minero	DIPRES	●
	PIB histórico	BCCh	●
	Tipo de cambio de moneda (USD a CLP)	BCCh	●
Agricultura	Declaración de ventas de plaguicidas de uso agrícola	SAG	●
	Emisiones derivadas del uso de energía en agricultura	FAO	●
	Fertilizantes por producto y por nutriente	FAO	●
Comercio Exterior	Base de datos de operaciones de ingreso	Aduanas	●
	Indicadores de comercio exterior	BCCh	●
Combustibles	Consumos energéticos	ENAP	●
	Estadísticas combustibles	CNE	●
Sanitaria	Informes del sector sanitario	SISS	●
Otros	Mapa de proyectos renovables	ACERA	●

● Útil
● Posiblemente útil
● Descartado

Un vistazo a la tabla principal de la planilla de fuentes de datos, donde se ha expandido el grupo de fuentes relacionadas con la materia de “Construcción y materiales”. En la tabla se indica el acrónimo de la entidad, el tipo de información disponible, si los datos se pueden

recomienda el uso de modelos de ajuste lineal, simples, con la menor cantidad de parámetros. Esto para evitar la reproducción de datos propiciando la estimación de interrelaciones con las variables proyectadas que, a su vez, permitan proyectar la variable de interés.

Id	VARIABLES INCIDENTES A ESTUDIAR (DRIVERS)	2016	2017...	...2022	2023	PROYECCIONES
(1)	PIB Regional	✓	✓	✓	✓	x
(2)	PIB Nacional	✓	✓	✓	✓	✓
(3)	PIB Sectorial	✓	✓	✓	✓	✓(*)
(4)	Población Regional	✓	✓	✓	✓	✓

↓

Balance Nacional de Energía		2017...	...2022	2023	Regresiones
	Sanitarias Regional	✓	✓	○	[(1), (2) , (4)]
	Agricultura Regional	✓	✓	○	[(3, PIB No Minero)]
	Construcción Regional	✓	✓	○	[(3, PIB No Minero), (4)]
	Consumos Propios Regional (Δ)	✓	✓	○	[(3, PIB No Minero)]

○ Disponible prontamente
(*) Sólo PIB no Minero

Figura 5.2: Conjuntos de datos y encuadres para regresión.

En la Tabla 5.2 se presentan las series de datos disponibles para los ejercicios de regresión propuestos. En rojo se indica un valor fuera de rango encontrado, el cual fue reparado, dada la poca cantidad de datos (7), previo a la aplicación de las técnicas de ajuste de modelos lineales.

Tabla 5.2: Series de datos para regresión.

Periodo	PIB	PIB_NoMin	Poblacion	Sanitarias	Agricultura	Construccion	Energía	Transformacion	NoEnerg
2017	179.315	163.219	18.419.192	952	5.030	2.471	3.840	101.753	1.677
2018	189.435	172.609	18.751.405	955	5.679	2.623	6.203	106.651	2.091
2019	195.532	179.557	19.107.216	1.016	5.115	2.535	5.408	17.361	2.054
2020	201.258	177.943	19.458.310	1.069	4.642	2.193	6.652	92.492	1.915
2021	239.562	205.778	19.678.363	1.174	4.091	2.493	7.770	102.926	1.464
2022	263.843	226.934	19.789.968	1.407	4.926	2.598	11.293	93.578	1.388

Los resultados de la aplicación de regresión lineal simple y multivariada, obtenidos con el enfoque descrito, se presentan en la Tabla 5.3. En esta, cada columna representa una variable del BNE que, a su vez, no tiene un modelo explícito en la PELP. En las filas se indican los valores obtenidos para parámetros (caso multivariable) y para coeficientes de determinación (o bondad de ajuste, R^2), obtenidos al correlacionar con la variable indicada en cada fila. En cada columna se indican con colores los resultados de ajuste considerados buenos. En verde, se señala el mejor ajuste (mayor R^2) en cada columna y en amarillo el siguiente mejor cuando éste es aceptable.

Tabla 5.3: Resultados de regresión lineal a datos del BNE.

Regresión Multivariada						
Coefficiente	Sanitarias	Agricultura	Construccion	Energia	Transformacion	NoEnergy
Poblacion	-,0126	-,8415	-,4300	,2486	-9,7173	,3805
PIB	,0053	,0041	,0073	,0693	,0714	-,0127
Constante	213	20.203	9.205	-12.578	270.981	-2.866
R² ajustado	91,2%	3,6%	27,5%	82,5%	-3,9%	53,1%
Coefficiente	Sanitarias	Agricultura	Construccion	Energia	Transformacion	NoEnergy
Poblacion	,0046	-,9931	-,4457	,3856	-9,3362	,2531
PIB_NoMin	,0070	,0097	,0106	,0934	,0898	-,0144
Constante	-303	22.159	9.059	-18.063	261.904	-401
R² ajustado	91,3%	9,2%	48,5%	84,2%	-4,4%	34,8%
Regresión Lineal						
R ²	Sanitarias	Agricultura	Construccion	Energia	Transformacion	NoEnergy
Poblacion	71,6%	40,7%	2,1%	71,1%	33,5%	28,2%
PIB	94,7%	25,2%	5,0%	89,4%	17,0%	61,2%
PIB_NoMin	94,8%	19,5%	8,1%	90,3%	16,3%	55,7%

En el caso multivariable se debe tener en consideración que al agregar más variables explicativas, se incrementan los grados de libertad del modelo y con ello, necesariamente, los errores de ajuste bajan. El coeficiente “ R^2 ajustado” tiene en cuenta este efecto para permitir la comparación de bondades de ajustes de modelos con más o menos variables explicativas.

Como producto adicional se desarrolla una herramienta de software que permite calcular múltiples modelos multivariables genéricos a partir de combinaciones de variables explicativas para automatizar la búsqueda de modelos lineales multivariables con mejor ajuste.

5.5 Amoniacio y derivados

El amoniacio es un compuesto químico que está conformado por un átomo de nitrógeno y tres de hidrógeno, el cual históricamente ha sido producido a partir de combustibles fósiles, principalmente mediante el reformado de gas natural y la gasificación con carbón. Algunos de los usos más comunes del amoniacio y sus derivados incluyen⁶⁴:

- **Fertilizantes:** Utilizados principalmente en el sector agrícola con el fin de acelerar el crecimiento de las plantas.
- **Fabricación de fibras:** El amoniacio es empleado en la fabricación de fibras y plásticos, por ejemplo, Nylon y otras poliamidas.
- **Explosivos:** En el caso de Chile, predomina la fabricación de explosivos encartuchados para ser utilizados en el sector minero.

En la Tabla 5.4 se muestra una estimación de la demanda nacional de amoniacio y sus principales derivados que se utilizan en el país según el estudio de la Industria del Amoniacio realizado por la GIZ [25]. Estas cifras corresponden a las importaciones de estos productos hacia el país, las cuales son compiladas en los reportes de Indicadores de Comercio Exterior elaborados por el Banco Central⁶⁵ a partir de las transacciones internacionales reportadas por Aduanas de Chile⁶⁶.

Una excepción a lo anterior es el caso del nitrato de amonio, ya que este producto en particular es el único presente en la Tabla 5.4 que no solamente es importado, sino que también es exportado al existir una industria nacional que se dedica a su producción. Esto implica que las cifras presentadas para el nitrato de amonio corresponden al resultado de restar las importaciones con las exportaciones.

Tabla 5.4: Estimación de demanda nacional de amoniacio y productos derivados.

⁶⁴ Industria del Amoniacio: estado actual y oportunidades para la descarbonización, GIZ, 2022.

⁶⁵ <https://www.bcentral.cl/web/banco-central/buscador?categoria=Publicaciones/Estad%C3%ADsticas/Comercio%20exterior>

⁶⁶ <https://www.aduana.cl/base-de-datos-operaciones-de-ingreso/aduana/2018-12-28/102736.html>

Año	Amoniaco anhidro [tn]	Nitrato de amonio [tn]	Fosfato diamónico [tn]	Fosfato monoamónico [tn]	Urea [tn]
2003	160.315	-74.299	68.859	86.441	487.416
2004	174.316	-77.035	76.905	114.844	495.046
2005	174.995	-86.834	79.428	90.081	418.830
2006	200.793	-67.019	92.380	79.511	431.377
2007	208.455	-53.802	96.280	92.428	458.001
2008	208.789	-6.430	75.584	87.822	503.754
2009	233.988	-65.419	42.673	51.093	415.941
2010	294.156	-140.679	65.534	75.101	530.034
2011	350.598	-238.895	65.001	75.118	515.234
2012	348.493	-197.086	64.510	70.471	510.370
2013	357.260	-160.378	75.730	78.872	556.768
2014	355.434	-203.084	79.442	108.740	530.968
2015	365.198	-138.787	56.055	150.131	623.708
2016	316.483	-127.347	53.945	107.023	552.071
2017	331.161	-113.312	39.159	142.941	522.049
2018	302.778	-125.218	42.960	129.077	530.179
2019	347.175	-112.669	37.184	124.870	538.987
2020	326.312	-61.501	38.658	133.708	565.142
2021	355.287	-76.861	62.641	126.939	569.014
2022	366.170	-168.310	25.482	93.839	433.607

Como complemento al caso especial del nitrato de amonio, en la Tabla 5.5 se muestra la producción nacional histórica de nitrato de amonio en miles de toneladas, la cual está a cargo de la división chilena de la Empresa Nacional de Explosivos (ENAEX)⁶⁷.

Tabla 5.5: Producción nacional histórica de nitrato de amonio.

Año	Nitrato de amonio (Mton/año)
2023	794
2022	805
2021	745
2020	716
2019	732
2018	702
2017	683

⁶⁷ <https://www.enaex.com/cl/es/memorias/>

Año	Nitrato de amonio (Mton/año)
2016	700
2015	782
2014	782
2013	773
2012	811
2011	738
2010	642
2009	472
2008	466
2007	442
2006	426

A partir de lo anterior, sería posible plantear un escenario donde los productos derivados del amoniaco que son demandados en el país fuesen en su totalidad parte de la producción nacional, escenario donde las energías renovables asumirían un rol fundamental como energético primario. Con el fin de estimar la energía necesaria para la producción de los productos derivados del amoniaco que son demandados en el país, en la Tabla 5.6 se muestran los consumos energéticos necesarios para su producción, los cuales fueron extraídos de un informe sobre el Coste Energético en la Producción de Abonos realizado por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación de España⁶⁸.

Tabla 5.6: Consumo energético para la producción de amoniaco y derivados.

Producto	Consumo energético (Gcal/ton)	Consumo energético (GJ/ton)
Amoniaco	10,811	45,233
Ácido nítrico	3,212	13,439
Nitrato de amonio	3,800	15,912
Urea	6,351	26,573

⁶⁸ https://www.mapa.gob.es/ministerio/pags/Biblioteca/Revistas/pdf_REA%2FREA_1981_05_129_134.pdf

Fosfato Monoamónico	2,295	9,602
Fosfato diamónico	3,187	13,334

6 Actividad 5: Externalidades del Sector Energía

6.1 Visión general

A continuación, se presentan las principales externalidades por área:

1. Salud
 - 1.1. Enfermedades/Fallecimientos
 - 1.2. Contaminantes: SO₂, NO_x, PM₁₀, Sulfatos, Nitratos
 - 1.3. Costos de atención médica
2. Cultivos
 - 2.1. Daños a zonas de cultivos
3. Ecosistemas
 - 3.1. Daño a flora y fauna del medio ambiente
 - 3.2. Pérdida de suelo fértil
 - 3.3. Deforestación
4. Ambiente
 - 4.1. Afectación a vegetación
 - 4.2. Emisión de ruido: asociado a centrales térmicas, hidráulicas, eólicas, nucleares.
 - 4.3. Impacto en el paisaje
 - 4.4. Riesgo de colisión de aves
5. Sociales
 - 5.1. Descontentos sociales
 - 5.2. Pérdida de productividad
 - 5.3. Generación de empleos locales
 - 5.4. Afectación al turismo
6. Materiales
 - 6.1. Corrosión de metales

Se investigó acerca de las externalidades del sector energía a partir de las realizaciones anteriores de la PELP y en otras referencias. En el caso de la PELP, se consideran los costos de externalidades ambientales mediante un modelo que internaliza los costos de emisiones. Para esto, se consideran tanto externalidades locales como globales.

Se consideran a nivel:

1. Local: incluyeron las emisiones relativas a Material Particulado (MP), Dióxidos de Azufre (SO₂) y Óxidos Nitrosos (NO_x)
2. Global: emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Además, se consideran dos niveles:

1. Nivel Actual: costos de externalidades según valores de impuestos determinados por Ley 20.780⁶⁹, donde se establecen impuestos a emisiones de fuentes fijas.

$$T_{ij} = 0,1 \cdot CCAj \cdot CSCpci \cdot Pobj$$

T_{ij} : impuesto por emisiones de contaminante i en la comuna j en USD/Ton.

$CCAj$: es variable según la comuna. Si la comuna j es zona latente toma el valor de 1,1, si es saturada toma el valor de 1.2 y en otro caso toma el valor de 1 (adimensional).

$CSCpci$: costo social de contaminación per cápita del contaminante i . Si es MP (material particulado) es 0,9 [USD], si es SO₂ (dióxido de azufre) es 0,01 [USD] y si es NO_x (óxidos de nitrógeno) es 0,025 [USD].

$Pobj$: población de la comuna j .

Para externalidades debido a emisiones globales, es decir producto de gases de efecto invernadero (CO₂), en este nivel actual se considera un valor de 5 [USD/Ton CO₂e].

2. Nivel +Alto:

- a. $CCAj$ corresponde a 1,2 para todas las centrales

- b. Se considera aumento creciente de impuesto a CO₂ en base a distintas fuentes descritas a continuación:

- I. *KAS Ingeniería & Castalia, 2016. "Análisis de impactos potenciales derivados de la implementación del impuesto al carbono en plantas de generación térmica en Chile":* Presenta alternativas de aplicación del impuesto, desde los 5 [USD/Ton] del nivel actual hasta los 14 [USD/Ton] al 2030 y otro caso de 30 [USD/Ton] al 2030.
- II. *Ministerio de Desarrollo Social, 2016. "Estimación del Precio Social del CO₂"⁷⁰:* El informe del Ministerio de Desarrollo Social obtuvo el precio social del carbono (32,5 [USD/Ton]) basado en el costo marginal de abatimiento de CO₂ para cumplir con las metas de mitigación de Chile según el Acuerdo de París.
- III. *OCDE, 2016. "Evaluaciones del desempeño ambiental, Chile 2016"⁷¹:* El informe conjunto de la OCDE y la CEPAL evaluó el desempeño ambiental de Chile y destacó la necesidad de implementar mejoras significativas. Uno de los puntos críticos identificados fue la baja tasa impositiva sobre

⁶⁹ Ministerio de hacienda, "Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", artículo 8. Disponible en: <https://bcn.cl/2fa17>.

⁷⁰ Ministerio de Desarrollo Social, 2017 "Estimación del precio social del CO₂", División de Evaluación Social de Inversiones. Disponible en <https://sni.gob.cl/storage/docs/Precio%20Social%20del%20CO2.pdf>

⁷¹ OCDE - CEPAL, "Evaluaciones del desempeño ambiental", 2016. Disponible en <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/81773534-351c-4e0d-81b1-36f4543714c8/content>

el CO₂, recomendando un aumento progresivo para abordar este desafío ambiental.

c. La Figura 6.1 muestra la trayectoria de este incremento en el impuesto.

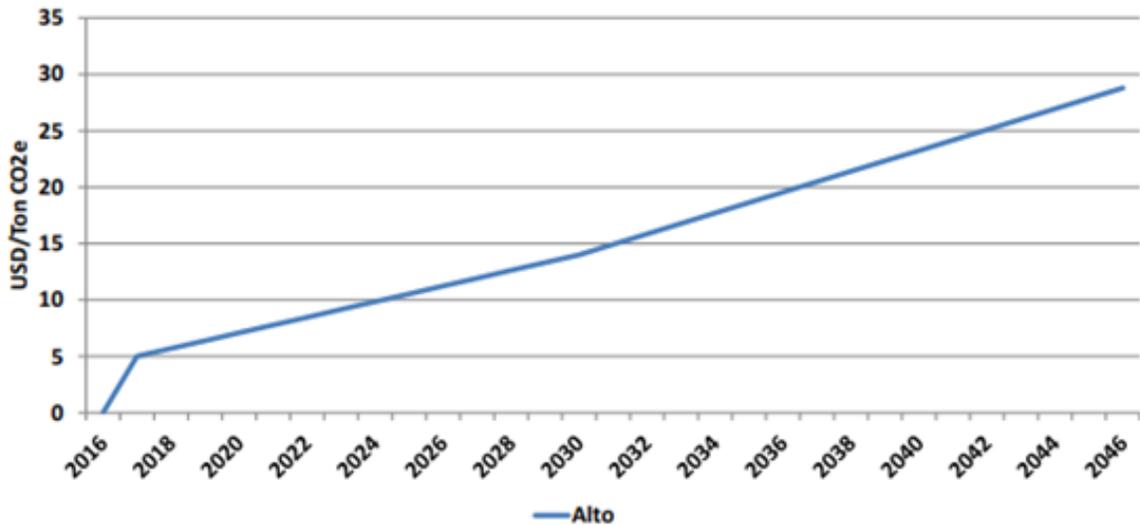


Figura 6.1: Trayectoria considerada de impuesto al CO₂, caso “+Alto”.

6.2 Metodologías de cuantificación

Existen distintas formas de cuantificar el impacto físico de las externalidades. A continuación, se presentan algunas.

6.2.1 Vías de impacto de ExternE de la UE⁷²

En esa evaluación, los costos y beneficios son estimados siguiendo el camino desde la fuente de emisiones a través de los cambios en la calidad del aire, el suelo y el agua hasta su manifestación como impactos, por ejemplo, incrementos en las afectaciones a la salud, ecosistemas y materiales [26].

⁷² European Commission, Directorate-General for Research and Innovation, *ExternE – Externalities of Energy. Volume 2, Methodology*, Publications Office, 1995. Disponible en: [ExternE](#)

6.2.2 Dosis-respuesta⁷³

Estima el impacto físico que genera un cambio en el ambiente sobre un receptor. Establece un vínculo entre un nivel de alteración en el ambiente y su impacto físico (daños a la salud, principalmente por emisiones contaminantes).

Las etapas se pueden describir en:

1. Emisiones: se caracteriza la fuente emisora, su ubicación, contaminantes y emisiones.
2. Dispersión: estimación de la concentración de contaminantes en regiones afectadas.
3. Evaluación: se evalúan los impactos físicos mediante funciones exposición-respuesta.
4. Costos: evaluación de impactos incurridos. Los impactos producidos se pueden valorar mediante precio de mercado (por ejemplo, valoración de la pérdida de producción de cosechas o daño en materiales) y por costo de restauración, daño evitado y sustituto, en el cual se estiman los valores económicos en base al costo de restaurar los bienes o proveer sustitutos.

