

REF.: Aprueba Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2025.

SANTIAGO, 31 de marzo de 2026

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 160/2026

VISTOS:

- a)** Lo establecido en el artículo 9º letra h) del D.L. Nº 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley Nº 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b)** Lo establecido en el D.F.L. Nº 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c)** Lo dispuesto en la Ley Nº 20.936, de 2016, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Ley Nº 20.936";
- d)** Lo establecido en la Ley Nº 21.721, de 2024, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transmisión eléctrica;
- e)** Lo establecido en la Ley Nº 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado, en adelante, "Ley Nº 19.880";
- f)** Lo establecido en el Decreto Supremo Nº 37 del Ministerio de Energía, de 06 de mayo de 2019, publicado en el Diario Oficial el 25 de mayo de 2021, que "Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión", en adelante, "Reglamento";
- g)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta Nº 594, de 25 de septiembre de 2025, que "Establece listado refundido de participantes y usuarios e instituciones interesadas que constituye el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la

Transmisión y de Obras Necesarias y Urgentes del artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, ambos correspondientes al año 2025”, en adelante, “Resolución Exenta N° 594”;

- h)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 43 de la Comisión, 27 de enero de 2026, que “Aprueba Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2025”; en adelante, “Resolución Exenta N° 43”;
- i)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 73 de la Comisión, de 9 de febrero de 2026, que “Prorroga plazo establecido en el inciso quinto del artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos para la presentación de observaciones en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2025, por los motivos que indica”, en adelante, la “Resolución Exenta N° 73”;
- j)** Las observaciones presentadas al Informe Técnico Preliminar indicado en el visto h) precedente, por parte de los participantes, usuarios e instituciones interesadas inscritos en el Registro de Participación Ciudadana singularizado en el visto g);
- k)** Lo dispuesto en el Decreto Supremo RA N° 166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- l)** Lo señalado en la Resolución N° 36, de 19 de diciembre 2024, de la Contraloría General de la República, que “Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón”.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que, anualmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar los criterios y cumplir con los objetivos señalados en el mismo artículo;
- 2) Que, en conformidad a lo anterior y a lo establecido en el inciso quinto del artículo 91° de la Ley, la Comisión emitió el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2025, que fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 43 de la Comisión, de 27 de enero de 2026;
- 3) Que, dentro del plazo establecido al efecto en el mismo inciso quinto del artículo 91° de la Ley, prorrogado en conformidad con la Resolución Exenta N° 73, los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritos en el Registro de Participación Ciudadana correspondiente al proceso de planificación 2025 presentaron sus observaciones al Informe Técnico Preliminar, las que fueron aceptadas o rechazadas fundadamente en el Informe Técnico Final a que se refiere el considerando siguiente; y
- 4) Que, habiéndose dado cumplimiento a las etapas pertinentes del proceso de planificación de la transmisión establecidas en la normativa legal y reglamentaria respectiva, corresponde que esta Comisión, en conformidad con lo establecido en el inciso sexto del artículo 91° de la Ley y en el artículo 112° del Reglamento, emita el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2025.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el “**Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2025**”, que se entiende formar parte de la presente resolución exenta para todos los efectos legales, junto con todos sus antecedentes de respaldo, anexos y bases de datos.

ARTÍCULO SEGUNDO: Publíquese el Informe Técnico Final que se aprueba conforme al artículo precedente en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl, junto con todos sus antecedentes de respaldo, anexos y bases de datos, los cuales forman parte integrante del mismo para todos los efectos legales, de acuerdo con lo establecido en el artículo primero de la presente resolución.

ARTÍCULO TERCERO: Notifíquese la presente resolución mediante correo electrónico a los participantes y usuarios e instituciones interesadas debidamente inscritos en el Registro de Participación Ciudadana establecido en la Resolución Exenta N° 594, de 25 de septiembre de 2025, quienes podrán presentar sus discrepancias al Informe Técnico Final ante el Panel de Expertos dentro del plazo de quince días hábiles a contar de la comunicación del referido informe, de acuerdo con lo establecido en el inciso séptimo del artículo 91° de la Ley y en el artículo 113° del Reglamento.

Anótese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DZO/LZG/PMP/FVB/LAN

Distribución:

- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Secretaría Ejecutiva CNE
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE



INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2025

Marzo de 2026

ÍNDICE

1	Introducción	6
2	Resumen Ejecutivo	9
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	10
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	10
3.1.1	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	10
3.1.2	Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT).....	11
3.2	OBRAS NUEVAS.....	12
3.2.1	Nueva S/E Isabel Riquelme	12
3.2.2	Nueva S/E Yutreco	14
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	16
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	16
	Sistema C.....	16
4.1.1	Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas.....	16
4.1.2	Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento – Casablanca	17
	Sistema D	18
4.1.3	Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)	18
4.1.4	Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)	20
4.1.5	Ampliación en S/E Lo Prado (NTR ATAT)	20
	Sistema E.....	21
4.1.6	Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)	22
4.1.7	Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT).....	23
	Sistema F.....	23
4.1.8	Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)	24
4.1.9	Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT).....	25
4.1.10	Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno – Remehue.....	26
4.1.11	Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT).....	26
4.1.12	Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento	27
4.1.13	Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT).....	27
4.1.14	Aumento capacidad Línea 1x110 kV Chonchi – Quellón	28
4.2	OBRAS NUEVAS.....	30
	Sistema B.....	30

4.2.1	Nueva S/E Pichidangui	30
	Sistema D	32
4.2.2	Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme	32
	Sistema E.....	33
4.2.3	Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén	34
	Sistema F.....	35
4.2.4	Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue.....	36
5	Modificación de Obras Establecidas en Planes de Expansión Anteriores	38
5.1	DECRETO 13/2025	38
5.1.1	Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli.....	38
5.2	DECRETO 198/2019	42
5.2.1	Ampliación en S/E Nirivilo	42
5.3	DECRETO 293/2018, DECRETO 4/2019 Y DECRETO 198/2019.....	43
5.3.1	Ampliación en S/E El Manzano (Decreto 293/2018), Ampliación en S/E La Esperanza (Decreto 293/2018), Nueva LT 1x66 kV La Esperanza – El Manzano (Decreto 4/2019) y Ampliación en S/E El Manzano (Decreto 198/2019).	43
5.4	DECRETO 418/2017	44
5.4.1	Ampliación en S/E La Esperanza	44
5.4.2	Ampliación en S/E Nancagua.....	44
5.5	DECRETO 418/2017 Y DECRETO 293/2018.....	45
5.5.1	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (Decreto 418/2017) y Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (Decreto 293/2018)	45
5.5.2	Ampliación en S/E Paniahue (Decreto 418/2017) y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo (Decreto 293/2018)	46
6	Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión	48
7	Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión	50
7.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	50
7.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	50
7.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	51
7.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	51
7.3.2	Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	54
7.3.3	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	59
7.3.4	Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión	63
7.3.5	Proyección de Precios de Combustibles	74



7.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas	76
7.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	84
7.3.8	Costos de Falla	86
7.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	87
7.3.10	Análisis de Operación Futura.....	87
7.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	92
7.4.1	Etapa de Análisis Preliminar	93
7.4.2	Etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto.....	93
7.4.3	Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional.....	95
7.4.4	Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio	96
7.4.5	Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos.....	99
7.4.6	Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos	101
7.4.7	Etapa de Análisis de Resiliencia	103
7.4.8	Etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común	106
7.4.9	Etapa de Conformación del Plan de Expansión	108
8	Evaluación de los Proyectos y Resultados.....	109
8.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	109
8.1.1	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	109
8.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	117
8.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA	117
	Sistema zonal B	117
8.3.1	Nueva S/E Pichidangui	117
	Sistema zonal C	120
8.3.2	Apoyo Casablanca.....	120
	Sistema zonal D.....	125
8.3.3	Ampliación en S/E Lo Boza 12 kV.....	125
8.3.4	Ampliación en S/E San José	127
8.3.5	Nueva S/E Isabel Riquelme	130
8.3.6	Ampliación S/E Lo Prado 110/44 kV	145
	Sistema zonal E	146
8.3.7	Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)	146
8.3.8	Apoyo a Teodoro Schmidt	147
	Sistema zonal F	152
8.3.9	Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)	152
8.3.10	Apoyo a Osorno	154

8.3.11	Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT).....	157
8.3.12	Ampliación de línea 1x110 kV Chonchi – Quellón	159
8.4	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	162
8.4.1	Shock de Precios de Combustibles	163
8.4.2	Hidrologías Extremas	164
8.5	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO	166
8.6	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	166
9	Valorización de las Obras de Expansión.....	168
9.1	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	169
9.2	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	170
9.3	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	174
9.4	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	175
10	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	179
11	Anexo 2: Metodología de Valorización de Proyectos	180
12	Anexo 3: Siglas Utilizadas en el Presente Informe.....	181
13	Anexo 4: Marco de Referencia para la incorporación de Resiliencia en la Planificación de la Transmisión	182
14	Anexo 5: Ingeniería Conceptual de los Proyectos.....	183

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 87° del DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente la “Ley”, “LGSE” o “Ley General de Servicios Eléctricos”, anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que debe considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Dicha planificación debe abarcar las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

Asimismo, de acuerdo con el inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la Planificación Energética de Largo Plazo, en adelante “PELP”, que desarrolla el Ministerio de Energía, a la cual se refiere el artículo 83° de la misma Ley, y que actualmente se encuentra contenida en el Decreto Exento N° 203, el cual fue promulgado el 31 de julio de 2025 y publicado en el Diario Oficial el 21 de agosto de 2025. Dicho decreto, aprobó la PELP para el periodo 2023 – 2027, instrumento que no ha sido actualizado a la fecha de publicación de este informe.

Además, el mismo inciso segundo del artículo 87° de la Ley señala que la planificación de la transmisión debe considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el Sistema Eléctrico.

Luego, el referido inciso segundo del artículo 87°, establece que el proceso de planificación de la transmisión debe realizarse considerando los siguientes criterios:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Adicionalmente, de acuerdo al inciso tercero del artículo 87° de la Ley, el proceso de planificación de la transmisión deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética que proporcione el Ministerio de Energía en

coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente. Para el presente proceso de planificación, dicho informe fue remitido por el Ministerio de Energía mediante Oficio ORD. N° 388, del 20 de marzo de 2025.

Finalmente, el artículo 87° de la Ley, en su inciso final, concluye señalando que la planificación de la transmisión podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto aquello permita dar cumplimiento a los objetivos señalados en el referido artículo 87°. Puntualiza la Ley que estas expansiones no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y que deberán considerarse los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de estas. Por último, se establece que las instalaciones de transmisión dedicada existentes que son intervenidas con las obras de expansión cambiarán su calificación, y pasarán a integrar uno de los respectivos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley, a saber, los decretos de expansión de la transmisión. En el presente informe se especifican las obras de expansión que intervienen instalaciones de transmisión dedicadas.

Por otra parte, el artículo 91° de la Ley establece el procedimiento según el cual se debe realizar la planificación de la transmisión, señalando las distintas instancias de éste. En particular, el inciso primero de este artículo dispone que, dentro de los primeros quince días de cada año, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente, “Coordinador”, deberá enviar a la Comisión una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que debe cumplir con lo establecido en el artículo 87° de la Ley, y que puede además incluir las propuestas presentadas por promotores. Dicha propuesta fue debidamente presentada por el Coordinador en el presente proceso de planificación.

Por su parte, el inciso segundo del mismo artículo 91° establece que la Comisión debe convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, lo que también se llevó a cabo en el presente proceso.

El proceso de planificación de la transmisión, en cuanto al procedimiento y metodología aplicable, se encuentra regulado además a nivel reglamentario en el Decreto N° 37 del Ministerio de Energía, de 06 de mayo de 2019, publicado en el Diario Oficial el 25 de mayo de 2021, que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, en adelante, “Reglamento de Planificación” o “Reglamento”. Dado lo anterior, el proceso de planificación correspondiente al año 2025 se realizó íntegramente con arreglo a dicho reglamento.

En el mismo reglamento antes citado se establecen las normas relativas al registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley. De este modo, la actualización del registro ya constituido para los procesos de planificación anteriores se realizó de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento.

Por otra parte, el presente proceso de planificación de la transmisión tuvo en consideración los resultados del Proceso de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el

Período 2024-2027, cuyo informe definitivo fue aprobado mediante Resolución Exenta de la CNE N° 460, de fecha 30 de agosto de 2024. Asimismo, se tuvieron en consideración las resoluciones que, según lo establecido en el artículo 9 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión¹, mensualmente emite la Comisión con la calificación de las instalaciones que entran en operación y aquellas instalaciones dedicadas que son intervenidas con obras de expansión cuya calificación cambia producto de ello.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley, así como en las demás disposiciones previamente citadas, a continuación, se presenta el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2025.

¹ Aprobado mediante Decreto N° 10 del Ministerio de Energía, de 01 de febrero de 2019, publicado en el Diario Oficial el 13 de junio de 2020.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este Informe Técnico Final consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2025, dando así cumplimiento a lo establecido en los artículos 87° y 91° de la Ley.

Para la elaboración del presente informe se consideraron las propuestas presentadas por los promotores de proyectos de expansión de la transmisión dentro del plazo establecido al efecto, y los informes enviados por el Coordinador con su propuesta de expansión, de acuerdo con lo establecido en el artículo 91° de la Ley.

Además, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología establecida en el Reglamento de Planificación, y en consideración a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de planificación de la transmisión.

El presente Informe Técnico Final contiene un listado de obras de expansión del sistema de transmisión nacional y zonal. Dentro de estos listados se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

El presente plan de expansión contiene un total de 22 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 312 millones.

En el caso del sistema de transmisión nacional, se presentan un total de 4 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 90,1 millones, de las cuales 2 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 46,4 millones aproximadamente, y 2 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 43,7 millones aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 18 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 222 millones, de las cuales 14 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 94,1 millones aproximadamente, y 4 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 127,9 millones aproximadamente.

Por otro lado, el artículo 3 del Decreto Exento N° 203 del 31 de julio de 2025, que aprobó la PELP para el periodo 2023 – 2027, identificó y definió zonas para Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (en adelante, “PDGE”) en las provincias de Antofagasta y Tocopilla, Región de Antofagasta. Sin perjuicio de lo anterior, este Informe Técnico Final no incorpora obras de expansión para Polos de Desarrollo.

Finalmente, se estima que las obras nuevas contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre del 2028. Por otro lado, se estima que las obras de ampliación contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre del 2029.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro se presentan las obras de ampliación necesarias para el Sistema de Transmisión Nacional, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 3-1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
1	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	48	38.006.566	39	11	Transec S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)	48	8.356.215	26	14	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 1,79% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.

3.1.1 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo equipamiento STATCOM de ± 400 MVar en el patio de 500 kV de la subestación Polpaico. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, en tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de compensación reactiva y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.2 Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 110 kV en la subestación Seccionadora Río Toltén, en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador asociado a la obra “Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)”, la construcción de un paño acoplador de barras, la construcción de un paño seccionador, la conexión de la línea asociada al proyecto “Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que una de estas posiciones quedará reservada para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.2.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)” individualizada en el numeral 4.1.7 del presente Informe.

3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas necesarias para el Sistema de Transmisión Nacional, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 3-2: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
1	Nueva S/E Isabel Riquelme	60	22.965.465	31	12	Obligatoria
2	Nueva S/E Yutreco	54	20.741.540	28	13	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 1,79% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de las obras nuevas del Sistema de Transmisión Nacional.

3.2.1 Nueva S/E Isabel Riquelme

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Isabel Riquelme, mediante el seccionamiento de las líneas 1x220 kV Chena – Cerro Navia y 1x220 kV Chena – Neptuno, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV y 110 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de las líneas antes mencionadas en la subestación Isabel Riquelme, manteniendo al menos las características técnicas de las líneas que se seccionan.

La configuración del patio de 220 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 1.500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cinco diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Chena – Cerro Navia, la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Chena – Neptuno, la conexión de dos bancos de transformadores 220/110 kV establecidos en el proyecto “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta

descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Por su parte, la configuración del patio de 110 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 600 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cinco diagonales, de manera de permitir la conexión de los dos bancos de transformadores 220/110 kV mencionados anteriormente, la conexión del seccionamiento de la línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia establecido en el proyecto “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme”, la conexión de un banco de condensadores y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Junto con lo anterior, el proyecto considera la instalación de un banco de condensadores en el patio de 110 kV de la subestación Isabel Riquelme de al menos 80 MVAR, con su respectivo paño de conexión.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 5 km respecto del Tap Off Pajaritos.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

3.2.1.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme”, individualizada en el numeral 4.2.2 del presente Informe.

3.2.2 Nueva S/E Yutreco

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Yutreco, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Rahue, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV y 66 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Yutreco, manteniendo al menos las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cinco diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Rahue, la conexión de un transformador 220/66 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que una de estas posiciones, contigua al transformador 220/66 kV, quedará reservada para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal seccionada con barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión de un transformador 220/66 kV, la conexión de la nueva línea asociada al proyecto “Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue”, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que una de estas posiciones quedará reservada para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 3 km al norte de la subestación Rahue, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Rahue, dentro de un radio de 3 km respecto a ese punto.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

3.2.2.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue”, individualizada en el numeral 4.2.4 del presente Informe.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA C

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema C de Transmisión Zonal, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-1: Obras de Ampliación del Sistema C.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
1	Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas	48	10.286.476	30	12	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
2	Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento - Casablanca	30	2.664.508	35	13	Chilquinta Transmisión S.A.	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para estas obras como el 4,70% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal C.

4.1.1 Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Las Dichas mediante la instalación de un nuevo transformador 66/12 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal con barra de transferencia, en tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador antes mencionado a las barras ampliadas y la conexión de los paños asociados al seccionamiento de la línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca.

Además, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio en 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, seis paños para alimentadores y el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

Junto con lo anterior, el proyecto considera realizar el seccionamiento de la línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en el patio de 66 kV de la subestación Las Dichas, mediante la instalación de los respectivos paños de línea y la construcción de los enlaces que corresponda, los cuales deberán contar con una capacidad de transmisión de, al menos, 60 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2 Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento – Casablanca

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca en el tramo comprendido entre la subestación Casablanca y los puntos de seccionamiento de ambos circuitos de la línea hacia subestación Las Dichas, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 60 MVA por circuito a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado en subestación Casablanca que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas”, individualizada en el numeral 4.1.1 del presente Informe.

SISTEMA D

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema D de Transmisión Zonal, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-2: Obras de Ampliación del Sistema D.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
3	Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)	42	10.296.472	32	11	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)	36	8.922.738	34	11	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Lo Prado (NTR ATAT)	42	9.908.079	30	12	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para estas obras como el 2,11% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal D.

4.1.3 Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Lo Boza mediante el reemplazo de los transformadores N° 1 y N° 2 de 110/12,5 kV y 25 MVA cada uno, por dos nuevos equipos de transformación 110/12,5 kV y, al menos, 50 MVA de capacidad cada uno, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de cuatro paños para alimentadores en la sección de barra N° 1 del patio de 12 kV y cuatro paños para alimentadores en la sección de barra N° 2 de dicho patio, considerando una configuración del tipo barra principal con barra auxiliar.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar los paños de 110 kV asociados a los transformadores N° 1, N° 2 y N° 4 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.3.2 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra del Sistema de Transmisión Zonal descrita en el presente numeral. De acuerdo con lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

A su vez, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 96° del Reglamento de Planificación, para efectos de lo señalado en el párrafo precedente, la Comisión deberá señalar los tramos de las instalaciones dedicadas intervenidas que cambiarán su calificación, considerándose para ello solo aquellos tramos de transporte que cambien la naturaleza de su uso y que permitan la conexión de las Obras de Expansión hacia los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal o para Polos de Desarrollo.

De acuerdo con lo anterior, se señalan a continuación los tramos de transporte dedicados intervenidos por la obra de expansión y los nuevos tramos de transporte generados con sus respectivas calificaciones.

Tabla 4-3: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT).

Instalación	Tramo asociado	Propietario
Transformadores N° 1 y N°2 110/12 kV S/E Lo Boza	Lo Boza 110->Lo Boza 012	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.

Tabla 4-4: Tramos de transporte que cambian su calificación por el proyecto Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT).

Tramo de transporte	Calificación
Lo Boza 110->Lo Boza 012	Zonal D

4.1.4 Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación San José mediante el reemplazo del actual transformador N° 1 de 110/12,5 kV y 22,4 MVA y el actual transformador N°2 de 110/13,2 kV y 25 MVA, por nuevos equipos de transformación 110/12,5 kV y al menos 50 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 12,5 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, ocho paños para alimentadores, dos paños de conexión para el reemplazo del transformador N°1 a la barra principal y a la barra auxiliar respectivamente y tres paños de interconexión con las barras de media tensión existentes. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar los paños de 110 kV asociados a los transformadores N° 1 y N° 2 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.5 Ampliación en S/E Lo Prado (NTR ATAT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Lo Prado mediante la instalación de un nuevo transformador 110/44 kV de, al menos, 28 MVA de capacidad con

Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio de 110 kV, en configuración barra principal seccionada, el cual deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado, la conexión del transformador existente, la conexión del paño asociado a la línea 1x110 kV Tap Lo Prado – Lo Prado, la construcción de un paño seccionador de barras, la conexión de un banco de condensadores y la conexión de un nuevo proyecto en la zona, considerando que dicha posición quedará reservada para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión.

Además, el proyecto incluye la construcción de un nuevo paño en configuración barra simple para conectar la línea 1x110 kV Tap Lo Prado – Lo Prado en la subestación Lo Prado, junto con la conexión del transformador existente en la subestación a alguna de las nuevas secciones de barra en 110 kV, reutilizando cuando sea posible el equipamiento e infraestructura existente.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de un banco de condensadores en el patio de 110 kV de la subestación Lo Prado de, al menos, 25 MVar con su respectivo paño de conexión.

Junto con lo anterior, el proyecto considera la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 44 kV de la subestación Lo Prado, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de transformación señalado anteriormente.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-5: Obras de Ampliación del Sistema E.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
6	Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)	48	6.848.181	31	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
7	Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)	48	7.795.962	32	12	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 2,89% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal E.

4.1.6 Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Nirivilo mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV de, al menos, 20 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, en tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador antes mencionado a la barra ampliada, y la conexión de la futura línea asociada a la obra “Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, tendido del primer circuito” contenida en el decreto exento N° 198 de 2019, del Ministerio de Energía.

Además, el proyecto contempla la construcción de una nueva sección de barra en 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barras para dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.7 Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de poder 220/110 kV en la subestación Seccionadora Río Toltén de, al menos, 90 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión, los cuales deberán construirse en alguna de las posiciones disponibles producto de la obra “Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)” en el caso del paño de 110 kV y en alguna de las posiciones disponibles en la subestación en el caso de la conexión en 220 kV.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.7.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)” individualizada en el numeral 3.1.2 del presente Informe.

SISTEMA F

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema F de Transmisión Zonal, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-6: Obras de Ampliación del Sistema F.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
8	Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)	36	5.885.691	33	12	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT)	36	6.301.365	20	12	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
10	Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno - Remehue	48	7.467.341	40	15	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)	36	1.740.500	44	18	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
12	Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco - Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco - Punto de seccionamiento	36	6.492.100	23	13	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
13	Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)	36	7.667.218	29	11	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
14	Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi - Quellón	36	1.809.196	41	14	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 5,46% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal F.

4.1.8 Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación La Unión mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV de, al menos, 16 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Asimismo, el proyecto contempla la conexión del nuevo transformador al patio de 66 kV a través de una de las posiciones habilitadas en virtud del proyecto "Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS)", individualizado en el decreto exento N° 276, del 2 de diciembre de 2025, del Ministerio de Energía, que fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2024. A su vez, el proyecto incluye la reserva de otra de las posiciones habilitadas en la obra "Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS)" antes mencionada, para la conexión de proyectos incluidos en futuros procesos de expansión de la transmisión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra en 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la

construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barras para dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.9 Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT)

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva barra principal en el patio de 66 kV de la subestación Remehue, de forma tal que su nueva configuración pase a ser doble barra principal con barra de transferencia, considerando además la incorporación de los equipos que sean necesarios para adaptar los paños existentes a la nueva configuración de barra.

A su vez, el proyecto contempla la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes de la subestación Remehue para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea asociada al proyecto “Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue”, la construcción de un paño seccionador de barras y una posición reservada para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión.

Adicionalmente, el proyecto incluye ampliar la subestación Remehue considerando espacio con terreno nivelado para la instalación a futuro de un transformador 66/23 kV junto con su patio de 23 kV dimensionado para albergar, al menos, seis alimentadores.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.10 Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno – Remehue

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Osorno – Remehue, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA por circuito a 35°C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.11 Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Pilauco, cuya configuración corresponde a barra principal con barra de transferencia, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento asociado a la obra “Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento” y la conexión de un nuevo proyecto en la zona, considerando que dicha posición quedará reservada para obras decretadas en futuros procesos de expansión de la transmisión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.11.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad

de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento”, individualizada en el numeral 4.1.12 del presente Informe.

4.1.12 Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en la subestación Pilauco, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea en dicha subestación. Los enlaces para el seccionamiento deberán mantener, al menos la capacidad de la línea que se secciona para el tramo asociado a la conexión hacia la subestación Pichil, y una capacidad de, al menos 90 MVA a 35°C con sol para el tramo asociado a la conexión hacia la subestación Barro Blanco.

Adicionalmente, el proyecto incluye el aumento de capacidad del tramo comprendido entre el punto de seccionamiento de la línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil y la subestación Barro Blanco, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.12.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)”, individualizada en el numeral 4.1.11 del presente Informe.

4.1.13 Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Calbuco mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva barra de 110 kV, en configuración barra simple, la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado, la conexión del transformador existente y la conexión del paño asociado a la línea 1x110 kV El Empalme – Calbuco.

Además, el proyecto incluye la construcción de un nuevo paño en configuración barra simple para conectar la línea 1x110 kV El Empalme – Calbuco en la subestación Calbuco, junto con la conexión del transformador existente en la subestación a la nueva barra en 110 kV, reutilizando cuando sea posible el equipamiento e infraestructura existente.

Junto con lo anterior, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra en 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barras para dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.


A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.14 Aumento capacidad Línea 1x110 kV Chonchi – Quellón

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV Chonchi – Quellón, en el tramo comprendido entre la Estructura N° 7 y Estructura N° 9, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 73 MVA a 35° C temperatura ambiente con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases



de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA B

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema B de Transmisión Zonal, la que deberá dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-7: Obras Nuevas del Sistema B.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
1	Nueva S/E Pichidangui	60	13.742.872	29	12	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 4,45% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra nueva del sistema de transmisión zonal B.

4.2.1 Nueva S/E Pichidangui

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Pichidangui, mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Choapa – Quínquimo con sus respectivos paños de línea y patios en 110 kV y 23 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación 110/23 kV de, al menos, 20 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Pichidangui manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Pichidangui corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia con capacidad de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 110/23 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x110 kV Choapa – Quínquimo, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el equipo de transformación 110/23 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar en la localidad de Pichidanguí en la región de Coquimbo, aproximadamente 22,5 km al sur de la subestación Choapa, siguiendo el trazado de la línea 1x110 kV Choapa – Quínquimo, dentro de un radio de 2,5 km respecto a ese punto, considerando el área al oriente de la carretera Panamericana Norte. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

SISTEMA D

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema D de Transmisión Zonal, la que deberá dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-8: Obras Nuevas del Sistema D.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
2	Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena - Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme	60	41.573.185	33	11	Obligatorio

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 2,11% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra nueva del sistema de transmisión zonal D.

4.2.2 Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de dos bancos de transformadores monofásicos 220/110 kV de, al menos, 400 MVA cada uno, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y una unidad de reserva compartida, la cual deberá contar con conexión automática, junto con sus respectivos paños de conexión en sus correspondientes niveles de tensión en la subestación Isabel Riquelme, establecida según lo dispuesto en la obra “Nueva S/E Isabel Riquelme”.

Además, el proyecto considera el seccionamiento de la línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en la subestación Isabel Riquelme mediante la instalación de las diagonales correspondientes en el patio de 110 kV y la construcción de los enlaces asociados manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

4.2.2.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Isabel Riquelme”, individualizada en el numeral 3.2.1 del presente Informe.

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-9: Obras Nuevas del Sistema E.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
3	Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt - Seccionadora Río Toltén	60	50.419.744	34	15	Obligatorio

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 2,89% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

Los proyectos deberán ser construidos y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de las obras nuevas del sistema de transmisión zonal E.

4.2.3 Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Teodoro Schmidt, con patios en 110 kV y 23 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/23 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Teodoro Schmidt corresponderá a barra principal seccionada con barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/23 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que una de estas posiciones quedará reservada para obras decretadas en procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, seis paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/23 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar cercana a la localidad de Teodoro Schmidt en la región de la Araucanía, a 2,6 km al oriente de la intersección de la Ruta S-60 con la Ruta S-666 siguiendo el trazado de la ruta S-60, dentro de un radio de 4 km respecto a ese punto. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Teodoro Schmidt y el nuevo patio de 110 kV de la subestación Seccionadora Río Toltén, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje,

malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

4.2.3.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)” y “Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)” individualizadas en los numerales 3.1.2 y 4.1.7 respectivamente del presente Informe.

SISTEMA F

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema F de Transmisión Zonal, la que deberá dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 4-10: Obras Nuevas del Sistema F.

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
4	Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue	54	22.206.142	30	12	Obligatorio

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 5,46% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro del plazo indicado en la tabla anterior, contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto al que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

A continuación, se presenta la descripción de la obra nueva del sistema de transmisión zonal F.

4.2.4 Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un transformador 220/66 kV de, al menos, 120 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión en la subestación Yutreco, establecida según lo dispuesto en la obra “Nueva S/E YutrecoLa adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme”, individualizada en el numeral 4.2.2 del presente Informe.

Nueva S/E Yutreco”.

Además, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Yutreco y la subestación Remehue, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.



4.2.4.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Yuteco”, individualizada en el numeral 3.2.2 del presente Informe.

5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS EN PLANES DE EXPANSIÓN ANTERIORES

A continuación, se presentan las obras de expansión que, habiendo sido establecidas con anterioridad en decretos de expansión, deberán modificarse en los términos que a continuación se indican, en virtud de lo señalado en el artículo 75 del Reglamento de Planificación.

5.1 DECRETO 13/2025

5.1.1 Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli

5.1.1.1 Modificaciones

Elimínese la obra de expansión “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS - NUEVAPICHIRROPULLI” descrita en el numeral 1.1 del Decreto Exento N° 13, de 14 de enero de 2025, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 18 enero de 2025 (en adelante, “Decreto 13/2025”).

5.1.1.2 Justificación

La eliminación de la obra se justifica en base a los resultados obtenidos en los análisis realizados con motivo del presente proceso de planificación anual de la transmisión, los cuales evidencian que su incorporación en el próximo proceso de licitación a cargo del Coordinador no cumpliría con los objetivos establecidos en el proceso de expansión, no presentando beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios.

Lo anterior se debe a que las expectativas de costo del proyecto no se cumplieron en el tiempo y forma en el que fueron consideradas al momento de ser incorporadas en el proceso de planificación del año 2023. A su vez, los beneficios que justificaban su incorporación se concentran antes de la puesta en servicio de la línea 2x500 kV Digüeñes – Pichirropulli, existiendo una tolerancia reducida a los aumentos de precio para la solución requerida. Los resultados actualizados se detallan en la Tabla 5-1 y Tabla 5-2:

Tabla 5-1: Beneficios económicos Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli.

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	-2,76	-2,77	-2,50	-2,82
2031	-2,41	-0,67	0,34	-2,67
2032	-1,96	-0,25	-0,26	-2,53
2033	-1,66	-0,48	-0,37	-2,40
2034	-1,38	-0,10	0,85	-2,28
2035	-1,71	0,58	1,04	-2,16

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2036	-0,89	0,32	0,88	-2,05
2037	-1,85	-1,27	-1,85	-1,94
2038	-1,75	-1,63	-1,64	-1,84
2039	-1,63	-1,44	-1,23	-1,74
2040	-1,64	-1,02	-1,32	-1,65
2041	-1,54	-1,36	-1,04	-1,57
2042	-1,47	-0,99	-0,41	-1,48
2043	-1,34	-0,85	-0,48	-1,41
2044	-1,28	-0,91	-0,07	-1,33
2045	-1,27	-0,83	-0,76	-1,26

Tabla 5-2: Resumen evaluación Plan 2025.

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Proyecto	8.016	22.139	30.062
Costo Operacional Con Proyecto	8.011	22.114	30.025
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	8.065	22.168	30.079
Beneficios (Base – Proyecto)	-49	-29	-16

Cabe señalar que los resultados anteriores resultan conservadores, ya que se considera el valor de inversión referencial de la obra con el que originalmente se evaluó. Al realizar el análisis considerando las ofertas recibidas en la licitación que fue realizada por el Coordinador, se constata que el resultado sea más desfavorable, debido a que las ofertas recibidas superan ampliamente el valor referencial, tal como se evidencia en las siguientes tablas:

Tabla 5-3: Ofertas recibidas y valor referencial de la obra.

Oferta	VATT [USD/año]	% c/r al Máximo
Celeo Redes Chile	7.273.000	195%
Interchile S.A.	7.761.433	208%
Transelec S.A.	6.253.000	168%
Máximo	3.723.723	-

Tabla 5-4: Beneficios económicos Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli con V.A.T.T. ofertado por Celeo Redes Chile.

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	-5,44	-5,46	-5,18	-5,50
2031	-4,95	-3,22	-2,20	-5,22
2032	-4,36	-2,66	-2,67	-4,94
2033	-3,94	-2,77	-2,65	-4,69
2034	-3,54	-2,26	-1,31	-4,44
2035	-3,76	-1,47	-1,01	-4,21

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2036	-2,84	-1,62	-1,06	-3,99
2037	-3,69	-3,11	-3,69	-3,78
2038	-3,50	-3,37	-3,39	-3,59
2039	-3,29	-3,10	-2,89	-3,40
2040	-3,21	-2,59	-2,89	-3,22
2041	-3,03	-2,85	-2,52	-3,05
2042	-2,88	-2,40	-1,82	-2,89
2043	-2,67	-2,19	-1,82	-2,74
2044	-2,55	-2,18	-1,34	-2,60
2045	-2,47	-2,03	-1,96	-2,46

Tabla 5-5: Resumen evaluación con V.A.T.T. ofertado por Celeo Redes Chile.

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Proyecto	8.016	22.139	30.062
Costo Operacional Con Proyecto	8.011	22.114	30.025
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	8.117	22.219	30.130
Beneficios (Base – Proyecto)	-100	-80	-68

Tabla 5-6: Beneficios económicos Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirpulli con V.A.T.T. ofertado por Interchile S.A.

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	-5,81	-5,82	-5,55	-5,87
2031	-5,30	-3,56	-2,55	-5,56
2032	-4,69	-2,99	-3,00	-5,27
2033	-4,25	-3,08	-2,97	-5,00
2034	-3,84	-2,56	-1,61	-4,74
2035	-4,04	-1,76	-1,30	-4,49
2036	-3,10	-1,89	-1,33	-4,26
2037	-3,94	-3,36	-3,94	-4,03
2038	-3,74	-3,61	-3,63	-3,82
2039	-3,51	-3,32	-3,12	-3,62
2040	-3,42	-2,80	-3,10	-3,44
2041	-3,24	-3,05	-2,73	-3,26
2042	-3,08	-2,59	-2,01	-3,09
2043	-2,85	-2,37	-2,00	-2,93
2044	-2,72	-2,35	-1,51	-2,77
2045	-2,63	-2,19	-2,12	-2,63

Tabla 5-7: Resumen evaluación con V.A.T.T. ofertado por Interchile S.A.

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Proyecto	8.016	22.139	30.062
Costo Operacional Con Proyecto	8.011	22.114	30.025
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	8.124	22.226	30.137

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Beneficios (Base – Proyecto)	-107	-87	-75

Tabla 5-8: Beneficios económicos Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirpulli con V.A.T.T. ofertado por Transelec S.A.

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	-4,68	-4,69	-4,42	-4,74
2031	-4,23	-2,49	-1,48	-4,49
2032	-3,68	-1,98	-1,98	-4,26
2033	-3,29	-2,12	-2,01	-4,04
2034	-2,93	-1,65	-0,70	-3,83
2035	-3,17	-0,89	-0,43	-3,63
2036	-2,29	-1,07	-0,51	-3,44
2037	-3,17	-2,59	-3,17	-3,26
2038	-3,00	-2,88	-2,89	-3,09
2039	-2,82	-2,63	-2,42	-2,93
2040	-2,76	-2,14	-2,44	-2,77
2041	-2,61	-2,43	-2,10	-2,63
2042	-2,48	-2,00	-1,41	-2,49
2043	-2,29	-1,81	-1,44	-2,36
2044	-2,19	-1,82	-0,98	-2,24
2045	-2,13	-1,69	-1,62	-2,12

Tabla 5-9: Resumen evaluación con V.A.T.T. ofertado por Transelec S.A.

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Proyecto	8.016	22.139	30.062
Costo Operacional Con Proyecto	8.011	22.114	30.025
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	8.102	22.205	30.116
Beneficios (Base – Proyecto)	-86	-65	-53

Adicionalmente, se considera que la última licitación asociada a esta obra fue declarada desierta por el Coordinador, debido a que las ofertas económicas presentadas superaron ampliamente los valores máximos y los márgenes de reserva definidos por la Comisión para el proceso asociado la obra. Esta situación permitió constatar que la tecnología considerada para el desarrollo del proyecto presenta costos significativamente superiores a los estimados durante la etapa de diseño de la obra, afectando negativamente su evaluación económica y reforzando la falta de competitividad del proyecto bajo las condiciones actuales de mercado. En consecuencia, este antecedente confirma que la obra no resulta eficiente desde el punto de vista costo-beneficio, lo que justifica su eliminación.

A la luz de lo anteriormente expuesto, la eliminación de la obra del Decreto 13/2025 se encuentra plenamente justificada desde los puntos de vista técnico y económico, dándose así cumplimiento a lo establecido en el artículo 75 del Reglamento de Planificación.

5.2 DECRETO 198/2019

5.2.1 Ampliación en S/E Nirivilo

5.2.1.1 Modificaciones

Elimínese la obra de expansión “Ampliación en S/E Nirivilo” descrita en el numeral 2.5.16 del Decreto Exento N° 198, de 05 de agosto de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 10 de agosto de 2019 (en adelante, “Decreto 198/2019”), con el objetivo de sustituirla por una nueva obra de ampliación dispuesta en el presente proceso de planificación de la transmisión, en particular, la obra “Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)” individualizada en el numeral 4.1.6 del presente informe.

5.2.1.2 Justificación

La obra “Ampliación en S/E Nirivilo” fue incorporada en el Plan de Expansión 2018 mediante el Decreto Exento N° 198/2019 (en adelante, “Decreto 198/2019”). En dicho plan, la obra original contemplaba la construcción de una barra simple de 66 kV para la conexión de los equipos de transformación existentes y el tendido del primer circuito de la nueva LT 2x66 kV Nueva Nirivilo - Nirivilo). Adicionalmente, la obra consideraba el retiro de la conexión en derivación de la S/E Nirivilo la línea 1x66 kV San Javier - Constitución.

La obra “Ampliación en S/E Nirivilo” del Decreto 198/2019, fue incorporada al respectivo proceso de expansión por criterios de seguridad del abastecimiento de la demanda, por lo que no consideró ampliar la capacidad de transformación de la subestación. Por otro lado, esta obra contempló la desconexión de la conexión en derivación hacia la línea 1x66 kV San Javier – Constitución en S/E Nirivilo, considerando que la nueva LT 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, tendido el primer circuito sería el nuevo punto de alimentación de la S/E Nirivilo. Sin embargo, a la fecha, la construcción de la S/E Nueva Nirivilo se encuentra atrasada y, por lo tanto, tampoco se ha iniciado la construcción del tendido del primer circuito entre la S/E Nirivilo y la S/E Nueva Nirivilo.

El análisis técnico realizado en el actual proceso de planificación de la transmisión ha identificado nuevas necesidades de suficiencia y seguridad de suministro en la zona, descritos en la sección 8.3.7 del presente informe. Por consiguiente, se propone la eliminación de la obra contenida en el Decreto 198/2019 para ser reemplazada por la nueva obra de ampliación dispuesta en el proceso de expansión de la transmisión 2025, de acuerdo con las necesidades actuales de la zona, solucionando los problemas de suficiencia en los transformadores de la S/E Nirivilo por medio de la incorporación de una nueva unidad de transformación, que contribuya a mejorar las condiciones de suficiencia de la zona. Respecto a la desconexión de la conexión en derivación de la línea 1x66 kV San Javier – Constitución, no se considera en los alcances de esta obra ya que ese corredor es el único disponible para conectar a la S/E Nirivilo al sistema.

En virtud de lo expuesto, esta Comisión decide eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E NIRIVILO” del Decreto 198/2019. En este contexto, la eliminación de la obra se encuentra plenamente

justificada desde los puntos de vista técnico y económico, dándose así cumplimiento a lo establecido en el artículo 75 del Reglamento de Planificación.

5.3 DECRETO 293/2018, DECRETO 4/2019 Y DECRETO 198/2019

5.3.1 Ampliación en S/E El Manzano (Decreto 293/2018), Ampliación en S/E La Esperanza (Decreto 293/2018), Nueva LT 1x66 kV La Esperanza – El Manzano (Decreto 4/2019) y Ampliación en S/E El Manzano (Decreto 198/2019).

5.3.1.1 Modificaciones

Elimínese las siguientes obras de expansión:

- “AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO” y “AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA”, descritas en el numeral 2.4.11 y 2.4.12, respectivamente, del Decreto Exento N° 293, de 29 de octubre de 2018, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 8 de noviembre de 2018 (en adelante, “Decreto 293/2018”).
- “NUEVA LÍNEA 1X66 KV LA ESPERANZA – EL MANZANO”, descrita en el numeral 2.8 del Decreto Exento N°4, de 3 de enero de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2019 (en adelante, “Decreto 4/2019”).
- “AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO”, descrita en el numeral 2.5.22 del Decreto Exento N° 198, de 05 de agosto de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 10 de agosto de 2019 (en adelante, “Decreto 198/2019”).

5.3.1.2 Justificación

La eliminación de este conjunto de obras se debe a que, en el Decreto 13/2025, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2023, se incorporaron las obras denominadas “Nueva S/E El Carmen” y “Nueva Línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen”, cuyo objetivo principal fue dar solución a las necesidades de suficiencia y seguridad del abastecimiento de la demanda que no pudieron ser cubiertas por las obras indicadas en el numeral anterior. Lo anterior, debido a que la licitación del conjunto de obras fue declarada desierta en dos oportunidades, situación que generó un aumento significativo en el riesgo de abastecimiento de la demanda de la zona.

En virtud de lo anterior, se estima pertinente eliminar las obras “AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO” y “AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA”, del Decreto 293/2018, “NUEVA LÍNEA 1X66 KV LA ESPERANZA – EL MANZANO” del Decreto 4/2019 y la obra “AMPLIACIÓN EN S/E EL MANZANO” del Decreto 198/2019, ya que las necesidades de suficiencias y seguridad que dichas obras debían cubrir se solucionarán a través de las obras del Decreto 13/2025 antes referidas.

5.4 DECRETO 418/2017

5.4.1 Ampliación en S/E La Esperanza

5.4.1.1 Modificaciones

Elimínese la obra de expansión “AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA” descrita en el numeral 2.5.2 del Decreto Exento N° 418, 4 de agosto de 2017, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 19 de agosto del 2017 (en adelante, “Decreto 418/2017”).

5.4.1.2 Justificación

La eliminación de la obra se justifica en virtud de que el problema de abastecimiento, que motivó su incorporación en el Decreto 418/2017, fue resuelto de manera oportuna y adecuada a través de la obra denominada “Nueva Subestación Trinidad”. Dicha obra fue debidamente analizada y autorizada por esta Comisión mediante la Resolución Exenta CNE N°10, de 11 de enero de 2023, conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Cabe señalar que la licitación de la obra de expansión “Ampliación en S/E Esperanza” fue declarada desierta en tres oportunidades, situación que generó un aumento significativo en el riesgo de abastecimiento de la demanda conectada a la S/E La Esperanza. Considerando la inexistencia de alternativas adicionales en otros planes de expansión, que cualquier solución promovida a través del proceso regular de expansión de la transmisión no permitiría atender las necesidades en los plazos requeridos, esta Comisión autorizó la ejecución de la obra urgente, promovida por Sistema de Transmisión del Sur S.A., para dar solución a los problemas de suficiencia que la obra “Ampliación en S/E La Esperanza” buscó mitigar.

De acuerdo a lo anterior, se estima procedente eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E LA ESPERANZA” del Decreto 418/2017.

5.4.2 Ampliación en S/E Nancagua

5.4.2.1 Modificaciones

Elimínese la obra de expansión “AMPLIACIÓN EN S/E NANCAGUA” descrita en el numeral 2.5.5 del Decreto 418/2017.

5.4.2.2 Justificación

La eliminación de la obra se justifica en virtud de que el problema de abastecimiento que motivó su incorporación en el Decreto 418/2017 fue resuelto de manera oportuna y adecuada a través de la obra denominada “Nueva Subestación Puquillay”. Dicha obra fue debidamente analizada y autorizada por esta Comisión mediante la Resolución Exenta CNE N°468, de 14 de diciembre de 2020, conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Cabe señalar que la licitación de la obra de expansión “Ampliación en S/E Nancagua” fue declarada desierta en tres oportunidades, situación que generó un aumento significativo en el riesgo de abastecimiento de la demanda conectada a la S/E Nancagua. Considerando la inexistencia de alternativas adicionales en otros planes de expansión, que cualquier solución promovida a través del proceso regular de expansión de la transmisión no permitiría atender las necesidades en los plazos requeridos, esta Comisión autorizó la ejecución de la obra urgente, promovida por Sistema de Transmisión del Sur S.A., para dar solución a los problemas de suficiencia que la obra “Ampliación en S/E Nancagua” buscó mitigar.

De acuerdo con lo anterior, se estima procedente eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E NANCAGUA” del Decreto 418/2017.

5.5 DECRETO 418/2017 Y DECRETO 293/2018

5.5.1 Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (Decreto 418/2017) y Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (Decreto 293/2018)

5.5.1.1 Modificaciones

Elimínense las siguientes obras de expansión:

- “AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA”, descrita en el numeral 2.5.39 del Decreto 418/2017.
- “AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA”, descrita en el numeral 2.4.19 del Decreto 293/2018.

5.5.1.2 Justificación

La eliminación de la obra de expansión “Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua” del Decreto 418/2017 se justifica en virtud de que el problema de abastecimiento que motivó su incorporación en el decreto antes mencionado fue resuelto de manera oportuna y adecuada a través de la obra denominada “Nueva Subestación Fuentecilla”. Dicha obra fue debidamente analizada y autorizada por esta Comisión mediante la Resolución Exenta CNE N°467, del 10 de diciembre de 2020, conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Cabe señalar que la licitación de la obra de expansión “Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua” fue declarada desierta en tres oportunidades, situación que generó un aumento significativo en el riesgo de abastecimiento de la demanda conectada a la S/E San Vicente de Tagua Tagua.

Por otro lado, la eliminación de la obra de expansión “Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua” del Decreto 293/2018 se justifica en que el Decreto Exento N° 257, de 13 de diciembre de 2022, del Ministerio de Energía, incorporó la obra “Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva” que, entre otras funciones, logra mitigar los problemas de suficiencia que la obra de ampliación establecida en el Decreto 293/2018 buscó resolver. Dicha obra fue incorporada en el referido decreto considerando el nuevo punto de conexión al sistema que aporta la obra

“Nueva Subestación Fuentecilla” y, además, que la licitación de la obra “Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua” (del Decreto 293/2018) fue declarada desierta en dos oportunidades.

De acuerdo con lo anterior, se estima pertinente eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA” del Decreto 418/2017 y la obra “AMPLIACIÓN EN S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA” del Decreto 293/2018.

5.5.2 Ampliación en S/E Paniahue (Decreto 418/2017) y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo (Decreto 293/2018)

5.5.2.1 Modificaciones

Elimínese las siguientes obras de expansión:

- “AMPLIACIÓN EN S/E PANIAHUE”, descrita en el numeral 2.5.6 del Decreto 418/2017.
- “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV LIHUEIMO – PANIAHUE Y AMPLIACIONES EN S/E PANIAHUE Y S/E LIHUEIMO”, descrita en el numeral 2.4.24 del Decreto 293/2018.


5.5.2.2 Justificación

La eliminación de la obra de expansión “Ampliación en S/E Paniahue”, del Decreto 418/2017 se justifica en virtud de que el problema de abastecimiento que motivó su incorporación en el Decreto antes mencionado fue resuelto de manera oportuna y adecuada a través de la obra denominada “Nueva Subestación Santa Cruz”. Dicha obra fue debidamente analizada y autorizada por esta Comisión mediante la Resolución Exenta CNE N°469, de 14 de diciembre de 2020, conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Cabe señalar que la licitación de la obra de expansión “Ampliación en S/E Paniahue”, del Decreto 418/2017 fue declarada desierta en tres oportunidades, situación que generó un aumento significativo en el riesgo de abastecimiento de la demanda conectada a la S/E Paniahue.

Por otro lado, la eliminación de la obra de expansión “Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo” del Decreto 293/2018 se justifica en que el Decreto Exento N° 257, de 13 de diciembre de 2022, del Ministerio de Energía, incorporó la obra “Nueva Línea 2x154 kV Tinguiririca – Santa Cruz” que, entre otras funciones, logra mitigar los problemas de suficiencia que el aumento de capacidad de la línea de transmisión antes mencionado buscó resolver. Dicha obra fue incorporada en el referido decreto considerando el nuevo punto de suministro para el sistema que aporta la obra “Nueva Subestación Santa Cruz” y, además, que la licitación de la obra “Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo” resultó desierta en dos oportunidades.

De acuerdo con lo anterior, se estima pertinente eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E PANIAHUE” del Decreto 418/2017 y la obra “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X66 KV



LIHUEIMO – PANIAHUE Y AMPLIACIONES EN S/E PANIAHUE Y S/E LIHUEIMO” del Decreto 293/2018.

6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

Con el propósito de conformar los valores que resultarán en la remuneración mensual de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que se ven afectas o resulten propietarias de alguna obra contenida en el presente Plan de Expansión Anual de la Transmisión, es que se establecen las siguientes fórmulas de indexación, las cuales, con oportunidad de la elaboración de los informes de adjudicación a los que hace referencia el artículo 96° de la Ley, deberán ser aplicadas a aquellos proyectos que resulten adjudicados como resultado del o los procesos de licitación llevados a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional.


De esta forma, las fórmulas de indexación aplicables a la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.), Costos de Operación y Mantenimiento (C.O.M.A.) y Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta (A.E.I.R) de los proyectos descritos anteriormente, son las siguientes:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0}$$
$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$
$$AEIR_{n,k} = AEIR_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \left(\frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k} \right)$$

Donde, para las fórmulas anteriores:

- a) $AVI_{n,k}$: Anualidad del Valor de Inversión de la obra n para el mes k.
- b) $COMA_{n,k}$: Costo de Operación y Mantenimiento de la obra n para el mes k.
- c) $AEIR_{n,k}$: Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta de la obra n para el mes k.
- d) IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- e) DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
- f) CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).
- g) T_k : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a contribuyentes sujetos al artículo 14 letra B) de la Ley sobre Impuesto a la Renta, en el segundo mes anterior al mes k.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 47 del Decreto N° 10 de 2019 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración



de las instalaciones de Transmisión, no corresponderá la aplicación del A.E.I.R. a las Obras Nuevas.

Respecto al subíndice 0 de las fórmulas anteriores, éste corresponde al del segundo mes anterior al mes del último día de recepción de las ofertas económicas según se establezca en las Bases de Licitación elaboradas por el Coordinador Eléctrico Nacional para las obras nuevas o por los propietarios de las instalaciones que son objeto de obras de ampliación, con el fin que, al último mes de la presentación de las ofertas económicas, la aplicación de las fórmulas de indexación para el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. dé como resultado el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. ofertado.

Para efectos de la remuneración a la que se hace referencia al principio de este capítulo, se entiende que la periodicidad de actualización del A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. será mensual.

7 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

Para la elaboración del presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión, la Comisión aplicó lo establecido en la Ley y en el Reglamento de Planificación. Adicionalmente, el citado Reglamento indica que el detalle de la metodología aplicada al proceso, así como las distintas consideraciones utilizadas por esta Comisión para la elaboración de los respectivos informes técnicos deben quedar establecidos en éstos, lo que será desarrollado a continuación.

7.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN

De acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 87° de la Ley, el presente proceso de planificación de la transmisión tuvo en consideración los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico, razón por la cual el ejercicio de planificación se realizó considerando los siguientes criterios establecidos en el mismo artículo 87° de la Ley:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86° de la Ley; y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Asimismo, el proceso de planificación contempló las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, considerando la información sobre criterios y variables medioambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, las que fueron determinadas de acuerdo con lo indicado en el artículo 87° de la Ley y la metodología señalada en el Reglamento de Planificación. También se consideraron los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, particularmente lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

7.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y en el artículo 70 del Reglamento de Planificación, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de, al menos, 20 años, considerando su inicio en el mes de abril de 2025.

7.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De acuerdo con lo establecido en el artículo 87° de Ley y en el Reglamento de Planificación, la Comisión consideró, para la elaboración del presente Plan de Expansión, los siguientes antecedentes:

7.3.1 Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en el Reglamento de Planificación, en el presente plan se consideró la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales proporcionados por el Ministerio de Energía en el informe remitido mediante Oficio ORD. N° 388, del 20 de marzo de 2025, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2025”, en adelante: “Informe CVAT 2025”. Dicho informe tuvo a la vista diversos insumos, tales como los Planes Energéticos Regionales (PER), la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP); la Guía de Orientación para los Estudios de Franjas de Transmisión Eléctrica y el Estudio de Cuencas, así como también los Modelos de Análisis Espacial REC (restricciones, exclusiones y condiciones) y TAT (variables técnicas, ambientales y territoriales).

A continuación, se presentan tres figuras que resumen el conjunto de variables ambientales (Figura 7-1 y Figura 7-2) y territoriales (Figura 7-3) consideradas en la elaboración del Informe CVAT 2025.

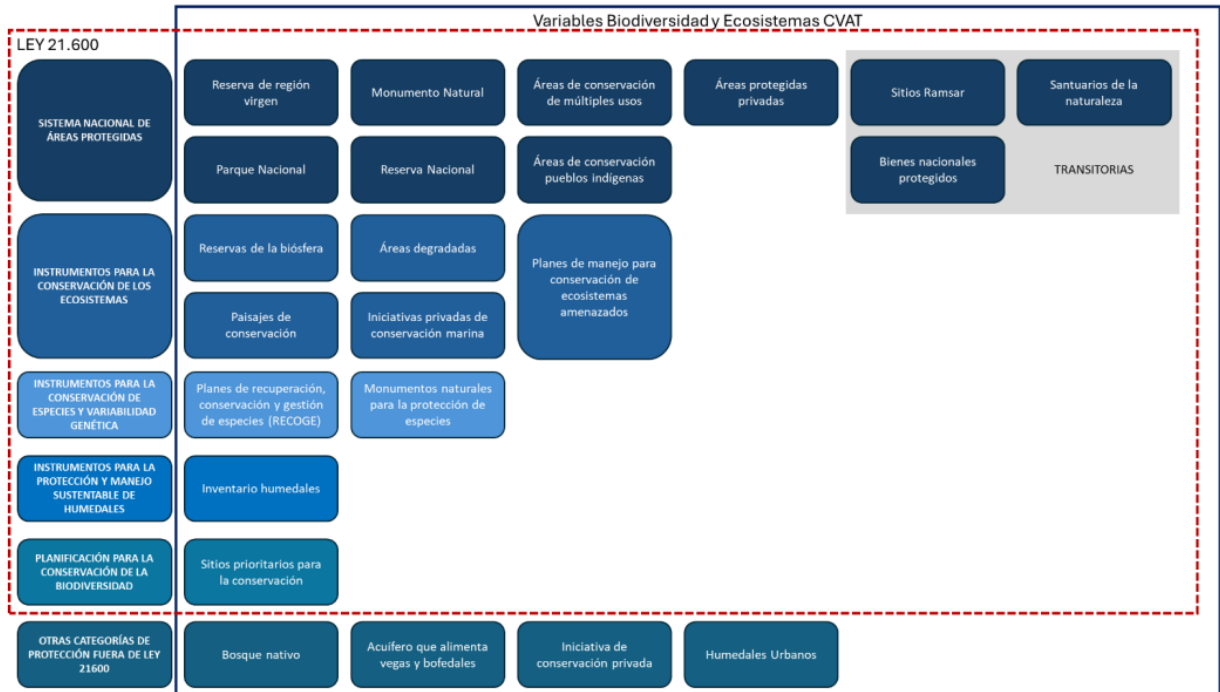


Figura 7-1: Variables ambientales de la categoría Biodiversidad y Ecosistemas considerada en el Informe CVAT 2025.

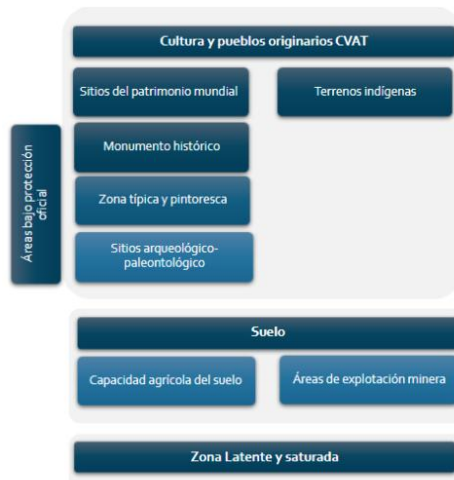


Figura 7-2: Variables ambientales de las categorías Zona latente y/o saturada, Suelo y Cultura y Pueblos Originarios consideradas en el Informe CVAT 2025.

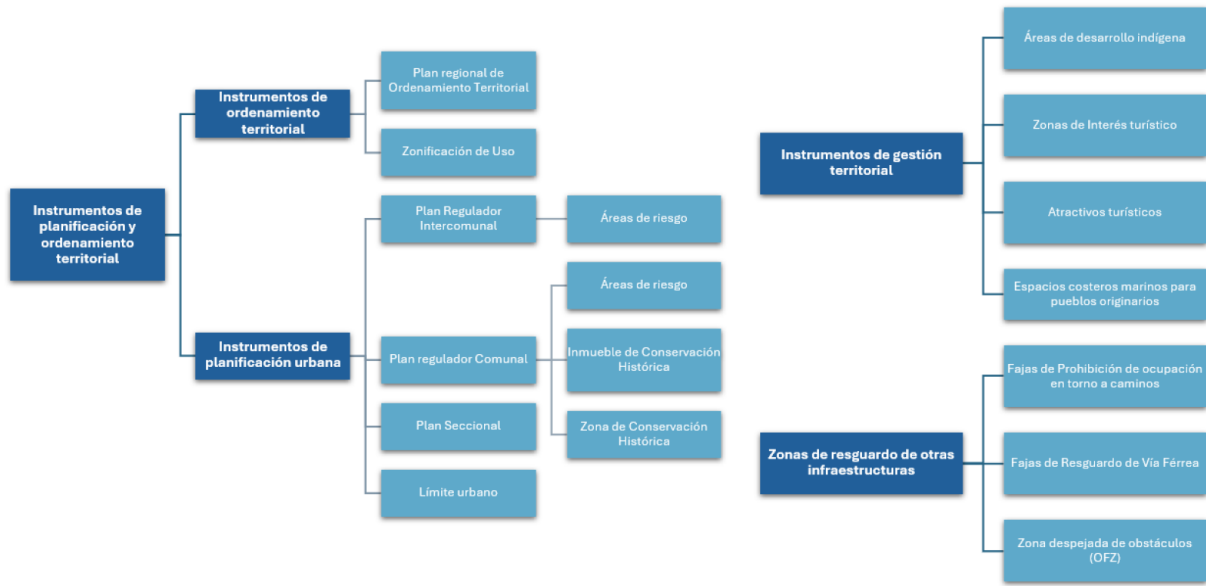


Figura 7-3: Variables territoriales consideradas en el Informe CVAT 2025.

La información anterior se utilizó en la etapa del proceso de planificación denominada “Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos”, regulada en el Artículo 90° del Reglamento de Planificación, superponiendo la información de infraestructura energética instalada en el territorio nacional (generación, transmisión, etc.) a los distintos niveles de información asociados a las variables ambientales y territoriales antes mencionadas, para luego utilizar el resultado de dicha superposición como referencia respecto al emplazamiento de tales elementos existentes. Este proceso se realizó de manera iterativa, en función de las características de cada uno de los proyectos y variables analizadas en el presente Plan de Expansión, buscando minimizar la interacción entre ellos, de manera de viabilizar el emplazamiento y ejecución de los proyectos evaluados en el presente proceso de planificación.

Por su parte, se consideraron los objetivos de eficiencia energética contenidos en la PELP. En particular, la PELP considera un rol creciente de las medidas de eficiencia energética en hogares, en línea con mejores condiciones económicas, que derivan de la aplicación de la Ley sobre Eficiencia Energética (Ley N° 21.305), y de la relevancia que tiene en el sector la atención de las necesidades energéticas asociadas a la demanda térmica de las viviendas y de sectores productivos, principalmente de la mano con una mayor disponibilidad de nuevas tecnologías que permiten un recambio de los usos térmicos y motrices a energías limpias. Asimismo, según lo indicado en la PELP, se fomentan políticas y acciones que permitan hacer un uso eficiente de la energía, minimizando los requerimientos de ésta a través de cambios conductuales y de la gestión inteligente de la demanda.

Estos objetivos se incorporaron en la conformación de escenarios en los factores de eficiencia energética denominados: Uso eficiente en CPR (comercial, público y residencial); y Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería.

7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional

7.3.2.1 Sistema de Transmisión Nacional

Los antecedentes y la metodología que se utilizan para la elaboración de la proyección de demanda en el proceso de planificación de la transmisión se encuentra definida en los literales b. y c. del artículo 78° del Reglamento de Planificación, en los cuales se establecen dos antecedentes principales a utilizar para la conformación de los escenarios de demanda. Para los primeros años del horizonte de planificación se debe utilizar la proyección de demanda contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del proceso de planificación, mientras que, para los años siguientes, se debe realizar un ejercicio de extensión de dicha información a partir de los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.

Por su parte, las previsiones de demanda asociadas a proyectos de hidrógeno verde fueron consideradas como una capa separada y no incluida en la previsión de demanda expuesta, dada la alta incertidumbre respecto a la individualización, localización y fecha de desarrollo de proyectos junto con el impacto en necesidades locales de transmisión.

En particular, para el presente Informe Técnico, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2024-2044², en adelante “Informe de Demanda”. De dicho informe se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas a clientes regulados y libres, las que se aplicaron para los primeros años del horizonte de planificación.

En específico, se utilizó la demanda energética contenida de dicho informe hasta el año 2031 en el escenario de demanda baja, hasta el año 2030 en el escenario de demanda media y hasta el año 2028 en el escenario de demanda alta.

Por su parte, para reflejar la tendencia de crecimiento de demanda contenida en el Informe de Demanda, se utilizó una componente de ajuste gradual de 7 años para el escenario de demanda media y de 3 años para el escenario de demanda alta.

Con posterioridad a estos años, se consideraron las previsiones de demanda energética neta de los respectivos escenarios PELP.

Finalmente, la demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 7-1: Demanda de energía del SEN.

Año	Demanda Baja	Demanda Media	Demanda Alta
	[GWh]	[GWh]	[GWh]
2025	80.570	80.570	80.570
2026	82.243	82.243	82.243
2027	84.088	84.088	84.088
2028	87.535	87.535	87.535
2029	89.202	89.202	97.999

² Aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 169, de 8 de abril de 2025.

Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2030	94.543	94.543	103.555
2031	97.560	101.732	108.715
2032	100.276	108.017	112.378
2033	101.779	111.920	116.329
2034	103.231	116.115	120.269
2035	104.797	121.301	124.418
2036	106.136	126.558	128.200
2037	107.602	130.955	131.622
2038	109.074	133.942	135.033
2039	110.551	136.831	138.272
2040	112.029	139.688	141.580
2041	113.325	142.397	145.108
2042	114.754	144.979	148.787
2043	116.284	147.681	152.595
2044	117.810	150.805	156.706
2045	119.406	153.810	160.986

Para la localización de la demanda se utilizó la información contenida en el Informe de Demanda y se complementó con los antecedentes de los medidores de facturación informados por el Coordinador.

Respecto a los crecimientos de demanda para los últimos 10 años de simulación, teniendo en consideración que se están utilizando tasas globales de crecimiento, se advierte un desacople entre las demandas de grandes clientes industriales y las capacidades de los sistemas de transmisión dedicados que los abastecen, situación que resulta especialmente relevante cuando este fenómeno se produce en sistemas de transmisión dedicados que se encuentran enmallados con el Sistema de Transmisión Nacional, pudiendo producirse congestiones en los respectivos segmentos del sistema de transmisión, motivadas por esta proyección de demanda indicativa, afectando a todo o a una parte del sistema de transmisión de servicio público.

Dado lo anterior, en el caso de los grandes clientes libres que hacen uso de líneas de transmisión dedicada enmalladas con el Sistema de Transmisión Nacional, se busca tender a los valores de energía informados por estos, y el exceso anual que se produce por efecto de la tasa de crecimiento global definida en base a la información de la PELP se relocaliza. Este fenómeno se observa principalmente en las demandas de grandes clientes mineros ubicados en la zona del norte del país.

Lo anterior se traduce en modificar únicamente la ubicación de dicha demanda de energía la que, originalmente, se encontraba localizada en los nodos en donde actualmente se ubican los grandes consumos mencionados, trasladándolos a nodos del Sistema de Transmisión Nacional.

Esto tiene por objeto no introducir distorsiones exógenas en la distribución de flujos de potencia en zonas específicas del sistema, las que podrían generar la aparición de energía no

suministrada de manera sistemática y creciente en el horizonte de análisis. Es necesario indicar que la relocalización de demanda considera las zonas del país en las cuales se desarrollan las actividades o industrias que generalmente corresponden a clientes industriales, y en ningún caso implica la modificación de los montos de energía indicados en la Tabla 7-1.

7.3.2.2 Sistema de Transmisión Zonal

7.3.2.2.1 Perfiles de demanda

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 78°, literal e. del Reglamento, la estructuración de la proyección de demanda para las instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal se basa, en primera instancia, en la caracterización histórica del consumo. Para estos efectos, se recopilan las lecturas de energía horaria a nivel de barra, a partir de la información disponible en la Plataforma de Medición del Coordinador Eléctrico Nacional³. Sobre la base de la medición bidireccional, determinada mediante los registros de los canales de inyección y retiro de energía activa y reactiva, se construyen perfiles de demanda con resolución horaria para la totalidad de los días del año base.

En consideración a la creciente penetración de generación distribuida, particularmente de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), el proceso de construcción de perfiles horarios de demanda contempla la aplicación de un tratamiento de neteo u homologación en los nodos de retiro, a fin de corregir las distorsiones que estas inyecciones generan en los registros de retiro. Este procedimiento consiste en aislar algebraicamente el efecto de las inyecciones de los PMGD respecto de los retiros físicos registrados en las barras de subestación. Mediante este tratamiento es posible representar adecuadamente la demanda del sistema, mitigando en particular los siguientes efectos:

1. Subestimación de la demanda en presencia de generación local: durante los periodos en que las inyecciones provenientes de los PMGD reducen los flujos netos hacia la demanda, las lecturas en los transformadores AT/MT pueden reflejar niveles de carga artificialmente menores. En estos casos, la medición corresponde a la diferencia entre la demanda efectiva y la generación local, lo que puede inducir a una interpretación errónea del nivel real de exigencia sobre la infraestructura.
2. Sobreestimación aparente de demanda ante flujos inversos: en los periodos en que la generación local supera a la demanda, se producen flujos inversos que incrementan las lecturas de potencia en los transformadores AT/MT. Este fenómeno puede ser interpretado erróneamente como una mayor demanda sobre los equipos de transformación, cuando en realidad responde a inyecciones netas desde la red de distribución hacia niveles superiores de tensión, producto de la generación local.

Lo anterior resulta crítico para asegurar que los requerimientos de capacidad del Sistema de Transmisión Zonal sean correctamente identificados al analizar los perfiles de demanda en los equipos de transformación. De esta manera, se resguarda la evaluación del sistema bajo

³ <https://medidas.coordinador.cl/>

condiciones exigentes de operación, considerando escenarios en que la generación distribuida no esté disponible (PMGD o PMG), en línea con el objetivo de minimización de riesgos de abastecimiento establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

De acuerdo a lo anterior, el modelo general utilizado para la construcción de perfiles de demanda se presenta a continuación.

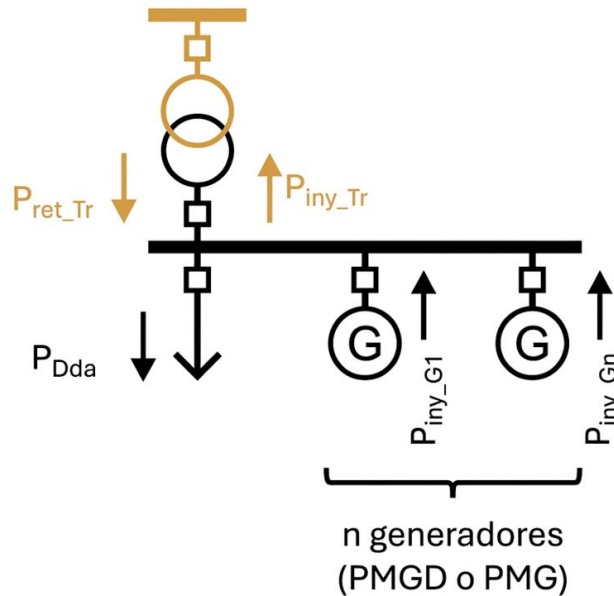


Figura 7-4: Modelo general de barra de media tensión utilizado en la construcción de perfiles de demanda.