6.3 Impacto por tecnología

A continuación, se presenta una tabla comparativa de los principales impactos por tipo de tecnología de generación. Esta tabla ha sido construida a partir de las siguientes fuentes de información:

- OSINERGMIN, “Valorización de las Externalidades y Recomposición del Parque Óptimo de Generación Eléctrica” 2011⁷⁴.
- Nuclear Energy Agency, “Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach”, 2001⁷⁵

⁷³ Referencias:

- Anil Markandya, “Externalities from electricity generation and renewable energy. Methodology and application in Europe and Spain”. Disponible en:

<https://www.revistasice.com/index.php/CICE/article/view/6034/6034>

- CEPAL, “Guía para decisores Análisis económico de externalidades ambientales”, 2008. Disponible en

<https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/9a1d88ba-312e-49e3-8d65-53ee76cb9294/content>

⁷⁴ Disponible en <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/Externalidades%20en%20Generacion%20Electrica%20.pdf>

⁷⁵ Disponible en: <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/nea3676-externalities.pdf>

- European Comission, *Externalities of Energy. Volume 1, Summary, 1995*⁷⁶.

Tabla 6.1: Impactos por tecnología de generación.

Impacto	Carbón	Gas	Nuclear	Eólica	Solar PV	Geotérmica
Emisión de SO2	X					
Emisión de NOx	X	X				
Emisión de CO2	X	X				
Emisión de CH4		X				
Emisión de Ruido	X	X	X	X		
Contaminación de aguas	X					X
Residuos sólidos	X					
Emisiones de GEI	X	X				
Derrames en transporte	X	X				
Radiación rutinaria y accidental			X			

Algunos países de la UE han estimado la internalización de estas externalidades a través del costo variable de generación de energía. La siguiente tabla muestra los valores en euros del 2010 para distintas tecnologías de generación [27].

Tabla 6.2: Costos de externalidades de distintas tecnologías. Fuente: Agencia Nuclear de Energía⁷⁷

⁷⁶ Disponible en <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/8bf62940-c92f-11e6-ad7c-01aa75ed71a1>

⁷⁷ Nuclear Energy Agency, 2001. *Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach*. Disponible en: <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/nea3676-externalities.pdf>
Otro estudio actualizado se presenta en <https://habitatverde.pe/wp-content/uploads/2020/09/Externalidades-en-el-sector-electrico.pdf> donde se calculan los casos de externalidades de tecnologías en Perú.

(¢USD ₂₀₁₀ /kWh)											
Pais	Carbón		gas		Nuclear	Hidro		Eólica		Combustóleo	Geo térmica
Austria			1.2	3.4		0.12	0.12				
Bélgica	4.5	17.2	1.2	2.3	0.5						
Alemania	3.5	6.8	1.2	2.3	0.2			0.1	0.1	5.7	9.2
Dinamarca	4.5	8.0	2.3	3.5				0.1	0.1		
España	5.7	9.1	1.2	2.3				0.2	0.2		
Finlandia	2.3	4.5									
Francia	8.0	11.5	2.3	4.5	0.3	1.2	1.2			9.2	12.5
Grecia	5.7	9.2	1.2	1.2		1.2	1.2	0.3	0.3	3.5	5.7
Irlanda	6.8	9.2									
Italia			2.3	3.5		0.3	0.3			3.5	6.8
Holanda	3.5	4.5	1.2	2.3	0.8						
Noruega			1.2	2.3		0.2	0.2	0.1	0.3		
Portugal	4.5	8.0	1.2	2.3		0.03	0.03				2.2
Suecia	2.3	4.5				0.0	0.8				
Reino Unido	4.5	8.0	1.2	2.3	0.3			0.2	0.2	3.5	5.7
Promedios	4.7	8.4	1.5	2.6	0.4	0.4	0.6	0.2	0.2	5.1	8.0
Promedio	6.6		2.1		0.4	0.5		0.2		6.6	2.2
Factor	314		100		19	24		9		314	105

En Latinoamérica se han realizado estudios para estimar el costo de las externalidades. En el año 2000, en México⁷⁸ [28] se analizaron las externalidades solamente en salud provenientes de las emisiones de SO₂, NO_x y otras partículas de 13 centrales termoeléctricas. Se estimó un costo externo de 465 MMUSD por año, equivalente al 0,1% del PIB y 4% del gasto en salud pública. Internalizar este costo significa un incremento de 0,12 a 0,83 USD/kWh.

⁷⁸ CEPAL, 2011. *Análisis General De Las Externalidades Ambientales Derivadas De La Utilización De Combustibles Fósiles En La Industria Eléctrica Centroamericana*. Disponible en: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/26039-analisis-general-externalidades-ambientales-derivadas-la-utilizacion>

7 Actividad 6: Metodología de resiliencia

7.1 Introducción

En materia de resiliencia, la PELP ha experimentado con algunos análisis preliminares. En el contexto nacional, las experiencias conocidas en el ámbito de planificación eléctricas son aquellas llevadas a cabo por la Comisión Nacional de Energía (Comisión) y el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) en el contexto de los procesos de planificación de la transmisión. De una revisión informes de propuesta de expansión del Coordinador (PET) e informes de expansión de la transmisión de la Comisión se puede concluir lo siguiente:

- No existe una precisión reglamentaria suficiente como para que la temática no esté sujeta a interpretaciones por parte de los organismos involucrados.
- Consecuencia de lo anterior, ambos organismos aplican criterios y metodologías distintas. Mientras que la Comisión se centra, principalmente, en la evaluación de escenarios globales de shocks como alzas de precios internacionales, el Coordinador se centra en evaluaciones a nivel local del suministro de zonas del sistema que presentan vulnerabilidades a eventos específicos como desastres naturales.
- En ambos casos, las metodologías han ido cambiando con cada ejercicio de planificación, dando cuenta también del aprendizaje en la aplicación del concepto en la planificación de la transmisión.
- A la fecha no se han aprobado nuevas obras de transmisión justificadas por el concepto de resiliencia.

7.2 Propuesta metodológica general

Para abordar la temática en el contexto de la PELP y sus condicionantes, se plantean los siguientes pasos:

- Identificación y síntesis de fuentes de información:** se realiza un catastro de estudios, documentos y bases de datos relacionados con la temática de resiliencia. La información disponible se caracteriza y sintetiza como insumo para los pasos siguientes.
- Concepto de resiliencia y su evaluación:** se resume conceptualmente la temática con un enfoque orientado a la evaluación práctica del estado de la resiliencia del sector energía.
- Análisis y diagnóstico de fuentes de datos y herramientas:** se revisa el detalle de bases de datos disponibles para efectos de determinar su utilidad en la evaluación de resiliencia e identificar brechas de información existentes. Asimismo, se analizan las capacidades de herramientas de simulación y cómputo disponibles para llevar a cabo las evaluaciones numéricas.

- iv. **Propuesta metodológica específica:** se propone un marco metodológico y procedimientos para dimensionar la resiliencia del sector energía a través de indicadores o métricas numéricas.
- v. **Evaluación y síntesis de indicadores:** se llevan a cabo ejercicios prácticos para probar la metodología propuesta aplicada a los resultados vigentes de escenarios de la PELP.

7.3 Definición de resiliencia

La resiliencia de los sistemas eléctricos se ha vuelto un concepto relevante en los últimos años, producto de la mayor evidencia de los impactos de amenazas naturales y artificiales, especialmente en un contexto de cambio climático y dificultades geopolíticas. En este contexto, diversas instituciones y organismos han propuesto definiciones de resiliencia que buscan abordar la capacidad de los sistemas eléctricos para resistir, adaptarse y recuperarse de eventos extraordinarios.

En el contexto de cambio climático, el IPCC define la resiliencia como la capacidad de sistemas sociales, económicos y ambientales para enfrentar eventos peligrosos, reorganizándose de manera que mantengan su función esencial, identidad y estructura, mientras conservan la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación [29]. La Política Energética Nacional 2050, actualización 2022, toma la definición de la Política Nacional para la Reducción del Riesgo de Desastres 2020-2030, que de manera similar, indica que la resiliencia es un proceso dinámico asociado a la capacidad de un sistema y de sus componentes, tales como población, infraestructura, servicios, medios de vida o medio ambiente, entre otros, para anticipar, resistir, absorber, adaptar y recuperarse de los efectos de un evento, de manera integral, oportuna y eficaz, incluso garantizando la preservación, restauración o mejora de sus estructuras y funciones básicas e incluye el concepto de Resiliencia climática.

En el contexto de sistemas eléctricos, el grupo de trabajo de la IEEE, reporte 65 2018 la define la resiliencia como la “Capacidad de resistir y reducir la magnitud y/o duración de incidentes perjudiciales, que incluye la capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de tal evento” [30]. Una definición similar fue adoptada por la FERC [31] y CIGRE [32]. Por otro lado, NREL ofrece una definición afín pero con matices, al describir la resiliencia como la capacidad de anticipar, prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes, y de resistir, responder y recuperarse rápidamente de interrupciones en el sector eléctrico mediante soluciones técnicas y de planificación adaptables y holísticas [33].

En particular, algunos aspectos diferenciadores de la resiliencia, y que la distinguen del concepto tradicional de confiabilidad en sistemas eléctricos, se resumen a continuación [30]

[34]:

- Abarca todas las amenazas y eventos, en particular los eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto.
- Es una característica dinámica y adaptativa, incorpora componentes a corto y largo plazo.
- Cuantifica los estados previos, durante, y después del evento, así como los tiempos de transición.
- Se enfoca tanto en los efectos en los clientes (ej. tiempo y magnitud de interrupción de suministro) como en los impactos en la infraestructura y agentes (ej. tiempo de recuperación de la infraestructura).

La Figura 7.1 ilustra el nivel de resiliencia en función del tiempo con respecto a una perturbación [30]. Previo al evento, el sistema debe ser lo suficientemente robusto y resistente para soportar inicialmente el evento, en esta etapa, medidas preventivas se pueden tomar para aumentar la resiliencia del sistema anticipando el evento. Durante el evento, se toman medidas correctivas para mitigar los impactos del evento sobre el sistema y por ende sobre la degradación del nivel de resiliencia. Luego del evento, se busca restaurar el sistema y recuperar su nivel de resiliencia lo más rápido posible. Esta etapa puede ser dividida en dos, la recuperación a nivel operacional y a nivel de infraestructura. Finalmente, luego del evento, se pueden tomar medidas de adaptación, de manera de aumentar la resiliencia ante futuros eventos.

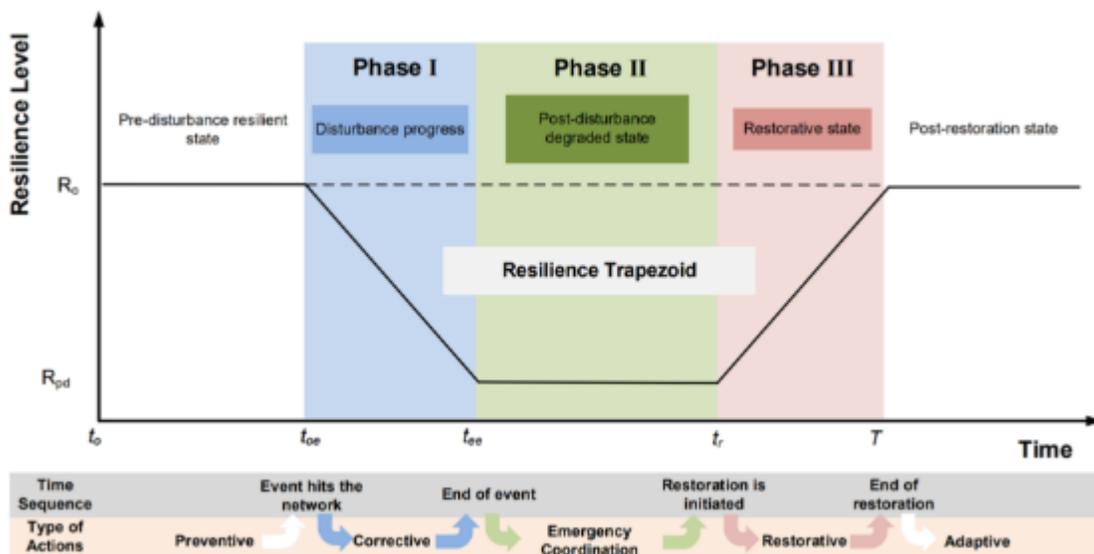


Figura 7.1: Representación conceptual de la curva de resiliencia asociada con un evento disruptivo [30]

7.4 Revisión de metodologías para evaluar y mejorar la resiliencia de sistemas eléctricos

Entre los múltiples antecedentes de la PELP se encuentra el estudio “Metodología de selección de escenarios energéticos robustos en una planificación energética de largo plazo en el marco del proyecto de ley de transmisión eléctrica”, realizado por el Centro de Energía el 2017. En ese trabajo se concluyen lineamientos para un proceso de toma de decisiones robusto aplicado a la expansión de la transmisión. Si bien el foco de esta metodología es la robustez de las decisiones de expansión de la transmisión en términos generales, su aplicabilidad a análisis de resiliencia se relaciona con los indicadores de bondad asociados a medir la robustez. Dentro de los indicadores propuestos se señala la resiliencia, a través de los tiempos de recuperación. No obstante, indicadores asociados a suficiencia y seguridad de suministro son igualmente válidos en el contexto, considerando que la resiliencia puede considerarse parte de los análisis de confiabilidad de suministros e indicadores de pérdida de carga frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto.

La Figura 7.2 muestra los pasos metodológicos generales para definir los escenarios de la PELP. Un procedimiento similar debería adoptarse para efectos de medir la resiliencia, en la forma de eventos extremos, en tiempo, localización y magnitud. Esto, debido a que no es viable evaluar el desempeño del sistema para todas las formas y magnitudes de eventos plausibles, siendo necesario elaborar metodologías y análisis previos que permitan capturar la mayor información posible con el menor número de evaluaciones. Esto último tiene relación directa con los modelos de planificación de la expansión y simulación de la operación del sistema. En los casos de expansión conjunta de generación y transmisión las representaciones del sistema suelen aproximarse a las redes de mayor tamaño, dejando fuera las redes locales y con ello la posibilidad de medir efectos a esa escala. Por otro lado, las evaluaciones de eventos requieren simular la operación del sistema y para ello es necesario que las herramientas de modelación y cómputo provean las capacidades necesarias para facilitar estas tareas, de manera de poder construir una metodología práctica viable en el corto plazo, acorde con la primera fase de estas acciones de apoyo a la PELP.

Cabe destacar que la definición de escenarios de la PELP, representado en la Figura 7.2, incluye también procesos participativos dirigidos en los que se analizan y recomiendan

directrices para los pasos metodológicos 1 a 3. No obstante, la incorporación de procesos participativos análogos escapa a los alcances de una decisión de tipo técnica en el contexto de la definición de escenarios para análisis de resiliencia.

1. Factores con Incertidumbre



Objetivo: Identificar principales factores con incertidumbre que inciden en los escenarios energéticos

Rol autoridad

- Determina lista inicial de factores
- Presenta procedimiento de selección al panel
- En base a rankings, lleva a cabo selección de los factores principales

Rol panel

- Discute información proporcionada y crea lista de factores tentativos
- Cada integrante realiza un ranking de los factores

2. Escenarios de Insumos



Objetivo: Definir visiones de futuro, con valores cualitativos para cada factor con incertidumbre

Rol autoridad

- Presenta el procedimiento de trabajo en grupos y de discusión general del panel
- Recoge escenarios generados, agrupando o descartando algunos, generando una lista final

Rol panel

- Sesiona en grupos de trabajo generando escenarios de insumos y un relato de justificación coherente
- Define niveles cualitativos para factores con incertidumbre

3. Cuantificación



Objetivo: Asignar valores a los distintos factores seleccionados

Rol autoridad

- Propone una cuantificación inicial de los factores con incertidumbre
- Compila información propuesta por el panel, y decide valores finales

Rol panel

- Discute si cuantificación representa lo pensado en términos cualitativos para los insumos
- Sugiere modificaciones, presenta antecedentes para justificar cambios

4. Escenarios Energéticos



Objetivo: Determinar escenarios plausibles de expansión futura de la matriz de generación eléctrica

Rol autoridad

- Implementa modelos de optimización
- Cuantifica indicadores de robustez
- Decide escenarios energéticos a presentar a CNE

Rol panel/registro inscritos

- Comenta escenarios determinados, detectando posibles errores

Ref. [35]

Figura 7.2: Etapas en la formulación de escenarios energéticos.⁷⁹

En el caso de la resiliencia, en [34] [33] [36] se propusieron lineamientos para la toma de decisiones que siguen una lógica similar a la propuesta en [35]. En términos generales, las metodologías propuestas incluyen los pasos que se muestran en la Figura 7.3. En la primera etapa, se debe realizar una identificación de las amenazas y su probabilidad de ocurrencia. A continuación, se debe evaluar los impactos de las amenazas, determinando cuál habría sido la respuesta del sistema y que tan severos son los efectos en la infraestructura. En base a esta evaluación, se analizan las vulnerabilidades del sistema, identificando debilidades en la infraestructura, procesos, prácticas operacionales, instituciones, así como la severidad (magnitud de las consecuencias negativas asociadas) de estas. A partir de estos análisis, se determinarían los riesgos a los cuales se enfrenta el sistema. En las etapas de definición de impactos, análisis de vulnerabilidades y cálculo de riesgos, distintas métricas de resiliencia pueden ser utilizadas. Finalmente, se proponen soluciones para mejorar la resiliencia y se determinan los beneficios asociados en función de las métricas utilizadas.

**Figura 7.3: Metodología de evaluación y mejora de la resiliencia en la planificación de sistemas eléctricos [33].**

7.4.1 Identificación de amenazas

La identificación de amenazas para el sector eléctrico es un paso clave en la planificación de un sistema eléctrico resiliente. Una amenaza es cualquier evento que pueda, intencional o accidentalmente, dañar o destruir la infraestructura eléctrica o interrumpir el suministro eléctrico [33]. Las amenazas pueden ser naturales, tecnológicas o provocadas por causas humanas y, por lo general, no pueden ser controladas por el operador o planificador del sistema. Ejemplos de estas amenazas incluyen incendios forestales, inundaciones, ciberataques, entre otros. Dichas amenazas pueden afectar a la infraestructura del sector eléctrico, desde la generación hasta la transmisión y distribución, así como a las operaciones, recursos humanos e incluso a aspectos financieros

⁷⁹ Centro de Energía, «Metodología de selección de escenarios energéticos robustos en una planificación energética de largo plazo en el marco del proyecto de ley de transmisión eléctrica,» 2017.

Siguiendo la metodología propuesta en [33], la identificación de las amenazas requiere, en primer lugar, evaluar las condiciones del sistema, tales como su ubicación, prácticas operacionales, amenazas geopolíticas y otros factores que puedan ayudar a determinar la capacidad del sistema para enfrentar interrupciones. Una vez completado este paso, es posible identificar la infraestructura crítica. En una etapa posterior, se analizarían los eventos adversos que pueden afectar al sistema en el presente y en el futuro. En la Tabla 7.1 se presentan algunas de las amenazas identificadas en la literatura [37] [33] [38]. El último paso implica estimar la probabilidad de que ocurra cada evento adverso, la cual se utilizará para determinar el riesgo asociado a cada evento. Una vez identificadas las amenazas y sus probabilidades de ocurrencia, es posible evaluar los riesgos y vulnerabilidades.