Las variables de la Figura 7-4 se definen como sigue:

- Datos obtenidos desde la Plataforma de Medición del Coordinador Eléctrico Nacional:
 - P_{ret_Tr} , P_{iny_Tr} : Registros de los canales de retiro e inyección para energía activa asociados al transformador de cabecera de la barra de media tensión (MT).
 - P_{iny_Gn} : Registros de los canales de inyección para energía activa correspondientes a los n generadores conectados en media tensión (PMGD o PMG), $n \geq 0$.
- Incógnita:
 - P_{Dda} : Demanda real en la barra de media tensión.

Finalmente, para cuantificar la demanda real del sistema de media tensión, se utiliza un balance de potencia representado mediante la siguiente expresión algebraica:

$$P_{Dda} = (P_{ret_Tr} - P_{iny_Tr}) + \sum_{i=1}^n P_{iny_Gi}$$

Para completar la fase de procesamiento de las series temporales, se identifican aquellos intervalos que presentan discontinuidades, vacíos de información o lecturas anómalas en la medición de la demanda. Con el objeto de mitigar estos efectos y resguardar la continuidad técnica de la curva de carga, se analizan las particularidades de cada perfil de demanda a nivel

de barra, procediendo a la corrección de los intervalos detectados mediante la aplicación de estimadores estadísticos.

Dichos estimadores consideran, al menos, información histórica correspondiente a períodos análogos, de modo de preservar la coherencia temporal de las series. Esta etapa resulta fundamental para evitar distorsiones artificiales, tales como caídas abruptas o valores nulos en los registros de consumo, que podrían sesgar los resultados en las evaluaciones del sistema. Asimismo, se realiza una comparación sistemática de los perfiles históricos, con el fin de distinguir razonablemente entre registros anómalos y comportamientos estacionales propios de la demanda.

7.3.2.2.2 Determinación de las tasas de crecimiento

Con la demanda base debidamente caracterizada, el siguiente paso metodológico consiste en determinar las tasas de crecimiento anual, las cuales permiten proyectar la evolución futura del consumo. Estas tasas se derivan del Informe de Previsión de Demanda Eléctrica correspondiente al respectivo proceso de expansión, elaborado y publicado por la Comisión Nacional de Energía en su sitio web.

En particular, para el presente Informe Técnico, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2024-2044⁴, en adelante “Informe de Demanda”. De dicho informe se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas a clientes regulados y libres, las cuales se consideran para el horizonte de planificación de veinte años.

A partir de los bloques de energía contenidos en el Informe de Demanda, proyectados para dicho horizonte, se calculan algebraicamente las tasas de crecimiento vegetativo anual específicas para cada nodo de retiro, las cuales reflejan la variación anual del consumo esperado en cada barra del sistema. Metodológicamente, y con el fin de resguardar la holgura de las expansiones del Sistema de Transmisión Zonal, se introducen ajustes en aquellas barras donde se observan tasas negativas entre años consecutivos, generalmente asociadas a efectos de volatilidad estadística o a ciclos económicos de corto plazo. Este tratamiento evita subestimar los requerimientos de potencia del sistema producto de variaciones que no responden al crecimiento vegetativo de la demanda eléctrica.

Esta medida contribuye a mitigar el riesgo de subdimensionamiento de las obras del Sistema de Transmisión Zonal y asegura que, al aplicar estas tasas sobre los perfiles de carga, el dimensionamiento resultante de las obras sea consistente con el objetivo de minimización de riesgos de desabastecimiento consagrado en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, así como con las exigencias de suficiencia establecidas en el Título II del Reglamento de Planificación.

Posteriormente, mediante la aplicación de las tasas de crecimiento vegetativo nodal previamente descritas, se proyectan los perfiles de demanda definidos en la sección 7.3.2.2.1 del presente informe, obteniendo así la demanda proyectada para el horizonte de análisis.

⁴ Aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 169, de 8 de abril de 2025.

Asimismo, para el análisis del Sistema de Transmisión Zonal se determina el consumo máximo coincidente y no coincidente de cada barra de retiro en un horizonte de evaluación de veinte años.

Los perfiles de demanda proyectados constituyen el vector de carga base para los análisis del Sistema de Transmisión Zonal, permitiendo diagnosticar restricciones de capacidad e identificar los niveles de holgura de la red.

7.3.2.2.3 Localización de la demanda

Sin perjuicio de que la demanda proyectada se asigne espacialmente a través las lecturas provenientes de la Plataforma de Medición del Coordinador Eléctrico Nacional, el modelo topológico requiere una relocalización para aquellos bloques de demanda relacionados con obras de transmisión previamente decretadas.

Con el objeto de representar adecuadamente la descarga operativa que esta infraestructura aportará a las redes existentes, se modela la transferencia de bloques específicos de demanda. En particular, a partir del año previsto para la entrada en operación de la obra, el bloque de carga previsto se traslada desde su barra de origen hacia el nuevo nodo de suministro. La transferencia considera el crecimiento vegetativo del bloque transferido, manteniendo la tasa de crecimiento de la barra donante para todo el horizonte temporal.

Este tratamiento es consistente con la configuración esperada del sistema, en la medida que reconoce la incorporación de infraestructura ya definida en procesos de planificación anteriores, evitando inconsistencias entre la modelación de la red y la evolución de la demanda.

Esta corrección topológica resulta fundamental para evitar la saturación artificial de las instalaciones atendidas en planes de expansión precedentes, asegurando que el diagnóstico de holguras represente adecuadamente la descongestión estructural y la configuración esperada del sistema.

7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión

Corresponde a las obras de transmisión decretadas en planes de expansión anteriores, los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la Comisión, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo con lo señalado en la letra d. del artículo 78° del Reglamento de Planificación⁵.

⁵ El artículo 78° letra d. del Reglamento de Planificación establece que los proyectos comprometidos son aquellos "... proyectos de generación que se encuentren comprometidos en virtud de las licitaciones de suministro para clientes regulados y aquellos cuyos titulares hubiesen suscrito contratos para el suministro de clientes libres, que se hayan comunicado a la Comisión al inicio del Proceso de Planificación, según los criterios que defina la Comisión".

7.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión

En el presente proceso de planificación fueron consideradas las obras del sistema de transmisión nacional contenidas en los siguientes decretos de expansión:

1. Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, para las obras necesarias para el abastecimiento de la demanda.
2. Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de 29 de febrero de 2012, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
3. Decreto Exento N° 310 del Ministerio de Energía, de 29 de julio de 2013, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes y fija valores de inversión referenciales para nuevos procesos de licitación de obras que indica.
4. Decreto Exento N° 201 del Ministerio de Energía, de 4 de junio del 2014, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes y fija valor de inversión referencial para nuevo proceso de licitación de obra que indica.
5. Decreto Exento N° 158 del Ministerio de Energía, de 16 de abril de 2015, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
6. Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de 16 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
7. Decreto Exento N° 422 del Ministerio de Energía, de 9 de agosto de 2017, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

Asimismo, fueron consideradas las obras de expansión de los sistemas de transmisión zonal contenidas en el siguiente decreto:

1. Decreto Exento N° 418 del Ministerio de Energía, de 4 de agosto de 2017, y sus modificaciones posteriores, que Fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.

Por último, fueron consideradas las obras de expansión del sistema de transmisión nacional y de los sistemas de transmisión zonal contenidas en los siguientes decretos:

1. Decreto Exento N° 293, del Ministerio de Energía, de 29 de octubre de 2018, y sus modificaciones posteriores, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.
2. Decreto Exento N° 4, del Ministerio de Energía, de 3 de enero de 2019, y sus modificaciones posteriores, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.

-
3. Decreto Exento N° 198, del Ministerio de Energía, de 05 de agosto de 2019, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.
 4. Decreto Exento N° 231, del Ministerio de Energía, de 27 de agosto de 2019, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.
 5. Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, de 1 de septiembre de 2020, que revoca parcialmente Decreto N° 231 Exento, de 2019, del Ministerio de Energía, que fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del Plan de Expansión del año 2018, en lo referido a la obra que indica.
 6. Decreto Exento N° 171, del Ministerio de Energía, de 7 de septiembre de 2020, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2019.
 7. Decreto Exento N° 185, del Ministerio de Energía, de 24 de septiembre de 2020, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2019.
 8. Decreto Exento N° 185, del Ministerio de Energía, de 31 de agosto de 2021, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2020.
 9. Decreto Exento N° 229, del Ministerio de energía, de 17 de noviembre de 2021, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2020.
 10. Decreto Exento N° 200, del Ministerio de Energía, de 7 de octubre de 2022, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2021.
 11. Decreto Exento N° 4, del Ministerio de energía, de 9 de enero de 2024, que Fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2022.
 12. Decreto Exento N° 58, del Ministerio de energía, de 12 de marzo de 2024, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2022, y Modifica Decreto Exento N° 4, de 2024, del Ministerio de Energía.
 13. Decreto Exento N° 266, del Ministerio de energía, de 12 de noviembre de 2024, que Fija obras de ampliación de los sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar

su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2023.

14. Decreto Exento N° 13, del Ministerio de Energía, de 14 de enero de 2025, que Fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación, en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2023.

Finalmente, se consideraron todas aquellas obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal, contenidas en el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondientes al año 2024, cuyo decreto, al 30 de mayo de 2025, se encontraba aún en tramitación por parte del Ministerio de Energía⁶.

7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se consideró como antecedente, para el presente plan de expansión, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 289 de la Comisión, de 30 de mayo de 2025, las que se singularizan en la misma resolución.

7.3.3.3 Proyectos Comprometidos

Asimismo, se han considerado los proyectos de generación “comprometidos”, es decir, que sus titulares hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 (adjudicados al 2016), y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres en contratos de largo plazo que se hayan acreditado ante la Comisión al inicio del presente proceso de planificación.

Tabla 7-2: Proyectos de generación comprometidos.

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Socompa Solar	dic-25	250/250/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Likanantai 220
Arboleda Solar	dic-25	80/80/2	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Teno 66
Don Carlos	dic-25	196/196/5	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago	dic-25	132,0	Eólica	Frutillar Norte 220
Dañicalqui	dic-25	95,2	Eólica	Entre Ríos 220
Colinas	dic-25	188,1	Eólica	Hualqui 220
Tagua Tagua	dic-25	176,0	Solar Fotovoltaica	Polpaico 220
Andino Occidente	dic-25	147,0	Solar Fotovoltaica	Loica 220
Tirana Oeste	dic-26	120,4	Solar Fotovoltaica	Nueva Pozo Almonte 220
Loncualhue	dic-26	187,2	Eólica	Nueva Cauquenes 220

⁶ Con fecha 12 de enero de 2026, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto Exento N°354 de 30 de diciembre de 2025, del Ministerio de Energía, que “Fija obras nuevas de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2024”.

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Zaldívar	dic-26	250/35/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Zaldívar 220

7.3.4 Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión

Como ya se indicó en la introducción del presente informe, en conformidad a lo señalado en el artículo 87° de la Ley, la Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la PELP que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones.

En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el Decreto Exento N° 203, de 31 de julio de 2025, del Ministerio de Energía, que aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2023 – 2027.

En conformidad a lo que se establece en el artículo 76 del Reglamento de Planificación, la consideración de la PELP, en el proceso de planificación, se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos (EE) para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT). En este sentido, el artículo 83 del Reglamento de Planificación, establece que “La Comisión deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. Para dichos efectos, deberá considerar la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión mediante una metodología debidamente justificada en el informe técnico”. A su vez, el artículo 83° establece que “Cada EGPT deberá contener los respectivos polos de desarrollo de su correspondiente Escenario Energético”.

La PELP establece tres escenarios energéticos equiprobables, los cuales se construyen a partir de los siguientes seis grupos de factores: (i) Transversales; (ii) Externos; (iii) Emisiones locales y globales; (iv) Nuevas tecnologías; (v) Eficiencia energética; e (vi) Integración internacional.

Considerando estos factores y variables de análisis, se obtienen diferentes planes de obra de generación para cada uno de los tres EE definidos en la PELP, los cuales ya incorporan los factores y variables señalados, en especial, la disposición social para proyectos, los cambios tecnológicos en almacenamiento con baterías y costos de externalidades ambientales.

Además, esta Comisión consideró el parque de generación existente, la fecha estimada de entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos, y los nuevos proyectos de generación que entrarán en operación en el sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP. Con respecto a este último punto, es relevante mencionar que en la PELP se consideraron proyectos de generación

asociados a licitaciones de terrenos fiscales, los cuales fueron incorporados en cada uno de los EGPT, de acuerdo con lo señalado en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3: Proyectos de generación con motivo de las licitaciones de terrenos fiscales.

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia instalada [MW]	Fecha de Entrada en Operación
Arica_Solar	Parinacota 220	Solar	26	ene-23
Sur_Viejo	Lagunas 220	Solar	93	ene-23
Almonte	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	75	ene-22
Pica	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	90	ene-23
Pintados	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	77	ene-22
Salar_de_Huasco	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	30	ene-23
Wara_III	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	45	ene-23
Solar_Toro	Parinas 220	Solar	56	ene-24
Aguas_Blancas_2	Los Changos 220	Solar	72	ene-21
Alfa_Solar	Crucero 220	Solar	854	ene-24
PF_Tocopilla	Maria Elena 220	Solar	428	ene-22
PF_Quillagua	Quillagua 220	Solar	90	ene-22
Lascar	Kimal 220	Solar	65	ene-22
Carrera_Pinto_II	Cumbre 220	Solar	50	ene-23
Guanaco_Solar	Diego de Almagro 110	Solar	77	ene-24
Eolica_Marmoleras	Kimal 220	Eólica	150	ene-27
Eolica_Pampa_Fidelia	Parinas 500	Eólica	920	ene-27
Eolica_Nolana	Parinas 220	Eólica	280	ene-26
Eolica_Pampa_Yolanda	Parinas 220	Eólica	532	ene-27
Total Solar			2.128	
Total Eólica			1.882	

Con lo anterior, se procedió a realizar un ajuste de la oferta de generación con respecto a la demanda, toda vez que la proyección de demanda de largo plazo, utilizada en la PELP, debe ser ajustada respecto de los valores proyectados por esta Comisión, de acuerdo con los antecedentes y criterios a que se refieren los numerales 7.3.2 y 7.3.3.

Para efectos de lo anterior, el Ministerio de Energía proporcionó a la CNE la formulación de los escenarios de generación resultantes de la PELP, los cuales fueron adaptados por esta Comisión mediante el uso del mismo software con el cual el Ministerio de Energía realiza la proyección de la oferta de generación⁷, pero adaptando la modelación⁸ en los principales elementos que diferencian las simulaciones desarrolladas en el proceso PELP y la planificación de la

⁷ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

⁸ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

transmisión, de modo de mejorar la consistencia entre los resultados obtenidos en dichos procesos.

Por último, esta Comisión verificó el cumplimiento de los requerimientos de energía renovable no convencional incorporados a la Ley General de Servicios Eléctricos en virtud de la Ley N° 20.698⁹, respecto de los tres EGPT que resultaron de los ajustes antes mencionados.

A continuación, se explican con mayor detalle los ajustes y criterios aplicados por esta Comisión para determinar los EGPT.

7.3.4.1 Ajuste por demanda

Para el presente proceso de planificación de la transmisión, el ajuste por demanda se realizó mediante el uso de un modelo de optimización de inversiones de generación-transmisión, el cual permite determinar los montos y tecnologías de generación óptimos, así como refuerzos referenciales del sistema de transmisión, mediante una optimización conjunta de estas variables.

De esta forma, a partir de la base de datos facilitada por el Ministerio, correspondiente a la PELP, se procedió a ajustar una serie de características del parque de generación inicial (base), y también se cargaron las proyecciones de demanda y precios de combustibles a utilizar en el proceso de planificación de la transmisión, para obtener así una mayor consistencia entre el proceso de ajuste del parque generador y las simulaciones desarrolladas en el resto del proceso de expansión de la transmisión.

Tras realizar los ajustes indicados en el párrafo anterior se procedió a ejecutar el software de optimización de inversiones, obteniendo EGPT preliminares (primer ajuste por demanda). Los resultados de este primer ajuste por demanda se resumen en la Tabla 7-4, considerando la comparación al año 2040.

Tabla 7-4: Potencia instalada (MW) PELP y EGPT preliminares (primer ajuste por demanda).

	ESC-1	ESC-2	ESC-3
PELP	16.047	35.874	51.346
EGPT Preliminar	9.086	21.497	23.358
Diferencia	6.961	14.377	27.988

A continuación, se incorporan los resultados del primer ajuste por demanda al software de operación económica, indicado en el numeral 7.4.1 del presente informe, y se simulan cada uno de los EGPT preliminares, de manera independiente, y con el sistema de transmisión sin restricciones, para visualizar los resultados de la evolución de las principales variables del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación.

⁹ Ley N° 20.698, que “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales”.

Del análisis de los resultados se desprende la necesidad de realizar un segundo ajuste, el cual consiste en adicionar centrales de punta (en este caso particular, centrales diésel), con el propósito de incorporar oferta que permita abastecer la demanda del sistema frente a las distintas condiciones de disponibilidad hidrológica y eólica simuladas.

Lo anterior es consecuencia de las diferencias en el nivel de detalle de la representación entre el modelo de inversión y el de operación, entre las cuales se encuentran el sistema de transmisión, la cantidad de series hidrológicas y de producción eólica, principalmente. Estas diferencias impactan en los resultados de un modelo con relación al otro, lo cual se vuelve especialmente relevante en la medida en que disminuye la participación de centrales de generación flexible y aumenta la participación de centrales de producción variable en el sistema. El efecto es que las diferencias en la representación se traducen en que el modelo de simulación de la operación observe condiciones más estrictas desde el punto de vista de la oferta disponible en comparación a lo que simula el modelo de inversión, llegando incluso a observarse como resultado que no es posible abastecer la totalidad de la demanda en algunas condiciones particulares (bloques e hidrologías).

Dado lo anterior, se realizó una aproximación simple, en base a la estadística de ingreso de centrales de punta, incorporando grupos de estas centrales dispersas en el sistema, de acuerdo con lo indicado en la Tabla 7-5.

Tabla 7-5: Instalación de potencia de punta (MW) - segundo ajuste por demanda.

Año	P[MW]
2026	450
2028	300
2029	600
2030	800
2033	300
2035	50
2036	100
2038	500

En la siguiente tabla se muestra la variación de la potencia instalada entre los escenarios de generación de la PELP y los Escenarios de Generación para la Transmisión.

Tabla 7-6: Resumen de modificación de potencia instalada (MW) por escenario de generación.

	ESC-1	ESC-2	ESC-3
PELP	16.047	35.874	51.346
EGPT Preliminar	9.086	21.497	23.358
Central Punta	3.100	3.100	3.100
EGPT	12.186	24.597	26.458
Diferencia (PELP - ITF)	3.861	11.277	24.888

7.3.4.2 Distribución del parque de generación

El parque de generación se ha distribuido en las distintas barras del sistema por cada EGPT, de acuerdo con los montos globales de generación por zona dispuestos en la PELP, ajustados según lo descrito anteriormente (sección 7.3.4.1).

Conforme lo señalado el artículo 83 del Reglamento de Planificación, la distribución de las centrales de generación se estructuró mediante el uso de las siguientes fuentes de información:

1. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).
2. Estado de los proyectos que, de acuerdo con lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional, a la fecha tienen puntos de conexión pendientes.
3. Propuesta anual de expansión de la transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2025.
4. Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio.
5. Planes de expansión de la transmisión precedentes.

Finalmente, como resultado de las consideraciones, análisis y ajustes descritos anteriormente, se obtuvieron los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), los cuales se indican en los numerales siguientes.

7.3.4.3 Escenario 1

El EGPT asociado al escenario “Recuperación Lenta” de la PELP, denominado indistintamente “Escenario 1” o “ESC-1”, considera dentro de sus principales factores lo siguiente:

- Una proyección de demanda energética baja;
- Una proyección de precios de combustibles fósiles baja;
- Una disminución lenta de los costos de inversión de las tecnologías renovables; y
- El cierre total de centrales a carbón al año 2040.

Dentro del ajuste realizado sobre la información proveniente de la PELP, se destaca la actualización de las centrales de generación y almacenamiento, con un aumento importante en la instalación de baterías de alrededor 5.500 MW. Además, se realiza la actualización de la fecha de entrada en operación de las obras de transmisión, destacándose el atraso de aquellas obras con estudio de franjas en curso.

Como resultado de la cooptimización generación-transmisión, considerando el modelo utilizado en la PELP junto con las actualizaciones y ajustes mencionados, se observa un desarrollo principalmente eólico, seguido del desarrollo de unidades de almacenamiento, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

En la siguiente figura se observa el total de potencia instalada, considerando las centrales y almacenamiento de base y aquellas unidades desarrolladas por el modelo de optimización.

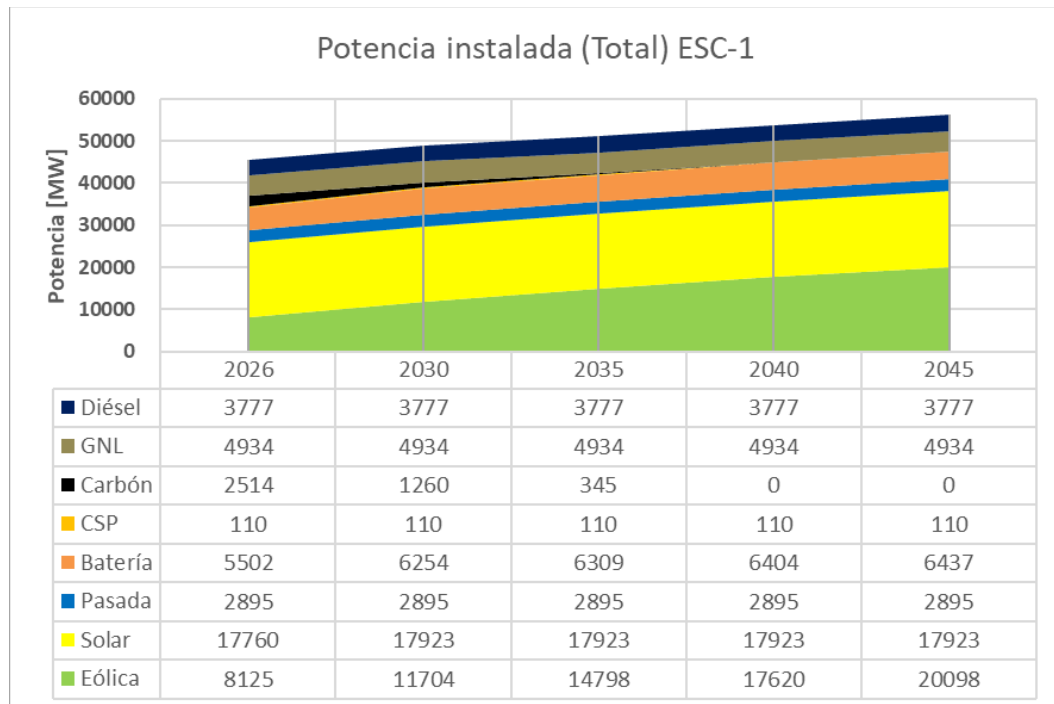
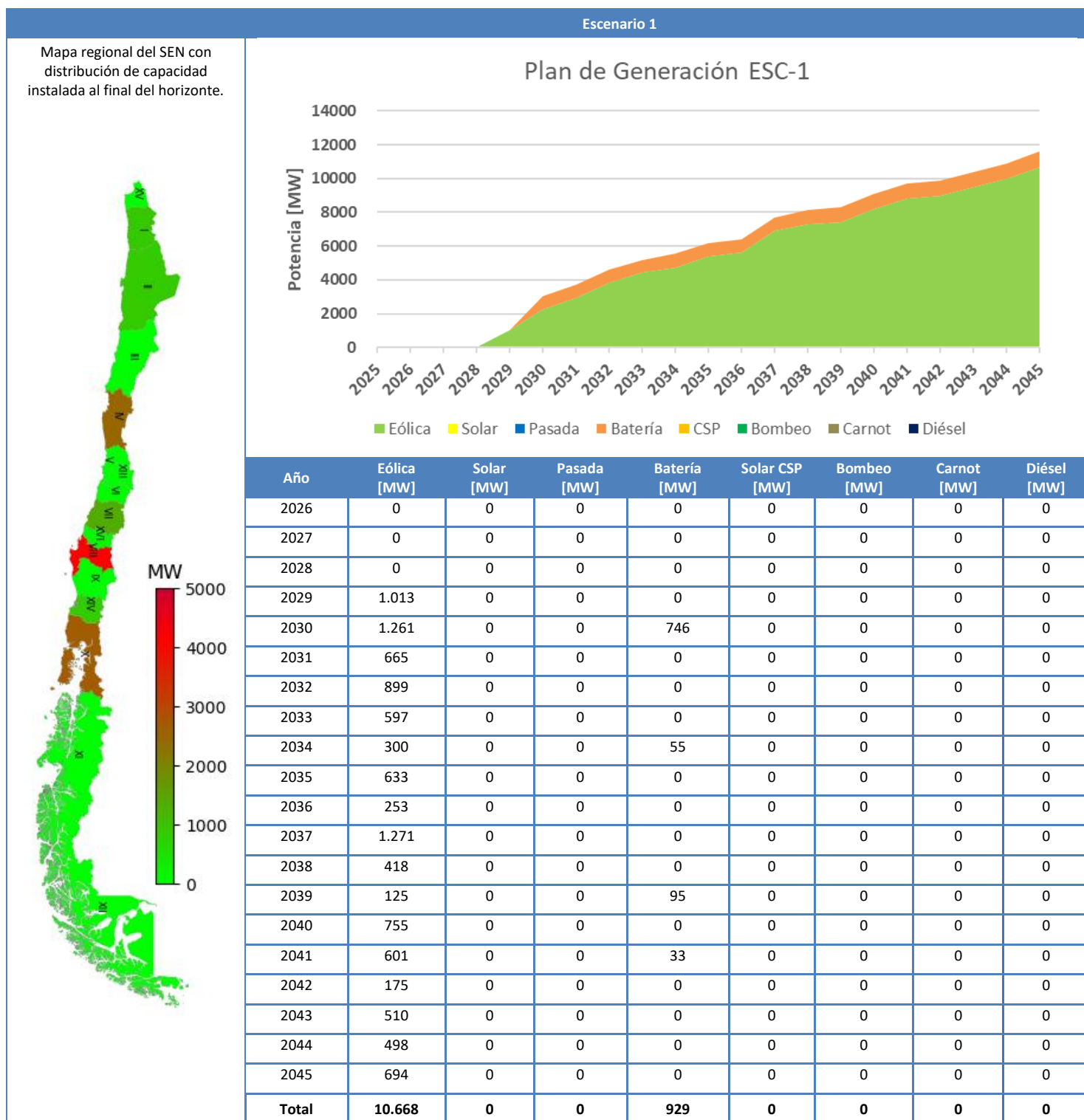


Figura 7-5: Potencia instalada total ESC-1.

Tabla 7-7: Plan de Obra de Generación Escenario 1.



7.3.4.4 Escenario 2

El EGPT asociado al escenario “Carbono Neutralidad” de la PELP, denominado indistintamente “Escenario 2” o “ESC-2”, considera dentro de sus principales factores lo siguiente:

- Una proyección de demanda energética media;
- Una proyección de precios de combustibles fósiles media;
- Una disminución media de los costos de inversión de las tecnologías renovables; y
- El cierre total de centrales a carbón al año 2035.

Dentro del ajuste realizado sobre la información proveniente de la PELP, se destaca la actualización de las centrales de generación y almacenamiento, con un aumento importante en la instalación de baterías de alrededor 5.500 MW. Además, se realiza la actualización de la fecha de entrada en operación de las obras de transmisión, destacándose el atraso de aquellas obras con estudio de franjas en curso.

Como resultado de la cooptimización generación-transmisión, considerando el modelo utilizado en la PELP junto con las actualizaciones y ajustes mencionados, se observa un desarrollo principalmente eólico, seguido del desarrollo de centrales solares y de almacenamiento, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

En la siguiente figura se observa el total de potencia instalada, considerando las centrales y almacenamiento de base y aquellas unidades desarrolladas por el modelo de optimización.

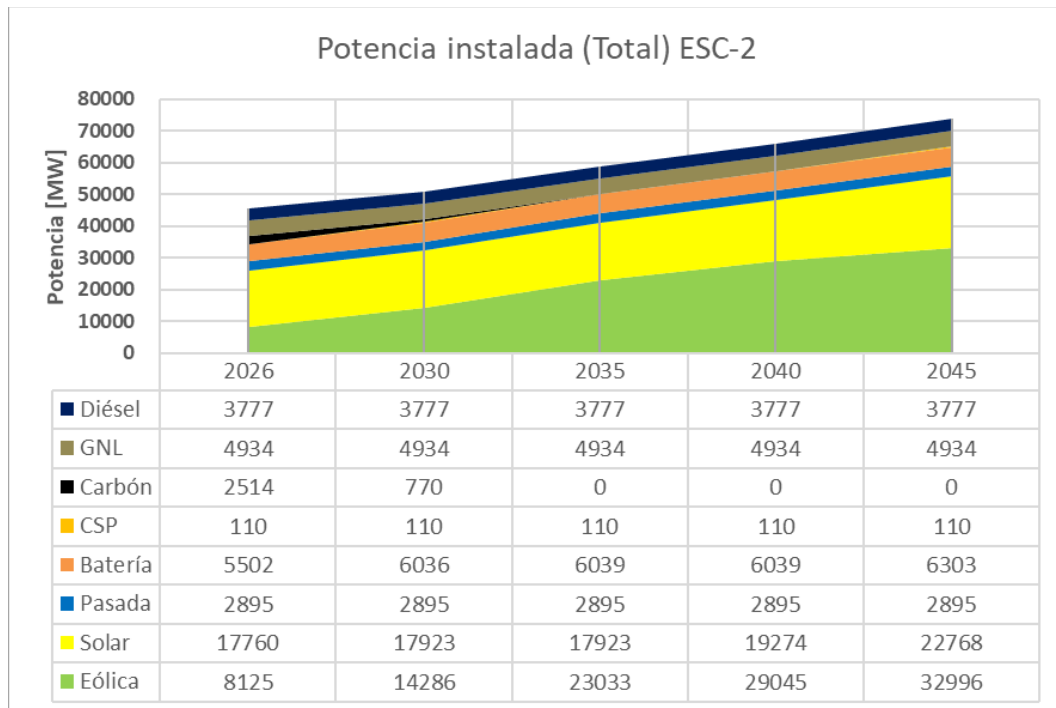
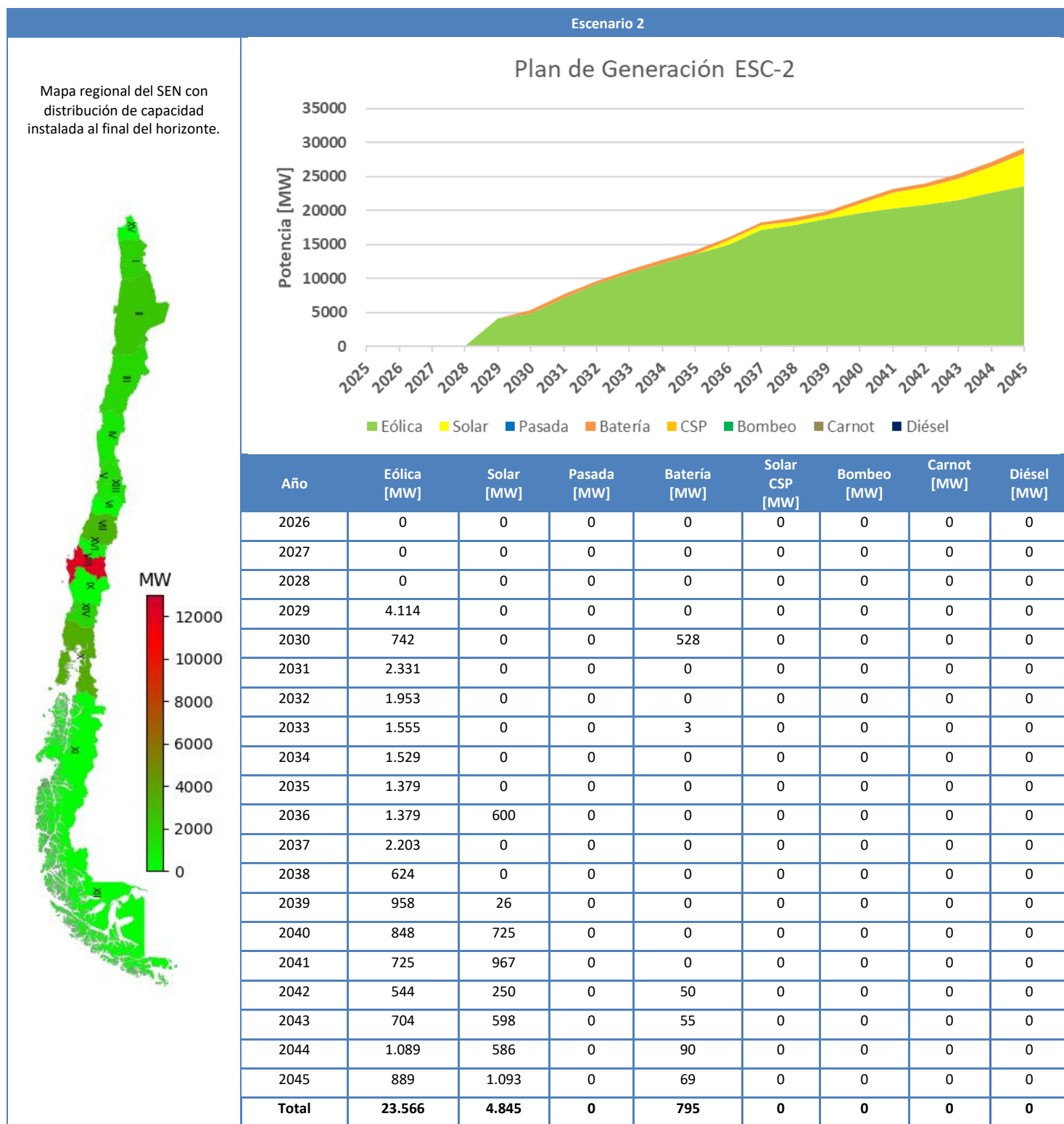


Figura 7-6: Potencia instalada total ESC-2.

Tabla 7-8: Plan de Obra de Generación Escenario 2.



7.3.4.5 Escenario 3

El EGPT asociado al escenario “Transición Acelerada” de la PELP, denominado indistintamente “Escenario 3” o “ESC-3”, considera dentro de sus principales factores lo siguiente:

- Una proyección de demanda energética alta;
- Una proyección de precios de combustibles fósiles alta;
- Una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables; y
- El cierre total de centrales a carbón al año 2030.

Dentro del ajuste realizado sobre la información proveniente de la PELP, se destaca la actualización de las centrales de generación y almacenamiento, con un aumento importante en la instalación de baterías de alrededor 5.500 MW. Además, se realiza la actualización de la fecha de entrada en operación de las obras de transmisión, destacándose el atraso de aquellas obras con estudio de franjas en curso.

Como resultado de la cooptimización generación-transmisión, considerando el modelo utilizado en la PELP junto con las actualizaciones y ajustes mencionados, se observa un desarrollo principalmente eólico, seguido del desarrollo de centrales solares y de almacenamiento, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698.

En la siguiente figura se observa el total de potencia instalada, considerando las centrales y almacenamiento de base y aquellas unidades desarrolladas por el modelo de optimización.

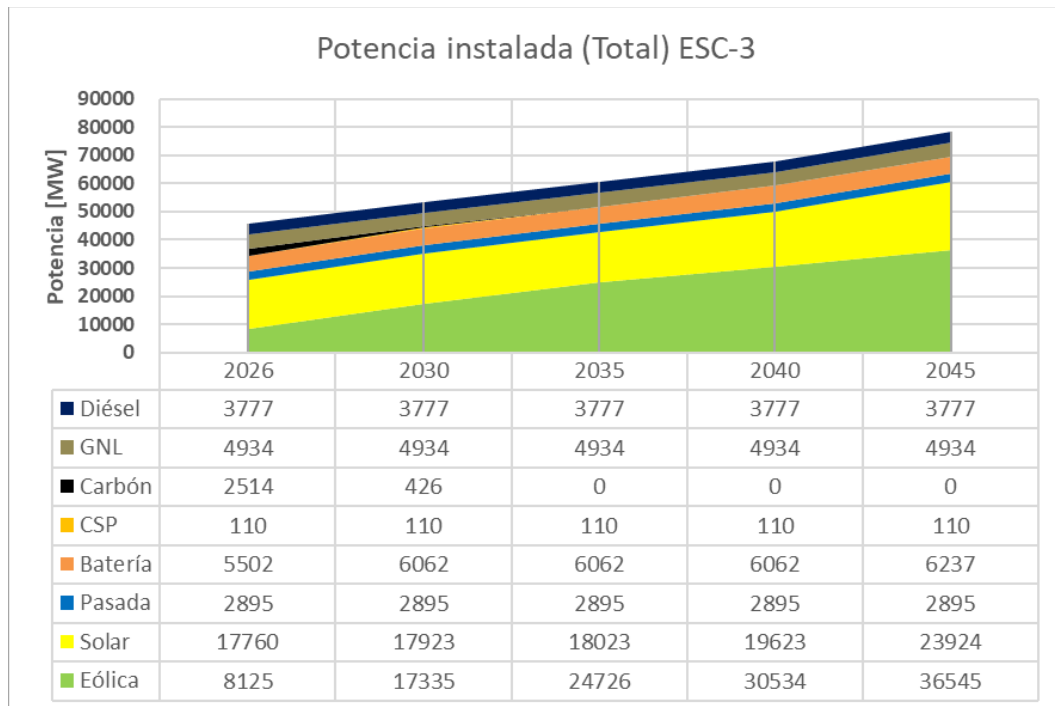
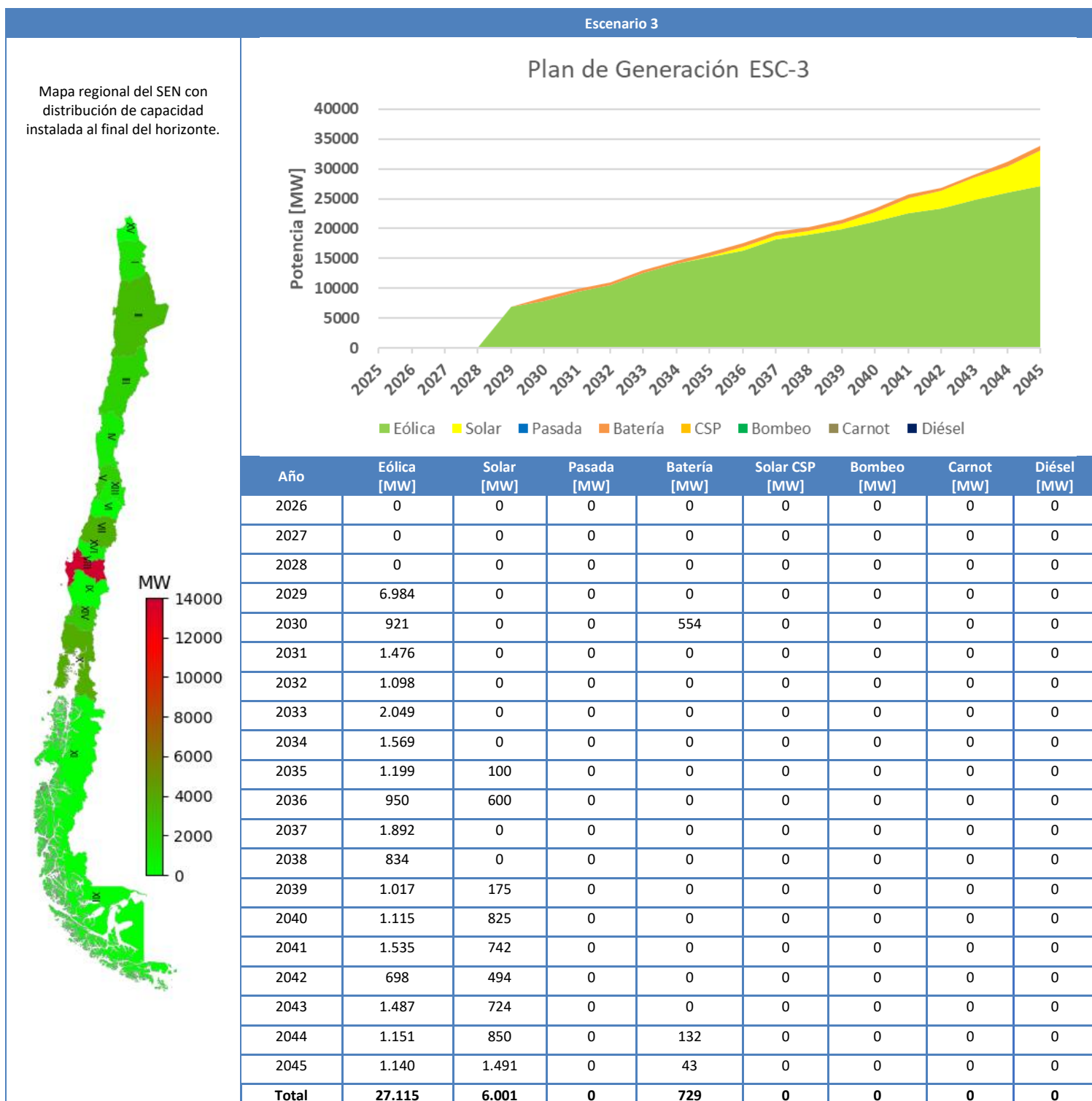


Figura 7-7: Potencia instalada total ESC-3.

Tabla 7-9: Plan de Obra de Generación Escenario 3.



7.3.4.6 Cumplimiento de la Ley N° 20.698

Como ya se señaló, los EGPT permiten dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley N° 20.698, que “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales”, que modificó los porcentajes de la obligación de suministro mediante Energías Renovables No Convencionales (ERNC) establecida en la Ley N° 20.257, de acuerdo con lo que a continuación se indica:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el 10% el año 2024.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

7.3.5 Proyección de Precios de Combustibles

En conformidad a lo establecido en el literal a del artículo 78 del Reglamento de Planificación, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan corresponden a las siguientes:

Para los primeros años del horizonte de análisis hasta el 2026, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2025, aprobado mediante Resolución Exenta N° 456, de 01 de agosto de 2025. Para los años posteriores se extendió la proyección de cada uno de los combustibles a partir de las tendencias y tasas de crecimiento y precios provenientes de la PELP. Los siguientes cuadros muestran el costo del GNL, Carbón y Crudo Brent utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 7-10: Costo del GNL usado en la modelación del SEN.

Año	Precio Bajo [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Alto [USD/MMBtu]
2025	8,11	8,11	8,11
2026	7,94	7,94	7,94
2027	7,48	7,80	8,13
2028	7,35	7,93	8,52
2029	7,14	7,96	8,78
2030	7,07	8,05	9,04
2031	7,19	8,21	9,22
2032	7,31	8,38	9,45

Año	Precio Bajo [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Alto [USD/MMBtu]
2033	7,46	8,57	9,68
2034	7,51	8,67	9,83
2035	7,56	8,74	9,91
2036	7,59	8,78	9,97
2037	7,64	8,82	10,01
2038	7,74	8,92	10,10
2039	7,74	8,92	10,11
2040	7,84	9,03	10,21
2041	7,92	9,08	10,25
2042	7,92	9,07	10,23
2043	7,89	9,02	10,15
2044	7,89	9,04	10,18
2045	7,87	9,01	10,15

Tabla 7-11: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN¹⁰.

Año	Precio Bajo [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Alto [USD/ton]
2025	91,73	91,73	91,73
2026	91,30	91,30	91,30
2027	91,27	91,27	91,27
2028	83,66	91,22	98,77
2029	85,02	93,56	102,10
2030	88,64	97,36	106,08
2031	89,73	97,86	105,99
2032	89,26	96,52	103,78
2033	89,38	96,40	103,41
2034	90,46	97,56	104,66
2035	91,19	98,08	104,97
2036	92,50	99,44	106,37
2037	93,61	100,67	107,74
2038	96,12	103,27	110,43
2039	96,88	102,85	108,81
2040	98,79	103,95	109,11
2041	98,97	104,26	109,54
2042	99,25	104,75	110,25
2043	100,23	106,11	111,99

¹⁰ Precio del carbón térmico 6350 [kcal/kg]

Año	Precio Bajo [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Alto [USD/ton]
2044	101,04	107,14	113,24
2045	102,14	108,13	114,12

Tabla 7-12: Costo del Crudo Brent usado en la modelación del SEN¹¹.

Año	Precio Bajo [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Alto [USD/ton]
2025	620,53	620,53	620,53
2026	700,99	700,99	700,99
2027	591,03	691,74	792,45
2028	509,00	686,46	863,92
2029	446,34	691,13	935,52
2030	394,59	696,41	998,23
2031	396,24	702,06	1.007,88
2032	403,73	704,91	1.006,10
2033	406,01	709,79	1.013,57
2034	404,37	716,02	1.027,66
2035	408,22	718,96	1.029,69
2036	415,26	722,86	1.030,47
2037	416,99	729,98	1.042,97
2038	424,78	727,60	1.030,43
2039	428,10	730,17	1.032,25
2040	426,73	730,65	1.034,57
2041	426,97	735,09	1.043,21
2042	427,23	738,39	1.049,54
2043	429,23	740,07	1.050,91
2044	431,17	743,47	1.055,77
2045	434,12	743,82	1.053,52

7.3.6 Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas

En conformidad a lo establecido en la letra f. del artículo 78° del Reglamento de Planificación, con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización del sistema de transmisión, se simuló la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los distintos bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típicas de las centrales solares y de los registros de viento por zona del país, considerando la siguiente metodología:

¹¹ Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI.

-
- a) La demanda mensual se representó mediante 12 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 12 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Cada uno de los bloques agrupa dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día.
 - b) La duración total de los bloques correspondientes a un día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a un día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días hábiles es mayor que la de días no hábiles.
 - c) La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo la curva de demanda horaria del sistema y el perfil de generación de las centrales solares y eólicas en todos los meses del año. De esta forma, se incluyó en cada bloque la generación solar en forma horaria. Por su parte, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.
 - d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque, para cada barra, se utilizó la información de retiros horarios en cada mes del año 2020, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividieron por la demanda promedio en el mes, obteniéndose así el factor correspondiente a cada bloque y mes para todas las barras de consumo.
 - e) Para los datos de radiación solar se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile desarrollado para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico

En este apartado se describe la metodología empleada para la representación de las centrales solares en el modelo de despacho económico. Dicha metodología se estructura en tres etapas: (i) Determinación de perfiles solares referenciales para cada zona geográfica; (ii) Representación de perfiles solares en estructura de bloques; y (iii) Desarrollo de perfil para tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP).

i. Determinación de perfiles solares para cada zona

Se han definido tres zonas geográficas, contando cada una con un perfil referencial de potencia horaria fotovoltaica. Dicho perfil se ha construido a partir de centrales existentes con más de un año de operación en el sistema (y estadística disponible). La zona 1 se encuentra comprendida entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de Coquimbo, hasta S/E Punta Colorada; la zona 2 se encuentra comprendida entre la Región de Coquimbo, desde S/E Punta Colorada, y la Región del Maule, hasta S/E Parral; y la zona 3 comprende todas las centrales fotovoltaicas ubicadas al sur de la Región del Maule.

Para efectos de la confección del perfil característico de la zona 3 se utilizó el perfil de la zona 2, el que se ponderó con un factor mensual calculado en base a la radiación solar GHI (*Global Horizontal Irradiance*) de las localidades de Polpaico (Centro) y Los Varones (Sur), obtenidos desde el Explorador de Energía Solar del Ministerio de Energía¹².

¹² Explorador Solar. URL: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

La Figura 7-8 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

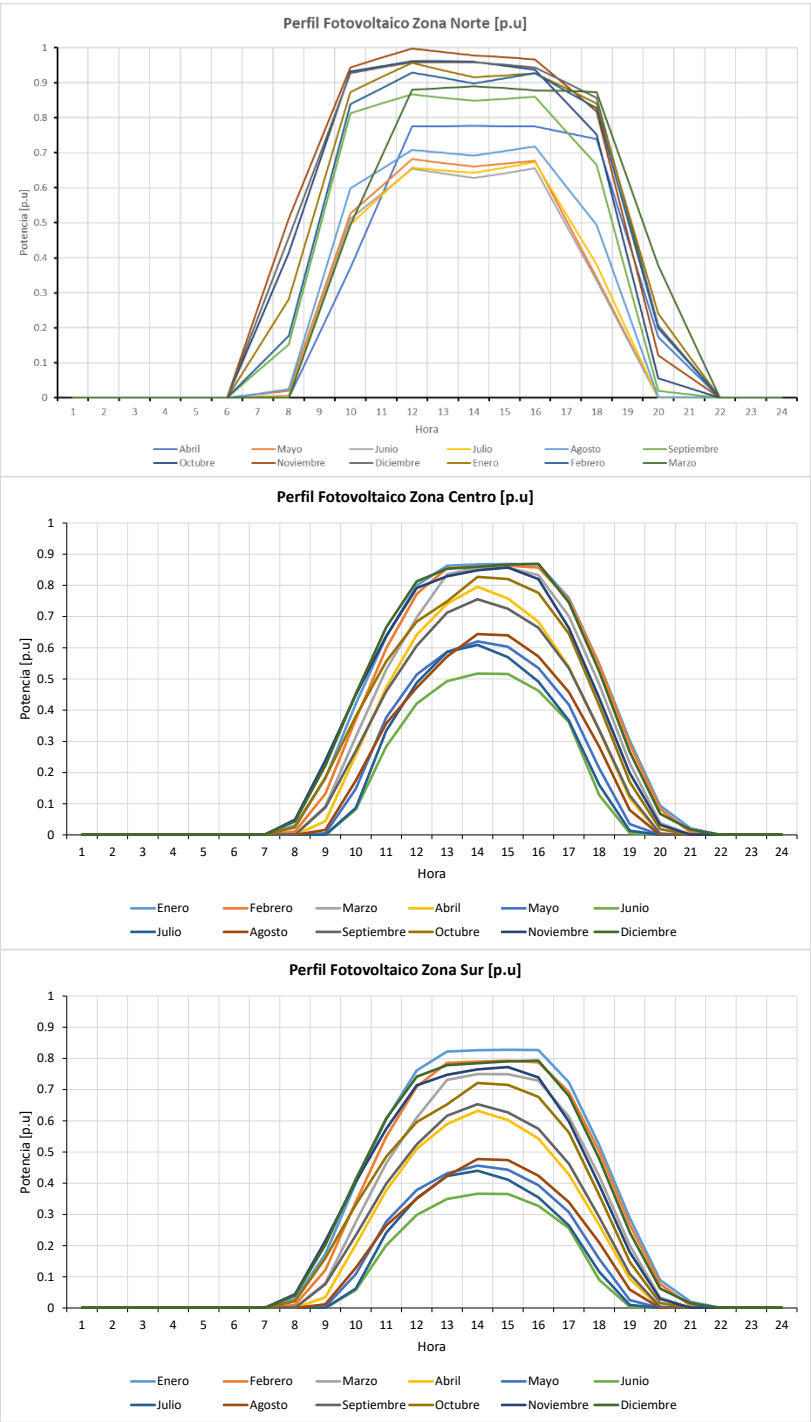


Figura 7-8: Perfil fotovoltaico para las distintas zonas.

ii. Representación de perfiles solares en estructura de bloques

Los perfiles horarios generados en la etapa anterior fueron adecuados a la estructura de bloques y etapas mensuales definidas en base a la demanda eléctrica, para su correcta representación en el modelo de despacho económico. Dado que la estructura de bloques hace distinción entre días hábiles y no hábiles, y dicha distinción no es aplicable para el recurso solar, se generó un “día-tipo” para cada mes mediante el promedio de los perfiles diarios de un mes.

Luego, mediante la relación “mes-hora->bloque”, que caracteriza a la demanda eléctrica, se adecuaron los perfiles fotovoltaicos obtenidos de cada día-tipo a la estructura del modelo de despacho hidrotérmico.

iii. Desarrollo de perfil para tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP)

El desarrollo del perfil para la tecnología de CSP consideró la complementariedad existente entre dicha tecnología con la tecnología solar fotovoltaica. En particular, el perfil de la zona 1 fue determinado en concordancia con la ubicación del potencial solar térmico contenido en la PELP.

Dado lo anterior, se utilizó un solo perfil (en p.u.) para las centrales de Concentración Solar de Potencia, cuyo cálculo se basó en la potencia del perfil fotovoltaico asociado a la zona 1. En primer lugar, se calculó una potencia complementaria a la solar fotovoltaica en p.u., según se indica en la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Complemento (p.u.)} = 1 - \text{Potencia FV(p.u.)}$$

Lo anterior da lugar a datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla 7-13, en la cual se han destacado en color rojo aquellas horas en que la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color blanco las horas del día en las que una fracción de la energía sería almacenada para su posterior utilización en las otras horas del día.

Tabla 7-13: Potencia complementaria para cada mes-hora.

HORA	MES											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,93	0,93
8	0,98	1	1	1	1	1	1	1	1	0,98	0,43	0,45
9	0,63	0,81	0,91	0,97	1	1	1	0,99	0,85	0,6	0,18	0,18
10	0,27	0,33	0,4	0,52	0,7	0,83	0,82	0,63	0,35	0,22	0,08	0,09
11	0,15	0,17	0,19	0,24	0,33	0,42	0,39	0,28	0,18	0,12	0,04	0,04
12	0,07	0,09	0,14	0,2	0,31	0,36	0,32	0,23	0,14	0,09	0,04	0,04
13	0,05	0,08	0,12	0,22	0,34	0,38	0,34	0,24	0,16	0,09	0,05	0,04
14	0,05	0,08	0,14	0,25	0,36	0,41	0,36	0,27	0,17	0,09	0,05	0,04
15	0,05	0,08	0,14	0,24	0,34	0,4	0,37	0,28	0,17	0,08	0,04	0,05
16	0,05	0,08	0,13	0,22	0,32	0,38	0,34	0,27	0,15	0,07	0,04	0,05
17	0,05	0,07	0,12	0,21	0,3	0,35	0,32	0,25	0,14	0,07	0,06	0,07
18	0,06	0,08	0,13	0,25	0,34	0,38	0,35	0,28	0,16	0,1	0,17	0,14
19	0,13	0,15	0,21	0,42	0,61	0,67	0,56	0,45	0,29	0,22	0,49	0,36
20	0,31	0,38	0,6	0,89	0,98	0,99	0,97	0,91	0,8	0,69	0,95	0,87
21	0,82	0,89	0,98	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

A partir de dichos valores, y considerando una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas como una operación factible para una central CSP, se adoptó un perfil para la tecnología CSP donde:

$$Potencia\ CSP\ (p.u) = \begin{cases} 1, & \text{si } 0,95 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) \\ 0,9, & \text{si } 0,8 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0,95 \\ 0,8, & \text{si } 0,3 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0,8 \\ 0,6, & \text{si } Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0,3 \end{cases}$$

7.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico

En este apartado se describe la metodología empleada para el modelamiento de las centrales eólicas en el modelo de despacho económico, la que se divide en tres etapas: (i) Serie de tiempo del recurso primario; (ii) Transformación del recurso primario en potencia eléctrica; y (iii) Representación de la potencia eólica en bloques.

i. Serie de tiempo del recurso primario

Para el modelamiento de las centrales eólicas, tanto existentes como en construcción y comprometidas, se extrajo la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años¹³, y a partir de la altura del aerogenerador, dato que fue obtenido desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En caso de que no se contara con la información necesaria en el Explorador Eólico antes referido, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

Posteriormente, se procedió a escoger aleatoriamente, para cada uno de los meses del año, 34 perfiles, con el objeto de obtener un símil a las 34 hidrologías utilizadas actualmente en la modelación, y separarlos en bloques de días hábiles y no hábiles. Cabe destacar que la relación afluyente hídrico con el eólico se realizó de forma aleatoria, sin considerar una correlación temporal entre ambos.

Concluida la elección de los días que representan a cada mes, se extrajo para cada uno de esos días, de forma horaria, la información del recurso primario para cada una de las centrales eólicas, respetando la correlación espacial y temporal de cada una de ellas.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, a través de un gráfico estilo *boxplot*, para un mes de enero:

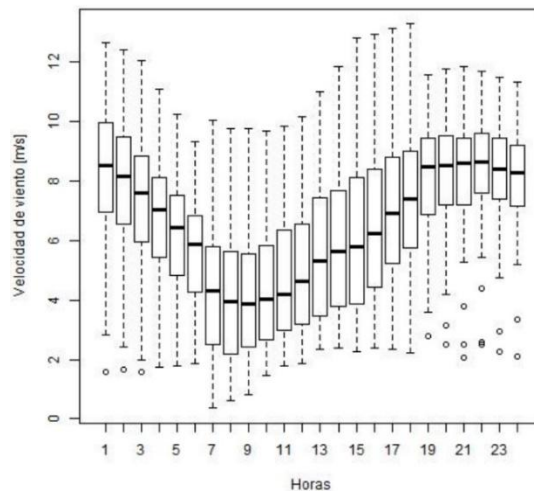


Figura 7-9: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero.

¹³ Los datos de la serie de tiempo entre el periodo comprendido por los años 1980 y 2016 corresponden a una reconstrucción estadística.

ii. Transformación del recurso primario en potencia eléctrica

La potencia que puede entregar una turbina eólica está determinada por la ecuación presentada a continuación, donde se puede apreciar que el factor que incide de mayor forma en el valor de la potencia es la velocidad del viento. Cabe señalar que un factor asociado a la construcción del rotor de la turbina es el área de barrido del rotor, por lo cual, con el paso del tiempo se han ido construyendo rotores con diámetro cada vez más grande.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Donde:

P : Potencia eólica generada.

ρ : Densidad del aire en la altura a evaluar.

A : Área del rotor.

v : Velocidad de viento.

En general, resulta difícil obtener una estimación del parámetro “ ρ ”, por lo que los fabricantes definen empíricamente la curva potencia-velocidad, la que es distinta para cada modelo de turbina. En particular, en la Figura 7-10 que se muestra a continuación, se presenta la característica potencia-velocidad de una turbina. Como se puede apreciar, la curva de potencia-velocidad típica de una turbina posee un rango de velocidades en las cuales puede generar potencia eólica. Sin embargo, el considerar dicha curva para cuantificar la potencia total de un parque eólico puede tender a errores. Esto se debe a que, en un parque eólico, debido a diversos factores, las turbinas reciben distintas velocidades de viento, lo que produce que la curva potencia-velocidad de un parque equivalente tienda a suavizar el perfil.

Por otra parte, existen trabajos¹⁴ en los cuales se consideran, como efectos a tomar en cuenta para la transformación de potencia-velocidad del parque equivalente, la eficiencia del arreglo (efecto de reducción de velocidad debido a tener turbinas aguas arriba), velocidad de corte, efectos topográficos, promediado espacial, disponibilidad de recurso (de acuerdo con la ubicación de la turbina, ya sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 7-10 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que este se encuentre emplazado en una altura cercana al nivel del mar o para aquel en que se encuentre emplazado a más altura. Se puede apreciar que la velocidad de corte de potencia eólica no es la misma que para el caso del aerogenerador individual, y que es mucho más suave el tránsito para llegar a esta.

¹⁴Ver Norgaard Per and Holttinen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004; J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.

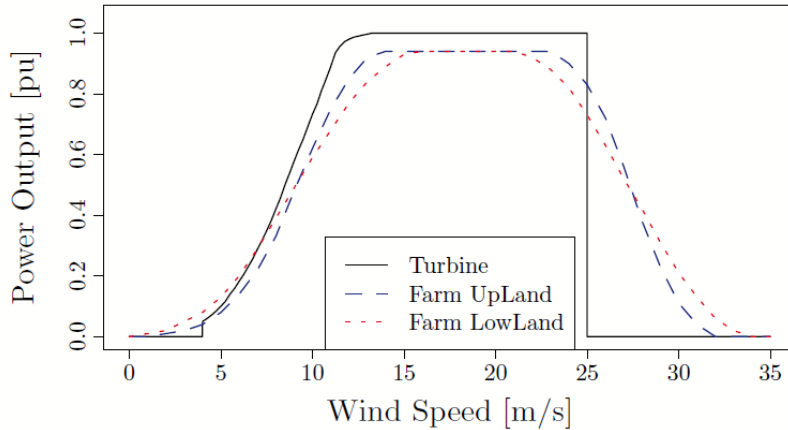


Figura 7-10: Potencia de acuerdo con la velocidad del viento.

En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica utilizados para el Plan de Expansión 2025, se consideró el promedio de las curvas “Farm UpLand” y “Farm LowLand” que aparecen en la figura anterior, por cuanto en el Sistema Eléctrico Nacional existen parques eólicos ubicados en distintas zonas geográficas.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, a través de un gráfico estilo *boxplot*, para un mes de enero:

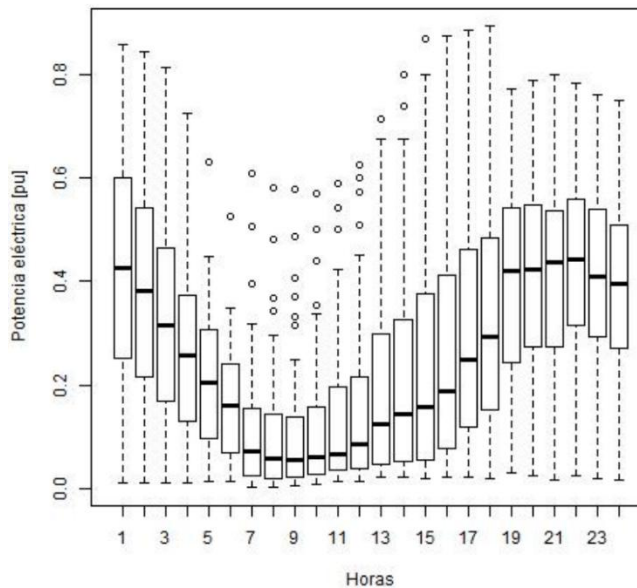


Figura 7-11: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero.

iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

Los datos obtenidos, como resultado del proceso anterior, deben ser transformados a bloques para su representación en el modelo de despacho económico. Para lo anterior, y tomando en consideración que la diferenciación entre días hábiles y no hábiles se debe exclusivamente al comportamiento de la demanda eléctrica, y que no existe ningún motivo para mantener esa

diferenciación respecto a la potencia eólica generable, los 34 afluentes eólicos fueron transformados sin hacer distinción entre días hábiles y no hábiles.

7.3.7 Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional

Para el presente plan se ha considerado la representación topológica completa del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las unidades generadoras, los sistemas de transmisión de los segmentos nacional, zonal y dedicado, considerando tanto las instalaciones existentes como las que se encuentran construcción. Adicionalmente, se incluyen aquellas centrales de generación que se encuentran comprometidas, de acuerdo con los informes finales de licitaciones de suministro de clientes regulados¹⁵. En el caso de los Sistemas de Transmisión Zonal se han modelado todas las subestaciones primarias de distribución, considerando para estos efectos todos los transformadores de poder con sus respectivos niveles de tensión de media tensión.

Los parámetros y características técnicas de las instalaciones de transmisión modeladas se han obtenido de la información pública disponible que mantiene el Coordinador Eléctrico Nacional, según lo establece el artículo 72°-8 de la Ley.

Los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en megawatts (MW), definida para cada circuito en función de la temperatura ambiente de operación. Lo anterior se justifica a fin de considerar los efectos de la temperatura en los flujos eléctricos de los circuitos zonales bajo condiciones de máxima temperatura durante los periodos estivales.

La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de un tamaño aproximado de 5x4 km, que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir de una muestra de datos. Dicha información puede obtenerse libremente a partir de las coberturas SIG (Sistemas de Información Geográfica), desarrolladas por el docente de la Universidad de la Frontera, Dr. Christoph Johannes Albers¹⁶.

Los datos obtenidos a partir de dichas coberturas geográficas fueron discretizados en 10 niveles de temperatura, y representados mediante una escala cromática concordante con el valor de la temperatura de la celda. Para facilitar la visualización se utilizaron colores del espectro comprendidos entre el azul y el rojo, en una escala creciente de temperatura.

¹⁵ Año 2017, año 2021 y año 2022.

¹⁶Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

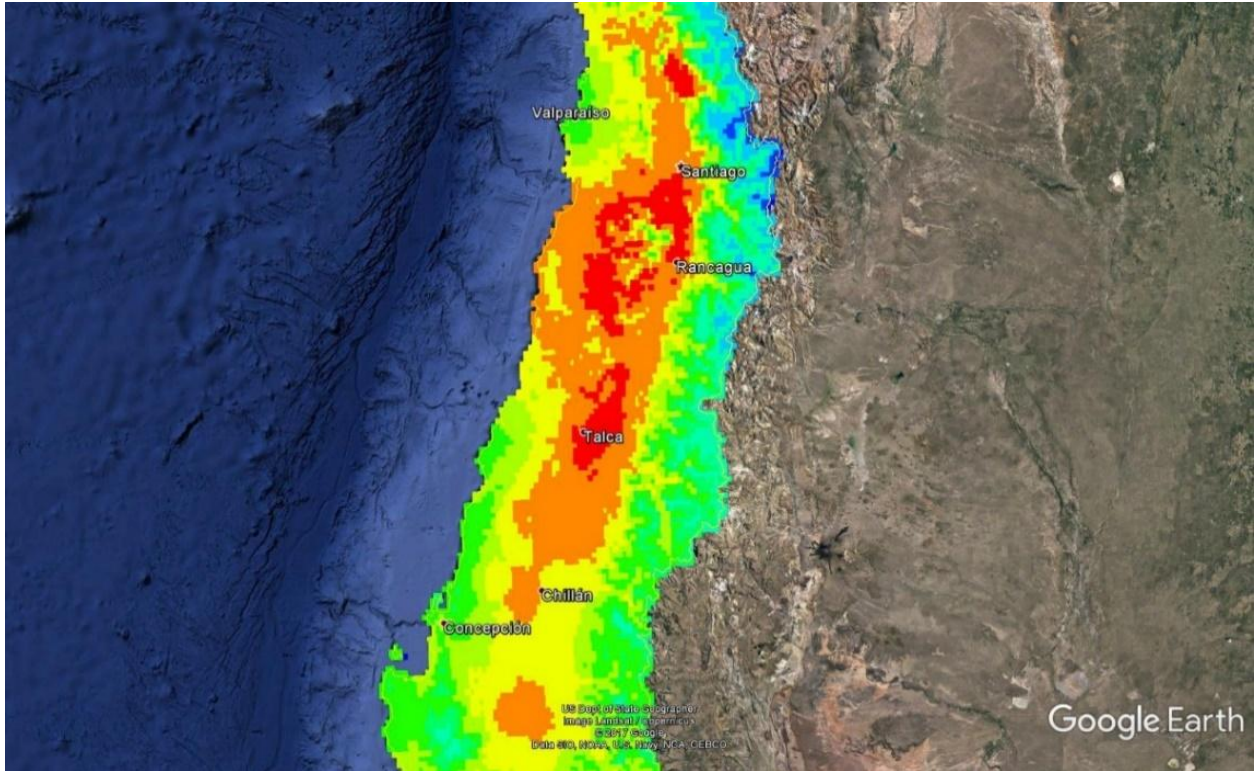


Figura 7-12: Zonas geográficas térmicas – Chile central.

Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonales fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente. Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30°C (zonas de color rojo), se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 35°C.

Para las zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es inferior a 30°C y superior a 26°C (zonas de color amarillo o naranja), se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 30°C.

Para el resto de las zonas (aquellas con una temperatura máxima promedio inferior a 26°C), se definió una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 25°C.

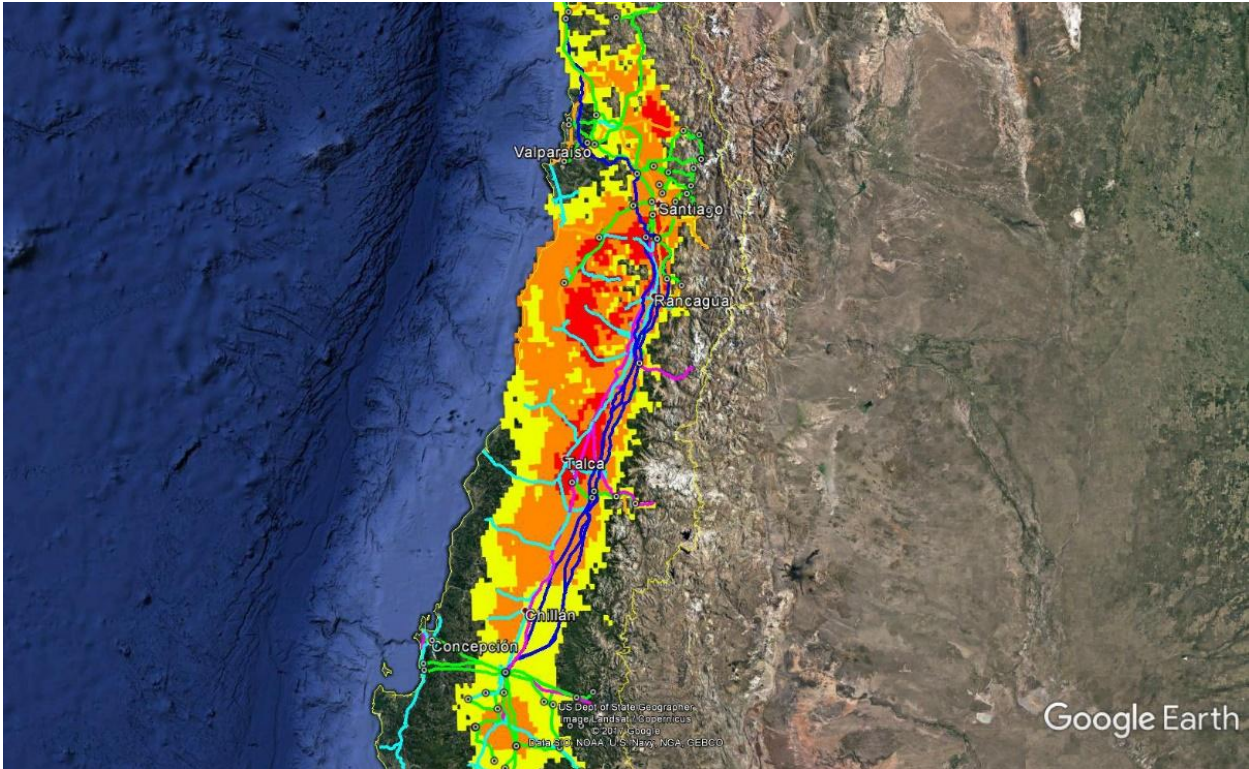


Figura 7-13: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central.