Tabla 7.1 Clasificación de amenazas en sistemas eléctricos

Naturales	Tecnológicas	Causas Humanas	Sanitarias	Financieras
Inundaciones	Falla de la infraestructura (por defectos materiales o por antigüedad)	Accidentes	Epidemia	Shock de precios
Terremotos	Fallas de diseño o construcción	Terrorismo	Pandemia	Aumento de costos
Aluvión	Cargas impredecibles	Guerra		
Erupción	Fallas en telecomunicaciones	Cyberataques		
Volcánica		Agitación política		
Sequía		Baja aceptación social de proyectos		
Incendios				
Tormentas				
Nevazones				
Olas de calor/frío				
Tormentas solares				

7.4.2 Métricas para evaluar la resiliencia

La evaluación de la resiliencia es esencial para comprender la capacidad de los sistemas para enfrentar eventos disruptivos, así como para poder determinar las medidas que puedan mejorarla. Sin embargo, es reconocido en la literatura y en la experiencia internacional que la cuantificación de la resiliencia es un proceso complejo debido a su naturaleza multidimensional y dinámica. Aunque existen en la literatura distintas métricas, la selección del conjunto a utilizar dependerá de los objetivos específicos del estudio, el tipo de evento considerado y la profundidad del análisis deseado [39]. También, es importante destacar que la resiliencia del sistema eléctrico está intrínsecamente ligada a su confiabilidad. Por lo tanto, las métricas diseñadas para evaluar la resiliencia y la

confiabilidad del sistema deben ser consideradas de manera coordinada, ya que algunas características se superponen entre ambas.

Algunas métricas de resiliencia se centran en aspectos operativos, como la capacidad del sistema para resistir y recuperarse durante un evento disruptivo. Estas métricas pueden evaluar la robustez del sistema ante el impacto inicial, la funcionalidad mantenida durante el evento y la velocidad de recuperación posterior al mismo. Por otro lado, otras métricas se enfocan en la resiliencia de la infraestructura, considerando aspectos como la duración y la complejidad de las reparaciones necesarias después de un evento [34]. Es importante tener en cuenta que algunas medidas destinadas a mejorar la resiliencia operativa pueden tener un impacto negativo en la resiliencia de la infraestructura y viceversa.

En general, las métricas de resiliencia pueden clasificarse en dos categorías principales: aquellas basadas en atributos y las basadas en el rendimiento [40]. Las métricas basadas en atributos intentan identificar las características que hacen que un sistema sea más o menos resiliente, proporcionando una comprensión básica de su estado actual. En contraste, las métricas basadas en el rendimiento utilizan enfoques cuantitativos para evaluar cómo se comporta el sistema en situaciones de estrés y cuán efectivas son las estrategias de mejora de la resiliencia.

Si bien las métricas basadas en atributos pueden ser más simples en términos de los cálculos requeridos, no proporcionan una estimación o confianza en el rendimiento del sistema durante un evento disruptivo. Por lo tanto, las métricas basadas en el rendimiento tienden a ser más informativas para la planificación y las actividades de inversión en resiliencia de la red eléctrica. Aunque estas métricas suelen ser más complejas y requerir datos significativos, pueden proporcionar una evaluación más precisa del comportamiento del sistema y la eficacia de las estrategias de mitigación propuestas [41].

7.4.2.1 Métricas basadas en atributos

Como se mencionó anteriormente, estas métricas buscan identificar las características que hacen que un sistema sea resiliente. Un enfoque de este tipo es el enfoque MCDA presentado en [40], el cual se plantea como una herramienta útil para una evaluación inicial de opciones para fortalecer la resiliencia. Posteriormente, estas opciones podrían ser analizadas en mayor detalle con un enfoque basado en rendimiento. Los principales objetivos de este enfoque son:

- Considerar atributos de resiliencia relevantes pero difíciles de valorizar.

- Tomar en cuenta todos los riesgos.
- Desarrollar una métrica de resiliencia pertinente para el sector privado que sirva como entrada para un enfoque basado en rendimiento.

En este enfoque se caracterizan las componentes que contribuyen a la resiliencia de acuerdo con la capacidad de preparación, mitigación, respuesta y recuperación para construir un índice de resiliencia. Primero, se definen los objetivos que se desean alcanzar a nivel del sistema. Luego se define la escala de las mejoras que se pueden alcanzar y los pesos asociados a cada objetivo. Un ejemplo de índice de resiliencia basado en este enfoque es el propuesto en [42].

7.4.2.2 Métricas basadas en rendimiento

Las métricas basadas en rendimiento buscan cuantificar el comportamiento del sistema bajo eventos disruptivos [40], centrándose en los impactos que estos eventos tienen en los usuarios, los agentes y la infraestructura. Algunas de las consecuencias a considerar, así como las métricas para su evaluación, se presentan en la Tabla 7.2 [41]. Para representar la incertidumbre asociada, se pueden determinar para cada métrica algunas propiedades estadísticas relevantes, como valor esperado, valores máximos o mínimos, valor en riesgo condicional (CVaR), valor en riesgo (VaR).

Tabla 7.2: Categorías de impacto y métricas de resiliencia

Categoría de impacto	Métrica de Resiliencia
Directo	
Servicio Eléctrico	Horas de interrupción del suministro Energía no servida Número promedio (o porcentaje) de clientes que experimentan interrupción del suministro
Servicio Eléctrico Crítico	Horas de interrupción del suministro para clientes críticos Energía no servida Número promedio (o porcentaje) de clientes críticos que experimentan interrupción del suministro
Restauración	Tiempo de recuperación Costo de recuperación
Monetaria	Pérdida de ingresos Costo de daños en la red (por ejemplo, reparación o reemplazo de líneas, transformadores) Costo de evitar falla
Indirecto	

Función Comunitaria	Servicios críticos sin energía (por ejemplo, hospitales, estaciones de bomberos, estaciones de policía) Servicios críticos sin energía durante más de N horas
Monetaria	Pérdida de activos y productos perecederos Costos de interrupción de negocios Impacto en el PIB
Otros Activos Críticos	Instalaciones de producción clave sin energía

Una métrica interesante, es la propuesta en [43], la que se basa en el concepto del triángulo/trapezoide de la resiliencia. En ella se definen diferentes indicadores de resiliencia que buscan cuantificar los niveles de resiliencia operacional y de infraestructura en los estados pre-evento, durante el evento y luego del evento, así como la rapidez con que se degrada/restaura la resiliencia. En [44] se presenta una lista extensiva de métricas que se han propuesto para medir la resiliencia de sistemas eléctricos.

8 Actividad 7.1: Actualización de proyecciones de GD

8.1 Aspectos Generales

El modelo de proyección de Generación Distribuida (GD) provisto por el Ministerio de Energía es un modelo basado en agentes (ABM de sus siglas en inglés). Este modelo busca representar la complejidad del comportamiento de los agentes económicos que toman la decisión de adquirir un sistema de generación distribuido. Para representar el comportamiento de los agentes, se consideran ciertos elementos que consideran las características de los agentes, la relación entre ello y el entorno. El ABM provisto considera la influencia de cuatro factores (funciones parciales de utilidad) en las decisiones de los agentes:

1. Periodo de payback ($u_{payback}$)
2. Ingreso económico del sector ($u_{ingreso}$)
3. Beneficios ambientales ($u_{ambiental}$)
4. Comunicación entre los agentes ($u_{comunicacion}$)

Para cada año del período de simulación se compara una expresión de utilidad del grupo de agentes compuesta de las cuatro funciones parciales ponderadas por pesos de la siguiente forma:

$$utilidad = 1 - \left(\frac{1}{\exp(b_1 + b_2 \cdot u_{payback} + b_3 \cdot u_{ambiental} + b_4 \cdot u_{ingreso} + b_5 \cdot u_{comunicación})} \right)$$

Donde b_1, \dots, b_5 son los pesos de cada función parcial de utilidad (variables de optimización).

La utilidad de cada grupo de agentes se compara con un umbral definido en base a los registros históricos de instalaciones de GD según las características del grupo (región y grupo de inversión dado por el tipo de tarifa).

La idea principal del algoritmo del modelo de agentes consiste en encontrar los pesos (entrenamiento) que permiten reproducir de mejor forma el comportamiento histórico de adquisición de instalaciones de GD.

8.2 Estructura del modelo

El algoritmo provisto presenta el flujo de trabajo de la siguiente figura.

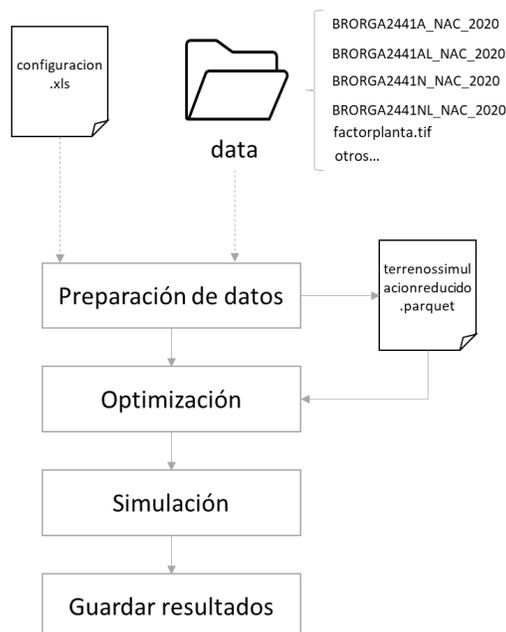


Figura 8.1: Flujo de trabajo de modelo de GD.

Los datos de los archivos se describen a continuación:

- BRORGA2441A_NAC_2020: Contiene información de las comunas, manzanas, predios, dirección, avalúo, contribución, destino y si está exento de avalúo, para los terrenos agrícolas.
- BRORGA2441AL_NAC_2020: Contiene información de las comunas, manzanas, predios, suelos, superficie en hectáreas y otros (material, calidad, superficie línea, destino línea, condición especial) de los terrenos agrícolas.
- BRORGA2441N_NAC_2020: Contiene información de las comunas, manzanas, predios, dirección, avalúo, contribución, destino y si está exento de avalúo, para los terrenos no agrícolas.
- BRORGA2441NL_NAC_2020: Contiene información de las comunas, manzanas, predios, suelos, superficie en hectáreas y otros (material, calidad, superficie línea, destino línea, condición especial) de los terrenos agrícolas.
- factorplanta.tif: contiene el factor de planta de generación solar por región.
- terrenossimulacionreducido.parquet: contiene información sobre las manzanas del territorio nacional, región, comuna, destino y la máxima capacidad de generación distribuida instalable en kW.

Cada una de las etapas cumple la siguiente función:

- Preparación de datos: consiste en la ejecución de cuatro rutinas programadas⁸⁰. Esta sección busca crear un registro actualizado de la división administrativa del territorio de estudio con los parámetros de cada uno (nivel de ingresos, área geográfica, etc.). El archivo de salida es utilizado en la siguiente sección.
- Optimización: corresponde al procedimiento de cálculo de las variables de optimización del modelo. Estas variables corresponden a los pesos de la ecuación anterior.
- Simulación: consiste en la proyección de las instalaciones de GD para el horizonte definido por el usuario. Esta sección utiliza los pesos encontrados en la sección anterior.
- Guardar resultados: consiste en el guardado de los archivos utilizados por el modelo con sus correspondientes resultados (evaluación de funciones de utilidad, instalaciones por año, etc.).

Dentro de la sección de optimización y de simulación, se utiliza una función denominada “simular” la cual tiene un parámetro que define el objetivo de la función. Un esquema general de esta función se presenta en la siguiente figura:

⁸⁰ 0.1Preparacionagricola.ipynb,
0.2Preparacionnoagricola.ipynb,
0.3JuntarArchivosManzanas.ipynb
1.FiltradoInicial.ipynb

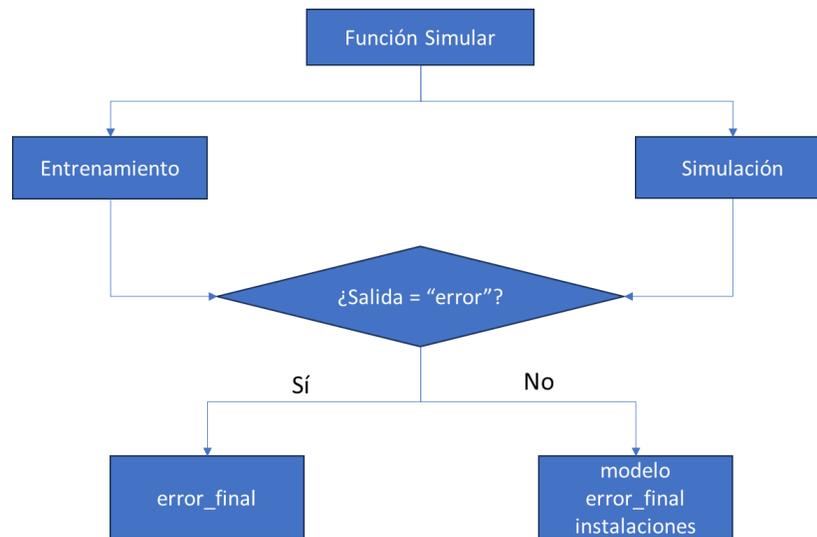


Figura 8.2: Diagrama general de función "simular".

Esta función permite obtener el vector de optimización correspondiente a los pesos del modelo de agentes (vector de 240 valores) o simular la capacidad instalada una vez que ya se han calculado estos valores. La dimensión del vector está dada por la cantidad de pesos correspondientes a cada región y a cada grupo de inversión. Es decir, se tienen:

- 16 regiones
- 3 grupos de inversión
- 5 tipos de pesos (coeficientes b_1, \dots, b_5 de la función de utilidad)

El orden para ejecutar el modelo corresponde en primer lugar al entrenamiento del mismo (donde se encuentra el vector de pesos) y luego a la simulación (donde se utiliza el vector de pesos encontrado).

El procedimiento para entrenar el modelo se presenta en la siguiente figura.

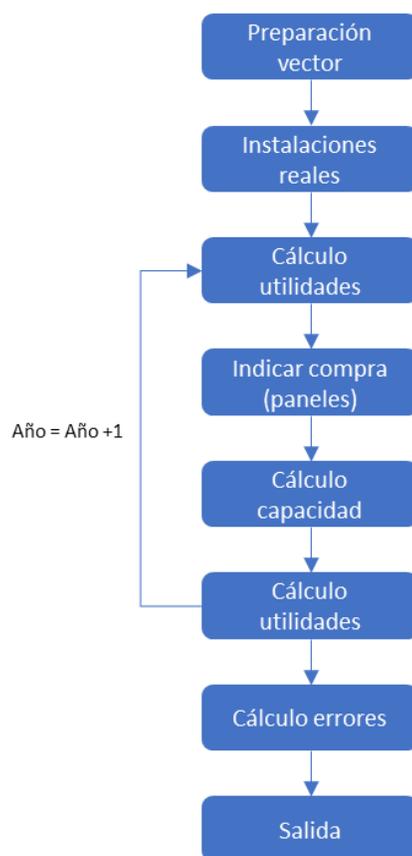


Figura 8.3: Diagrama de modo entrenamiento de función “simular”.

8.3 Actualizaciones al modelo

Este procedimiento se realiza desde el año inicial hasta el año final de simulación. Sin embargo, el proceso de cálculo de utilidades varía según el año. Para cada año, en primer lugar, se calculan las utilidades para cada grupo de agentes según la fórmula presentada. Posteriormente, se calcula la utilidad de corte para cada región y grupo de inversión la cual depende del año. Para los años comprendidos entre el año inicial y el año final de entrenamiento (período donde se conoce la cantidad de instalaciones y la capacidad instalada) la utilidad de corte para cada región y grupo de inversión se calcula como la utilidad del grupo de agentes (ordenados de mayor a menor) en la posición de la cantidad acumulada de instalaciones de GD. Para los años posteriores al período de entrenamiento, la utilidad de corte corresponde a la utilidad de corte del último año del período de entrenamiento.

8.4 Resultados obtenidos

Se realizaron actualizaciones a los datos de entrada del modelo de GD contenidos en el archivo Excel “configuración.xls”. Estas modificaciones son:

- Actualización de proyecciones de costos de instalaciones fotovoltaicas. Fueron obtenidas desde el Annual Technology Baseline⁸¹ para el año 2023 y se reemplazaron los valores en la hoja “NREL”.
- Actualización de instalaciones actuales de GD: Se actualizó la información de las instalaciones a partir de los TE4 hasta agosto del 2023.

Junto con lo anterior, se hicieron pruebas para verificar el funcionamiento de la herramienta de proyección de GD. Se pudieron ejecutar correctamente los archivos salvo el archivo “2.EntramamientoModelo.jl” el cual no convergía. Se hicieron pruebas modificando los parámetros TargetFitness, MaxTime y x0 (punto de inicio) pero no se consiguió la convergencia. La siguiente figura presenta un ejemplo del progreso obtenido modificando punto inicial y rango de búsqueda. Se puede ver que no se logra mejorar la métrica ‘fitness’ en más de 3 horas de ejecución, como se muestra en la siguiente figura.



```
PROBLEMS 13 OUTPUT DEBUG CONSOLE TERMINAL PORTS
12611.31 secs, 352 evals, 251 steps, improv/step: 0.434 (last = 0.0000), fitness=2542816026.277057648
12649.22 secs, 353 evals, 252 steps, improv/step: 0.433 (last = 0.0000), fitness=2542816026.277057648
12685.16 secs, 354 evals, 253 steps, improv/step: 0.435 (last = 1.0000), fitness=2542816026.277057648
12722.33 secs, 355 evals, 254 steps, improv/step: 0.433 (last = 0.0000), fitness=2542816026.277057648
12759.64 secs, 356 evals, 255 steps, improv/step: 0.431 (last = 0.0000), fitness=2542816026.277057648
12796.75 secs, 357 evals, 256 steps, improv/step: 0.430 (last = 0.0000), fitness=2542816026.277057648
12832.92 secs, 358 evals, 257 steps, improv/step: 0.432 (last = 1.0000), fitness=2542816026.277057648
12869.90 secs, 359 evals, 258 steps, improv/step: 0.430 (last = 0.0000), fitness=2542816026.277057648
12909.77 secs, 360 evals, 259 steps, improv/step: 0.432 (last = 1.0000), fitness=2542816026.277057648
█
```

Figura 8.4: Problema de convergencia del algoritmo de ajuste de proyecciones de GD.

Se intentó continuar el procedimiento de ejecución del último notebook proporcionado Simulacionrapida.ipynb omitiendo el entrenamiento del modelo, asumiendo que las salidas de este entrenamiento ya fueron proporcionadas. Sin embargo, se obtuvieron salidas diferentes a los resultados que venían por defecto en el notebook. A continuación, se presenta una comparación entre las salidas.