7.3.8 Costos de Falla

Los Costos de Falla de Larga Duración (CFLD) y los Costos de Falla de Corta Duración (CFCD), utilizados para el presente proceso de planificación anual se obtuvieron en base al Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, de 21 de julio de 2021, complementado por la Resolución Exenta N° 153, de 19 de abril de 2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM” y por la Resolución Exenta N° 314, de 25 de julio de 2023, que Aprueba Adenda N°2 Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”. Esta información corresponde a una actualización de los antecedentes disponibles al inicio del proceso de planificación, en base a lo establecido en el artículo 82 del Reglamento de Planificación.

Los valores de Costo de Falla de Larga Duración del SEN se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 7-14: Costo de Falla de Larga Duración SEN.

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	467,19
5-10%	512,12
10-20%	610,60
Sobre 20%	695,98

Asimismo, se consideró una modulación del CFLD durante el periodo de planificación, teniendo en cuenta las proyecciones de costos combustibles, para representar su variación en el tiempo.

Los valores de Costo de Falla de Corta Duración del SEN se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 7-15: Costo de Falla de Corta Duración SEN.

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	8,17

7.3.9 Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión

Las tasas de falla de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídas del Informe “*Final Report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Cigre*”, y para las líneas de transmisión se utilizaron los registros históricos de los últimos 7 años (2017 a 2023) informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Adicionalmente, se han considerado las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

7.3.10 Análisis de Operación Futura

Como parte de los análisis de diagnóstico del sistema de transmisión, de acuerdo con lo establecido en artículo 87 del Reglamento de Planificación, se realiza un análisis de las series utilizadas en los modelos de optimización de la operación del sistema, con el objetivo de revisar en mayor detalle todas las alternativas de expansión disponibles.

Para lo anterior se observó el comportamiento de cada simulación respecto de las variables hidrológicas modeladas en conjunto con las series de perfiles renovables obtenidas, con el objetivo de identificar aquellas series simuladas que representan condiciones más exigentes en el sistema, permitiendo observar el comportamiento en términos de costos de operación de cada alternativa de expansión.

A modo ilustrativo, en la Figura 7-14 se muestra, en la gráfica superior, la dispersión de costos operacionales anuales resultantes de la simulación de 34 series a través del algoritmo SDDP¹⁷, y en la parte inferior se presenta la dispersión de las series hidrológicas representadas en energía afluente. La línea punteada muestra el comportamiento del costo operacional de una simulación en particular y su correlación con la serie hidrológica que le corresponde.

Este ejemplo muestra aquellos años en los que el costo operacional es mayor debido a la escasez de recurso hídrico (año 2039) y, en contraste, aquellos años de menor costo producto de una mayor disponibilidad del agua (año 2027).

¹⁷ Programación Dinámica Dual Estocástica o *Stochastic Dual Dynamic Programming*.

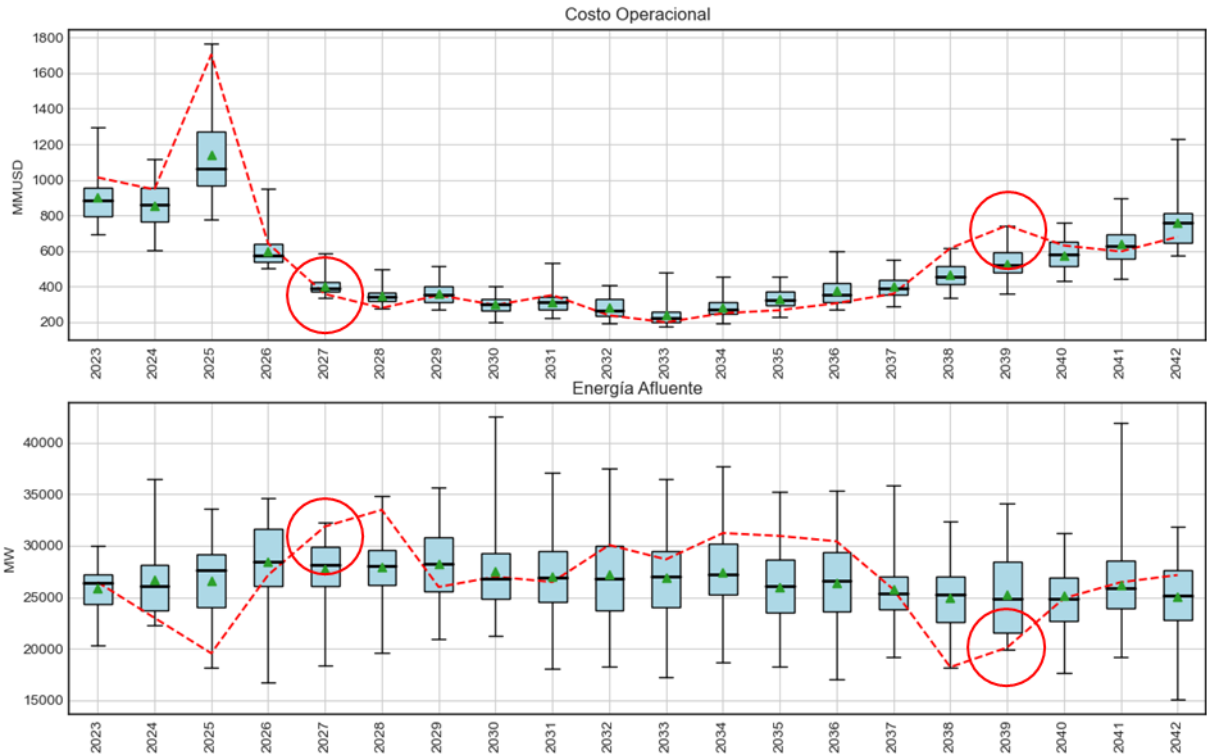


Figura 7-14: Dispersión de series de costos operacionales y de hidrogías.

De manera conservadora, se definen aquellas condiciones más exigentes para evaluar las alternativas de expansión, utilizando una metodología que selecciona aquellas series dentro de las envolventes de costo operacional en cada año en donde el sistema debe operar con mayor costo, debido a la falta de recursos y, en contraste, cuando existe un menor costo operativo dada una mayor disponibilidad de recursos.

En la Figura 7-15 se presenta un conjunto de nueve series de recursos renovables que representan las envolventes inferiores y superiores en una ventana de interés (2029-2039), con un margen máximo de 4% en la envolvente superior y de 9% en la envolvente inferior. De igual forma, la selección considera las condiciones intermedias, que se distribuyen dentro de los 4 rangos de percentiles (0-25, 25-50, 50-75 y 75-100).

Comportamiento series hidrológicas

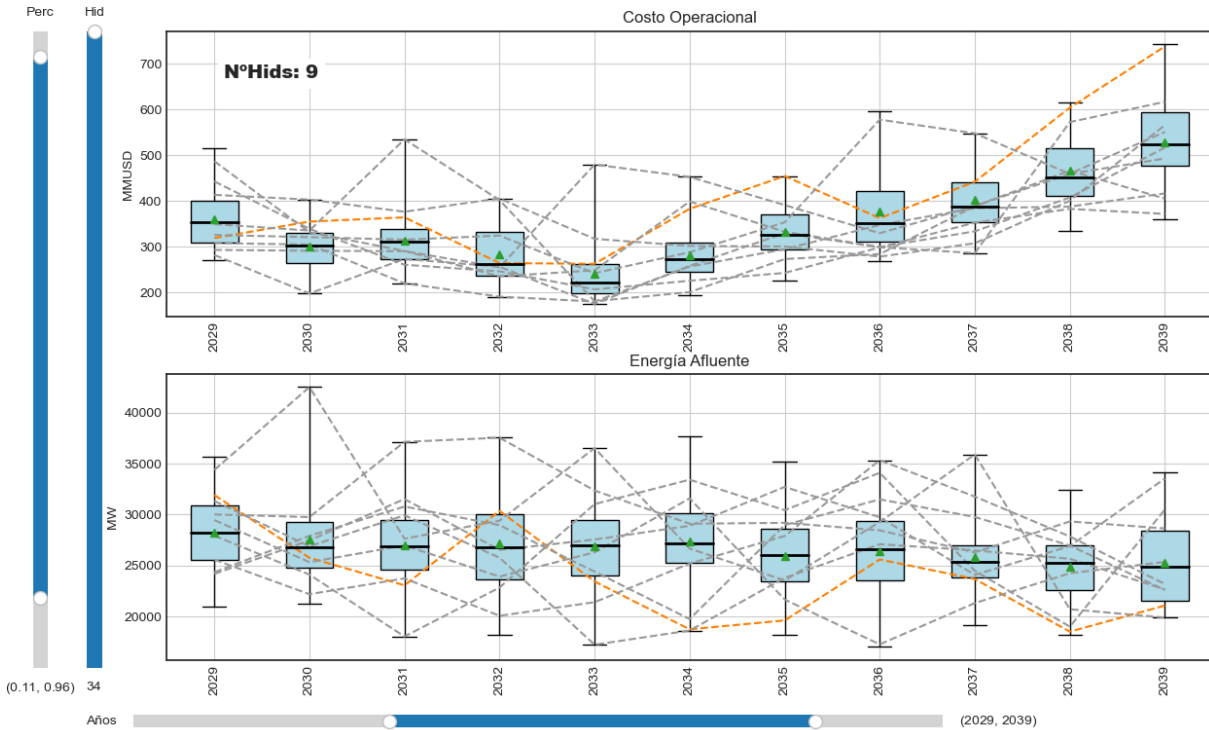


Figura 7-15: Comportamiento de costo operacional anual (I).

Al existir una diferencia acotada en el comportamiento de cada una de las simulaciones, debido al algoritmo SDDP utilizado, el resultado final de cada evaluación es similar al obtenido al considerar el conjunto completo de hidrologías disponibles.

Para ilustrar lo anterior, en la Figura 7-16 se muestra el comportamiento de costos operacionales de una simulación con 34 series modeladas y una simulación con 9 series modeladas, considerando los resultados anuales asociados a la misma serie de datos (serie 29).

Comportamiento Costo Operacional

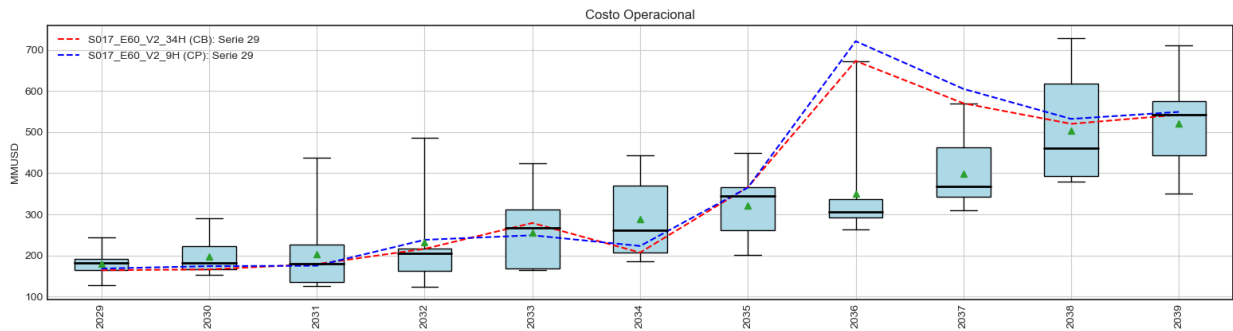


Figura 7-16: Comportamiento de costo operacional anual 9 (azul) y 34 series (roja).



Por otro lado, las evaluaciones realizadas para cada proyecto analizado en el presente plan de expansión, que consisten en la resta de costo operacional entre un caso base y un caso sin proyecto, tienen una diferencia acotada al comparar los resultados asociados a la misma serie de datos.

Para ilustrar lo anterior, en las siguientes figuras se muestran los resultados para una misma evaluación considerando el conjunto completo de series (Figura 7-17) y el conjunto de 9 series (Figura 7-18) definido anteriormente.

En estas figuras las curvas de color azul consisten en un caso con proyecto, mientras la curva roja corresponde al caso base sin el proyecto.

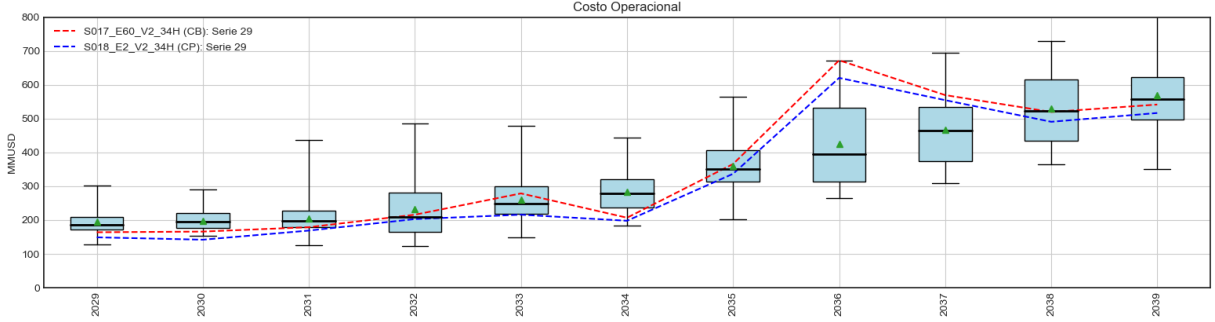


Figura 7-17: Evaluación económica 34 series.

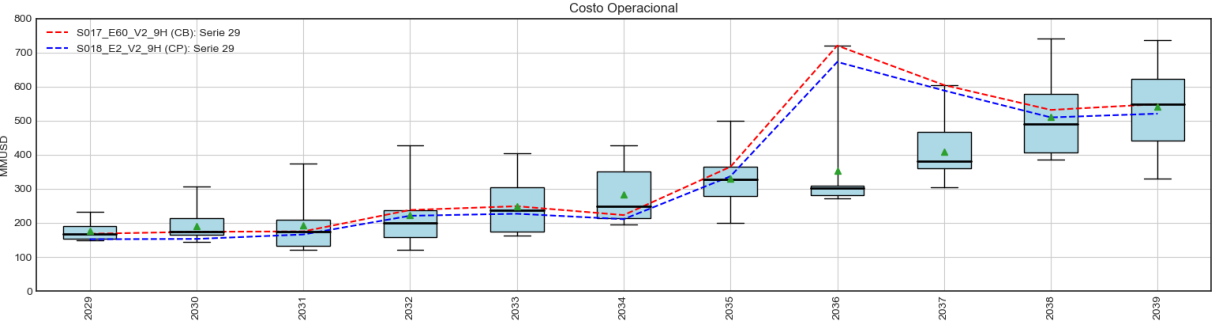


Figura 7-18: Evaluación económica 9 series.

A partir de los resultados obtenidos de evaluar cada proyecto con el conjunto reducido de series, se analiza la magnitud del beneficio económico respecto de los valores de inversión de cada obra, identificando la tendencia de cada serie.

El menor costo computacional, asociado a realizar simulaciones con un conjunto reducido de series, permite el análisis preliminar de un mayor número de alternativas y sensibilidades en el sistema, aumentando la envergadura de los portafolios de proyectos evaluados.

La ganancia, en términos de costo computacional, se encuentra en alrededor de un 70% al considerar el conjunto de 9 series en lugar de las 34, permitiendo aumentar en aproximadamente 4 veces el número de simulaciones en la misma cantidad de tiempo al aprovechar el paralelismo.

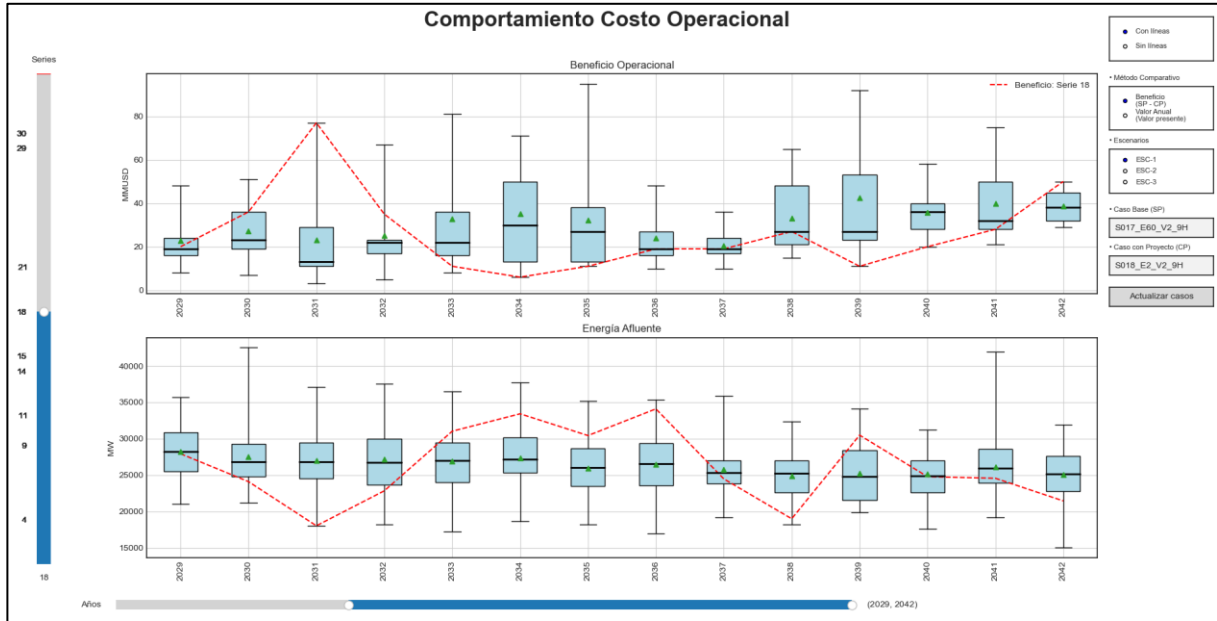


Figura 7-21: Análisis de comportamiento de beneficios operacionales.

Los documentos para el análisis topológico y de flujos estimados¹⁸, además de las herramientas de análisis de las series de costo operacional, se encuentran en los anexos del presente informe.

7.4 ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

En base a la información y antecedentes señalados en los numerales anteriores, se realizaron los análisis que se establecen en el Capítulo 4 del Título III del Reglamento de Planificación, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2025.

Adicionalmente, es del caso indicar que el citado reglamento entrega algunos espacios para la inclusión de obras a partir de ciertos lineamientos generales, debiendo ser justificados por la Comisión en el presente informe técnico. En este sentido, en los siguientes numerales asociados a cada una de las etapas de análisis se indicarán los criterios adicionales utilizados por la Comisión para efectos de complementar la metodología contenida en el Reglamento de Planificación, en aquellas etapas en donde corresponda.

A continuación, se detallan los análisis realizados:

¹⁸ Flujos estimados en base al resultado máximo, mínimo y promedio por bloque de las simulaciones, considerando resolución mensual para el cálculo de percentiles para gráficos de flujo esperado y resolución anual de envolventes (máximos y mínimos) en el cálculo de indicadores de congestiones y limitaciones utilizados en el análisis y contenidos en los grafos del sistema generado para cada caso.

7.4.1 Etapa de Análisis Preliminar

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 87 del Reglamento de Planificación, esta etapa consistió en revisar los antecedentes referidos en los numerales anteriores del presente informe técnico, para así determinar la información que será utilizada en el proceso de planificación de la transmisión.

Con los antecedentes definidos, se procedió a efectuar un diagnóstico del sistema de transmisión para los 20 años de horizonte de análisis, con el objeto de detectar eventuales necesidades de expansión. Se simuló la operación óptima del sistema eléctrico en el *software* OSE2000, el cual es un modelo multinodal–multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos. Dicho modelo realiza una optimización de una función objetivo compuesta por costos de operación y costo de falla de larga duración del sistema eléctrico, simulación que se realiza para cada uno de los EGPT. Los resultados obtenidos de este ejercicio son complementados con los resultados de estudios eléctricos, obtenidos a partir de simulaciones del sistema eléctrico a través del *software* PowerFactory.

En el caso del diagnóstico de los Sistemas de Transmisión Zonal, para algunos análisis, se adoptaron simplificaciones en su representación, de modo de permitir abordarlo desde distintas ópticas. En particular, se desarrolló un análisis separado de aquellos tramos que son alimentados desde un único punto del sistema de transmisión (tramos radiales), permitiendo así contar con un diagnóstico para cada tramo serie en función de su demanda máxima coincidente. Posteriormente, este análisis fue complementado con otros, en donde se considera la operación conjunta de cada sistema de transmisión zonal o de una parte de ellos, pero que abarca extensiones superiores a aquellos tramos radiales ya analizados.

Paralelamente, se realizó una revisión de los antecedentes presentados por los promotores y el Coordinador, correspondientes a los proyectos que se promueven como obras de expansión, de modo de determinar si se contaba con la información necesaria para los análisis posteriores.

Finalmente, considerando las propuestas de transmisión presentadas por las empresas promotoras y el Coordinador Eléctrico Nacional, se identificaron los proyectos que por su naturaleza no tienen directa relación con las necesidades de abastecimiento de la demanda, sino que apuntan a los objetivos de seguridad y calidad de servicio, resiliencia y acceso abierto, de modo que pasaron directamente a las etapas de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, Análisis de Resiliencia y Análisis de Necesidades de Acceso Abierto, respectivamente.

7.4.2 Etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 74 del Reglamento de Planificación, en esta etapa se determinaron las obras de expansión que permitan atender las necesidades de conexión de proyectos a los Sistemas de Transmisión.

Dado lo anterior, a partir de los requerimientos detectados en la etapa de Análisis Preliminar, la Comisión analizó la posible incorporación de obras de ampliación de subestaciones existentes o nuevas subestaciones, y con ello dar respuesta al objetivo planteado. Estos requerimientos consideran aquellas propuestas presentadas por los promotores de proyectos y el Coordinador,

cuya finalidad corresponda a la conexión de proyectos a los Sistemas de Transmisión, así como aquellas necesidades detectadas por la propia Comisión a partir del diagnóstico realizado en la etapa de Análisis Preliminar.

En consecuencia, a partir de los requerimientos señalados, la Comisión determinó la incorporación de las obras de expansión que permitan entregar nuevos puntos de conexión a los Sistemas de Transmisión y resulten coherentes con los demás objetivos generales de la planificación de la transmisión, de acuerdo con lo planteado en el Capítulo 1 del Título III del Reglamento de Planificación, los que pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización.

A continuación, se describen los criterios utilizados para el desarrollo de los análisis correspondientes a esta etapa:

7.4.2.1 Plazos requeridos

Corresponde al análisis de coherencia entre los plazos requeridos para la conexión oportuna de los proyectos de generación o consumo, y las fechas estimadas para contar con la obra en operación en caso de ser incorporada en el plan de expansión.

Esto resulta especialmente relevante en aquellos casos en que las propuestas tienen como propósito conectar proyectos al sistema en plazos más ajustados que los que es posible cumplir a través del proceso de expansión, ya que, una vez que una obra es incorporada en un plan de expansión, su ejecución no puede ser autorizada posteriormente a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102º de la Ley.

En esta revisión también se evalúa si el nuevo proyecto de ampliación coincidirá temporalmente con otra obra de expansión en la subestación, sea que esta se defina mediante la planificación de la transmisión o mediante el mecanismo de obra urgente antes referido.

7.4.2.2 Potencial de generación

Corresponde al análisis del potencial de generación en la zona ubicada en torno al punto en donde se levanta el requerimiento, con la finalidad de estimar la cantidad de potenciales interesados en buscar conexión al Sistema en el posible nuevo punto.

7.4.2.3 Eficiencia constructiva

Corresponde a la identificación de posibles economías de ámbito o de escala en relación con la ejecución de otras obras en la zona, de modo tal que aumente la eficiencia en términos de costo.

7.4.2.4 Variables ambientales y territoriales

Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como el efecto de estas en el desarrollo de proyectos de generación (en particular).

Cabe señalar que la incorporación de estas consideraciones también afecta el potencial efectivo que se utiliza para la estimación de los eventuales desarrollos de generación, de acuerdo con la información utilizada por el Ministerio de Energía en la elaboración de la PELP.

7.4.3 Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 88 del Reglamento de Planificación, en esta etapa se determinaron las obras de transmisión que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de inversión, operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional, ante los distintos escenarios de oferta y demanda. Para determinar el conjunto de proyectos que permitan cumplir los objetivos anteriores, se consideró la complementariedad o sustitubilidad entre las distintas alternativas analizadas.

De esta forma, se aplicaron distintos criterios para determinar la incorporación, o no, de aquellos proyectos analizados en esta etapa, de acuerdo con el tipo de obra y su propósito, de modo de cumplir con los objetivos señalados para esta etapa: abastecer la demanda a clientes finales (suficiencia) o reducir los costos de operación y falla del sistema (eficiencia operacional).

7.4.3.1 Suficiencia

Para la determinación de los requerimientos de expansión para el abastecimiento de la demanda a clientes finales, se aplicó un criterio de holgura equivalente a un 15% respecto de la capacidad nominal de la instalación bajo análisis, con respecto a su nivel de utilización esperada en condición de demanda máxima, proyectada para el año en que se espera que entre en operación la obra de expansión correspondiente.

Este criterio se aplicó a proyectos necesarios para el abastecimiento de demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, ya sean equipos de transformación o líneas de transmisión, los que pasaron directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión.

Por su parte, para aquellas unidades de transformación de las subestaciones primarias de distribución, cuya potencia máxima de abastecimiento sea inferior a 20 MVA, se consideró como base el criterio de holgura equivalente a un 20% respecto al nivel de utilización esperada en condición de demanda máxima, proyectada para el año en que se espera entre en operación la obra de expansión correspondiente.

Asimismo, en el caso de las líneas de transmisión, se consideró como base la holgura de 15%, y también se consideró en algunos casos una holgura superior, ya sea en términos de cargabilidad proyectada o en el tiempo de ejecución del proyecto. Esto se vuelve especialmente relevante para aquellas zonas que son abastecidas por un único vínculo desde el sistema de transmisión y/o que presentan potenciales dificultades para el desarrollo de nueva infraestructura, pudiendo requerir un mayor tiempo para la ejecución de las obras y, eventualmente, el desarrollo de estudio de franjas.

Adicionalmente, para efectos de determinar los requerimientos de suficiencia en los sistemas de transmisión zonal, la Comisión consideró, entre otras variables, las características particulares de los sistemas de distribución que son abastecidos directamente por las

instalaciones de transmisión zonal, incorporando en los análisis las proyecciones de nuevas demandas eléctricas a nivel de distribución, ya sea por nuevos usos o recambios tecnológicos, en cuyo caso se consideró información del Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Coordinador, las empresas eléctricas y la que disponía la propia Comisión.

En cuanto al tratamiento de la generación distribuida, ya sea conectada directamente al sistema de distribución en media tensión (PMGD) o a nivel residencial, esta no fue considerada para efectos de la determinación de los requerimientos en términos de suficiencia, sin perjuicio de las posibles sensibilidades que se puedan realizar al respecto.

Finalmente, la Comisión evaluó la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución considerando, para dichos efectos, distintas variables e indicadores de los sistemas de distribución que son alimentados desde las instalaciones de transmisión zonal, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento. Estos proyectos pasaron a la siguiente etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de modo de identificar su potencial aporte a la seguridad, o bien, como una alternativa para efectos de solucionar de forma eficiente problemáticas de suficiencia en el abastecimiento de la demanda de clientes finales, para lo cual se utilizaron antecedentes de los sistemas de distribución, en aquellos casos en que se contaba con dicha información.

7.4.3.2 Eficiencia operacional

Aquellos proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional pasaron a las etapas de análisis de los siguientes títulos.

7.4.4 Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio

De acuerdo con lo indicado en el artículo 89 del Reglamento de Planificación, en esta etapa se deberán determinar las necesidades de obras de expansión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto del abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación.

Para ello, la Comisión consideró aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, así como aquellos provenientes directamente de la etapa de Análisis Preliminar, modificando dichos proyectos con el propósito de aportar al cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

Por su parte, los proyectos que no cumplieron con los objetivos de esta etapa podrán ser modificados o alternativamente no ser incluidos en el Plan de Expansión, pudiendo ser propuestos para futuros procesos de Planificación.

Se entiende por garantizar la seguridad y calidad de servicio el entregar al sistema los elementos y niveles de redundancia necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para el segmento de transmisión respectivo.

De esta forma, para el Sistema de Transmisión Nacional se consideró la aplicación del “criterio N-1” como criterio de seguridad en la planificación de dicho sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, según el cual solo se podrán utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.

Asimismo, la determinación de los requerimientos de obras de expansión que permitan garantizar el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio se realizó considerando lo establecido en los artículos 5°-19 y 5°-24 de la NTSyCS, para efectos de la operación del sistema en estado normal y de alerta, respectivamente.

Además de lo anterior, la Comisión podrá evaluar obras de expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada esperada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, CFCD, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda.

Sin perjuicio de que, a la fecha, no existe una exigencia normativa para mantener un nivel de seguridad equivalente al “criterio N-1” en los sistemas de transmisión zonal, la Comisión ha utilizado las atribuciones que le entrega el Reglamento de Planificación en aquellas situaciones en que se ha considerado pertinente realizar modificaciones a obras que provengan de las etapas previas de análisis (en particular aquellas provenientes del análisis de suficiencia y eficiencia operacional), con el propósito de conseguir mejoras en la seguridad del servicio que reciben los clientes finales en los distintos sistemas de transmisión zonal.

De esta forma, se consideraron los siguientes elementos para la determinación de la incorporación de obras que representan mejoras en la seguridad en el abastecimiento de la demanda a clientes finales, de modo de contemplar las redundancias necesarias para cumplir con los objetivos del proceso de planificación, y en particular, con lo señalado en el inciso segundo del artículo 73 del Reglamento de Planificación:

- ENSE: Aporte en términos de disminución de la Energía No Suministrada Esperada.
- Calidad de suministro: Aporte en la mejora de indicadores de confiabilidad en los segmentos de transmisión y distribución.
- Criterio N-1: Aporte a la mantención o restitución de un nivel de seguridad acorde con el del criterio N-1 en líneas de transmisión y transformadores AT/AT, en aquellas zonas en que exista redundancia y dichas instalaciones sean operadas en la actualidad con ese estándar de seguridad, de modo de no degradar dichas condiciones en el tiempo.
- Eficiencia constructiva: Identificación de posibles sinergias con la ejecución de otras obras de expansión en la zona.
- Variables ambientales y territoriales: Identificación de efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades.

Al respecto, resulta importante señalar que la aplicación de estos criterios propende a una adecuada conciliación entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad,

y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico en los distintos escenarios, así como el suministro de la demanda a mínimo precio, razón por la cual estos objetivos deben ser considerados en conjunto y no por sí solos.

Asimismo, es importante señalar que el Plan Normativo de esta Comisión para el presente año 2026¹⁹, contempla una revisión de la NTSyCS, con el objetivo de definir nuevos procedimientos, metodologías, estándares y requisitos para las instalaciones del SEN en relación con las exigencias de seguridad y calidad de servicio. El resultado de dicha revisión normativa, en conjunto con la implementación del artículo 81° del Reglamento de Planificación, permitirá a la Comisión actualizar la metodología de análisis de obras por seguridad en los sistemas de transmisión zonal, de modo de propender a un desarrollo eficiente de la red de transmisión, en conjunto con los sistemas de distribución.

A continuación, se detallan los análisis desarrollados respecto de cada uno de los puntos anteriormente listados:

7.4.4.1 ENSE

La estimación de la ENSE se realizó determinando el aporte de un proyecto de expansión, en cuanto a la disminución de la ENS frente a la salida de un tramo de la zona bajo análisis. Sin embargo, los valores determinados fueron utilizados de manera indicativa, sin ser estimados en forma exhaustiva para todas las instalaciones de transmisión zonal, así como tampoco se utilizaron para efectos de definir, solo en base a ello, la incorporación de obras por seguridad en el abastecimiento.

Lo anterior fundamenta en la baja efectividad de esta métrica para efectos de determinar la incorporación de obras en los planes de expansión emitidos a la fecha, a lo que se suma la considerable disminución del valor del CFCD en el último tiempo, lo que reduciría aún más las posibilidades de incorporar una obra bajo este enfoque.

7.4.4.2 Calidad de suministro

La calidad de suministro de los clientes finales se verá mejorada mediante la incorporación de obras que entreguen un mayor nivel de redundancia para el abastecimiento de sus demandas, ya sea por medio de nuevos vínculos a nivel de transmisión (nuevos circuitos) o nuevos puntos de suministro a nivel de distribución (nuevas subestaciones primarias de distribución o ampliaciones de éstas).

En este sentido, se analizó el aporte de distintas alternativas para mejorar la calidad de suministro de los clientes finales, escogiéndose aquella que entregue mayores beneficios para el sistema en su conjunto, procurando balancear dicho aporte con relación al costo asociado al proyecto.

¹⁹ El Plan Normativo Anual correspondiente al año 2026 se encuentra aprobado mediante la Resolución Exenta CNE N°779 de 15 de diciembre de 2025.

7.4.4.3 Criterio N-1

Corresponde a la identificación de tramos pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Zonal, y que actualmente cuentan con un nivel de redundancia que permite operar con un nivel de seguridad acorde con el criterio N-1, ya sea para condiciones de máxima demanda o similares. En estos casos, la aplicación de este criterio busca evitar que esta condición se pierda en el tiempo, ya sea por efectos del crecimiento de la demanda o cambios en las condiciones del sistema.

7.4.4.4 Eficiencia constructiva

Corresponde a la identificación de posibles economías de ámbito o escala en relación con la ejecución de otras obras en la zona, de modo tal que aumente la eficiencia en términos de costo o en términos de la ejecución de la obra bajo análisis u otras que se estén desarrollando en el entorno, evitando posibles interferencias.

7.4.4.5 Variables ambientales y territoriales

Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como en sus plazos de ejecución o en los plazos considerados para estimar su entrada en operación esperada, lo que es especialmente relevante para aquellas obras que involucran la construcción de líneas de transmisión.

7.4.5 Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos

En esta etapa se efectuaron los análisis necesarios para determinar la factibilidad de ejecución y construcción de los proyectos de expansión resultantes de las etapas anteriores y la valorización de todos ellos.

El estudio de factibilidad consistió en la verificación de la información disponible para cada uno de los proyectos de expansión, esto es, sus características principales, plazos constructivos, alternativas y condiciones para su realización, entre otros.

Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales para cada uno de los proyectos en base a diversos elementos tales como: la identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, las variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, la cubicación de equipos y materiales y la cubicación de mano de obra, entre otros.

Tratándose de variables medioambientales y territoriales, se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía en el documento denominado “Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2025”.

Para el estudio de factibilidad y valorización se aplicó la siguiente metodología:

- Obtención de información técnica de las instalaciones de transmisión para la evaluación del estado actual de éstas, capacidad de transporte de las líneas de transmisión,

conexiones y espacios disponibles en subestaciones, interferencias con otras instalaciones actuales y proyectadas, entre otros.

- Definición y clasificación de cada uno de los proyectos en subproyectos, para así ubicar y valorizar suministros y materiales, mano de obra, montaje, desmontajes, supervisión, faenas e ingeniería, estimación de plazos constructivos, interferencias con variables medioambientales, estimación de precios de servidumbres, valorización de costos directos e indirectos, recargos, entre otros.
- Para el cálculo del V.I. de cada proyecto, esta Comisión realizó sus estimaciones con los precios de elementos de equipamientos, materiales y mano de obra contenidos en planes de expansión anteriores, estudios de tarificación, entre otros.
- El cálculo del costo indirecto de gastos generales se realizó en base a la estimación de los costos directos de montaje eléctrico, construcción de obras civiles e inspección técnica de obras.
- El cálculo del costo indirecto de utilidades del contratista se realizó en base a la estimación de los costos directos, sin considerar ingeniería, costos ambientales, instalación de faenas, pruebas y puesta en servicio.
- El cálculo del costo indirecto de imprevistos se realizó en base a la estimación de costos directos de montaje eléctrico y construcción de obras civiles.
- El cálculo del costo indirecto de seguros en obra se realizó en base a la estimación de los costos directos de materiales civiles y eléctricos y costos de montaje y construcción de obras civiles.

Adicionalmente, y para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso final del artículo 87° de la Ley, en los V.I. referenciales de los proyectos que contemplan la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicados, se consideraron los costos asociados a la intervención y a los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de estas. Para estos efectos, se consideraron en la valorización costos directos de materiales, maquinarias y mano de obra necesarios para no degradar el desempeño de la instalación dedicada en cuestión, sin considerar desconexiones e interrupciones de suministro de las instalaciones intervenidas, de acuerdo con la siguiente metodología:

- Revisión del entorno topológico de la instalación del sistema dedicado intervenido, con tal de determinar si dicha instalación tiene el enmallamiento suficiente para desconectarse y ser intervenida sin interrumpir el suministro de ningún cliente. En este caso no se considera un costo adicional, dado que solo hay desconexión de la instalación intervenida.
- En el caso de proyectos que pueden ser construidos en etapas, se ha considerado una secuencia constructiva de características tales que se aprovechen las redundancias presentes en los tramos y el enmallamiento producto del seccionamiento propuesto, en los casos que corresponda. En este caso no se considera un costo adicional, dado que no hay desconexión de la instalación del sistema dedicado que es intervenido, sin interrupción de suministro.
- Para los proyectos en que no es factible desconectar la instalación dedicada intervenida porque se interrumpiría el suministro de clientes o no es posible desarrollar una secuencia

constructiva, se ha considerado la construcción de un *by pass*, que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características de la línea intervenida y, en otros casos, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de ampliaciones de barras o desconexiones de *tap off*. El costo asociado corresponderá a la incorporación de dichos elementos adicionales.

Para los eventuales daños que pudieran producirse durante la etapa constructiva del proyecto, ya sea por pérdida de abastecimiento de la demanda y/o por limitaciones en la producción de la generación u otros, se han considerado valores aproximados de las pólizas de seguro respectivas, los que serán de cargo y responsabilidad del adjudicatario de cada proyecto.

Luego, y en cumplimiento de lo establecido en el inciso final del artículo 89° de la Ley, dentro del análisis de ingeniería de cada obra de expansión se definió, en los casos en que correspondía, posiciones de paño en subestaciones dentro de las descripciones de proyectos, ya sean estas nuevas o existentes, de uso exclusivo para la conexión de instalaciones de los sistemas de transmisión nacional o zonal.

El procedimiento general de cálculo está detallado en el “Anexo 2: Metodología de Valorización de Proyectos” del presente informe.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 90 del Reglamento de Planificación, los proyectos señalados en el párrafo anterior no pasan a la siguiente etapa de Análisis Económico y son incorporados directamente a la cartera intermedia de proyectos, aquellos que hayan resultado de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, aquellos proyectos de transmisión que hayan resultado de la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, cuyo objetivo sea garantizar la seguridad y calidad de servicio, y aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto, las que serán comunes para todos los EGPT, formando parte de todas las carteras intermedias.

7.4.6 Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos

Conforme a lo establecido en el artículo 91 del Reglamento de Planificación, en esta etapa corresponde determinar aquellos proyectos de expansión que resulten económicamente eficientes y necesarios para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en base a los proyectos que han resultado de las etapas anteriores, para ser incorporados a la cartera intermedia de proyectos con la que concluye esta etapa.

Para efectos de la evaluación económica de los proyectos, se consideró:

- a) **Tasa de Actualización:** De acuerdo con lo establecido en el inciso quinto del artículo 87° de la Ley, corresponde a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica.

De acuerdo con el Informe “Precios Sociales 2025” de marzo de 2025, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es 5,5%.

b) Determinación del VATT en Proyectos de Transmisión

Para cada uno de los proyectos de expansión que se evalúan económicamente se determinó el Valor Anual de Transmisión por Tramos (V.A.T.T.), considerando la suma de la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) de la obra, sus Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.) y el ajuste por efecto de impuesto a la renta (A.E.I.R.). Para efectos de lo anterior, se consideró lo dispuesto en el artículo 147 del Reglamento de Planificación. Así, para el caso de obras de ampliación, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil correspondiente y la tasa de descuento de un 7% establecida en las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2024 – 2027, a que se refiere el artículo 107° de la Ley, aprobadas por Resolución Exenta N° 463 de la Comisión, de 30 de agosto de 2024.

Tratándose de obras nuevas, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil del correspondiente proyecto de expansión y la tasa de descuento antes referida, pero sin aplicar la limitación de que esta no pueda ser inferior a un 7% ni superior a un 10%. De esta forma, y de acuerdo con el Informe Técnico utilizado para la elaboración de las Bases Técnicas y Administrativas señaladas, la tasa a utilizar para este caso corresponde a un 5,93%.

Para efectos de lo anterior, se utilizó una vida útil estimada para los proyectos de líneas, subestaciones de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía.

De esta forma, la cartera intermedia de proyectos para cada EGPT quedó conformada por aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización, de acuerdo con lo siguiente:

- Proyectos que provienen en forma directa de las etapas de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio y Análisis de Necesidades de Acceso Abierto.
- Proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Resiliencia, que cumplan con los criterios de esta etapa y de la etapa de evaluación económica.
- Proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común, que cumplan con los criterios de esta etapa y de la etapa de evaluación económica.
- Proyectos que provienen de las etapas de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, y que cumplan con los criterios de la etapa de evaluación económica.

Finalmente, no serán parte de las carteras intermedias de cada EGPT los siguientes proyectos:

- Proyectos de transmisión zonal que cumplan con las características establecidas en el artículo 105 del Reglamento de Planificación, y que no presenten condiciones de eficiencia para su incorporación a través del proceso de planificación, en relación con su materialización a través del mecanismo señalado en el artículo (“obras menores”).
- Proyectos que cumplan con las características señaladas en el inciso tercero del artículo 89° de la Ley, a menos que sea eficiente realizarlos, cuando se interviene una instalación de servicio público producto de los objetivos establecidos en el artículo 87° de la Ley.

7.4.7 Etapa de Análisis de Resiliencia

El objetivo de esta etapa consiste en determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, tales como: aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas, entre otras.

En particular, en esta etapa la Comisión consideró el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a un conjunto de contingencias explicadas en los numerales 7.4.7.1 y 7.4.7.2 del presente Informe Técnico, considerando los proyectos de expansión resultantes de las etapas previas, de modo de verificar que el sistema pueda responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, de manera de disminuir los riesgos en el abastecimiento de la demanda.

De esta forma, en caso de que los proyectos de expansión que resulten de las etapas anteriores no sean suficientes para asegurar el abastecimiento de la demanda o que se degrade la operación técnica y económica del sistema frente a las contingencias definidas, se podrá proponer nuevos proyectos de expansión de transmisión o efectuar modificaciones a los ya considerados. Asimismo, se deberá considerar en este análisis la continuidad de suministro de aquella demanda asociada a servicios indispensables para resguardar la seguridad y salud de la población.

Para estos efectos, se comparó el comportamiento del Sistema Eléctrico en una condición base, que contempla la contingencia en estudio sin considerar los proyectos de expansión que resultaron de los análisis de las etapas previas, respecto del comportamiento del Sistema frente al mismo evento, pero considerando los proyectos de expansión.

Por otra parte, se han identificado dos niveles de impacto de los eventos analizados, por lo que se han dividido los análisis según dichos impactos corresponde a efectos locales (Sistemas de Transmisión Zonal) o a efectos sistémicos (Sistema de Transmisión Nacional). Al respecto, y en atención a lo señalado en el numeral 7.4.4 del presente informe, con motivo del presente proceso no se incorporaron análisis de impactos locales, pero sí se utilizó la información recabada para el desarrollo de los análisis de seguridad, en aquellos casos en que se visualice algún tipo de riesgo asociado a eventos de baja probabilidad y alto impacto.

Asimismo, cabe señalar que esta Comisión se encuentra trabajando en el desarrollo de nuevas metodologías para los análisis de resiliencia, con los que se espera mejorar y profundizar lo desarrollado en un próximo proceso de planificación.

Dado lo anterior, a continuación se describen los análisis desarrollados con motivo del presente proceso:

7.4.7.1 Análisis de impactos locales

Los elementos adicionales que se consideraron para la presente evaluación corresponden a información histórica de eventos de la naturaleza que recopila el SENAPRED (anteriormente

ONEMI)²⁰, a través de distintas instituciones, tales como CONAF, SHOA, SERNAGEOMIN, y otros. Esta información se encuentra publicada en el sitio web del SENAPRED, y también en el visor del riesgo que mantiene actualizado el Ministerio de Energía.

En base a lo anterior, para el presente proceso se consideró la información relativa a los siguientes eventos:

- Maremotos, a través de datos de profundidad de inundación²¹ y cota 30²²
- Incendios, a través de datos de densidad de incendios²³

Esta información fue considerada como parte de los análisis de seguridad desarrollados, a efectos de incorporar los posibles efectos de los eventos en el diseño de la solución de transmisión bajo análisis.

A continuación, se describen mayores detalles de los análisis realizados, según tipo de evento.

7.4.7.1.1 Maremoto

Se analizan especialmente aquellas zonas del país caracterizadas por una alta concentración de centrales de generación en la zona costera, las cuales podrían ser indispensables para el abastecimiento de la demanda de la zona.

Así, se analiza un escenario considerando la salida de las centrales de generación y un escenario de demanda/capacidad de transmisión exigente para el sistema. Asimismo, es importante establecer que el presente análisis no considera la demanda máxima coincidente de la zona, sino que la máxima demanda a abastecer considerando la ocurrencia del evento. En el caso de ocurrencia del evento de maremoto, esta demanda será la que quede fuera de la zona de inundación de profundidad mayor a 2 metros.

Asimismo, se realizan simulaciones utilizando el programa *PowerFactory*, estando orientado el análisis a verificar que la operación del Sistema Eléctrico cumple con los criterios de seguridad y calidad de servicio ante la indisponibilidad prolongada de ciertas centrales.

Por otro lado, tomando en cuenta lo ocurrido en Chile durante el terremoto y posterior maremoto de 2010, se toma una ventana de indisponibilidad de abastecimiento de la demanda de 2 semanas²⁴, para efectos de determinar el impacto que esto tendría y determinar la pertinencia de incorporar obras en los procesos de expansión de la transmisión, o bien si se deben explorar otro tipo de soluciones al problema.

²⁰ <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

²¹ Carta de inundación de tsunami elaborada por SHOA. Disponible en <http://www.shoa.cl/php/citsu.php>

²² <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

²³ Fuente primaria: CONAF. Disponible en visor de información SENAPRED, el cual contiene la Estadísticas de densidad de ocurrencia de incendios forestales, CONAF. 2014-2015 hasta 2018-2019. <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

²⁴ Estadísticas de Operación 2001/2010, elaborado por Coordinador Eléctrico Nacional (en ese entonces Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central). Disponible en <https://www.coordinador.cl/>

7.4.7.1.2 Incendio

En el caso de los incendios forestales, se analizan por este concepto las obras propuestas desde la Región de Valparaíso hacia el sur que se encuentren dentro de zonas con una alta densidad de ocurrencia de este tipo de eventos, sensibilizando los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad en aquellos casos en que se considere pertinente incorporar este enfoque.

7.4.7.2 Análisis de impactos sistémicos

Dentro de los eventos que se analizan por sus efectos potenciales en todo el Sistema Eléctrico se encuentran aquellos asociados a eventuales shocks de precios de combustibles y la ocurrencia de condiciones hidrológicas extremas, entre otros. Para estos casos, además de analizar la capacidad de respuesta del sistema frente a los eventos analizados, se realizaron análisis que permitan determinar si las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores son suficientes para disminuir los riesgos en el abastecimiento de la demanda, sin que se degraden las condiciones normales de operación técnica y económica.

A continuación, se describen en mayor detalle los análisis realizados.

7.4.7.2.1 Shock de precios.

El análisis de esta eventualidad consistió en aplicar en las simulaciones estocásticas una variación en los precios de combustibles durante un año en particular. Específicamente, la metodología aplicada contempló disminuir los precios del combustible GNL, de modo tal que las centrales de generación que utilizan este tipo de recurso cambien su orden de mérito, de acuerdo con el despacho de operación económica que define el Coordinador Eléctrico Nacional, es decir, que las centrales a GNL presenten un costo variable menor a las centrales a carbón.

Para efectos de este plan, se analizó el comportamiento del sistema frente a esta eventualidad, examinando cómo reaccionarían los proyectos de transmisión bajo análisis si ocurre una variación de precios durante entre el año 2030 y el año 2039²⁵. Se debe considerar que, para poder observar el efecto, debido a que el ejercicio realizado consiste en una variación intempestiva del precio del combustible, la inercia propia del Sistema Eléctrico y su operación dificultan la realización de una modificación en las políticas de uso del agua embalsada, por lo que se considera constante la estrategia de utilización de los recursos optimizados y determinadas en los análisis.

Para revisar el impacto de este efecto en el sistema se determinaron los costos de operación y falla en las siguientes hipótesis: (i) sistema base; (ii) sistema base con proyectos; (iii) sistema base con shock de precios de combustible GNL; y (iv) sistema base con proyectos y shock de precios de combustible GNL.

Posteriormente, se determinaron dos beneficios netos. El primero consiste en la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales no existe variación de precio

²⁵ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

de combustible, es decir, la diferencia entre las condiciones (i) y (ii), mientras que el segundo se determina a partir de la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales sí existe variación de precio, es decir, entre las condiciones (iii) y (iv). Finalmente, los beneficios netos son los que deben ser comparados entre sí para cuantificar el aporte en cuanto a resiliencia que los proyectos analizados otorgan al sistema frente a un shock de precios de combustibles.

7.4.7.2.2 Hidrologías extremas.

Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico. En el caso de las centrales con capacidad de regulación se debe optimizar su uso, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación utiliza directamente su energía disponible.

Para modelar el comportamiento futuro de las centrales hidroeléctricas se utilizan hidrologías sintéticas construidas conforme lo establece el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, del 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata). Por lo tanto, las simulaciones realizadas hacen uso de 34 posibles escenarios hidrológicos. Dependiendo de las zonas en análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transporte puede variar en función de las hidrologías, por cuanto una zona con fuerte componente hídrica puede comportarse como exportadora en hidrologías húmedas, mientras que puede ser importadora en hidrologías secas.

Para llevar a cabo dicha evaluación, la metodología aplicada observa los efectos en la operación del sistema para los siguientes 20 años, considerando: (i) caso base, en el cual no se encuentran modelados los proyectos bajo análisis; y (ii) caso con proyectos, en el cual se encuentran modelados los proyectos de expansión bajo análisis. Para observar los efectos económicos que tiene el set de proyectos promovidos en el plan de expansión frente a hidrologías extremas, se extrajeron los costos de operación y falla para la simulación que contiene este set, para luego compararlos contra el caso base.

7.4.8 Etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común

Esta etapa tiene por objeto determinar los proyectos de expansión que promuevan las condiciones de oferta y faciliten la competencia, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y del suministro a mínimo precio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 87° letra b) de la Ley, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores, en cuanto reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema.

El análisis consiste en una comparación entre los escenarios considerando los proyectos de expansión que han resultado de las etapas anteriores y el escenario sin ellos, realizando simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barra y el uso del sistema de transporte, en conformidad a lo establecido en el artículo 93 del Reglamento de Planificación.

Con la finalidad de establecer un indicador representativo de los niveles de diferencia de costos marginales que exista en el sistema al considerar los proyectos de expansión de la transmisión, se analizan los costos marginales para cada una de las barras de tensión igual o mayor a 220 kV, midiendo la dispersión del sistema en cada bloque de simulación ponderado a su duración, con la finalidad de identificar el nivel de acople promedio en función del tiempo y el efecto monetario en la energía total del sistema en cada periodo de análisis.

Para este análisis no se efectuaron sensibilidades respecto a la capacidad de generación o la localización de la generación o retiros, que no guarde relación estricta con los escenarios de EGPT.

Con los resultados de las simulaciones, la Comisión calculó un indicador representativo de los niveles de diferencia o congestión que existen en el sistema, denominado “Indicador de Riesgo de Transmisión”, calculando la dispersión o desviación de los costos marginales del sistema para cada bloque ponderado por su duración, para el sistema base y en forma paralela con el sistema considerando los proyectos de expansión de la transmisión promovidos.

El indicador resultante permite identificar la diferencia en la desviación de costos marginales en el sistema entre ambos casos, y el efecto promedio resultante del plan de expansión de la transmisión en el mercado eléctrico común.

A continuación, se presenta la expresión para el cálculo de los indicadores antes mencionados.

Para el total de barras en el sistema con tensión igual o mayor a 220 kV, se determina la siguiente expresión:

$$IDSCMg_t = \frac{\sum_b^m \left(\sqrt{\frac{\sum_i^n (CMgE_{i,b} - \overline{CMgSE_b})^2}{n}} - \sqrt{\frac{\sum_i^n (CMgB_{i,b} - \overline{CMgSB_b})^2}{n}} \right) * D_b}{D_t}$$

Donde,

$IDSCMg_t$: Indicador de Diferencia sistémica de costos marginales.

$CMgE_{i,b}$: Costo marginal de la barra i en el bloque b del sistema con expansiones.

$\overline{CMgSE_b}$: Costo marginal promedio del sistema en el bloque b del sistema con expansiones.

$CMgB_{i,b}$: Costo marginal de la barra i en el bloque b del sistema base.

$\overline{CMgSB_b}$: Costo marginal promedio del sistema en el bloque b del sistema base.

D_b : Duración del bloque b.

D_t : Duración total del periodo t.

El efecto económico que tiene el plan de expansión propuesto se evalúa mediante el Indicador de Riesgo de la Transmisión, según la siguiente expresión:

$$IRT_t = IDSCMg_t * ES_t (USD)$$

Donde,

IRT_t : Indicador de riesgo de transmisión en el periodo t.

ES_t : Energía del sistema en el periodo t.

Al realizar la comparación del Indicador de Riesgo de Transmisión para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto del plan de expansión propuesto en el mercado eléctrico común, el cual se describe como la mejora o empeoramiento en la desviación de los costos marginales en todas las barras del sistema respecto del caso base para el total de energía del periodo. En este contexto, los valores negativos indican una disminución en los niveles de diferencia de costos marginales en el sistema, lo que refleja una mejora en las condiciones de mercado eléctrico común.

7.4.9 Etapa de Conformación del Plan de Expansión

Para conformar el Plan de Expansión se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT. Para realizar dicha selección se utilizará una metodología de decisión bajo incertidumbre, evaluando cada una de las carteras conforme lo dispuesto en el inciso primero del artículo 94 del Reglamento de Planificación, y seleccionando aquella que presente los mayores beneficios para el Sistema Eléctrico.

En particular, para el presente proceso de planificación se ha utilizado una aproximación para efectos de seleccionar la cartera de proyectos que maximice el beneficio para el Sistema Eléctrico.

La aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.

Cabe relevar que la metodología de decisión bajo incertidumbre conocida como “minimizar el máximo arrepentimiento” solo se utilizó cuando una determinada necesidad del sistema podía ser solucionada por diferentes obras de transmisión, que aportaban beneficios operacionales o económicos distintos en el mediano y largo plazo.

8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

A continuación, se describen las diferentes evaluaciones técnicas y económicas de las obras propuestas, de acuerdo con lo establecido en las etapas de análisis metodológicas antes expuestas.

8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

8.1.1 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)

El proyecto considera la instalación de un equipo STATCOM de ± 400 MVar en el patio de 500 kV de S/E Polpaico.

El equipo de compensación tiene por objetivo aliviar las restricciones de estabilidad de tensión en la zona y aumentar los límites de transmisión en el corredor de 500 kV Centro – Sur.

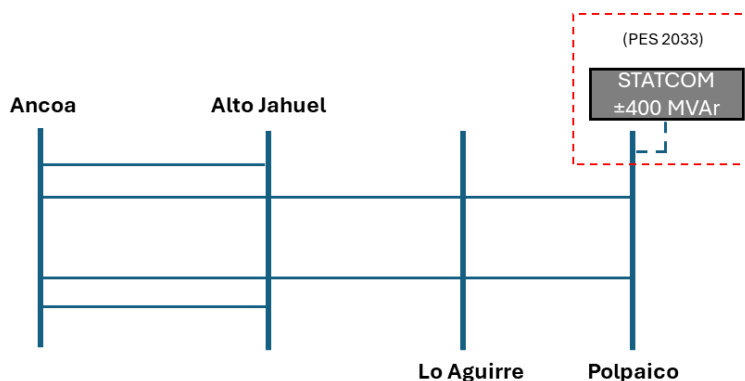


Figura 8-1: Diagrama simplificado STATCOM de ± 400 MVar en S/E Polpaico.

8.1.1.1 Modelación y Proyección de Restricciones de Transmisión

A continuación, se describe la modelación utilizada y las restricciones de transmisión considerada para la obra.

a) Restricciones al año 2033

Para las consideraciones base del análisis se emplean bases de datos propias de esta Comisión, considerando el conjunto de obras descritas en el capítulo 7.3.3 y proyectando los escenarios operativos y las contingencias relevantes al año 2033, correspondiente al horizonte estimado de puesta en servicio del STATCOM de ± 400 MVar en la S/E Polpaico.

De manera referencial, se consideran las restricciones de transmisión identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en el informe “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”, de septiembre de 2025, en adelante ERST, en donde el análisis de la zona Centro Sur 500 kV identifica una capacidad de transporte de 2.973 MW entre las líneas de 500 kV Ancoa

– Alto Jahuel, limitada por problemas de estabilidad de tensión ante la contingencia de TER IEM despachada con 375 MW para finales del año 2025.

El estudio se abordó bajo un criterio conservador, orientado a determinar el punto crítico de estabilidad de tensión del corredor Centro-Sur en 500 kV, mediante la evaluación del comportamiento de las tensiones frente a aumentos graduales de la transferencia post contingencia en los tramos más exigidos. Dicho límite se identificó ya sea por el incumplimiento de los niveles mínimos de tensión admisibles en Estado de Alerta, conforme a la NTSyCS, o por la manifestación de variaciones abruptas en las sensibilidades dV/dP o dV/dQ en las barras relevantes, las cuales evidencian una pérdida del control de tensión del sistema. Para estos efectos, la determinación del umbral de transferencia consideró la reducción progresiva de la generación localizada aguas abajo del tramo analizado, apoyándose en simulaciones estáticas de flujo de potencia.

En las siguientes figuras se presentan los resultados obtenidos para distintos niveles de transferencia a través de la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV. A partir de las simulaciones realizadas, se analiza el comportamiento de las tensiones del sistema ante incrementos progresivos de la transferencia desde Ancoa hacia el norte, lo que permite identificar el umbral máximo admisible previo a la aparición de restricciones por estabilidad de tensión. En este contexto, los resultados muestran que la transferencia máxima desde Ancoa hacia el norte a través del sistema de 500 kV alcanza un valor del orden de 3.600 MW, considerando la contingencia de TER IEM.

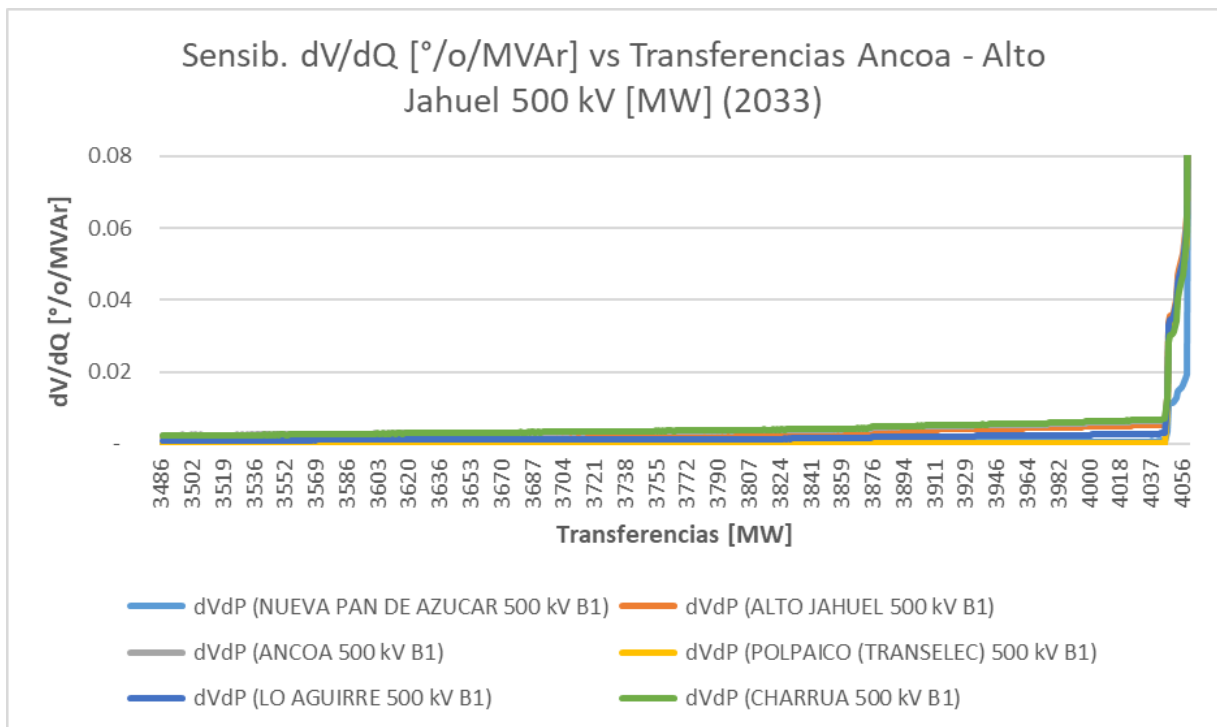


Figura 8-2: Sensibilidad dV/dQ vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 kV (Caso Base).

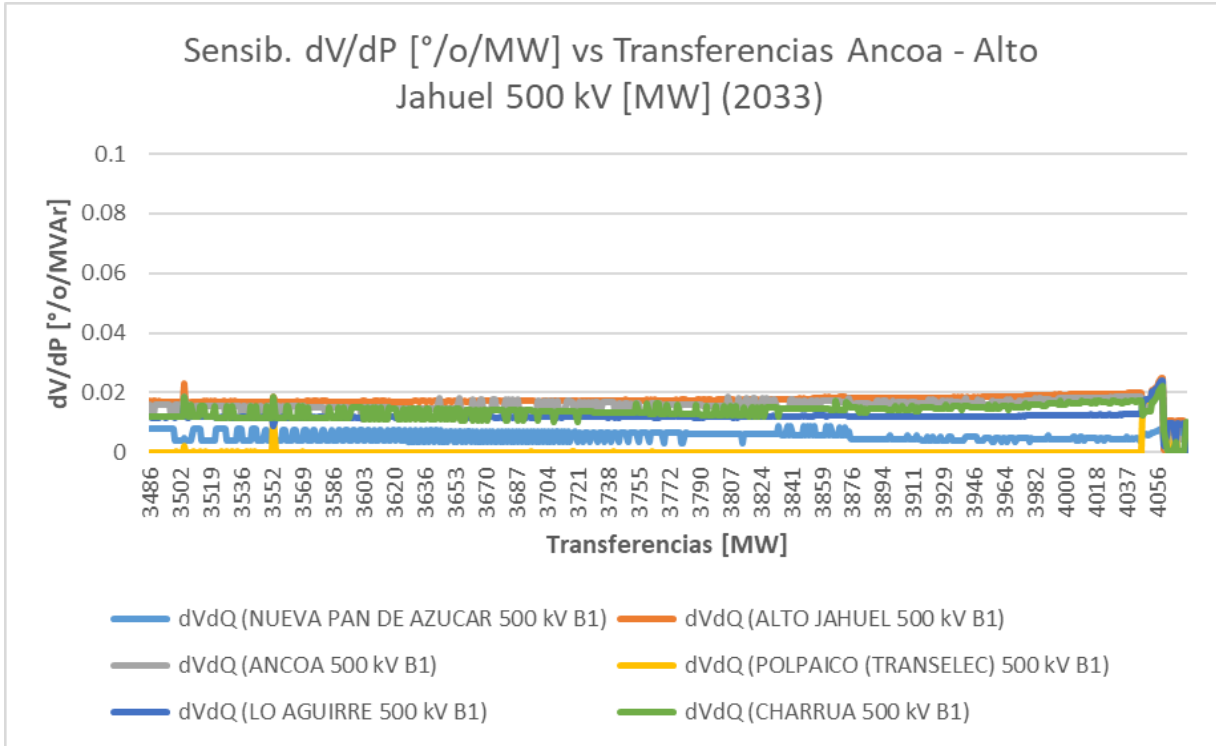


Figura 8-3: Sensibilidad dV/dP vs Transfencias Ancoa – Alto Jahuel 500 kV (Caso Base).

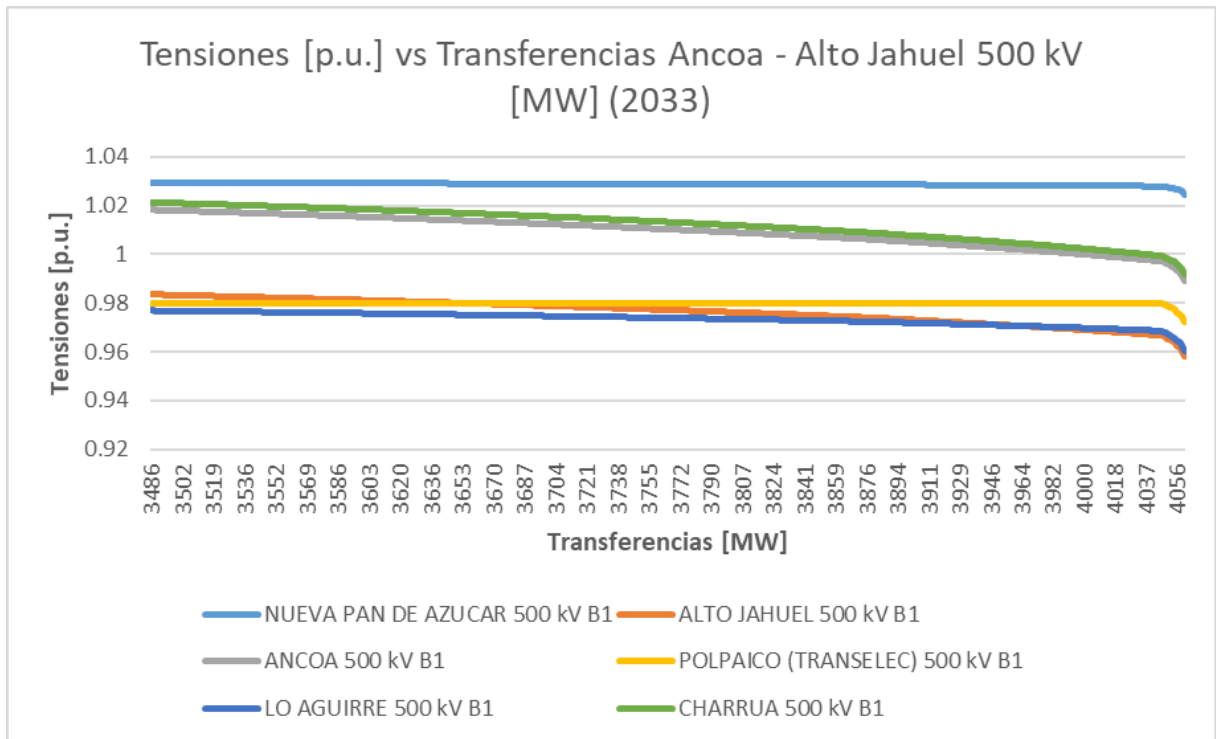


Figura 8-4: Tensiones en barras relevantes de 500 kV [p.u.] vs Transfencias Ancoa – Alto Jahuel 500 kV (Caso Base).

Considerando estas condiciones de base, se identifican congestiones relevantes en el corredor de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, con flujos hacia la zona centro.

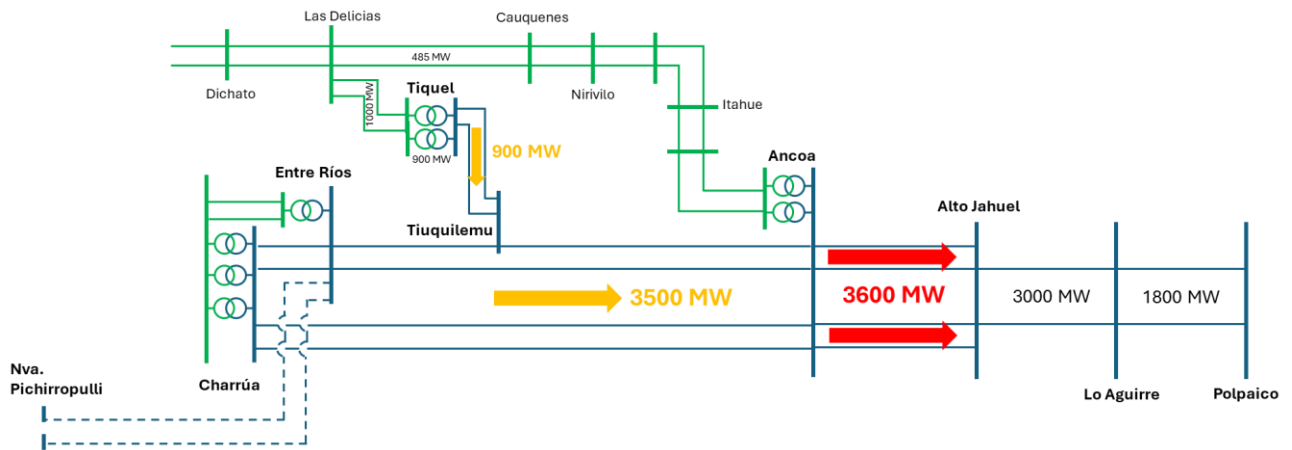


Figura 8-5: Diagrama simplificado de restricciones base 2033.