⁸¹ https://atb.nrel.gov/electricity/2023/residential_pv

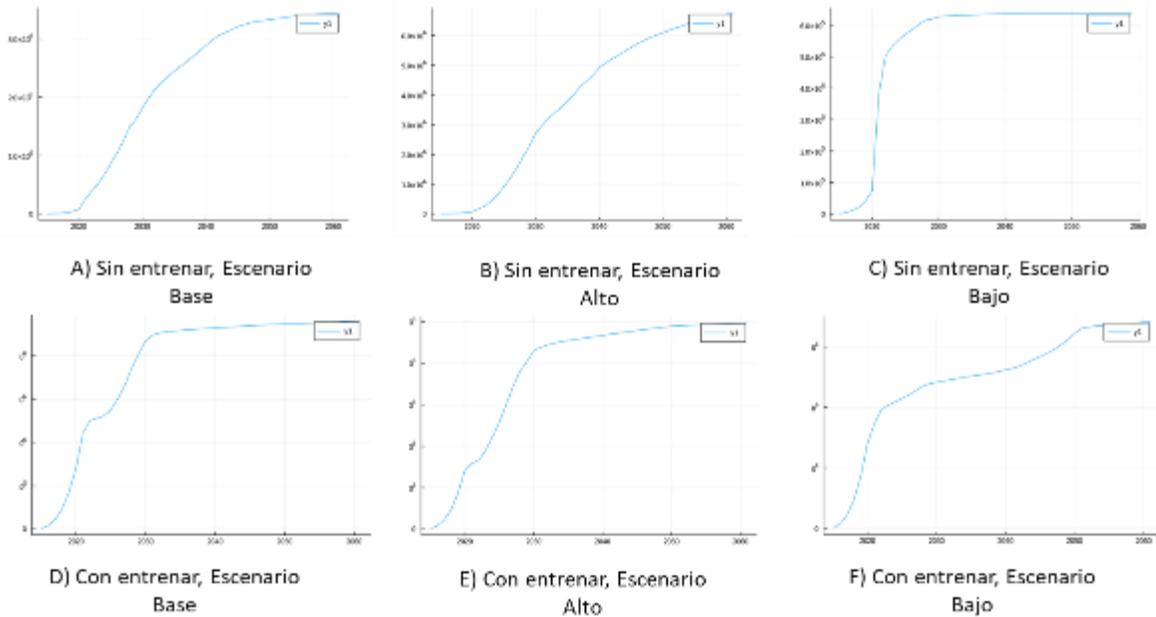


Figura 8.5: Comparación de salidas entre el notebook sin ejecutar (por defecto) y al ejecutar (sin entrenar el modelo).

8.5 Discusión de los resultados obtenidos

Con el fin de encontrar las posibles causas de estas diferencias, se realizaron numerosas pruebas de optimización y simulación con el fin de comparar las salidas reportadas por el modelo con respecto a los datos históricos de entrenamiento. En la siguiente figura se presenta una comparativa en kW de la capacidad instalada histórica (en línea roja punteada) versus pruebas con distintos parámetros.

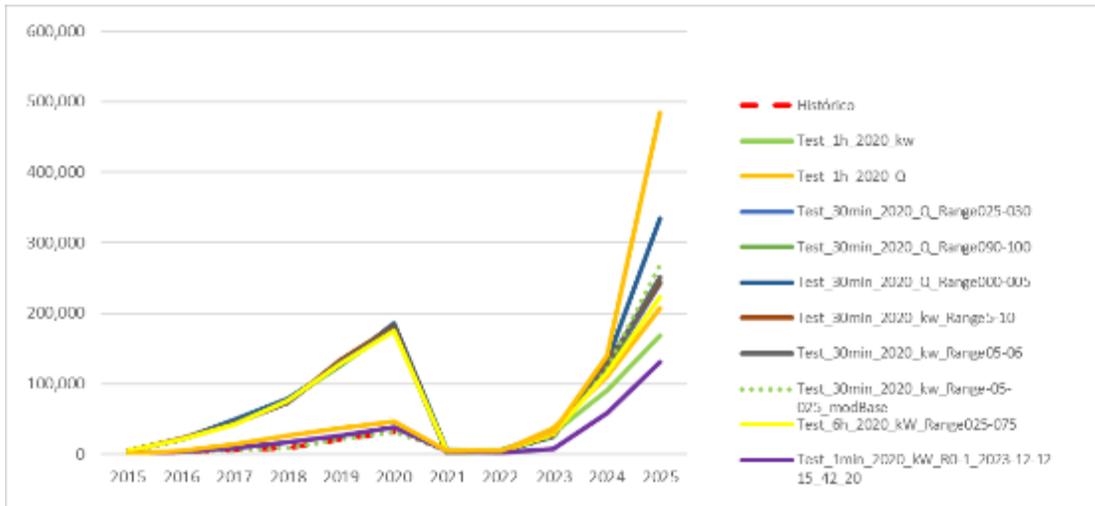


Figura 8.6: Resultados de capacidad instalada de GD en kW para distintos parámetros de optimización.

De las pruebas realizadas se pudo verificar que un elemento que disminuye el error entre los resultados de predicción para el período de entrenamiento versus los datos históricos (fitness) consiste en modificar el criterio de selección de instalaciones de GD para este período. En efecto, el algoritmo define que, para el período de entrenamiento, se reporte la máxima capacidad disponible para la instalación de GD como la decisión de inversión mientras que, para los años posteriores al período de entrenamiento, se reporta la mínima capacidad disponible. Es decir, se tiene la situación de la imagen de la figura a continuación.

Sin Modificaciones

- Criterio: **Max** Capacidad (Techo, Terreno)

- Criterio: **Min** Capacidad (Techo, Terreno)



Figura 8.7: Criterio de selección de instalaciones sin modificaciones

Una de las pruebas realizadas consistió en unificar los criterios de selección de instalaciones de acuerdo con la siguiente figura:

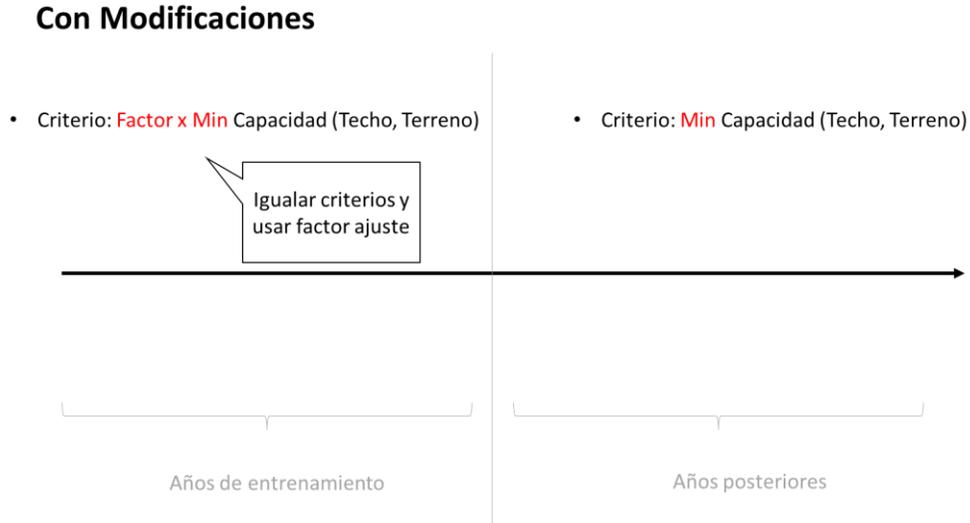


Figura 8.8: Criterio de selección de instalaciones con modificaciones

Al utilizar el mismo criterio para el período de entrenamiento y fuera de este período se puede ver que se obtiene una reducción considerable del error.

Además, se realizaron pruebas para estudiar el efecto de elegir otros algoritmos de búsqueda del optimizar bboptimize de julia. Los resultados obtenidos para el período histórico se presentan a continuación.

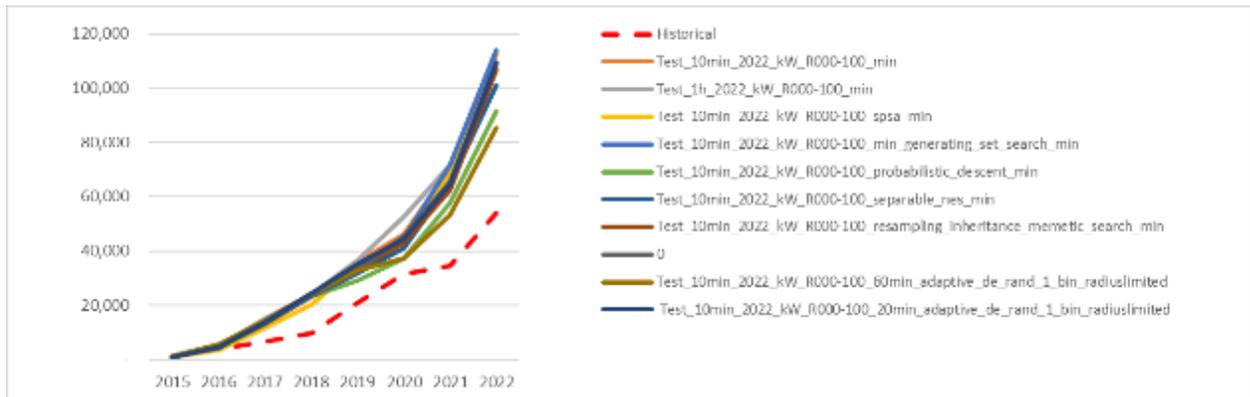


Figura 8.9: Resultados obtenidos para distintos algoritmos del optimizador bboptimize de julia para las proyecciones de GD.

De los resultados obtenidos se puede ver que las diferencias son mínimas para los primeros años y se distinguen mejor para los años comprendidos entre el 2020 y 2022. Se puede ver que el algoritmo que ofrece un menor error es el algoritmo *“adaptive de rand 1 bin radius limited”* el cual era el algoritmo por defecto.

9 Actividad 7.2: Automatización de reportes y ETL

El equipo ha analizado el código en lenguaje Python presente en un notebook Jupyter en la plataforma Colab. Dentro de las actividades realizadas se tiene la corrección de errores surgidos de la ejecución de dicho código (tales como selección de columnas inexistentes, líneas de código comentadas posterior al inicio, referencia a funciones no implementadas) y el diagnóstico preliminar de las funciones contenidas y el procesamiento de datos. Del diagnóstico se identifica la necesidad de mejorar la eficiencia de algunas funciones, describir, uniformar y modularizar parte del código y actualizar ciertas funciones que están obsoletas en versiones más recientes de la librería “pandas”. Todas las mejoras identificadas continúan en desarrollo por parte del equipo consultor.

Adicionalmente, el equipo del Ministerio de Energía facilitó una cuenta del tipo creador de la herramienta Tableau, la cual ya no se encuentra disponible por parte del equipo. Se sugiere realizar la compra de la licencia con fondos del proyecto, para poder dar continuidad al trabajo desarrollado en la herramienta.

En la Figura 9.1 se muestran las visualizaciones principales compartidas previamente.

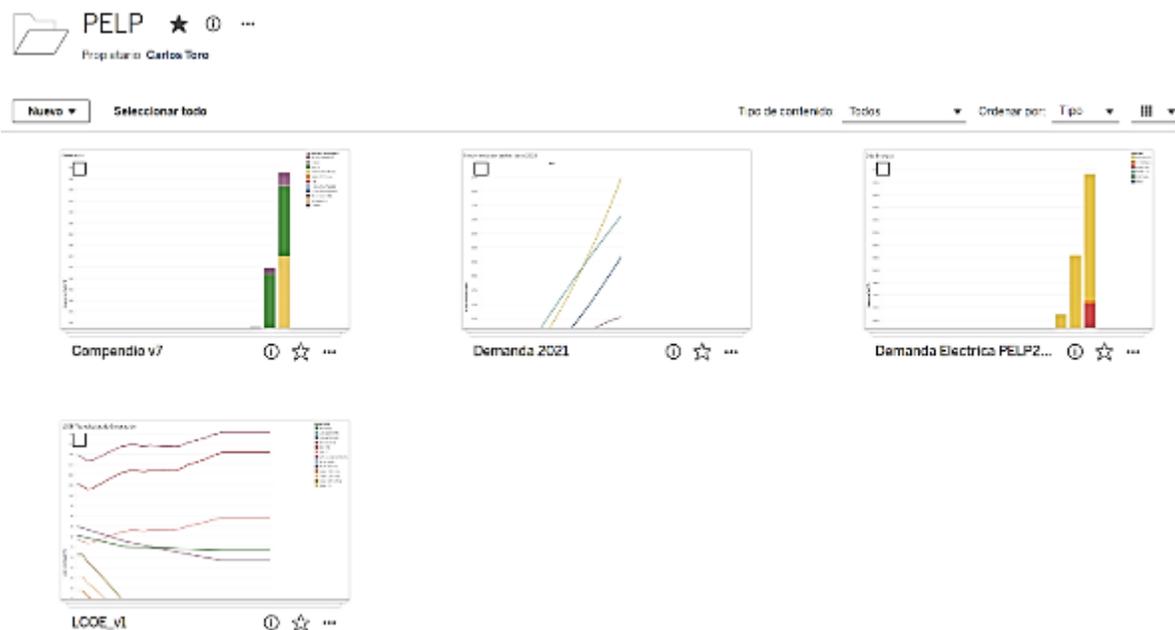


Figura 9.1: Acceso a carpetas PELP compartidas al equipo del Centro de Energía.

Se espera identificar y aprovechar las capacidades que ofrece la herramienta para enlazar el código ETL con Tableau y con ello, automatizar y facilitar el flujo de datos entre las simulaciones de largo plazo con los gráficos y visualizaciones resultantes del proceso de PELP.

9.1 Levantamiento de información

A continuación, se presenta el análisis realizado a los contenidos entregados: base de datos y código ETL.

9.1.1 Base de datos – PELP v7

La carpeta compartida en Google Drive: “10 DPS CCEE/PELP/PELP_V7”, contiene 3 carpetas principales:

Nota: Los nombres de archivos y columnas presentados en el informe mantienen generalmente la misma nomenclatura de los archivos reales, por lo que se omiten algunas normas ortográficas como tildes, se utilizan abreviaturas y existe una mezcla entre español e inglés. Algunas columnas fueron traducidas dado su entendimiento e importancia en el procesamiento de la presente actividad.

- Diccionarios: se encuentran los siguientes diccionarios, se destacan columnas de mayor interés para el procesamiento de las salidas y uso en Tableau.

Tabla 9.1: Archivos e información contenida en carpeta Diccionarios.

Nombre archivo	Nombre columnas e información
Agrupacion_Energeticos_Filtros.csv	Tecnología, Energético
BD barras.csv	Nombre, fecha de inicio y fin , reporte, latitud, longitud , precios, voltaje , dueño.
BD Generadores 2019 Final	Nombre, fecha de inicio y fin , reporte, conectado, latitud, longitud, barra , control de área, pmax, pmin , reserva primaria y secundaria máxima de subida y de bajada, {"vomc_avg", "auxserv"}: float, "flex": {stagre_block_scenario, flexible}, "is_ncre", despacho forzado, inhabilidad, {candidata, "gen_recourse", "gen_recourse_start_time", "dimensioned"}:
BD Generadores 2020 Final	Bool y fecha (start time), costo inversión, inversión inicial, "recog_pot": 1, "forced_outage_rate", "fom_cost": 0, vida útil, inercia, voltaje, dueño, tecnología, emisiones (CO2, SO2, NOx, MP) , "heatrate_avg", nombre combustible, región, comuna , propietario, propietario grupo, estado.
BD Generadores 2022 Final	
BD Generadores PELP 2018-2022 Final.csv	

BD generadores PELP2023-2027_v9.csv	Versión 2020 y 2022 tienen adicionalmente columna PMGD Últimas versiones (PELP) tienen adicionalmente el precio de las reservas de subida/bajada.
BD LTx.csv BD LTx_v2.csv	Nombre, fecha de inicio y fin , reporte, conectado, coordinados, barra inicio y fin, flujo máximo directo y reversa, impedancia (r y x), “branch_associated_ess”, “branch_ovf_ab”, “branch_ovf_ba”, dc, pérdidas, modelo binario de pérdidas, candidata, “branch_recouse” y fecha de inicio, dimensionada, costo de inversión, inversión inicial, vida útil, voltaje , dueño.
Hidrologia_Filtro.csv	Hidrologia: [H1, H2, H3], Hidrologia_Filtro: [Seca, Media, Humeda].
ProcesoPadre_Filtro.csv	Proceso: [IAA 2019, IAA 2020, PELP 2018-2022, PELP 2023-2027], Proceso Padre: [PELP 2018-2022, PELP 2018-2022, PELP 2018-2022, PELP 2023-2027]
Readme.txt	“24/05/2023 -Se actualiza BD generadores V9 con tecnología ESS H2 -Se agrega a archivo tecnología el ESS H2 -se elimina nombre off en ESS_H2VPolpaico500 y ESS_H2VNuevaCharru500 “
Region_Filtro.csv	Número, Agrupación Geográfica: {Norte Grande, Norte Chico, Centro, Sur}, Region.
Tecnología_Filtro.csv	Tecnología, Agrupación Tecnológica. Obs: por ejemplo BESS, Bombeo, CAES corresponden a almacenamiento.

- Base de Datos: corresponde a las salidas del modelo AMEBA, y se separa según escenario PELP: RL, CN y TA. Cada escenario corresponde a una carpeta con los siguientes archivos:

Tabla 9.2: Archivos e información contenida en carpeta Base de Datos.

Nombre archivo	Nombre columnas e información
[datos alfanuméricos] - di_co2_emissions.csv.zip	Emisiones horarias de CO ₂ equivalente por central y por escenario, con identificación de etapas y bloques.

[datos alfanuméricos]-di_generation.csv.zip	Generación horaria por central, costo variable, reservas, potencia mínima y máxima, por escenario y con identificación de tecnología, etapas y bloques.
[datos alfanuméricos]-di_marginal_cost.csv.zip	Costo marginal horario [USD]/MWh de cada barra por escenario, con identificación de etapas y bloques.
[datos alfanuméricos]-di_system.csv.zip	Generación horaria [MW] del sistema completo por escenario según tipo de central (tecnología), con identificación de etapas y bloques.
[nombre escenario]_Branch.csv	Idem diccionario BD LTx (ítem anterior).
[nombre escenario]_Generation investment [MW].csv	Escenario, fecha, central, valor [MW], barra, tecnología.
[nombre escenario]_Generator.csv	Idem diccionario BD Generadores (ítem anterior).
[nombre escenario]_pmax.zip	Nombre, fecha, valor. Obs: value es cero, name tiene solo centrales termoeléctricas (carbón) y time coincide con fechas de retiro.
[nombre escenario]_Transmission investment [MW].csv	Escenario, fecha, subestación, valor [MW], barra de inicio y fin.

- Resúmenes: corresponde a las salidas del código ETL. Se encuentran los siguientes archivos, y se destacan columnas de mayor interés para el procesamiento de las salidas y uso en Tableau.

Tabla 9.3: Archivos e información contenida en carpeta Resúmenes.

Nombre archivo	Nombre columnas e información
Capacidad_nueva.csv	Hidrología, Año, Nombre (central), Capacidad [MW],
Capacidad_total.csv	Tecnología, Capacidad Acumulada, Escenario, tecnología, región, PMGD, Agrupación Tecnología
Emisiones_anuales.csv	Hidrología, Tecnología, Año, Emisiones CO2 [tonCO2eq], Escenario, Sector
	Obs: Sector solo eléctrico.