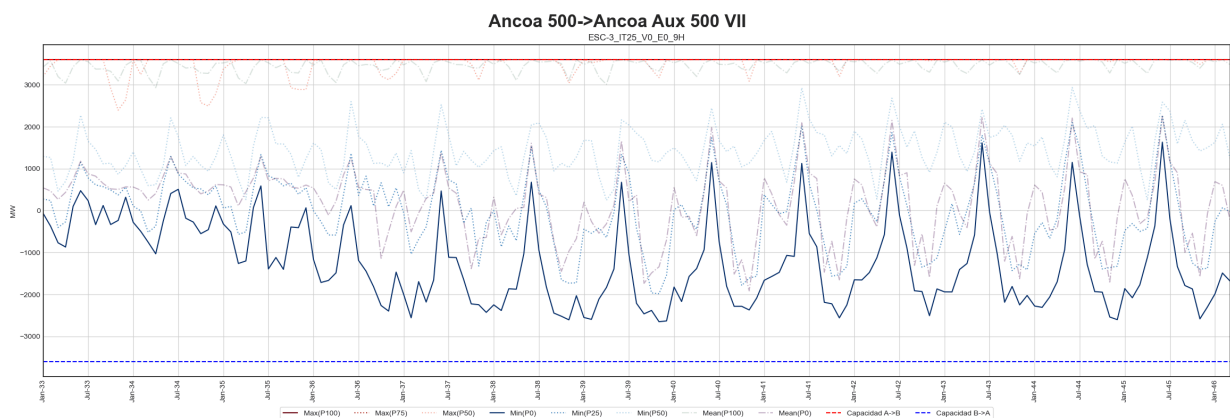


Figura 8-6: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (Caso base).

a) Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico

El efecto del equipo, en la estabilidad de tensión de la zona centro, permite aumentar en aproximadamente 100 MW el límite de 3.600 MW del corredor Centro – Sur de 500 kV para las condiciones identificadas al 2033.

Si bien se identifica a la S/E Lo Aguirre como la ubicación técnicamente óptima para la instalación del equipo, se estima que las restricciones de espacio disponibles, asociadas al elevado número de obras actualmente en desarrollo en dicha subestación, dificultan su materialización en condiciones adecuadas. En consecuencia, se opta por su incorporación en la S/E Polpaico.

En las siguientes figuras se presentan los resultados obtenidos para distintos niveles de transferencia a través de la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV. A partir de las simulaciones



realizadas, se analiza el comportamiento de las tensiones del sistema ante incrementos progresivos de la transferencia desde Ancoa hacia el norte, lo que permite identificar el umbral máximo admisible previo a la aparición de restricciones por estabilidad de tensión. En este contexto, los resultados muestran que la transferencia máxima desde Ancoa hacia el norte a través del sistema de 500 kV alcanza un valor del orden de 3.700 MW, considerando la contingencia de TER IEM.

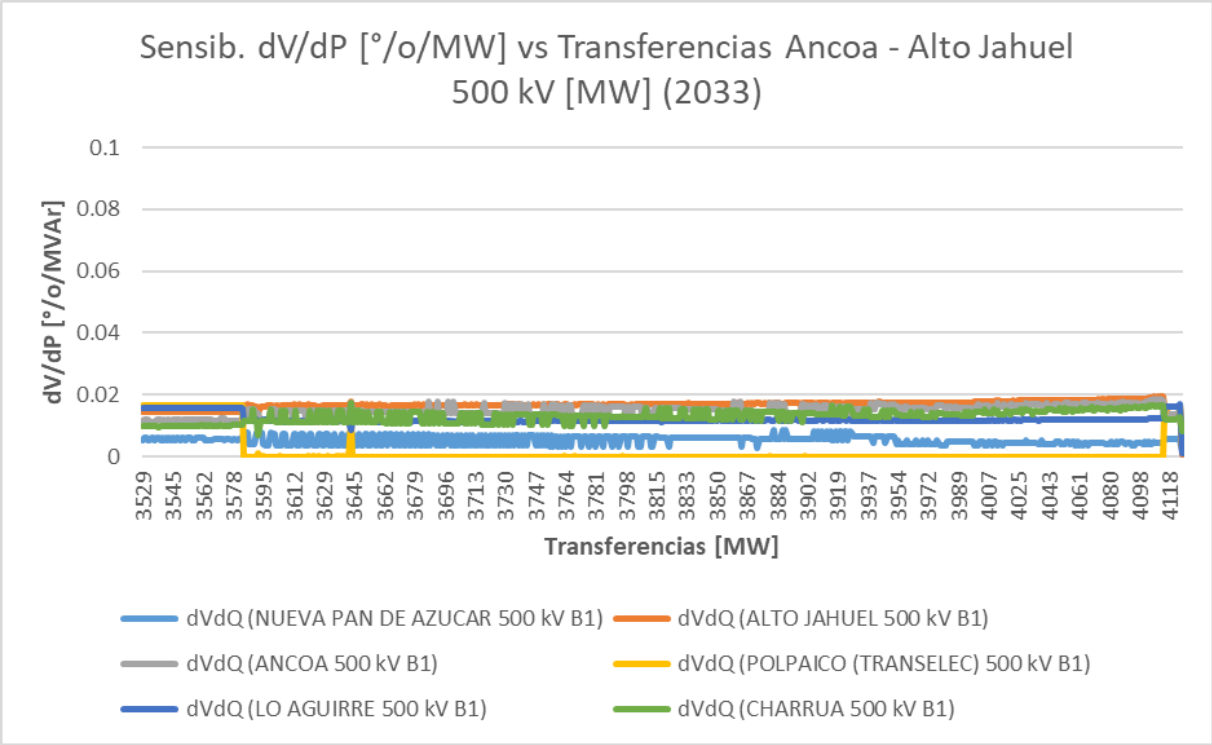


Figura 8-7: Sensibilidad dV/dP vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (Caso Apoyo Reactivos Centro).

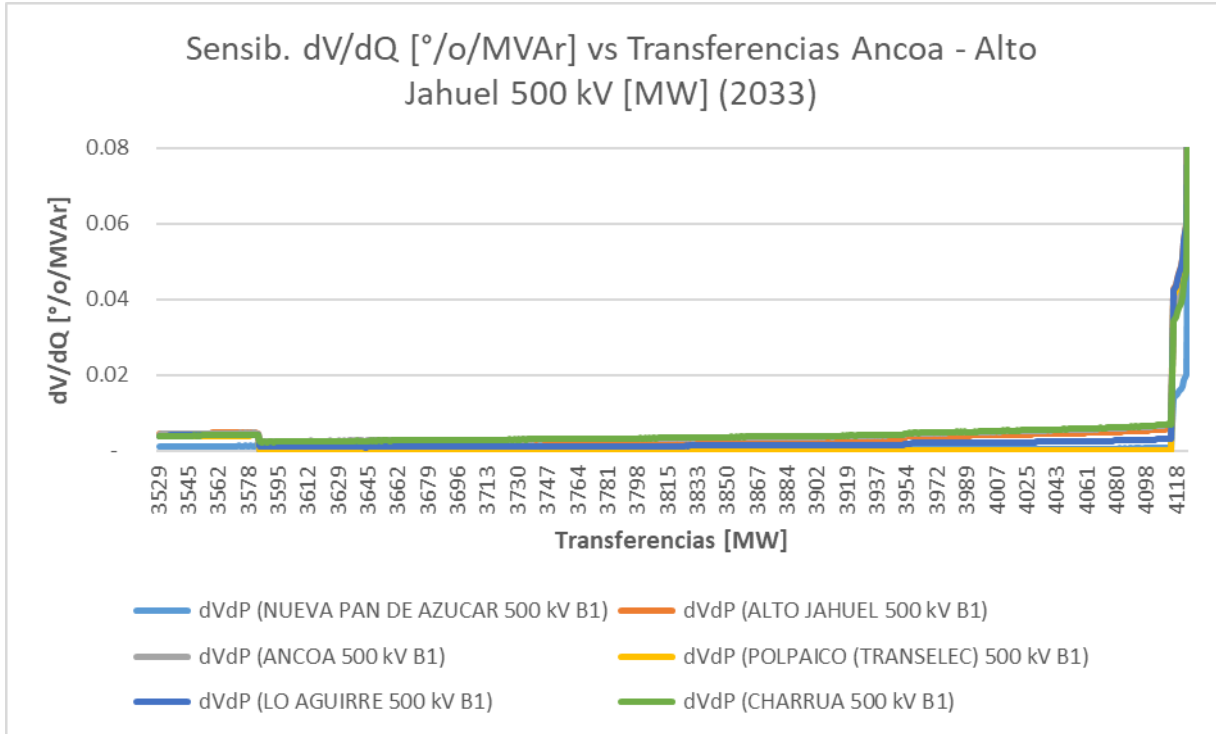


Figura 8-8: Sensibilidad dV/dQ vs Transfencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (Caso Apoyo Reactivos Centro).

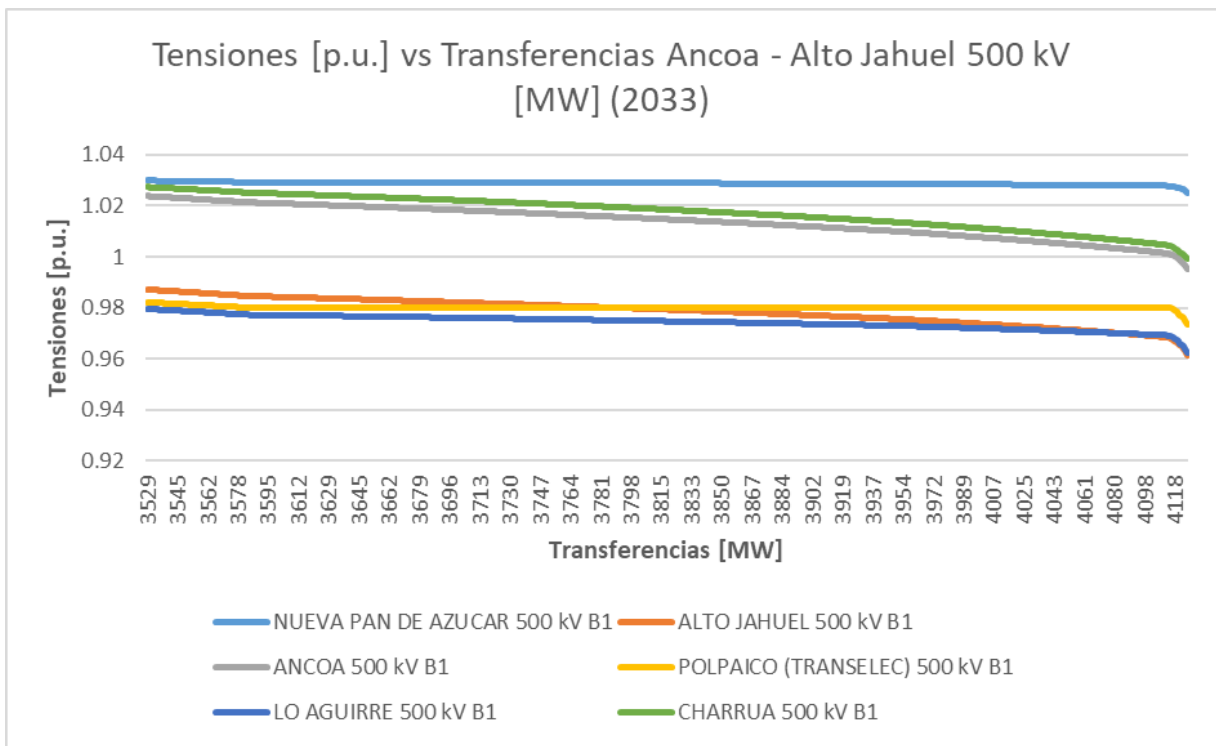


Figura 8-9: Tensiones 500 kV vs Transfencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (Caso Apoyo Reactivos Centro).

A su vez, en las evaluaciones realizadas, considerando la restricción por estabilidad de tensión y analizando las distintas contingencias del sistema, no se identifican sobrecargas en las líneas analizadas.

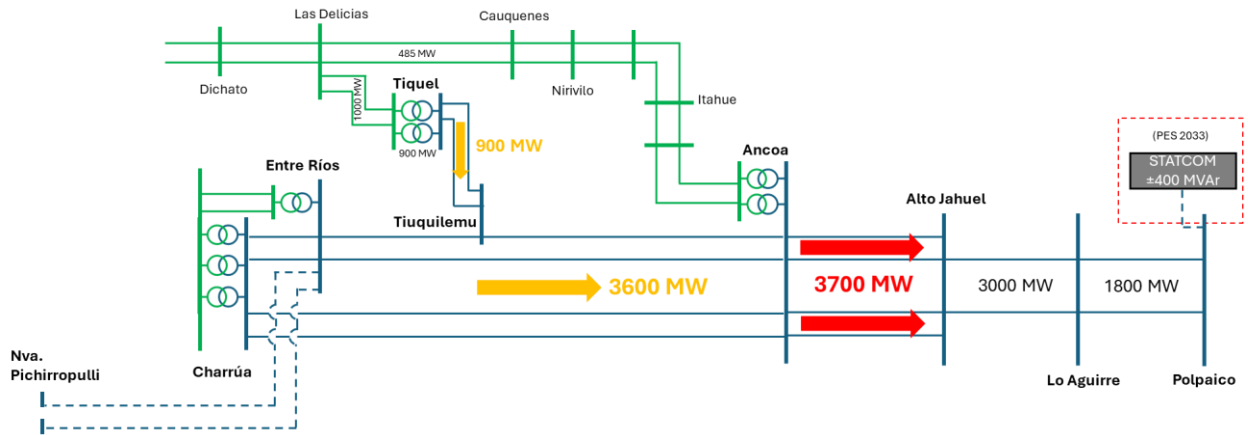


Figura 8-10: Diagrama simplificado de restricciones con STATCOM Polpaico.

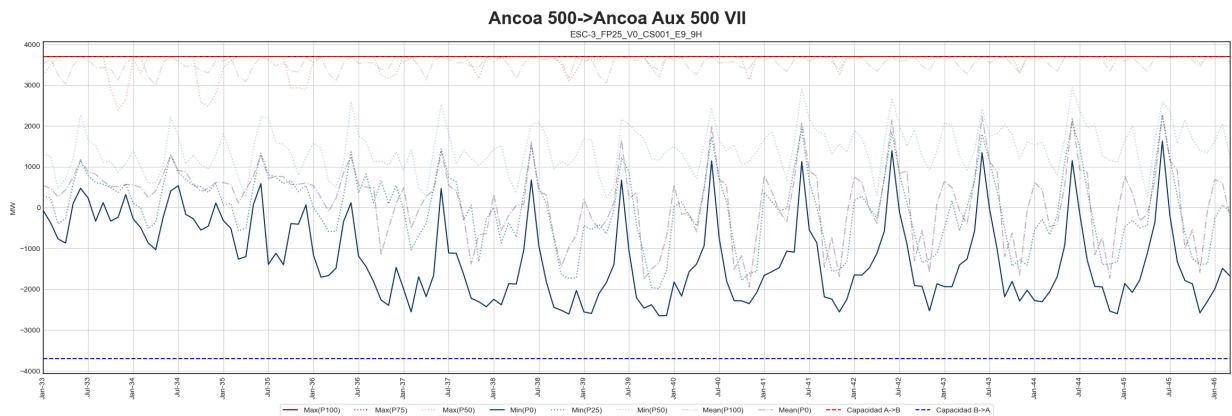


Figura 8-11: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (STATCOM Polpaico).

8.1.1.2 Beneficios proyectados

A continuación, se presenta la evaluación económica del proyecto para los escenarios 1, 2 y 3, correspondientes a condiciones de demanda baja, media y alta, respectivamente, considerando un V.I. estimado de 38 MUSD aproximadamente, mostrando el beneficio anual asociado a la incorporación de un equipo STATCOM de 400 MVar en la S/E Polpaico.

Tabla 8-1: Beneficio anual equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico.

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	AVI
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	-1,04	5,73	8,40	-2,87
2034	-1,44	6,08	9,68	-2,72
2035	-0,81	6,88	10,54	-2,58
2036	-1,09	8,80	11,10	-2,44
2037	-0,79	10,88	12,42	-2,31
2038	-1,10	10,81	13,13	-2,19
2039	-1,13	11,44	12,61	-2,08
2040	-0,64	12,37	14,46	-1,97
2041	-0,69	12,44	16,85	-1,87
2042	-0,26	12,26	16,80	-1,77
2043	-0,57	12,32	17,96	-1,68
2044	0,93	14,25	19,09	-1,59
2045	0,76	13,86	19,33	-1,51
Total	-7,87	138,12	182,38	-27,57
VP Perpetuidad	6,83	232,91	324,65	-27,41
Costo con Perpetuidad	-1,04	371,02	507,03	-54,98

De la evaluación presentada se identifica un beneficio operacional relevante asociado a la incorporación de la obra, la cual contribuye a mejorar las condiciones de operación del sistema. En virtud de lo anterior, se concluye que el proyecto resulta beneficioso para el Sistema Eléctrico Nacional, estando respaldada su conveniencia técnica y justificada la recomendación de su desarrollo.

8.1.1.3 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)” fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

Tabla 8-2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares.

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Proyecto	8.011	22.114	30.025
Costo Operacional Con Proyecto	7.957	21.688	29.463

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	8.012	21.743	29.518
Beneficios (Base – Proyecto)	-1	371	507

De los resultados obtenidos se desprende que el proyecto cumple con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión, toda vez que presenta beneficios netos en dos de los tres EGPT evaluados.

En atención a lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)” en el presente proceso de expansión.

8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Para el presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión no se contemplan obras de expansión por criterios de seguridad y calidad de servicio.

8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Para llevar a cabo el análisis de requerimiento de abastecimiento de la demanda se consideró un horizonte de análisis de veinte años y distintos escenarios de desarrollo futuro de generación en el país.

A continuación, se listan las expansiones de líneas, subestaciones y equipos de transformación que se requieren para el abastecimiento de los crecimientos de demanda en el período de análisis, siendo evaluados de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 7.4.3 del presente informe.

SISTEMA ZONAL B

8.3.1 Nueva S/E Pichidangui

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Pichidangui” tiene por objetivo reforzar el abastecimiento de la red de distribución en 23 kV que suministra energía a los usuarios de la comuna de Los Vilos. Para ello, se propone la construcción de una nueva subestación mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Choapa – Quínquimo, incorporando un equipo de transformación 110/23 kV con capacidad nominal de al menos 20 MVA. De este modo, se lograría descargar la subestación Quereo, tomando gran parte de la demanda que actualmente es abastecida mediante el alimentador de media tensión denominado Quilimarí.

La justificación de esta obra se fundamenta en las proyecciones de crecimiento de la demanda en la S/E Quereo, la cual dispone de un único transformador 110/23 kV con capacidad máxima de 13 MVA. De acuerdo con dichas proyecciones, este equipo alcanzaría más del 85% de su

capacidad hacia el año 2032, lo que evidencia la necesidad de una obra de expansión que permita asegurar la suficiencia, continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en la zona.

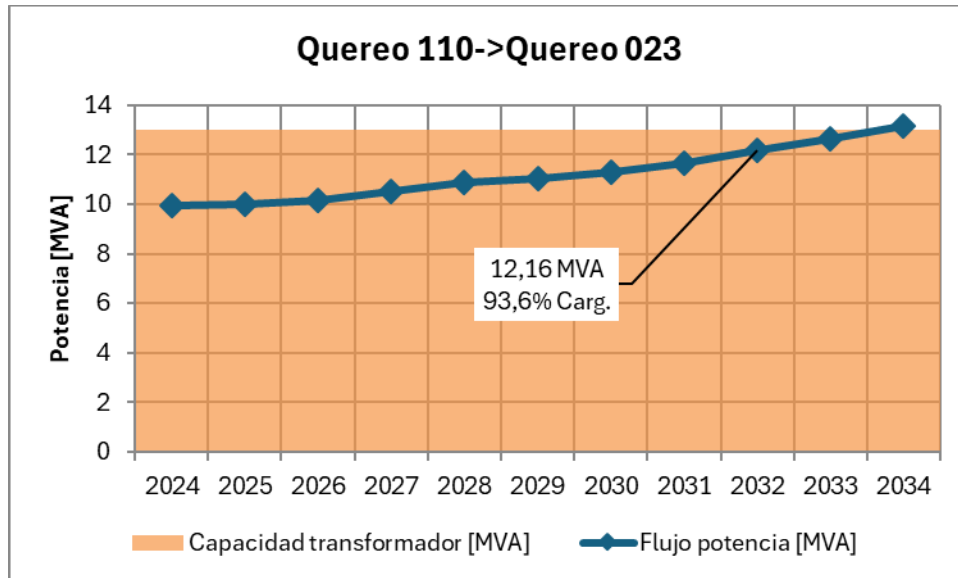


Figura 8-12: Proyección de demanda máxima y capacidad nominal de la unidad de transformación 110/23 kV de 13 MVA en la S/E Quereo.

La nueva subestación tendría el mayor consumo en las localidades costeras de Quilimarí y Pichidangui, zona que actualmente es abastecida por el alimentador Quilimarí, el cual cuenta con una longitud de 40 km de radio aproximadamente.

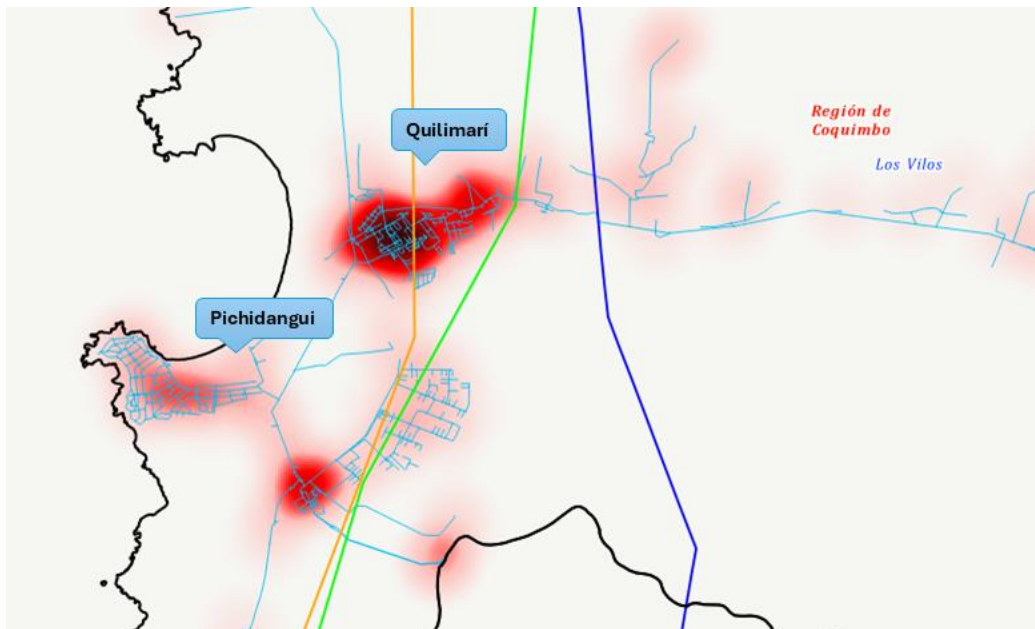


Figura 8-13: Mapa de consumo de la localidad de Pichidangui, Quilimarí y sus alrededores.

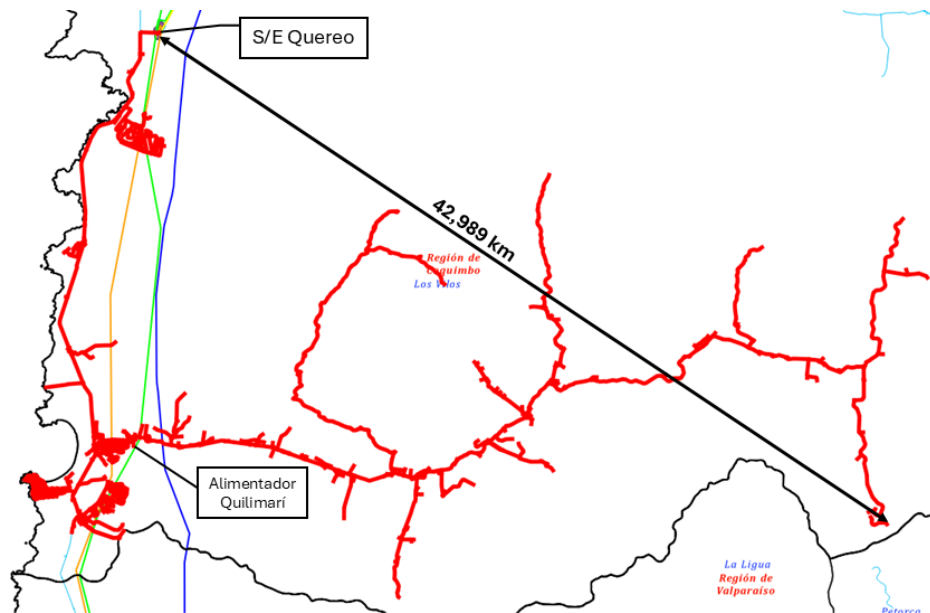


Figura 8-14: Extensión de alimentador Quilimarí asociado a la S/E Quereo.

Al analizar las posibles soluciones para cubrir la necesidad de suficiencia, se contempló inicialmente una ampliación de la subestación Quereo, mediante la instalación de un nuevo transformador. No obstante, se identifican dificultades constructivas para llevar a cabo dicha expansión, principalmente debido a la disposición de los elementos de distribución dentro de la subestación.

En este contexto, se propone la construcción de la nueva S/E Pichidanguí como solución a los problemas proyectados de suficiencia, estableciendo un nuevo punto de suministro para la comuna de los Vilos y disminuyendo, a su vez, la longitud de los alimentadores que abastecen parte de la comuna.

Como parte de los análisis de vulnerabilidad y resiliencia realizados por esta Comisión para el diseño de la nueva S/E Pichidanguí, se integraron las Cartas de Inundación por Tsunami (CITSU) elaboradas por el SHOA²⁶. Este análisis permitió determinar un emplazamiento situado fuera de las áreas de riesgo de inundación, asegurando la integridad de la infraestructura ante eventos extremos. Complementariamente, la ubicación seleccionada al oriente de la Ruta 5 Norte garantiza el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona, equilibrando la resiliencia con la proximidad a los centros de consumo.

En la siguiente figura se ilustra la modelación de inundación y sus respectivos niveles de profundidad determinados por el SHOA, en relación con el área de emplazamiento definido para la Nueva S/E Pichidanguí. La demarcación amarilla de la carretera Panamericana Norte

²⁶ Carta de inundación de tsunami elaborada por SHOA. Disponible en <https://www.shoa.cl/php/citsu.php>

sirve como referencia para evidenciar que la infraestructura se localizará en una zona segura y resiliente, protegida de los efectos de un eventual tsunami.

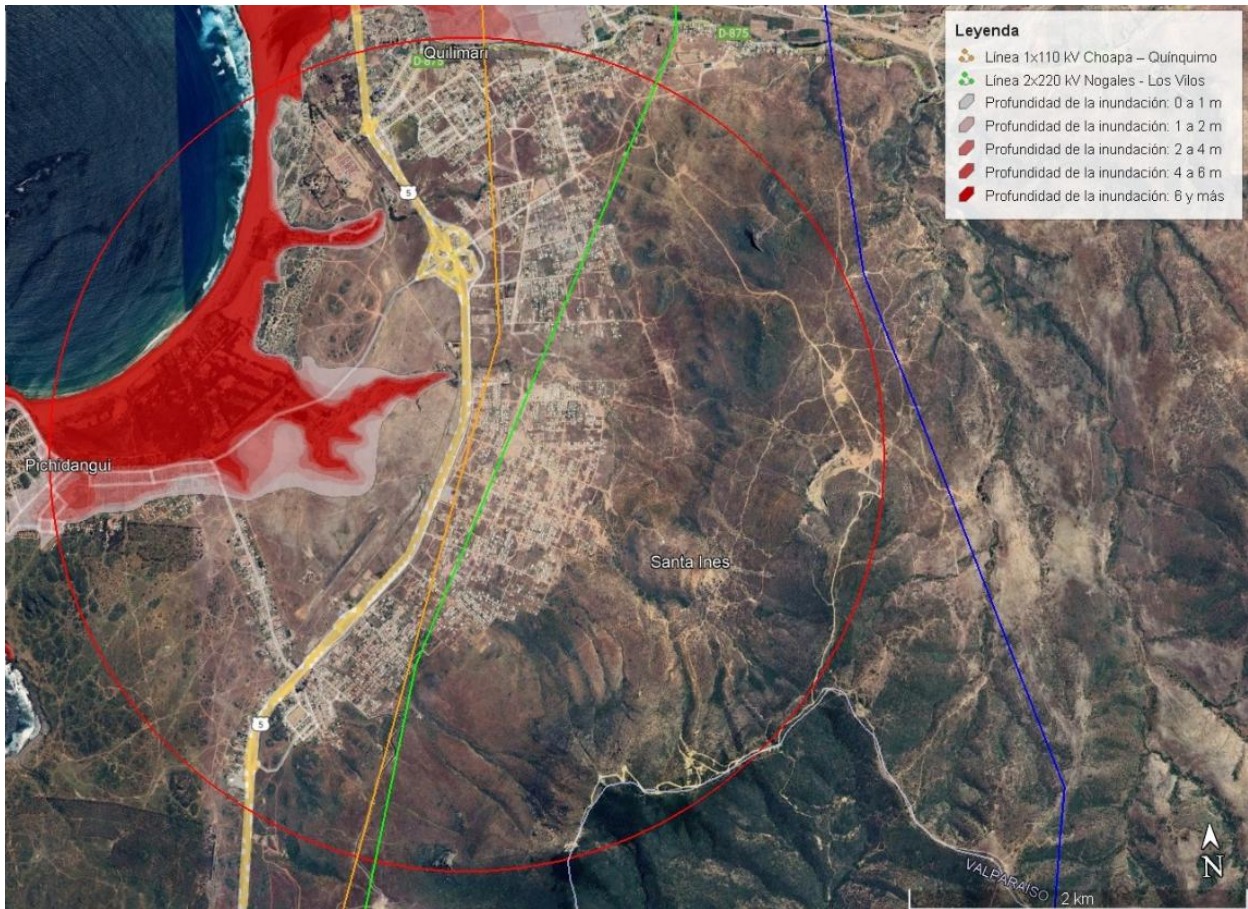


Figura 8-15: Ubicación de Nueva S/E Pichidangui.

De esta forma, y en función al análisis realizado, esta Comisión propone la nueva S/E Pichidangui, de acuerdo con las especificaciones de las obras descritas en el capítulo 4 del presente informe técnico.

SISTEMA ZONAL C

8.3.2 Apoyo Casablanca

El proyecto “Apoyo Casablanca” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas.
- Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento – Casablanca.

Las obras de apoyo a la zona de Casablanca nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a la ciudad de Casablanca y sus alrededores, actualmente abastecidas a través de S/E Casablanca.

El escenario operacional de estudio para el sistema de Casablanca considera lo siguiente:

- Demanda máxima coincidente proyectada al año 2032 en las SS/EE Algarrobo Norte, Casablanca, El Totoral, Las Balandras, Las Piñatas, Quintay, San Jerónimo y San Sebastián.
- Por seguridad operacional, la línea de transmisión 1x66 kV Litoral Central – Casablanca opera con sus interruptores abiertos en ambos extremos.
- En el marco del presente Plan de Expansión Anual de la Transmisión, Chilquinta Transmisión S.A. informó la conexión de factibilidades de demanda relevantes, no considerados en el crecimiento vegetativo de la ciudad, cuyo detalle se entrega en la siguiente tabla. Estos bloques de demanda son considerados en el análisis de la presente obra.

Tabla 8-3: Factibilidades en la zona de Casablanca informadas por Chilquinta Transmisión S.A proyectadas entre los años 2025 y 2032.

Año	SE CASABLANCA	
	T1 - 25 MVA	T2 – 18,3 MVA
2025	2,38	0,25
2026	6,63	0,25
2027	10,20	0,28
2028	10,20	0,31
2029	10,20	0,38
2030	10,20	0,38
2031	10,20	0,38
2032	12,24	0,38

El diagrama unilineal en la zona de Casablanca, sin proyecto y con sus respectivas capacidades de transmisión a 35°C, se presenta en la siguiente figura.

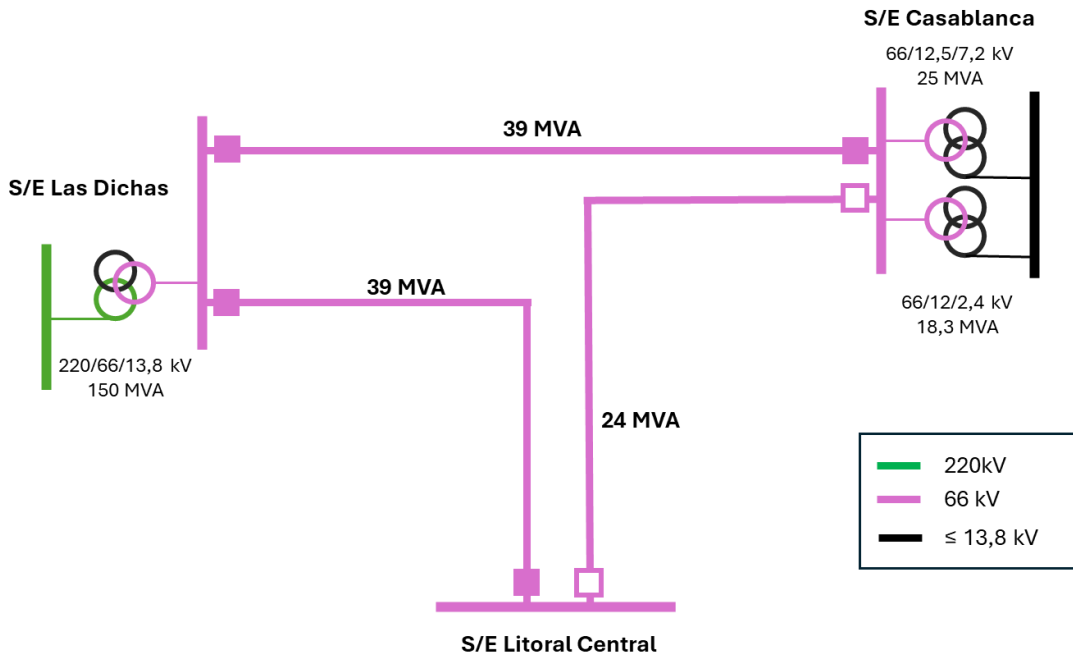


Figura 8-16: Diagrama Unilineal en la zona de Casablanca, sin el proyecto “Apoyo Casablanca”.