Generacion_anual_reducida.csv	Año, Hidrológico, Escenario, PMGD, Región, Agrupación Tecnología, Generación [GWh], Emisiones [tonCO2eq]
Generacion_anual.csv	Obs: versión reducida agrupa generación eliminando columna “Nombre” asociada a cada central.
Generacion_horaria_reducida_simple.csv	Año, Hora, Mes, Hidrología, Escenario, Agrupación Tecnología, Generación [MW]
Generacion_horaria_reducida.csv	Obs: versión reducida simple agrupa generación eliminando columna “Barra” de versión reducida. Versión reducida agrupa generación eliminando columna “tecnología” (se utiliza columna Agrupación Tecnología como referencia).
Generacion_horaria.csv	Obs2: Se subentiende que generación corresponde a energía [MWh] pero por provenir de datos horarios pudo haber quedado la unidad en potencia [MW]. Se deben revisar unidades y consistencia, también en orden de magnitud: [G, M, k].
Resumen_anual_regional.csv	Año, Hidrología, Escenario, Región, Tecnología, Valor Capacidad [MW], Costo Cap [USD/kW], Inv_Cost_Gen[MMUSD]
Transmision_anual.csv	Hidrología, Año, Línea, Capacidad Línea [MW], barra inicio y fin, Escenario, latitud y longitud inicio y fin, Inv_Cost [MMUSD]

9.1.2 ETL Ameba

A continuación, se presenta una descripción detallada de sus componentes según secciones.

Tabla 9.4: Análisis de código ETL Ameba.

Sección código	Descripción
Librerías	Se importan librerías pandas, random, datetime, numpy y drive de Google colab. Obs: verificar versión de pandas, considerando advertencia del uso de función append, discontinuada en las últimas versiones por función concat.

<p>Entradas y archivos</p>	<p>Dirección de carpeta principal ubicada en Google Drive: "/content/drive/MyDrive/10 DPS CCEE/PELP/PELP_V7"</p> <p>Obs: Se actualiza dirección a partir de "/content/drive/MyDrive/01 General DPAIR/08 UPEI/10 DPS CCEE/PELP/PELP_V7"</p> <p>Dirección de diccionarios para barras (BD barras.csv), líneas (BD LTx_v2.csv) y agrupación por tecnología (Tecnología_Filtro.csv).</p> <p>Definición de fecha de inicio y término.</p>
<p>Funciones Largo Plazo</p>	<p>Se tienen las siguientes funciones donde las entradas se obtienen de carpeta "Base de Datos" de los distintos escenarios, y las salidas se ubican en carpeta "Resúmenes":</p> <ul style="list-style-type: none"> ● generacion_anual(): di_generation.csv.zip -> generacion_anual.csv -> generacion_anual_reducida.csv ● capacidad_nueva(): _Generation investment [MW].csv -> Capacidad_nueva.csv ● capacidad_total(): [_Generation investment [MW].csv, pmax.zip, _Generator.csv] -> Capacidad_total.csv ● transmision(): Transmission investment [MW].csv -> Transmision_anual.csv ● generacion_horaria(): di_generation.csv.zip -> Generacion_horaria.csv -> Generacion_horaria_reducida.csv -> Generacion_horaria_reducida_simple.csv. ● emisiones_anuales(): di_co2_emissions.csv.zip -> Emisiones_anuales.csv <p>Corresponden a funciones que permiten realizar cambio de nombre a las columnas, concatenar escenarios, reemplazar o agregar valores según diccionarios, agrupar filas y/o cambiar de unidad.</p>
<p>Área Test LP</p>	<p>Corresponde a una sección con funciones de prueba, iguales a las presentes en Funciones Largo Plazo, para la visualización de salidas intermedias o para cambios menores de parámetros.</p>

Funciones Corto Plazo	Compuesto por 2 funciones, una equivalente a generacion_anual() de Funciones Largo Plazo, y otra función análoga pero con la selección de una hidrología en particular (1996seca), con salida Generacion_seca.csv.
Todas las Salidas	Se utiliza para la ejecución de todas las funciones de Funciones Largo Plazo.
Análisis Escenarios (Resúmenes)	Título de los siguientes temas, correspondientes a procesos de análisis similares a los que se obtienen de funciones en Funciones Largo Plazo.
Operación y Emisiones	Sin salida, versión preliminar para analizar salidas de emisiones (di_co2_emissions.csv.zip) y generación horaria por tecnología (di_system.csv.zip).
Inversión Generación	Similar a función capacidad_nueva() de Funciones Largo Plazo, pero considerando entrada adicional de archivo gen_inv_cost.zip.
Capacidad de Generación	Sin salida, versión análoga y reducida de funciones de capacidad_nueva() y capacidad_total() de Funciones Largo Plazo.
Inversión Transmisión	Función similar a transmision() de Funciones Largo Plazo.

A la fecha está en tramitación el proceso de adquisición de licencias de Tableau y LEAP con el objetivo de mejorar la transferencia de datos entre software y aprovechar las funcionalidades que la licencia creator de tableau ofrece para la visualización de datos.

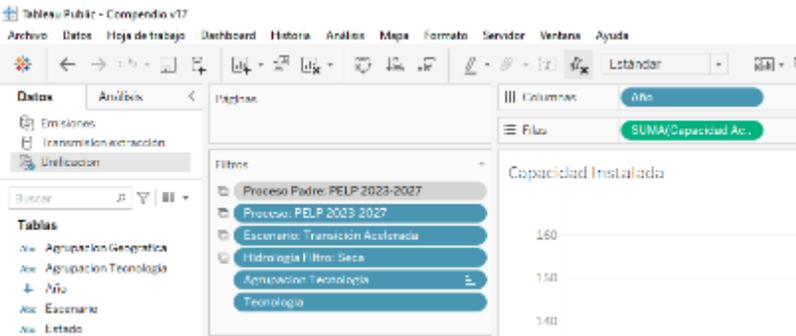
9.1.3 Tableau

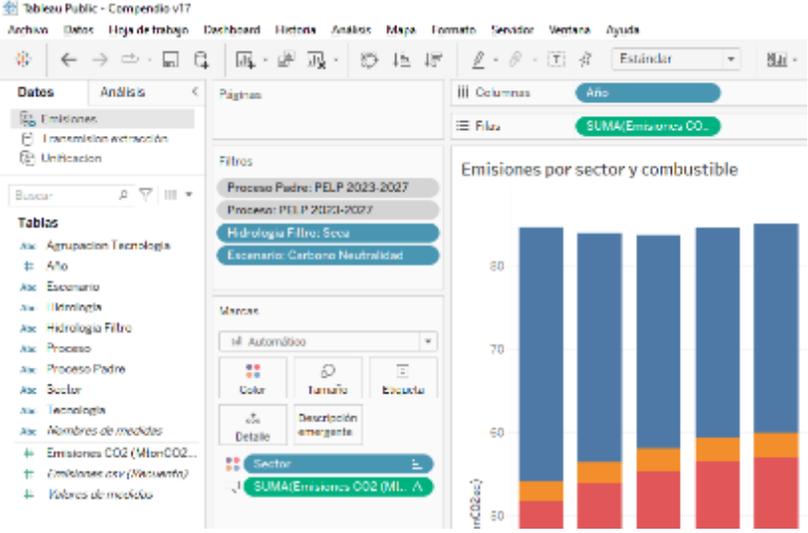
La carpeta compartida en Google Drive: “10 DPS CCEE/Tableau/2021”, contiene 2 carpetas principales: Compendio y Procesamiento de datos.

- Compendio: presenta la información más relevante y actualizada utilizada en Tableau (ver Tabla 9.5).

Tabla 9.5: Archivos e información contenida en carpeta Compendio.

Nombre archivo	Información contenida
Carpeta Capacidad Instalada	Contiene archivos CSV de capacidad instalada MW (sector generación eléctrica), de orígenes IAA 2019, IAA 2029 y PELP 2017-2022. Cada archivo presenta la capacidad según proceso (IAA / PELP) hidrología, escenario, tecnología y año.
Carpeta Demanda	Contiene archivos CSV y Excel respecto de la demanda energética de distintos sectores.

	<p>Se destaca el archivo Demanda Energética PELP 2023-2027, con la demanda de cada sector, región, uso y año según proceso y tendencia.</p> <p>También se destaca la carpeta Eléctrica, con archivos de distinta resolución y procesos asociados a demanda eléctrica de los distintos sectores.</p>
Carpeta Diccionarios	<p>Contiene los siguientes diccionarios: Hidrología_Filtro, ProcesoPadre_Filtro, Region_Filtro y Tecnología_Filtro</p> <p>Estos se utilizan en la fuente de datos de Tableau para realizar filtros en las visualizaciones:</p> 
Carpeta Emisiones	<p>Contiene archivo .twb (libro de trabajo de Tableau) y archivo CSV de Emisiones Totales, con las emisiones de cada sector según hidrología, escenario, tecnología, año, entre otros similares.</p>
Carpeta Generación	<p>Contiene archivos CSV de generación eléctrica, según origen IAA 2019, IAA 2020, PELP 2018-2022 y PELP 2023-2027. Luego, los archivos Generación o Unificación presentan la información agregada según origen o proceso (IAA, PELP).</p> <p>También se tiene archivo .hyper asociado a Tableau, con información de Generación.</p>
Carpeta Plan de Obras	<p>Contiene archivos CSV con la capacidad instalada adicional de los procesos IAA 2019, IAA 2020 y PELP 2018-2022.</p>
Archivos .twb Compendio, Demanda Eléctrica, Generación y Capacidad.	<p>Archivos correspondientes a libros de trabajo en Tableau. No se pueden abrir con Tableau public.</p> <p>Corresponden a archivos Compendio v16, v15, v14, v13, v7_cm v7_b, v7; Demanda Eléctrica; Generación y Capacidad.</p>

<p>Archivos Tableau Packaged Workbook y Compendio, Demanda</p>	<p>Estos archivos también corresponden a libros de trabajo, y sí se pueden abrir con Tableau Public, ya que presentan fuente de datos como extracto de su fuente original.</p> <p>El archivo Demanda 2021_v3 está compuesto por 4 hojas de trabajo, que finalmente forman un dashboard de Demanda Energética, presente en Figura 9.2.</p> <p>El archivo Compendio v17 está compuesto por 7 hojas de trabajo, los cuales derivan en 3 dashboard: Generación y Capacidad, Mapa Geográfico y Emisiones GEI. Los primeros dos corresponden exclusivamente al sector generación eléctrica, mientras que el tercero presenta las emisiones GEI de todos los sectores.</p> <p>La fuente de datos del archivo Compendio v17 hace referencia a 3 archivos principales (ver figura a continuación, sección Datos): Emisiones (ubicado en carpeta Emisiones), Unificación (ubicado en carpeta Generación) y Transmisión extracción (corresponde a una extracción, no se identifica dentro de las carpetas de Compendio, pero sí en carpeta Procesamiento de datos). Lo anterior permite identificar la relación entre los distintos archivos y los archivos de Tableau.</p> 
<p>Archivos .tfl Unificación emisiones, Unificación demanda energética y Unificación generación</p>	<p>No se pueden abrir con Tableau Public. Corresponden a archivos de flujo de Tableau.</p>

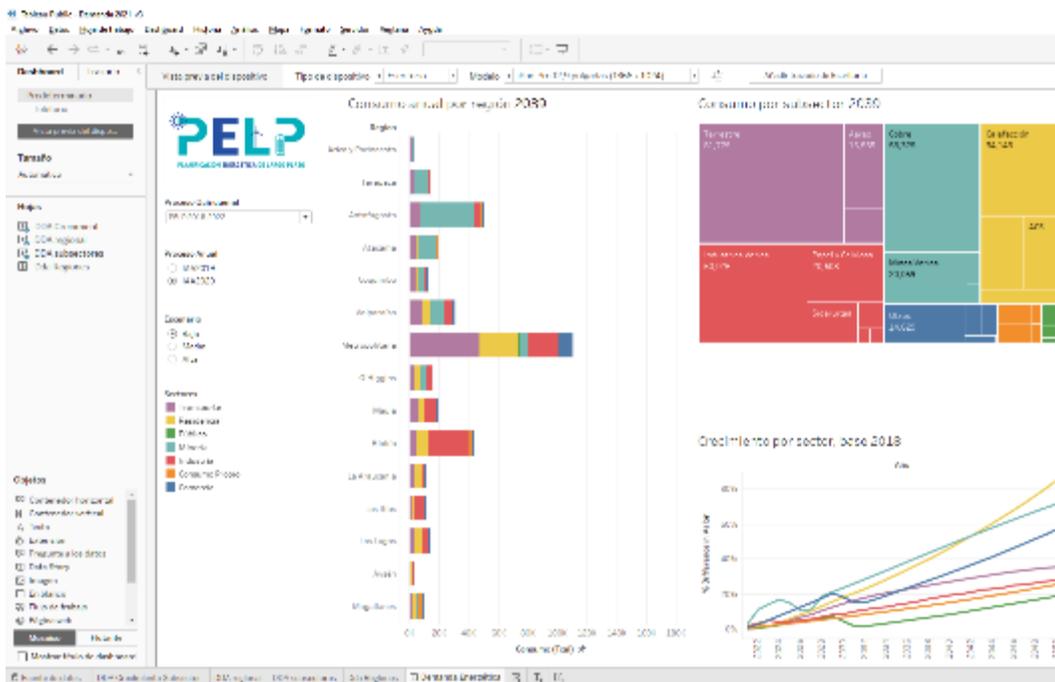


Figura 9.2: Dashboard Demanda Energética, archivo Demanda 2021_v3 en carpeta Compendio.

- Procesamiento de datos: en esta carpeta se almacenan los archivos previo y post procesamiento, los cuales son ubicados posteriormente en carpeta Compendio. La información disponible se presenta a continuación:

Tabla 9.6: Archivos e información contenida en carpeta Procesamiento de Datos.

Nombre archivo	Información contenida
Carpeta input	Contiene a su vez carpetas para archivos de emisiones, energía, generación, transmisión y “común”. Los archivos dentro de las carpetas se diferencian por su origen o proceso (IAA, PELP), y dan origen a las agrupaciones presentes en la carpeta output.
Carpeta output	Contiene archivos CSV agrupados de emisiones, generación y capacidad. También se tienen los mismos archivos pero en formato .hyper, utilizado por Tableau para grandes volúmenes de datos.
Carpeta temp	Contiene el archivos CSV de “Transmision extracción Extrac”, mencionado en carpeta Compendio. También se tiene el archivo Sitio, con formato .twb, el cual no es posible abrir con Tableau Public.
Otros archivos	Se tiene archivos como BD Generadores y archivos .tfl con nombre Unificación emisiones, Unificación generación y

	Unificación transmisión, los cuales no se pueden abrir con Tableau Public.
--	--

Finalmente, se concluye que la información relevante compartida respecto a Tableau deriva de archivos generados por ETL, y archivos agrupados a partir de las salidas de emisiones y energía del modelo LEAP.

9.2 Mejoras realizadas a ETL Ameba

A continuación, se enumeran las mejoras realizadas al código del ETL que procesa las salidas del software Ameba con el fin de aumentar la robustez del código, identificar eventuales errores o problemas y mejorar la performance del código. Los cambios se dividen en dos tipos: Refactoring (mejoras en el código sin alterar su funcionalidad) y nuevas funcionalidades.

9.2.1 Refactoring

- Se corrige el warning asociado al método append: Para ello se reemplaza el método de pandas append por el método concat. El warning es originado porque el método append está siendo caducado en las versiones recientes de la librería pandas, sin realizar esta corrección se corre el riesgo que el ETL deje de funcionar en los próximos meses.
- Se corrige warning asociado a método groupby. Esta advertencia era originada porque en el código original en la función groupby no se especificaba sobre qué variables se está agrupando. En el funcionamiento del código, pandas agrupaba correctamente valores numéricos distintos a los criterios de agrupamiento, sin embargo, también recibía datos no numéricos. Esta falta de consistencia podría eventualmente ocasionar problemas a futuro, por lo que era importante la corrección.
- Mejora en el tratamiento de las rutas de entrada y salida. Se parametrizan todas las rutas utilizadas en el código, manteniendo estos parámetros en las primeras celdas. La intención de esta parametrización es evitar que los usuarios cambien rutas en cada una de las funciones del código y evitar eventuales problemas asociados a este proceso manual. Adicionalmente se reemplazan todas las concatenaciones de texto por el método os.sep.join. Esto hace al código agnóstico del separador de rutas y permitiría ejecutar el ETL en cualquier sistema operativo.
- Se reordenan las funciones dentro del código: Anteriormente el conjunto de funciones estaba en una misma celda por lo que se leían con el mismo proceso de ejecución, ahora cada función está en celdas distintas. El motivo de este cambio es

facilitar el proceso de debugging del código puesto que así es más fácil controlar cada función por separado y analizar las salidas de cada método.

- Se crea función auxiliar para evitar repeticiones del código. En particular el proceso para recorrer los archivos y rutas relevantes para función es extraído. Evitar repetición de código es muy importante para mejorar la robustez del código, tanto para encontrar errores como para reducir el número de líneas de este.
- Simplificación de cálculos. Se identificaron simplificaciones para el cálculo de la capacidad instalada nueva y existente, en particular, el tratamiento de los formatos de las fechas. Esto hace que el código sea más fácil de entender y modificar.
- Mejora en filtros en lectura de datos. Se identifica mejora en la lectura de datos mediante el filtro de las columnas en el mismo método `read_csv` con el argumento `usecols`. Originalmente, en algunas funciones se leía el archivo completo y se filtraban los datos posteriormente. Este simple cambio permite disminuir considerablemente el tiempo de ejecución y el uso de memoria RAM.
- Combinación de función de generación anual y generación horaria. Se identifica que estas dos funciones son idénticas casi en un 90% por lo que se combinan y ahora la misma función entrega ambos resultados. Esto disminuye considerablemente el número de líneas del código y el tiempo de ejecución total.

9.2.2 Nuevas funcionalidades

- Nueva función de resumen de CMg. Se crea una función que entrega los CMg para todas las barras y todos los escenarios simulados.
- Se agrega función de chequeo de consistencia. Dado que existe una componente de entrada de datos manual para incorporar información que no está disponible en las salidas del Ameba como por ejemplo las tecnologías de las centrales, se requiere una función para chequear que la información en el diccionario es consistente con las de las salidas. En la imagen de abajo se identifican problemas de consistencia en esa lista de centrales con esta nueva función de chequeo.

```
-----  
WARNING: Los siguientes elementos no existen en diccionario BD generadores PELP2023-2027_v9.csv  
Ampliación PMGD El Boco  
PMGD FV Coihueco Vicente Mendez  
Las Aranas 1 13.2 II  
PMGD FV Watt's Lonquen  
PMGD Playero Etapa II  
BG02_Parinacota  
Vicuna 023 II  
Panimavida  
BG01_Lagunas  
BG04_Chacaya  
PMGD FV Quillen I  
PFV Las Cachanas  
PMGD FV Nahuen  
BG03_Tarapaca
```

Como trabajo futuro se puede mencionar la mejora de las funciones de resúmenes del código, tanto mejorando las existentes como creando nuevos resúmenes en caso de ser necesario.

9.3 Licencia de Tableau y análisis funcionalidades

Los requisitos mínimos para considerar para el uso de software de visualización y almacenamiento de base de datos, según contraparte:

- Trabajo colaborativo: acceso de más de un usuario a una sesión de trabajo, pudiendo acceder y modificar los distintos archivos que lo componen.
- Adaptabilidad de base de datos: refiere principalmente a ir modificando o actualizando una base de datos al subir nuevos archivos. Para esto, es importante poder administrar distintas versiones.
- Respaldo de información: corresponde a la continuidad de la base de datos y archivos asociados sin riesgos de pérdida producto de cancelación de suscripción, pérdida de documentos locales, entre otros.

Luego, Tableau dispone de 3 tipos de licencias: Creator, Explorer y Viewer. Se tiene la siguiente tabla comparativa ([enlace](#)):

		CREATOR	EXPLORER	VIEWER
GOBERNANZA	Administrar usuarios y permisos	☑	☑	
	Seleccionar y compartir fuentes de datos	☑		
	Administrar contenido y certificar fuentes de datos	☑	☑	
	Crear a partir de datos seleccionados	☑	☑	
	Administración de Tableau Server	☑ ²		
	Ver la dependencia y el impacto	☑ ¹	☑ ¹	☑ ¹
	Establecer advertencias de calidad de los datos	☑ ¹	☑ ¹	
	Supervisión avanzada de la implementación	☑ ⁴		
	Migración de contenido programática	☑ ⁴		
INTERACCIÓN	Interactuar con visualizaciones y dashboards	☑	☑	☑
	Crear y compartir vistas personalizadas	☑	☑	
	Descargar visualizaciones como imágenes (.pdf, .png)	☑	☑	☑
	Descargar datos de resumen	☑	☑	☑
	Descargar datos completos	☑	☑	
	Ver advertencias de calidad de los datos	☑ ¹	☑ ¹	☑ ¹
	Utilizar modelos predictivos de Hoster Recovery	☑ ⁶	☑ ⁶	☑ ⁶

Figura 9.3: Comparación de licencias Creator, Explorer y Viewer. Fuente: Tableau, from Salesforce (parte 1).

COLABORACIÓN	Comentar en un dashboard o una visualización	☑	☑	☑
	Crear una suscripción propia	☑	☑	☑
	Recibir alertas controladas por datos	☑	☑	☑
	Crear suscripciones para otras personas	☑	☑	
	Crear alertas controladas por datos	☑	☑	
CREACIÓN	Editar libros de trabajo y visualizaciones existentes	☑	☑	
	Crear y publicar nuevos libros de trabajo a partir de fuentes de datos publicadas ☑	☑	☑	
	Explorar una fuente de datos publicada existente con Preguntar a los datos ☑	☑	☑	☑
	Crear y publicar un nuevo libro de trabajo con una nueva fuente de datos ☑	☑		
	Crear y publicar nuevas fuentes de datos	☑		
	Crear nuevos libros de trabajo a partir de los dashboards prediseñados de Dashboard Starters ☑	☑ ²		
PREPARACIÓN	Crear nuevos flujos de datos (JDI) ☑	☑		
	Editar y modificar un flujo de datos (JDI)	☑		
	Exportar datos (.xls, .hyper o .csv)	☑		
	Publicar y ejecutar flujos de trabajo	☑ ¹		
	Programar flujos de trabajo	☑ ²	☑ ¹	
	Supervisar el estado y el rendimiento del flujo de trabajo	☑ ²		

Figura 9.4: Comparación de licencias Creator, Explorer y Viewer. Fuente: Tableau, from Salesforce (parte 2).

Se desprende que la licencia Tableau Creator es la más completa entre las opciones, cumpliendo con todos los ítem de la tabla comparativa. De ellas, se destacan los siguientes puntos relacionado a las criterios mencionados.

- En interacción, se destaca la descarga de datos de resumen y datos completos, pero estos corresponden a la información contenida en la visualización o el dashboard, quedando la duda de si es posible descargar los datos de la base de datos consolidada o de los archivos subidos a la fuente de datos. Lo anterior, para poder recuperar archivos subidos, y la base de datos con los vínculos y filtros aplicados a los distintos archivos. En preparación, se tiene la opción de “exportar datos”, en formato .csv (y otros). Dado que dice .csv, no correspondería a un archivo tipo Excel con varias hojas ni archivo SQL Access.
- En Colaboración, se destaca la creación de suscripciones ara otras personas. Queda la duda de si con esto es posible compartir el libro de trabajo en Tableau, y con eso el acceso a la base de datos.

Se escribe la consulta a ejecutiva de ventas de Salesforce, empresa que vende las licencias de Tableau en Latinoamérica.

Consulta 1: Los archivos que se suben a la fuente de datos, por ejemplo, archivos Excel, quedarían almacenados en una nube. Estos archivos después se pueden descargar en el mismo formato (según el ejemplo, en formato Excel) ?

- Respuesta: Efectivamente toda la conexión de datos que hagas en tu sitio de Tableau, estará almacenada en la nube y podrá descargarla en el momento que ustedes necesiten, dejo 2 Links con el paso a paso de como pueden hacerlo y bajo que formatos: enlace 1, enlace 2.

Consulta 2: El ejemplo anterior, lo puede hacer cualquier usuario con acceso al libro de trabajo ? La preocupación tiene que ver con poder recuperar la información en caso de que algún usuario deje su cargo en la institución, por ejemplo, o para poder trabajar con otros usuarios.

- Respuesta: Efectivamente lo puede hacer cualquier usuario que cuente con la licencia de Tableau Creator dentro del sitio de Tableau.

Consulta 3: En línea con lo anterior, al formar una base de datos a partir de varios archivos (utilizando los vínculos y filtros), luego es posible exportar/descargar la base de datos? ¿Tendría algún formato en particular?

- Respuesta: Este tercer punto, funciona igual que el primero, una vez cruzada las bases de datos en Tableau Prep o Desktop, podrás seguir el paso a paso enviado para descargar la data.

En resumen, se tiene lo siguiente:

- Las fuentes de datos (combinación de varios archivos), se pueden descargar en formatos de archivo asociados a Tableau y en formato CSV:

Exportar los datos a un archivo .csv

Dado que el formato .csv es uno de los formatos de datos con estructura más sencilla, es compatible con multitud de herramientas, bases de datos y lenguajes de programación. La exportación de los datos de una fuente de datos de Tableau mediante este formato genera un conjunto de datos independiente, lo que puede servir para compartir sus datos con otras personas de manera cómoda y flexible.

Hay dos modos principales de exportar los datos de una fuente de datos a un archivo .csv en Tableau: a partir de la página de la fuente de datos y a partir de la vista.

- **A partir de la página de la fuente de datos:** en la página de la fuente de datos, seleccione **Datos > Exportar datos a CSV** para exportar todos los datos de su fuente de datos a un archivo .csv.
- **A partir de la vista:** en la pestaña de la hoja, arrastre un campo al estante Columnas o Filas, haga clic en el icono Ver datos del panel Datos y haga clic en el botón **Exportar todo**.



- Es posible publicar y compartir libros de trabajo. También se puede realizar con credenciales, para mayor privacidad:

Qué se puede publicar

Algunos tipos de contenido que puede publicar:

- **Fuentes de datos:** puede publicar fuentes de datos para que las usen otros usuarios para crear nuevos libros de trabajo. Una fuente de datos puede contener una conexión directa (o en tiempo real) a la base de datos o un extracto que puede actualizar siguiendo un programa.
Para obtener más información, consulte [Prácticas recomendadas para fuentes de datos publicadas](#).
- **Libros de trabajo:** los libros de trabajo contienen vistas, dashboards e historias, además de una conexión de datos. Puede incluir recursos locales, como imágenes de fondo y geocodificación personalizada, si residen en una ubicación que no está accesible para el servidor u otros usuarios de Tableau.

Quién puede publicar

Para publicar en Tableau Server o Tableau Cloud, el administrador del servidor o del sitio debe otorgarle las capacidades siguientes:

- Un rol en el sitio de **Creator** (antes **Publicador**) en el sitio donde va a publicar.
- Las capacidades **Ver** y **Guardar** se han configurado en **Permitido** en el proyecto donde desea publicar.

- En cuanto al historial de versiones, se recomienda ir guardando distintos libros de trabajo, con la función “Guardar como”.

Guardar un libro de trabajo

Cuando abre Tableau Desktop, se crea automáticamente un libro de trabajo nuevo. Los libros de trabajo contienen el trabajo que crea y constan de una o más hojas de trabajo. Cada hoja de trabajo contiene una vista particular de sus datos.

Para guardar un libro de trabajo de Tableau:

1. Haga clic en **Archivo > Guardar**.
2. Especifique el nombre de archivo del libro de trabajo en el cuadro de diálogo **Guardar como**.

De manera predeterminada, Tableau guarda el archivo con la extensión *.twb*. De manera predeterminada, Tableau guarda los libros de trabajo en la carpeta **Libros de trabajo**, en Mi repositorio de Tableau. Encontrará este repositorio en la carpeta Documentos. Sin embargo, puede guardar los libros de trabajo de Tableau en cualquier directorio de su preferencia:

Los nombres de archivo de Tableau no pueden incluir ninguno de los siguientes caracteres: barra diagonal (/), barra diagonal inversa (\), signo mayor que (>), signo menor que (<), asterisco (*), interrogación (?), comillas ("), pleca (|), dos puntos (:) o punto y coma (;).

Para guardar una copia de un libro de trabajo que ha abierto:

- Haga clic en **Archivo > Guardar como** y guarde el archivo con un nombre nuevo.

Anexo A Referencias

- [1] Ministerio de Energía, «Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2018 – 2022,» 2018.
- [2] Ministerio de Energía, «Actualización de Proyecciones de Costos de Inversión para Tecnologías de Generación 2021,» 2021.
- [3] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Informe Preliminar Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023 – 2027,» 2021.
- [4] Comisión Nacional de Energía, «Informe de Costos por Tecnología de Generación,» 2020.
- [5] Comisión Nacional de Energía, «Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM,» 2021.
- [6] Inodú, «Informe de Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación, diciembre 2019,» 2019.
- [7] Comité Solar e Innovación Energética, Presentación CSP: Tecnología de Torre, 2020.
- [8] Ministerio de Energía, «Plan de trabajo PELP 2018 – 2022,» 2019.
- [9] Instituto Nacional de Estadística, «Remuneraciones y Costos Laborales,» 2023.
- [10] Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2023,» 2023.
- [11] National Renewable Energy Laboratory, «Annual Technology Baseline 2023,» 2023.
- [12] Comisión Nacional de Energía, «Informe de Costos por Tecnología de Generación,» 2023.
- [13] Bloomberg New Energy Finance, «Global PV Market Outlook,» 2020.
- [14] Ministerio de Energía y Minería, «Escenarios Energéticos 2030,» 2017.
- [15] Fondo Mexicano Del Petróleo (FMP), «Programación financiera de los Ingresos estimados de las asignaciones y los contratos de hidrocarburos,» 2022.
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética, «Proyección de los Energéticos en fuentes de producción y en plantas de generación Enero 2022- Diciembre 2037,» 2022.
- [17] Department of Energy & Climate Change., «DECC Fossil Fuel Price Projections,» 2013.
- [18] Canada Energy Regulator, «Canada’s Energy Future 2020,» 2020.
- [19] Core Energy & Resources, «Delivered Wholesale Gas Price Outlook 2019-2040,» 2019.
- [20] Heat Roadmap Europe, «EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050,» 2017.

- [21] European network of transmission system operators for gas., «Annex II Methodology».
- [22] J. M. M. & M. J. Blázquez, «El futuro del petróleo y el gas natural en escenarios globales de rápida descarbonización.,» 2022.
- [23] CEPAL, «Evaluación de escenarios para la formulación de la estrategia energética sustentable SICA 2030.,» 2019.
- [24] Centro de Energía y Centro de Ciencia del Clima y Resiliencia, «Análisis por sector del INGEI. Observatorio de Carbono Neutralidad.,» 2023.
- [25] GIZ, «Industria del Amoniac: estado actual y oportunidades para la descarbonización.,» 2022.
- [26] Comisión Europea, Dirección General de Investigación e Innovación, «ExternE – Externalidades de la Energía. Tomo 2, Metodología, Oficina de Publicaciones,» 1995.
- [27] Nuclear Energy Agency, «Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach.,» 2001.
- [28] CEPAL, «Análisis General De Las Externalidades Ambientales Derivadas De La Utilización De Combustibles Fósiles En La Industria Eléctrica Centroamericana,» 2011.
- [29] IPCC, «Climate Change 2023: Synthesis Report,» Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- [30] IEEE PES Industry Technical Support Task Force, «The Definition and Quantification of Resilience,» IEEE Power & Energy Society, 2018.
- [31] Federal Energy Regulatory Commission, *Grid Resilience in Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, Docket No. AD18-7-000, 2018.
- [32] E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto, M. Panteli, M. V. Harte y C. Mak, «Defining power system resilience,» *Electra*, vol. CIGRE C4.47 reference paper, 2017.
- [33] S. R. Stout, N. Lee, S. L. Cox, J. Elsworth y J. Leisch, «Power sector resilience planning Guidebook: A self-guided reference for practitioners,» National Renewable Energy Lab, 2019.
- [34] M. Panteli y P. Mancarella, «The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, nº 3, pp. 58-66, 2015.
- [35] Centro de Energía, «Metodología de selección de escenarios energéticos robustos en una planificación energética de largo plazo en el marco del proyecto de ley de transmisión eléctrica,» 2017.

- [36] S. Espinoza, M. Panteli, P. Mancarella y H. Rudnick, «Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards,» *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 352-361, 2016.
- [37] C. Wang, P. Ju, F. Wu, X. Pan y Z. Wang, «A systematic review on power system resilience from the perspective of generation, network, and load,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 167, p. 112567, 2022.
- [38] J. Jasiūnas, P. D. Lund y J. Mikkola, «Energy system resilience – A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, p. 111476, 2021.
- [39] A. M. Stanković, K. L. Tomsovic, F. De Caro, M. Braun, J. H. Chow, N. Čukalevski, I. Dobson, J. Eto, B. Fink, C. Hachmann, D. Hill, C. Ji, J. A. Kavicky, V. Levi, C.-C. Liu, L. Mili y Moreno, «Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, nº 5, pp. 4774-4787, 2023.
- [40] F. Petit, V. Vargas y J. Kavicky, «Grid Modernization: Metrics Analysis (GMLC1.1) – Resilience,» 2020.
- [41] E. Vugrin, A. Castillo y C. Silva-Monroy, «Resilience Metrics for the Electric Power System: A Performance-Based Approach,» Sandia Report, 2017.
- [42] F. Petit, G. Bassett, R. Black, W. Buehring, M. Collins, D. Dickinson, R. Fisher, R. Haffenden, A. Huttenga y M. Klett, «Resilience measurement index: An indicator of critical infrastructure resilience,» Argonne National Lab., 2013.
- [43] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides y N. D. Hatziaargyriou, «Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 6, pp. 4732 - 4742, 2017.
- [44] H. H. Willis y Kathleen Loa, «Measuring the Resilience of Energy Distribution Systems,» RAND Corporation, 2015.
- [45] Comisión Nacional de Energía, «Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional,» 2019.
- [46] Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2021,» 2021.
- [47] GIZ, «Guía para decisores Análisis económico de externalidades ambientales,» 2008.
- [48] National Renewable Energy Laboratory, «Annual Technology Baseline 2020,» 2020.

Anexo B Acrónimos

AEO	: <i>Annual Energy Outlook</i>
BTU	: <i>British Thermal Unit</i>
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
CENS	: Costo de la Energía No Suministrada
CMg	: Costo marginal
CNE	: Comisión Nacional de Energía
CPI	: <i>Consumer Price Index</i>
EIA	: <i>Energy Information Administration</i>
FOB	: <i>Freight On Board</i>
GNL	: Gas Natural Licuado
MEN	: Ministerio de Energía
PELP	: Planificación Energética de Largo Plazo
WTI	: <i>West Texas Intermediate</i>

Anexo C Modelos de proyección de CI Almacenamiento

https://drive.google.com/drive/folders/1bBzyTJ8Ly09yLBpaHrtHqM1IVpVLkg21?usp=drive_link

Anexo D Planillas de proyección de CI Almacenamiento

https://drive.google.com/drive/folders/11RiBsmUuptPgUshxjziRZMZQ9TRU2x7n?usp=drive_link

Anexo E Modelos de proyección de precios de combustibles

https://drive.google.com/drive/folders/12fnreyaxUYMkpx5np6azo-3VX-RqDfQN?usp=drive_link

Anexo F Planilla de proyección de precios de combustibles

https://drive.google.com/drive/folders/1e4aPtj_bSefqIFPd5Fh3MExl0URhSoQO?usp=drive_link

Anexo G Planilla de análisis de curvas MAC

Carpeta en Google Drive:

https://drive.google.com/drive/folders/1xmTdFH8UEciwVmEqQwk423CKwmflxLv?usp=drive_link

Acceso puede ser modificado según restricción del equipo de trabajo del Centro de Energía y/o del Ministerio de Energía. En caso de requerir respaldos o documentos adicionales, contactar a los siguientes correos en conjunto, justificando su requerimiento:

- Vicente Sepúlveda: vsepulveda@centroenergia.cl
- Rubén Guzmán: rguzman@minenergia.cl
- Carlos Toro: ctoro@minenergia.cl

Anexo H Emisiones de GEI sector energía

Industrias de la energía

En la subcategoría industrias de la energía, predominan las emisiones de GEI provenientes de la componente producción de electricidad y calor como actividad principal, tal como se presenta en Figura 9.5. En esta componente participan las centrales térmicas que se basan en la utilización de diversos combustibles fósiles como el carbón, gas natural y diésel.

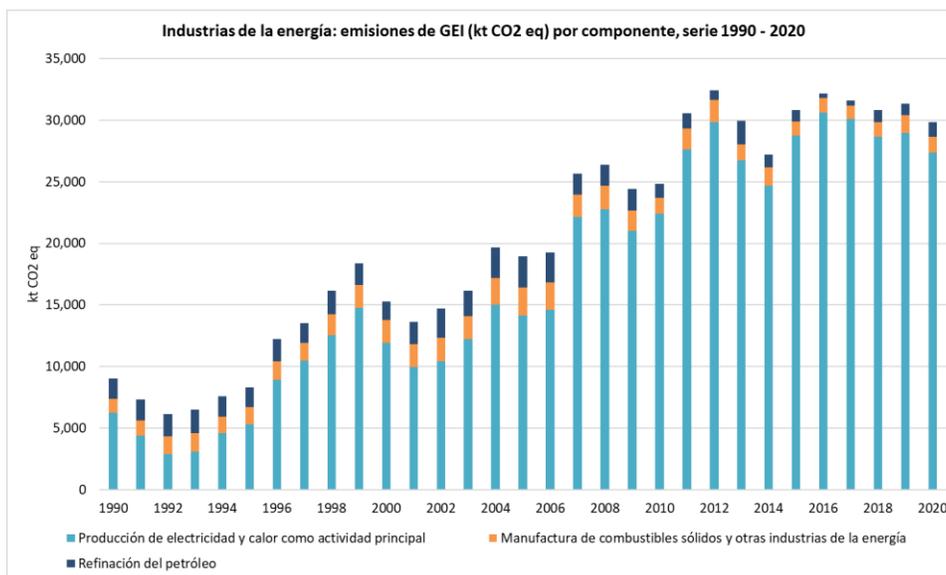


Figura 9.5: Emisiones de GEI por componente de industrias de la energía, INGEI serie 1990-2020.

En Figura 9.6 se presenta adicionalmente al inventario de emisiones GEI, las proyecciones de dos escenarios: uno de referencia y otro que contempla la aplicación de medidas de mitigación propuestas en las NDC. El retiro de las centrales a carbón junto al fomento de energías renovables, y la captura de biogás para generación en rellenos sanitarios, corresponden a medidas de las NDC que explican la reducción de emisiones de GEI. Las emisiones remanentes corresponden a la operación de centrales térmicas a gas y diésel, principalmente.

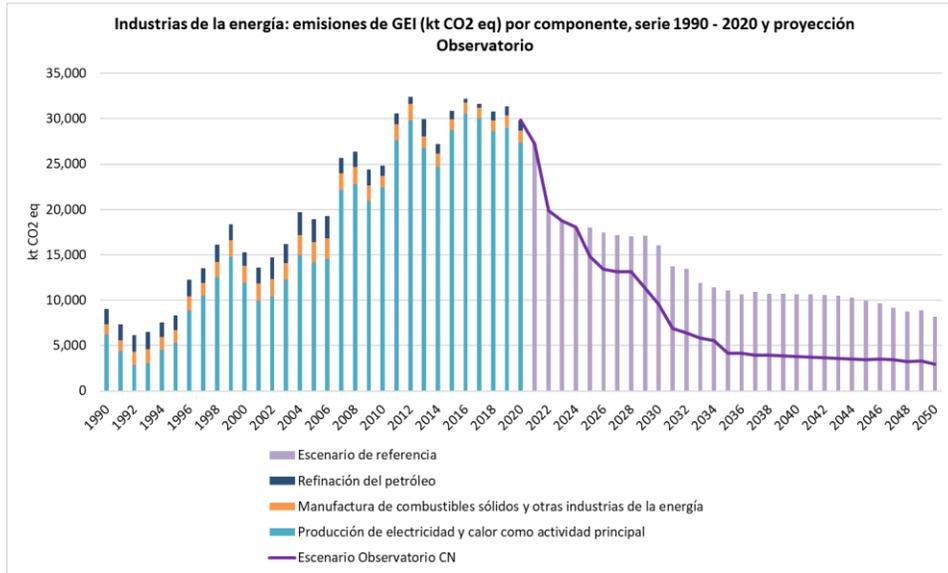


Figura 9.6: Emisiones de GEI por componente de industrias de la energía, INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.

De forma complementaria al análisis anterior, se presenta en Figura 9.7 el consumo calórico del sector electricidad servicio público a partir del BNE, serie 2008 - 2021. Se puede observar un alto consumo de carbón, seguido por gas natural y diésel como principales energéticos del sector. Luego, el retiro de centrales a carbón contribuye en gran medida a la descarbonización, y su completitud se lograría al reemplazar las centrales a gas y diésel por centrales renovables o de almacenamiento, de características operativas similares.

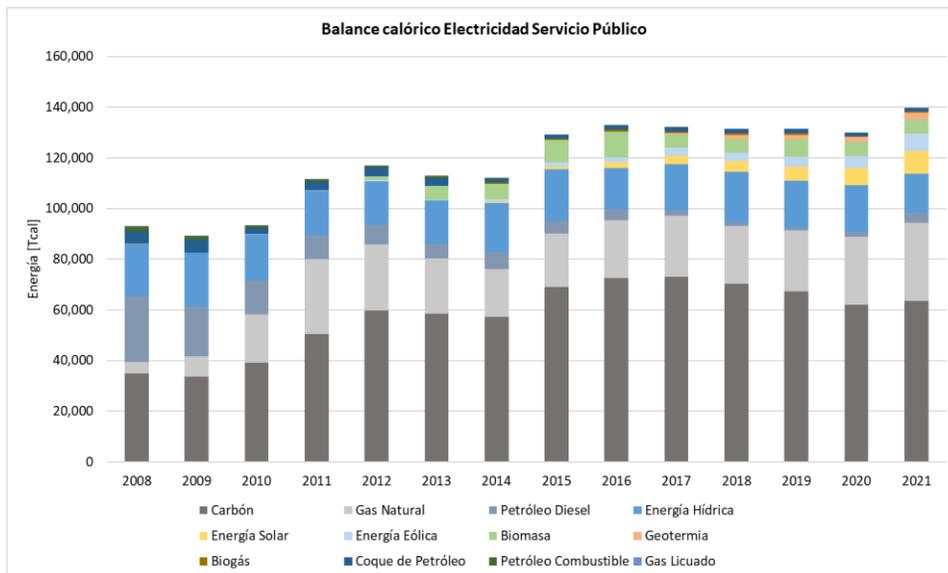


Figura 9.7: Balance calórico del sector electricidad servicio público por energético, BNE serie 2008-2021.

Transporte

En transporte las emisiones de GEI provienen principalmente del transporte terrestre, tal como se observa en Figura 9.8. Se tiene una curva creciente, con un decaimiento el año 2020 producto de la pandemia COVID-19, limitando el movimiento intercomunal y la operación regular de las industrias.

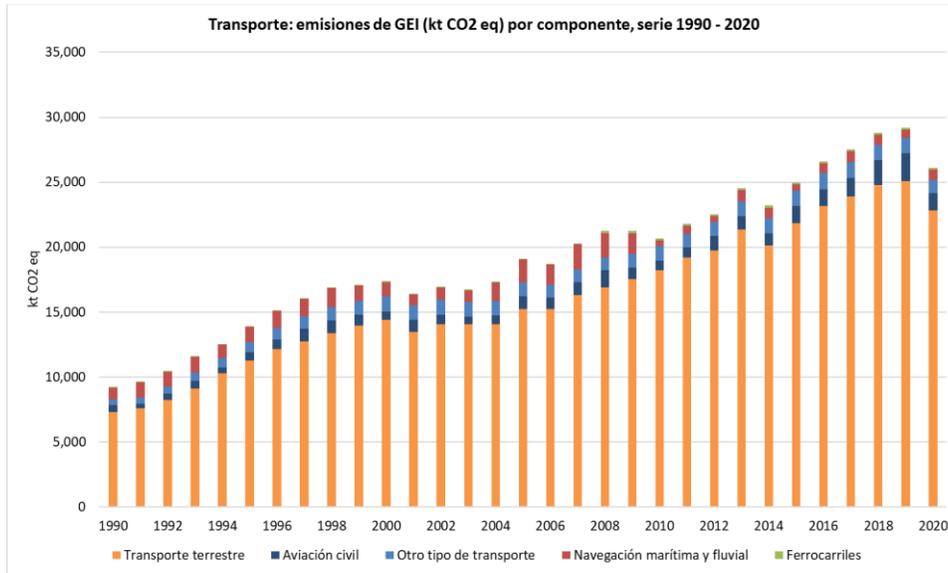


Figura 9.8: Emisiones de GEI por componente del sector transporte, INGEI serie 1990-2020.

Para complementar la información anterior, en Figura 9.9 se presentan las emisiones de GEI por tipo de vehículo, donde automóviles y camiones corresponden a transporte terrestre, y todo terreno junto a transporte por gasoductos corresponden a otros tipos de transporte. Se tiene que automóviles (28,6%), camiones livianos (21%), camiones pesados y buses (37,9%) representan un 87,4% de las emisiones de GEI del sector transporte al año 2020.

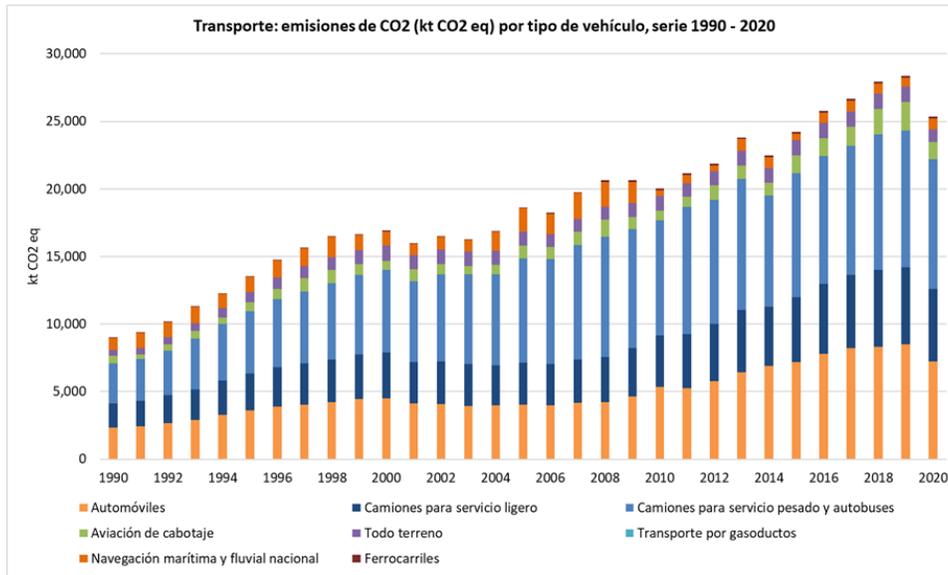


Figura 9.9: Emisiones de GEI por tipo de vehículo del sector transporte, INGEI serie 1990-2020.

La participación del transporte terrestre en el total de emisiones de GEI justifica la aplicación específica de las medidas de mitigación en las NDC. No obstante, tal como se observa en Figura 9.10, estas medidas aplicarían principalmente a mitigar las emisiones de una demanda creciente, llegando a un nivel de emisiones de GEI al año 2050 similar a las emisiones que se tienen en la actualidad.

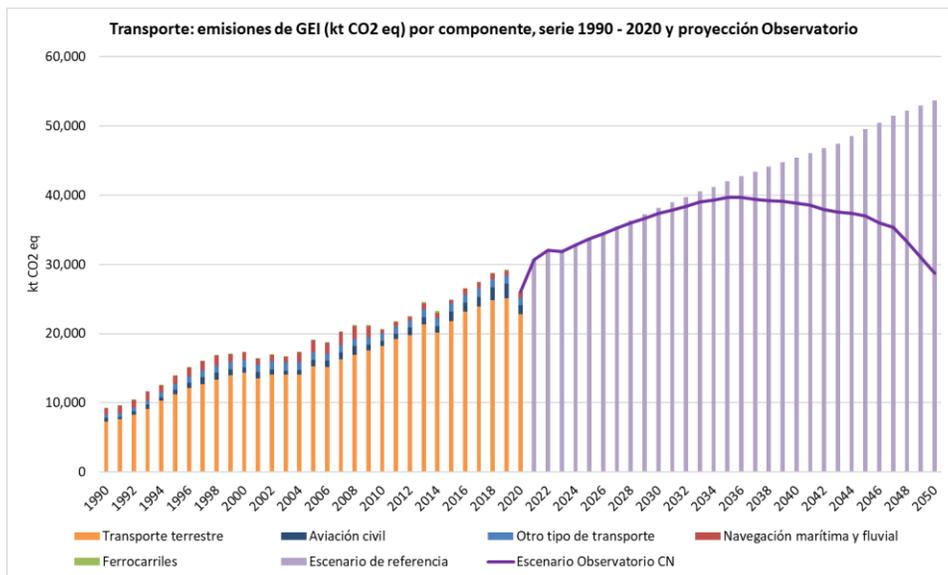


Figura 9.10: Emisiones de GEI por componente del sector transporte, INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.

Por último, en Figura 13 se presenta el consumo energético del sector transporte, donde predomina el consumo de petróleo diésel y gasolina de motor, el cual es posible comparar

con participación de emisiones de los camiones para servicio pesado y autobuses junto a los camiones para servicio ligero, y la participación de emisiones de los automóviles, respectivamente.

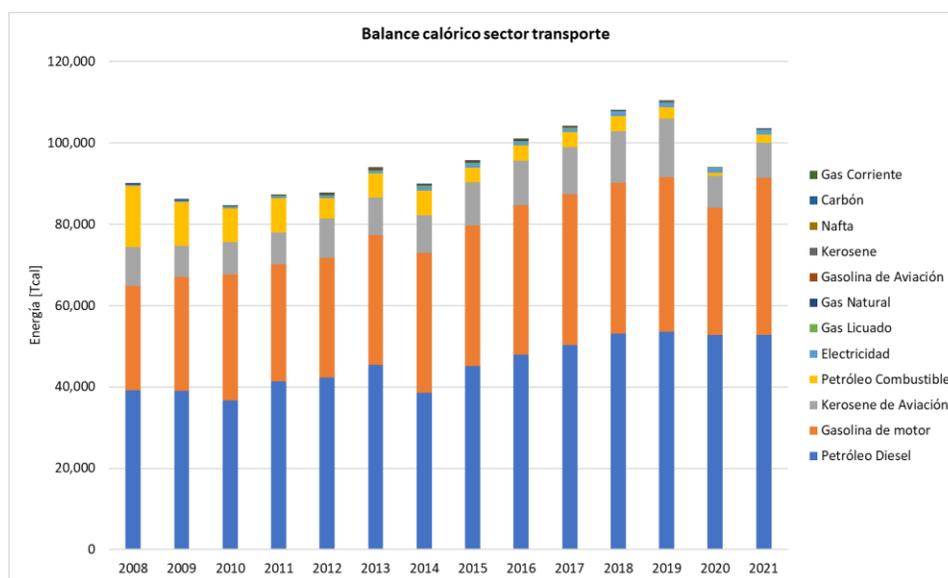


Figura 9.11: Balance calórico del sector transporte, BNE serie 2008-2021.

Industria manufacturera y de la construcción

En industrias manufactureras y de la construcción, las principales componentes emisoras de GEI a partir de la Figura 9.12, corresponden a minería y cantería, e industria no especificada (o industrias varias).

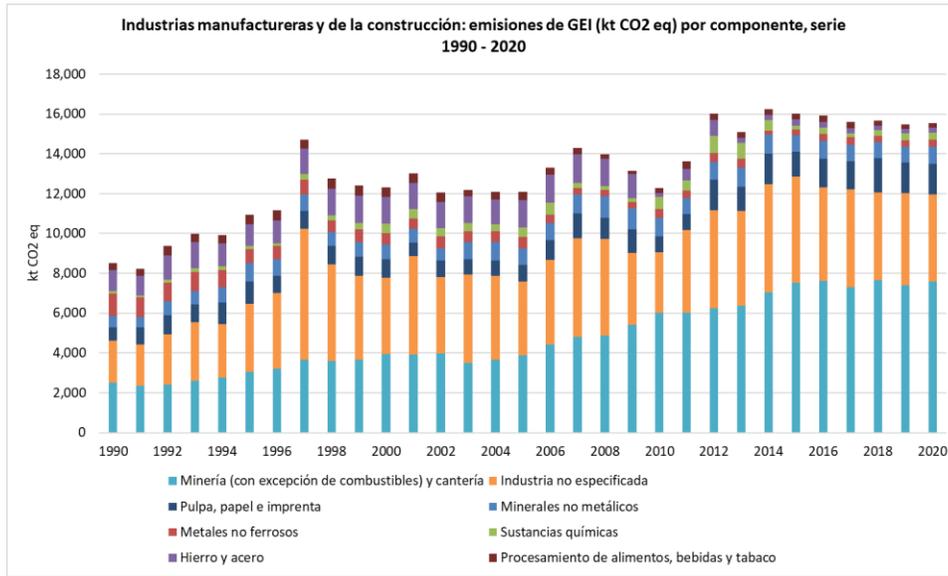


Figura 9.12: Emisiones de GEI por componente de industrias manufactureras y de la construcción, INGEI serie 1990-2020.

A partir de la Figura 9.13, se desprende una reducción de emisiones tal que se lograrían menos emisiones que las actuales al año 2050, producto de la electrificación de procesos, hidrógeno verde, sistemas solares térmicos, eficiencia energética y sistemas de gestión de energía.

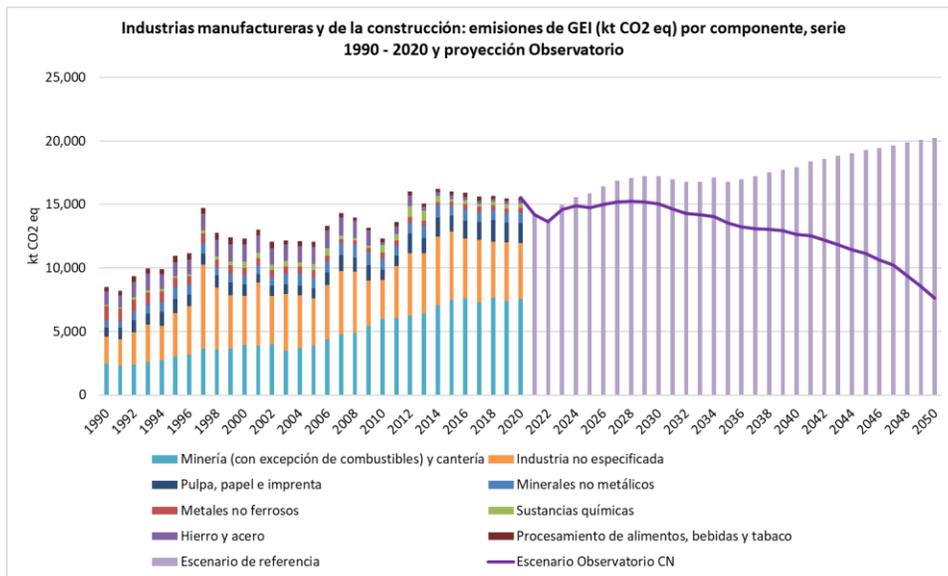


Figura 9.13: Emisiones de GEI por componente de industrias manufactureras y de la construcción, INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.

Cabe destacar que las industrias manufactureras y de la construcción tienen una alta participación de electricidad y biomasa, tal como se presenta en Figura 9.14. En cuanto a participación de combustibles fósiles, predominan los consumos de petróleo diésel y combustible, gas natural y gas licuado.

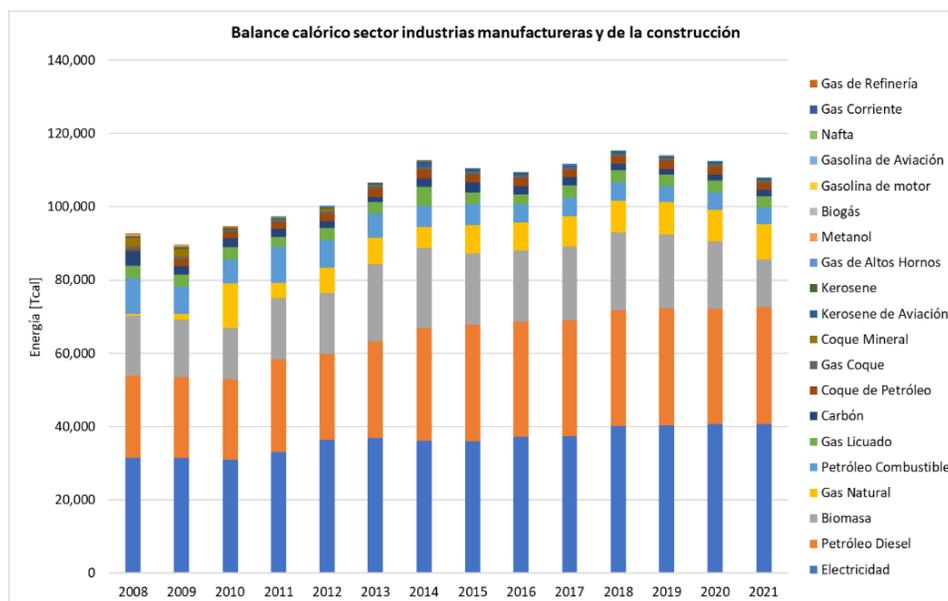


Figura 9.14: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por energético, BNE serie 2008-2021.

Al comparar la Figura 9.14 con la Figura 9.15 presente a continuación, es posible identificar la contribución de los sectores de forma desagregada.

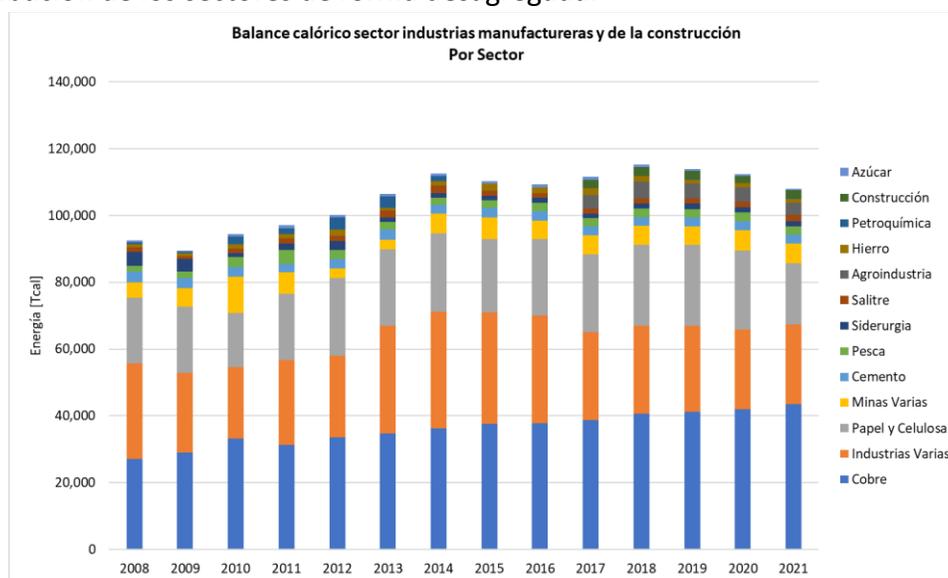


Figura 9.15: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por sector, BNE serie 2008-2021.

Finalmente, se presenta la participación por energéticos de las principales componentes emisoras de GEI: el sector cobre en Figura 9.16, con una participación dividida entre electricidad y petróleo diésel; y el sector industrias varias en Figura 9.17, con una participación diversificada entre distintos energéticos, donde predominan la electricidad, petróleo diésel, gas natural y gas licuado.

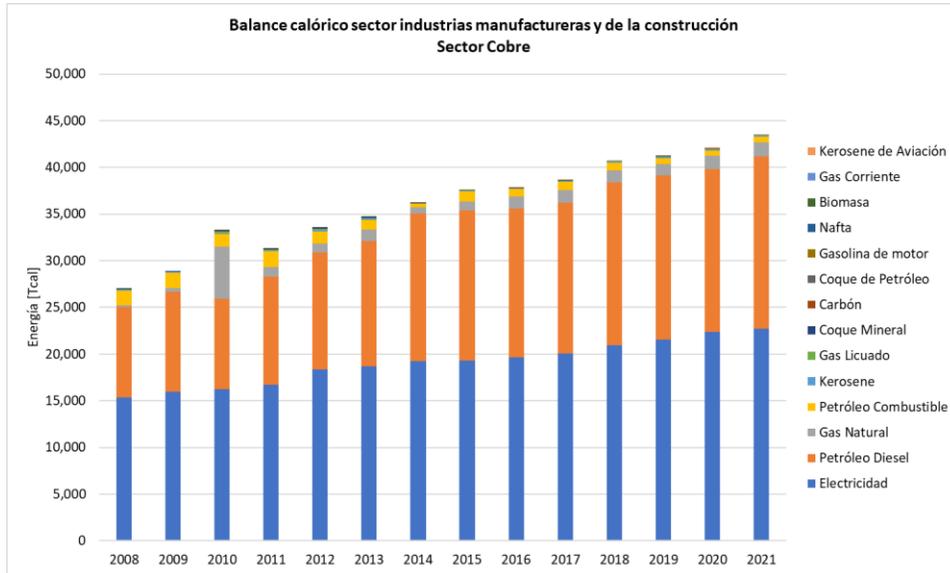


Figura 9.16: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por energético, sector cobre, BNE serie 2008-2021.

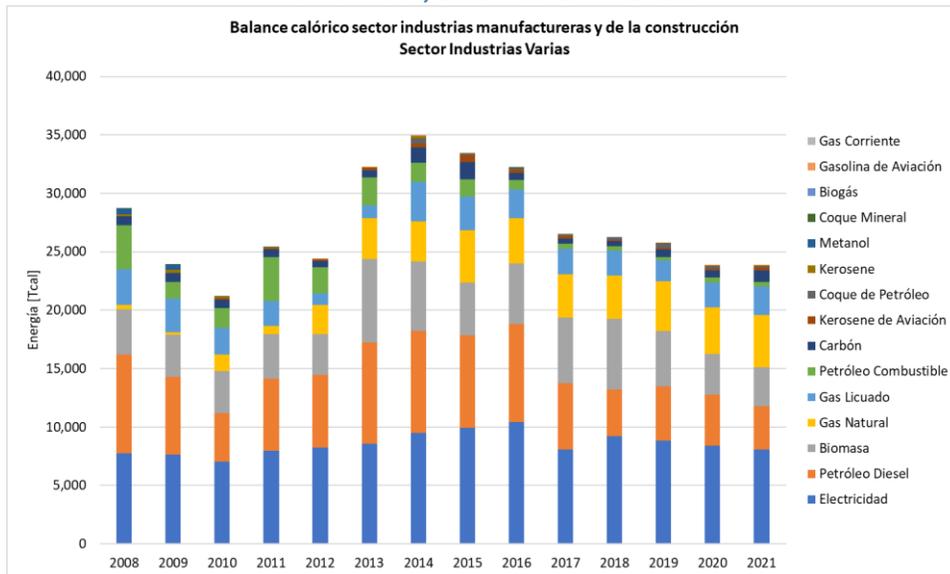


Figura 9.17: Balance calórico de industrias manufactureras y de la construcción por energético, sector industrias varias, BNE serie 2008-2021.

Otros sectores

La subcategoría otros sectores está compuesto por las componentes residencial, comercial/institucional, y agricultura/silvicultura/pesca/piscifactorías. Según se observa en Figura 9.18, la componente residencial presenta la mayor participación de emisiones de GEI, seguido por la componente comercial e institucional.

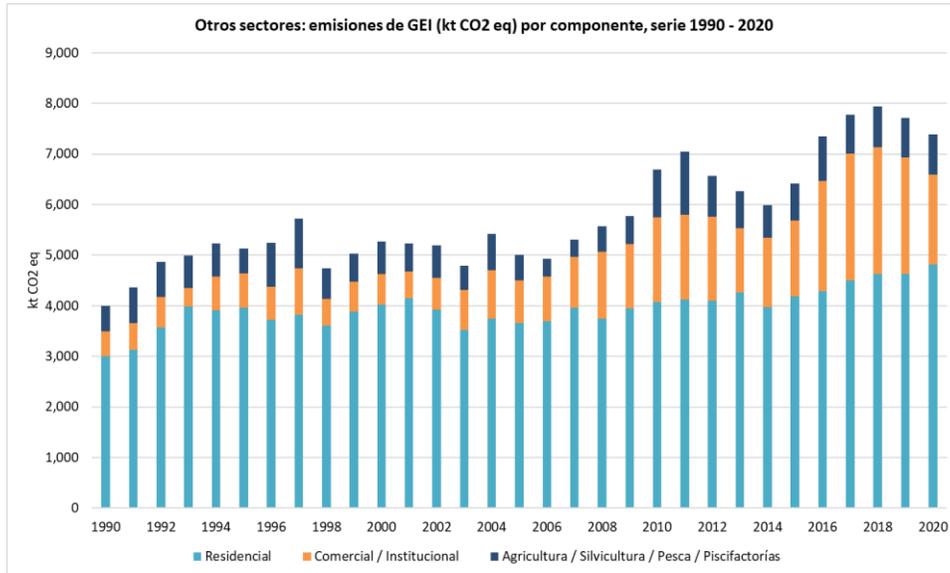


Figura 9.18: Emisiones de GEI por componente de otros sectores, INGEI serie 1990-2020.

Luego, en Figura 9.19 se presentan las proyecciones de dos escenarios: escenario de referencia según las NDC, y escenario con el modelamiento de las medidas de mitigación según el Observatorio de Carbono Neutralidad. Se observa que la reducción de emisiones de GEI permite llegar a un nivel de emisiones similar a la actualidad, considerando un crecimiento sostenido de la demanda.

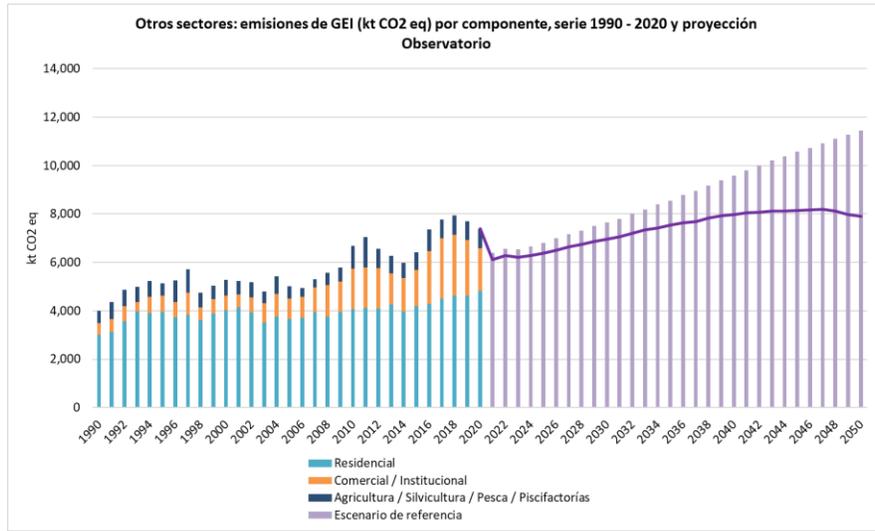


Figura 9.19: Emisiones de GEI por componente otros sectores (residencial, comercial/institucional y otros), INGEI serie 1990-2020 y proyección a partir de Observatorio de Carbono Neutralidad.

A continuación, se presentan los consumos energéticos de los principales sectores emisores: residencial y comercial, en Figura 9.20 y Figura 9.21, respectivamente. Se observa una alta participación de biomasa y electricidad, y, por tanto, las emisiones de GEI se ven reflejadas en los consumos restantes, compuesto por combustibles fósiles como gas licuado, natural, kerosene y petróleo, principalmente.

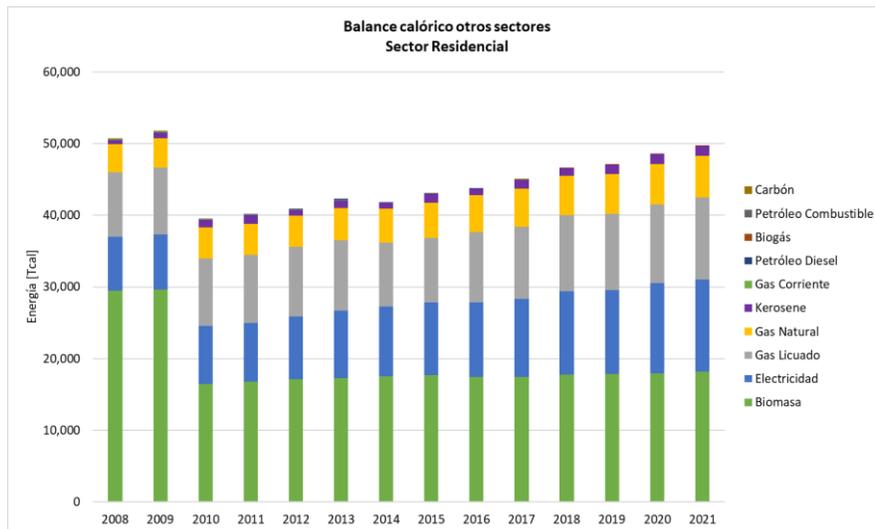


Figura 9.20: Balance calórico del sector residencial por energéticos, BNE serie 2008-2021.

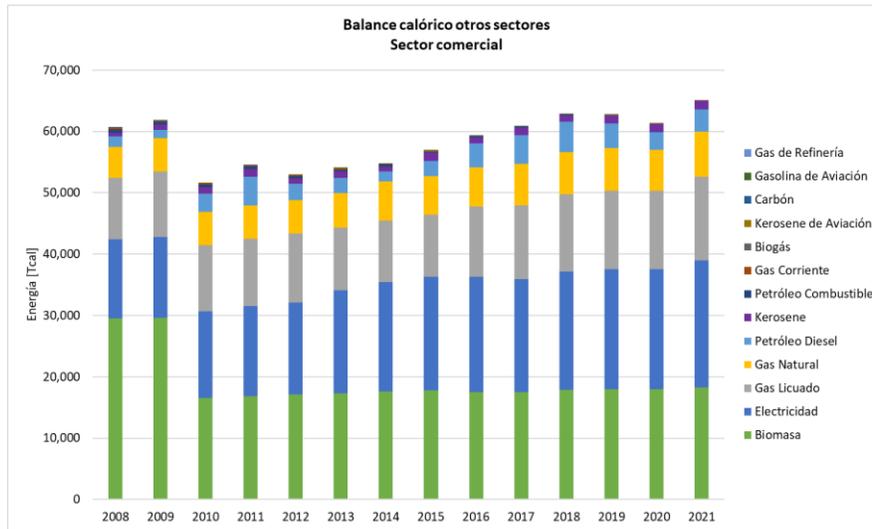


Figura 9.21: Balance calórico del sector comercial por energéticos, BNE serie 2008-2021.

Al comparar las proyecciones de emisiones con los consumos históricos, se tiene que:

- La reducción de emisiones en los sectores transporte y CPR consiste principalmente en mitigar el efecto equivalente a la demanda nueva, ya que se lograrían niveles de emisiones al año 2050 similares a los actuales.
- La reducción de emisiones del sector industria y minería es un tanto más ambicioso que los anteriores, requiriendo por tanto una transformación de procesos existentes a tecnologías bajas o nulas en emisiones.
- Por último, el sector generación eléctrica es el más ambicioso en cuanto a reducción de emisiones, principalmente por el retiro de centrales a carbón y fomento a las energías renovables.

Finalmente, el levantamiento de información propuesto permite reconocer niveles de emisión de cada sector, principales energéticos utilizados y cuál es la magnitud de la reducción de emisiones que se espera obtener con las actuales medidas de mitigación propuestas en la última NDC (2020).

Anexo I Medidas de mitigación de emisiones de GEI en el 4to reporte bienal de Noruega

Tabla 9.7: Medidas de mitigación de emisiones de GEI de Noruega [2].

Sector	Medida	Descripción
--------	--------	-------------

Agricultura	Prácticas Agrícolas Amigables con el Clima	Promoción de prácticas agrícolas que reduzcan las emisiones y mejoren la captura de carbono.
Captura y Almacenamiento de Carbono	Proyectos de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)	Proyectos destinados a capturar y almacenar emisiones de CO ₂ de procesos industriales.
Energía	Uso prohibido de petróleo mineral para calefacción de edificios	Desde 2020, está prohibido el uso de petróleo mineral para calefacción en edificios residenciales, públicos y comerciales, con excepciones para ciertos edificios agrícolas y hospitales hasta 2025.
Energía	Reducción de emisiones del transporte marítimo	Se estima que aproximadamente un tercio de los transbordadores en Noruega tendrán baterías instaladas para fines de 2021, con el objetivo de reducir las emisiones de CO ₂ en 600,000 toneladas anuales comparado con 2015.
Energía	20% de biocombustibles en el transporte en 2020	La obligación de cuota de biocombustibles ha aumentado, alcanzando el 20% en 2020, incluyendo el doble conteo de biocombustibles avanzados.
Industria Manufacturera y Procesos Industriales	Mejoras en la Eficiencia Energética	Medidas para mejorar la eficiencia energética en procesos industriales y de manufactura.
Industrias de Energía y Transformación	Incremento de Producción de Energía Renovable	Políticas para aumentar la producción y el uso de fuentes de energía renovable.
Residuos	Recogida de Metano en Vertederos	Requisitos para recoger y utilizar las emisiones de metano de los vertederos.
Sector Petrolero	Impuesto al CO ₂ en Actividades Petroleras	Un impuesto específico sobre las emisiones de CO ₂ de la extracción de petróleo en la plataforma continental.
Transporte	Mandato de Biocombustibles	Mandatos que requieren un cierto porcentaje de biocombustibles en el combustible de transporte.

Transporte	Mejora del Transporte Público	Inversiones y mejoras en los sistemas de transporte público para reducir las emisiones de vehículos privados.
Transporte	Normas de Emisión para Vehículos	Regulaciones que establecen estándares de emisión para vehículos para reducir su impacto ambiental.
Transporte	Incentivos fiscales para vehículos eléctricos	Los vehículos eléctricos están exentos del impuesto de registro de vehículos, del impuesto de seguro de tráfico y del IVA. También tienen acceso gratuito a carriles bus, tarifas de peaje y tarifas reducidas en transbordadores.
Transporte	75% de ventas de vehículos eléctricos en 2030	Se proyecta que las ventas de vehículos eléctricos aumentarán del 16% en 2016 al 75% de las ventas totales de autos nuevos en 2030.
Transporte	50% de ventas de furgonetas eléctricas en 2030	Se espera que la participación de furgonetas eléctricas en las ventas de nuevas furgonetas en 2030 sea la mitad de la de los autos de pasajeros.
Transporte	Flota de transbordadores de cero emisiones	Para 2021, un tercio de los transbordadores que operan en rutas nacionales tendrán baterías instaladas. Se espera que dos tercios de las rutas de transbordadores para automóviles nacionales sean posibles de operar con electricidad para 2030.
Transporte	Cero crecimiento en el tráfico de pasajeros	El objetivo de cero crecimiento en el tráfico de pasajeros en las principales áreas urbanas se alcanzará mediante el uso de transporte público, ciclismo y caminata.
Transporte	Incentivos para Vehículos Eléctricos	Incentivos financieros y apoyo a la infraestructura para vehículos eléctricos.
Transversal	Fondo Noruego de Energía (Enova)	Financiamiento y apoyo para proyectos que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y promuevan la eficiencia energética.
Transversal	Ley de Control de la Contaminación	Regulaciones para controlar la contaminación, incluidos los gases de efecto invernadero, con sanciones por incumplimiento.

Transversal	Sistema de Comercio de Emisiones (ETS)	Un sistema de límite y comercio donde las asignaciones de emisiones se pueden negociar entre empresas.
Transversal	Impuesto al CO2	Un impuesto sobre las emisiones de CO2 destinado a incentivar la reducción de gases de efecto invernadero.
Uso de Suelo, Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura	Gestión Forestal	Prácticas de gestión para mejorar la captura de carbono en los bosques y reducir las emisiones por deforestación.