De acuerdo con los resultados obtenidos, no es posible asegurar el criterio de suficiencia en todas las instalaciones de transmisión en la zona de interés, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8-4: Cargabilidad en las líneas de transmisión en la zona de Casablanca, sin el proyecto “Apoyo Casablanca”, proyectado al año 2032.

Línea	Capacidad a 35°C con sol [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
Litoral Central - Las Dichas 66 kV	38,9	21,3	54,7
Litoral Central - Casablanca 66 kV	24,2	-	-
Casablanca - Las Dichas 66 kV	38,9	39,0	100,1

Por otra parte, tomando en cuenta las factibilidades informadas por la empresa Chilquinta, se proyecta que al año 2032 el transformador 66/12 kV, 25 MVA operaría sin criterio de suficiencia, al superar el 100% de cargabilidad a dicho año. Es importante notar que, incluso si fuese posible balancear la carga de los transformadores en la S/E Casablanca, eso no resuelve la pérdida del criterio de suficiencia en la línea Casablanca – Las Dichas 66 kV.

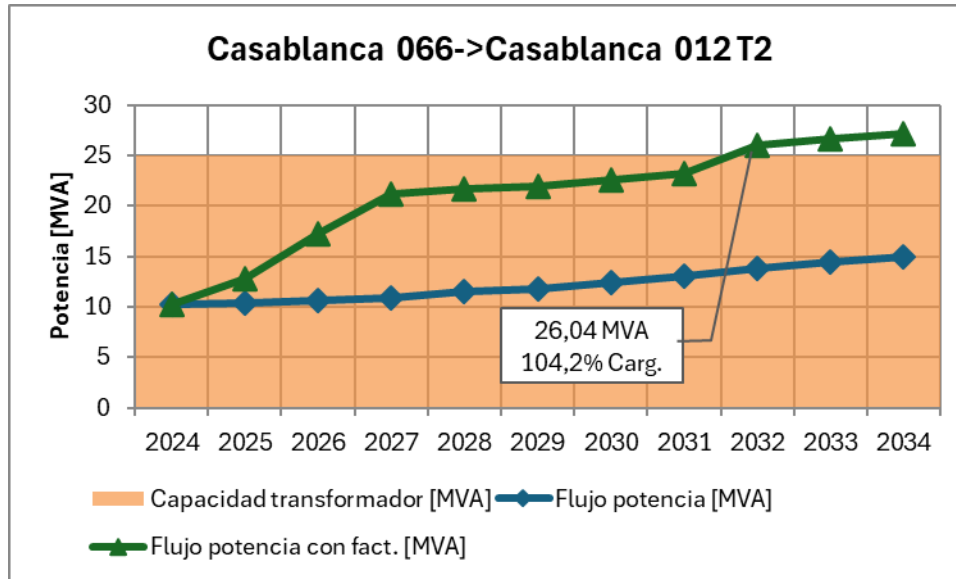


Figura 8-17: Cargabilidad proyectada en el transformador T2 66/12 kV, 25 MVA en la S/E Casablanca considerando las factibilidades informadas por Chilquinta.

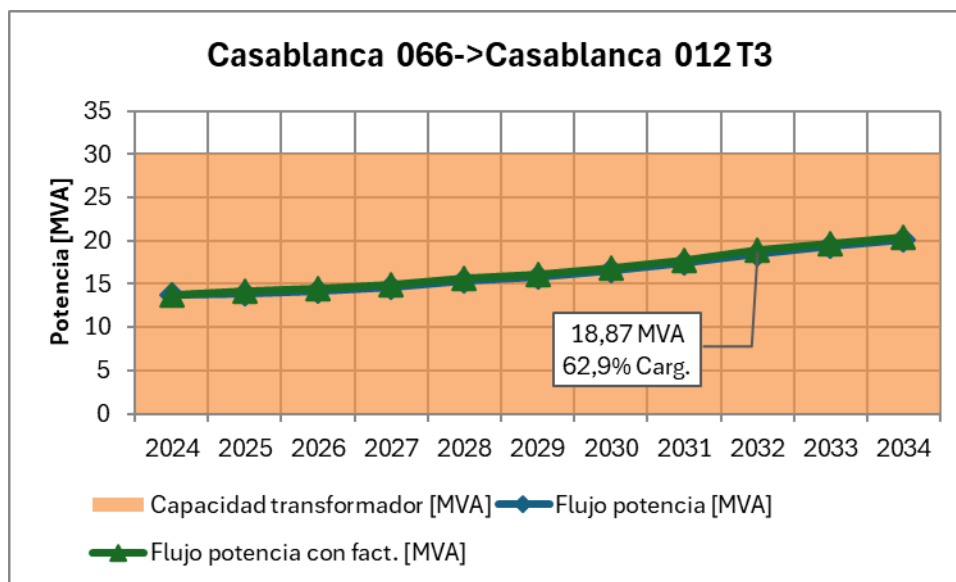


Figura 8-18: Cargabilidad proyectada en el futuro transformador 66/12 kV, 30 MVA en la S/E Casablanca considerando las factibilidades informadas por Chilquinta.

Para resolver los problemas de suficiencia observados, se propone una solución integral que considera reconfigurar la topología de la red de 66 kV en la zona de Casablanca, aumentar la capacidad de transferencia de ciertas líneas de transmisión e instalar un nuevo transformador AT/MT en S/E Las Dichas. El diagrama unilineal resultante al considerar las obras propuestas se presenta a continuación.

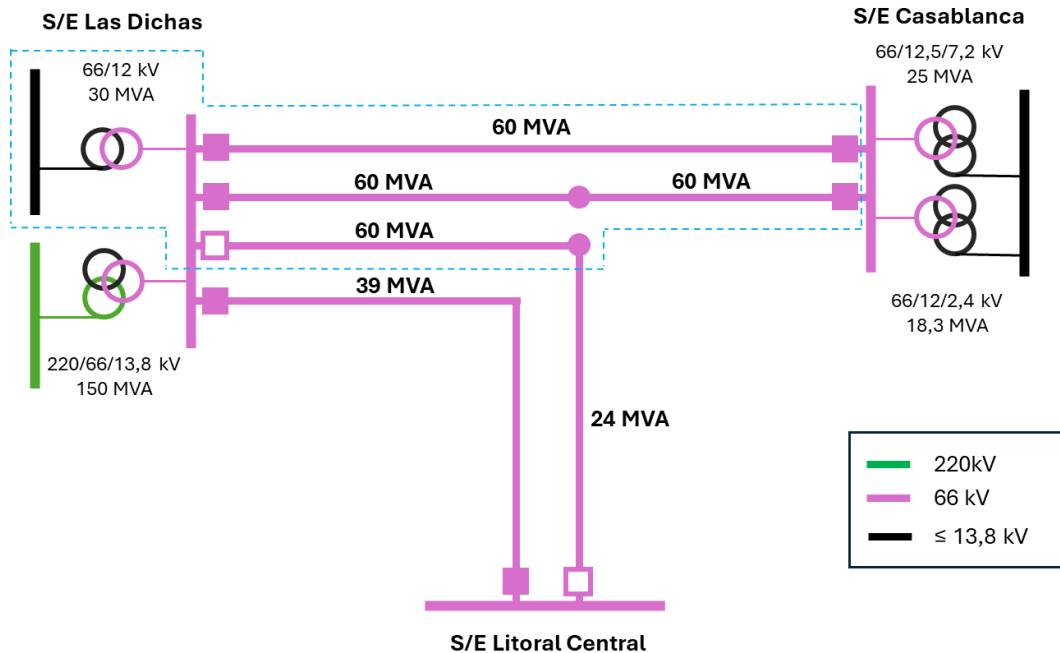


Figura 8-19: Diagrama Unilineal en la zona de Casablanca, con el proyecto “Apoyo Casablanca”.

El estado del sistema proyectado al año 2032, incluyendo las obras propuestas, se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 8-5: Cargabilidad en las líneas de transmisión en la zona de Casablanca, con el proyecto “Apoyo Casablanca”, proyectado al año 2032.

Línea	Capacidad a 35°C con sol [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
Litoral Central - Las Dichas 66 kV	38,9	21,3	54,6
Litoral Central - Seccionamiento 66 kV C1	24,2	-	-
Seccionamiento - Las Dichas 66 kV C1	59,2	-	-
Casablanca - Seccionamiento 66 kV C2	59,2	12,6	21,3
Seccionamiento - Las Dichas 66 kV C2	59,2	12,6	21,3
Casablanca - Las Dichas 66 kV	59,2	12,6	21,3

Por todo lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente proceso el proyecto “Apoyo Casablanca”, cuyas obras de expansión se especifican en el capítulo 4 del presente informe técnico.

SISTEMA ZONAL D

8.3.3 Ampliación en S/E Lo Boza 12 kV

El proyecto “Ampliación en S/E Lo Boza 12 kV” tiene por objetivo subsanar los requerimientos de suficiencia identificados en dicha subestación para el periodo analizado en el presente plan de expansión. La S/E Lo Boza se encuentra emplazada en la comuna de Renca y, mediante su red de distribución en 12 kV, abastece a las comunas de Renca, Pudahuel y Quilicura.

Actualmente la S/E Lo Boza tiene cuatro transformadores 110/12 kV, de los cuales tres de ellos toman carga y uno opera en reserva en caliente. Los análisis desarrollados por esta Comisión indican que, en diversos escenarios operativos de las unidades de transformación 110/12 kV, algunos de los transformadores superarían el 85% de su capacidad nominal en el periodo de análisis.

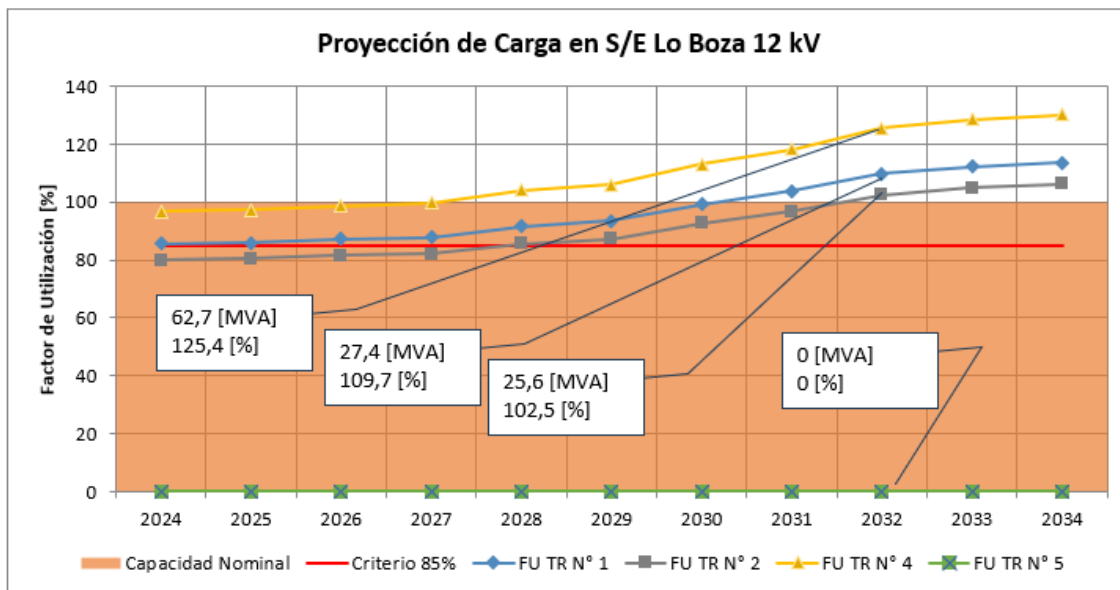


Figura 8-20: Proyección de carga de los transformadores de S/E Lo Boza 12 kV, en condición N.

Adicionalmente, al realizar el cálculo del factor de utilización de la subestación, considerando la demanda máxima coincidente de cada transformador y dividiéndola por la suma de sus respectivas capacidades nominales, se proyecta que este valor superaría el 85% el año 2032.

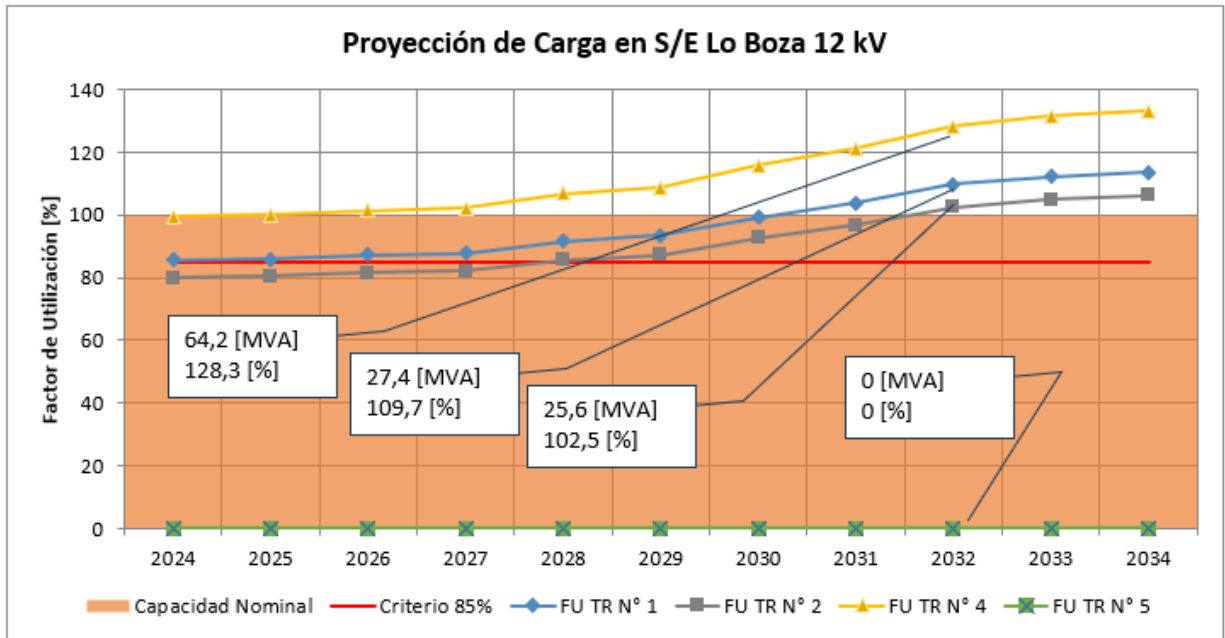


Figura 8-21: Proyección de carga de la S/E Lo Boza 12 kV, incluyendo la capacidad en reserva, en condición N.

En este contexto y ante la necesidad de una obra de ampliación en la S/E Lo Boza 12 kV, un análisis preliminar evidenció que existen severas limitaciones físicas en el recinto que impiden la incorporación de nuevas unidades de transformación. Adicionalmente no se visualizan áreas libres para construir nuevas celdas o patios de media tensión.



Figura 8-22: Vista aérea de S/E Lo Boza y predios aledaños.

No obstante, en base a los antecedentes técnicos disponibles, esta Comisión identificó espacio en los patios de 12 kV existentes. La confirmación de ubicaciones vacantes en dichas instalaciones faculta la construcción de nuevos paños de media tensión, viabilizando una ampliación de la subestación mediante el reemplazo de los transformadores existentes.

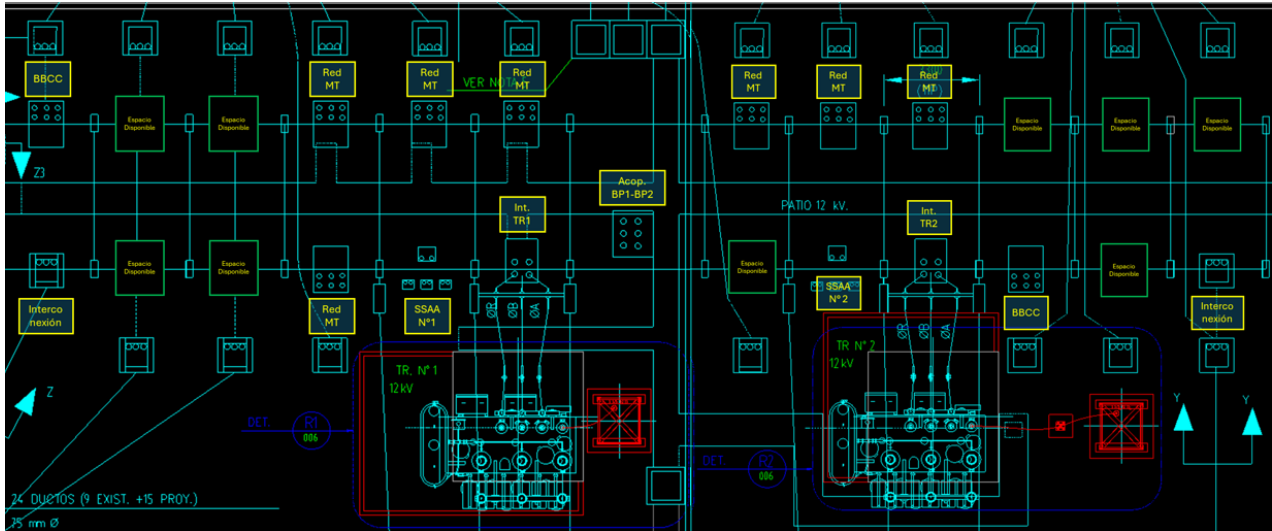


Figura 8-23: Diagrama unilineal de los patios de 12 kV en S/E Lo Boza.

En virtud de los antecedentes expuestos, esta Comisión determinó ampliar la S/E Lo Boza 12 kV mediante el reemplazo de los transformadores N° 1 y N° 2, de 25 MVA, por dos nuevas unidades de 50 MVA. Asimismo, capitalizando la disponibilidad de espacio identificada en los patios de 12 kV, el proyecto contempla la habilitación de cuatro paños para alimentadores en cada sector, totalizando ocho nuevas salidas.

Por los motivos expuestos, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación en S/E Lo Boza 12 kV” al presente Plan de Expansión.

8.3.4 Ampliación en S/E San José

El proyecto “Ampliación en S/E San José” tiene por objetivo subsanar los requerimientos de suficiencia identificados en dicha subestación para el periodo analizado en el presente plan de expansión. La instalación se encuentra emplazada en la comuna de Lo Prado, abasteciendo principalmente a las comunas de Lo Prado, Pudahuel y Quinta Normal.

La subestación opera con una tensión nominal de 12 kV en media tensión, y su capacidad instalada se constituye por dos transformadores de 50 MVA, una unidad de 22,4 MVA y una de 25 MVA.

Los análisis desarrollados por esta Comisión indican que, en diversos escenarios operativos, las unidades de transformación proyectan un factor de utilización superior al 85% de su capacidad nominal. A continuación, se presenta la proyección de carga desagregada para cada equipo:

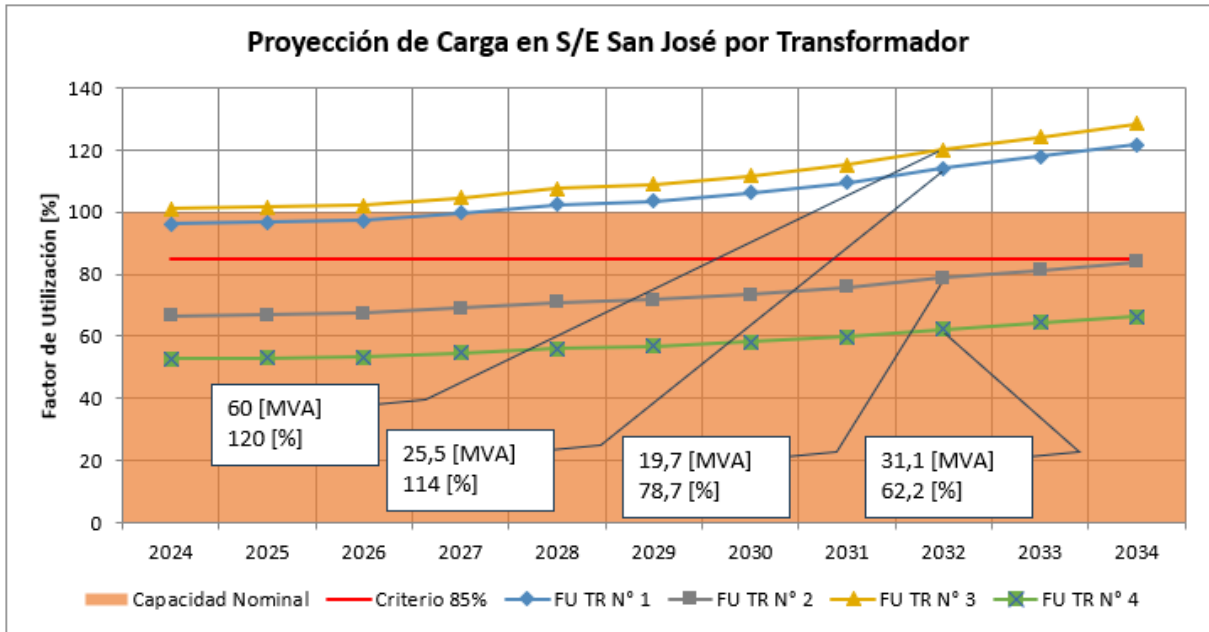


Figura 8-24: Proyección de carga de los transformadores de S/E San José, en condición N.

Adicionalmente, al realizar el cálculo del factor de utilización de la subestación considerando la demanda máxima coincidente de cada transformador, y dividiéndola por la suma de sus respectivas capacidades nominales, se proyecta que este valor superaría el 85% el año 2032. El siguiente gráfico muestra dicha proyección de carga.

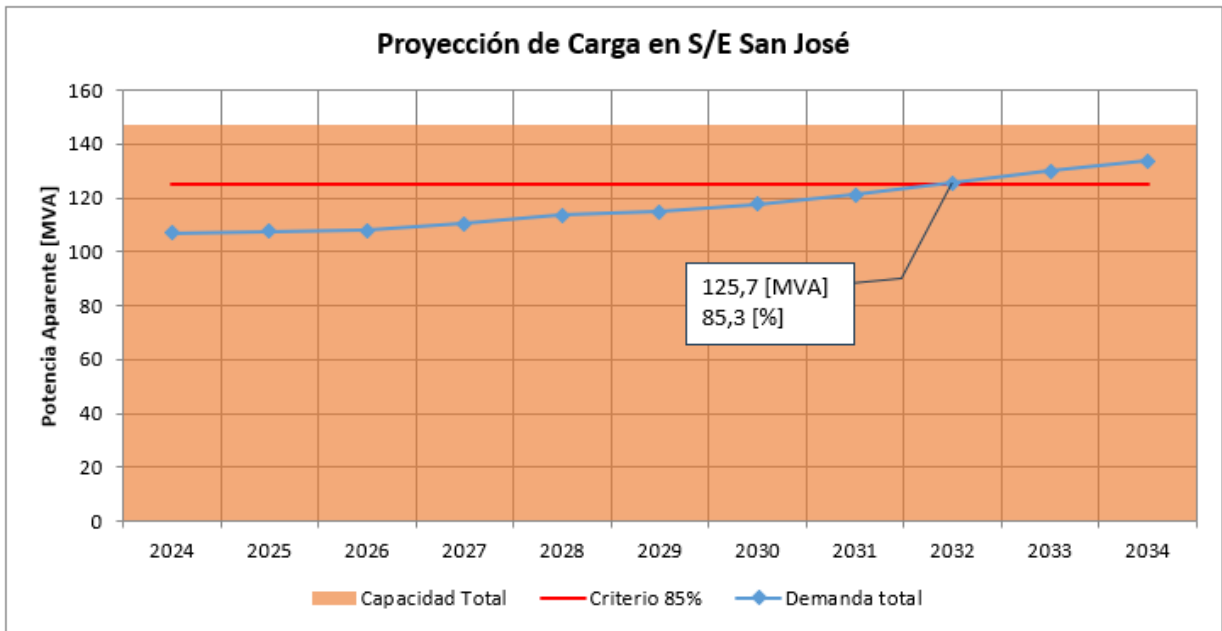


Figura 8-25: Proyección de carga de la S/E San José, en condición N.

Por su parte, y debido al alto nivel de carga de las unidades N° 1 y N° 2, se extendió el análisis al resto del horizonte de planificación. El objetivo fue determinar una solución que garantice de manera consistente la suficiencia de la subestación, reduciendo simultáneamente los costos de inversión.

La siguiente figura muestra la simulación del reemplazo del transformador N° 1 por una nueva unidad de 50 MVA. En ella se observa que el balance de carga proyectado en 2031 (con la capacidad existente) y en 2032 (tras el aumento de capacidad del T1) no logra mitigar de manera óptima los requerimientos de la instalación. Por lo tanto, esta alternativa no resuelve el problema para todo el periodo de análisis, ya que en el año 2037 se vuelve a cruzar el umbral del 85% a nivel de transformación. Adicionalmente, se evidencia que para el año 2043 tres de las cuatro unidades superan el 100% de su capacidad nominal.

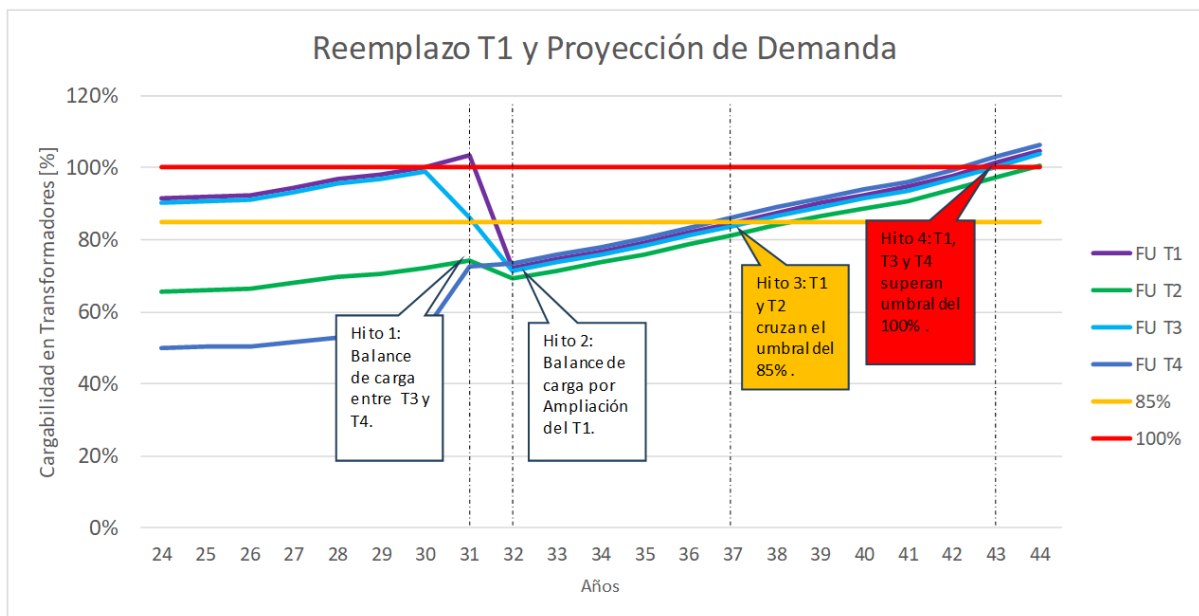


Figura 8-26: Gráfico de cargabilidades en las unidades de transformación. - Simulación Reemplazo T1 22,4 x 50 MVA y balance de carga a nivel de transformación.

Por su parte, y con el objetivo de encontrar una mejor solución, se simuló el reemplazo de los transformadores N° 1 y N° 2 por nuevas unidades de 50 MVA. En este análisis se volvió a evaluar el balance de carga a nivel de transformación para los años 2031 y 2032, tomando en cuenta el incremento de capacidad en ambos equipos. Como resultado, se observó un mejor desempeño técnico, puesto que el umbral del 85% recién se alcanza en el año 2042, mientras que el límite del 100% no se supera durante todo el periodo de estudio. La siguiente imagen muestra el resultado de dicha simulación.

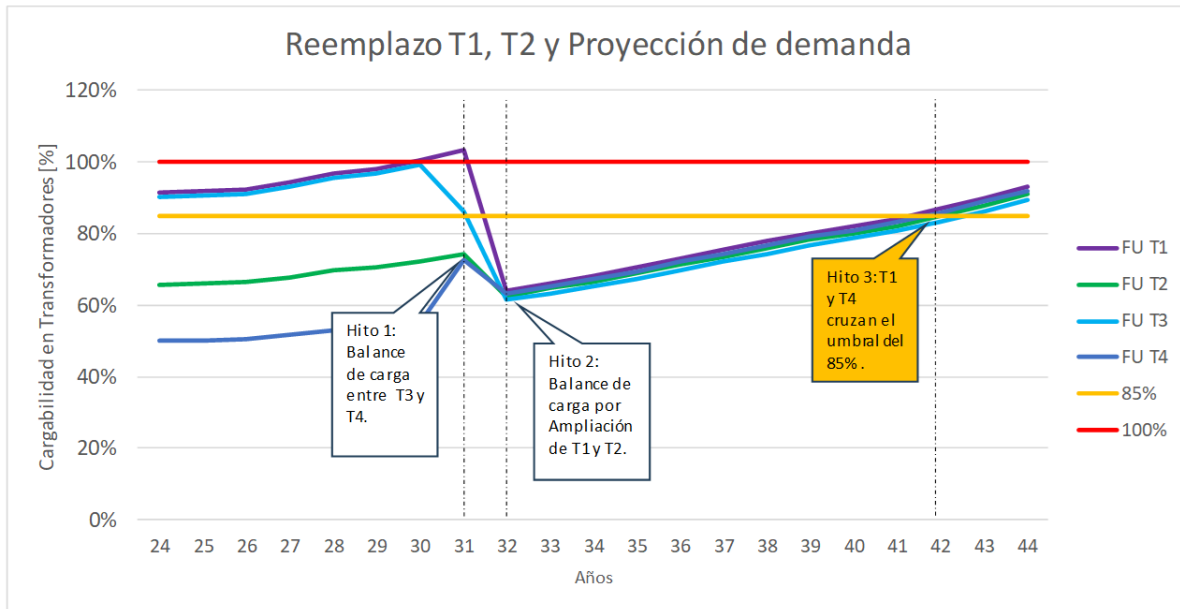


Figura 8-27: Gráfico de cargabilidades en las unidades de transformación. - Simulación Reemplazo T1 22,4 x 50 MVA, T2 25 x 50 MVA y balance de carga a nivel de transformación.

Otro aspecto relevante es que, aunque es factible ejecutar ambas ampliaciones en procesos independientes, su desarrollo simultáneo bajo un único plan reduce los costos de inversión gracias a las economías de escala y a las sinergias constructivas durante la obra.

Considerando los resultados previamente mostrados, e incorporando la eficiencia económica que se produce al efectuar ambos reemplazos de manera simultánea, esta Comisión determinó la necesidad de ampliar la capacidad de la S/E San José, por medio del reemplazo de los transformadores N° 1, de 22,4 MVA y N° 2, de 25 MVA, por nuevas unidades de 50 MVA.

Asimismo, para aprovechar la nueva capacidad de la subestación, el proyecto contempla la construcción de ocho nuevas posiciones para alimentadores, mediante la construcción de una nueva sala de celdas.

Por los motivos expuestos, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación en S/E San José” al presente Plan de Expansión.

8.3.5 Nueva S/E Isabel Riquelme

El proyecto “Nueva S/E Isabel Riquelme” se encuentra conformado por las obras:

1. Nueva S/E Isabel Riquelme, descrita en el capítulo 3.
2. Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme, descrita en el capítulo 4.

El proyecto tiene por objetivo subsanar los requerimientos de suficiencia identificados en la S/E Chena y aumentar la seguridad del abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis considerado en el presente plan de expansión.

8.3.5.1 Origen de la necesidad

La S/E Chena constituye uno de los nodos de inyección de potencia más relevantes de la Región Metropolitana. Se encuentra emplazada en el sector poniente de la capital, y desempeña un rol fundamental en el abastecimiento de la demanda del Gran Santiago, contribuyendo a la suficiencia y seguridad del suministro eléctrico.

Actualmente la subestación es abastecida mediante dos circuitos de la LT 220 kV Chena – Cerro Navia y cuatro circuitos de la LT 220 kV Chena – Alto Jahuel. Asimismo, cuenta con dos bancos de autotransformadores 220/110/13,2 kV, cada uno con una capacidad nominal de 400 MVA.

A la barra en 110 kV de esta subestación se conectan los circuitos de las LT 2x110 kV Chena – Cerro Navia y 2x110 kV Chena – Ochagavía, conformando un punto relevante de abastecimiento para la red de distribución del sector.

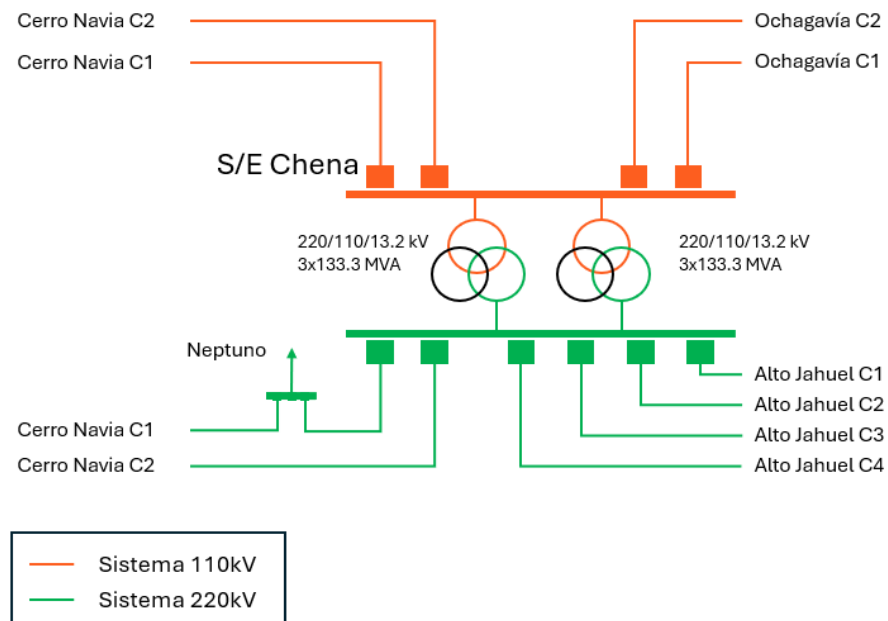


Figura 8-28: Diagrama Unilineal de la S/E Chena 220/110 kV.

Los estudios desarrollados por esta Comisión indican que, bajo diversos escenarios operativos, los bancos de autotransformadores de la S/E Chena alcanzan niveles de utilización superiores al 85% de su capacidad nominal hacia el año 2032. Esta condición responde directamente al crecimiento sostenido de la demanda en el Gran Santiago.

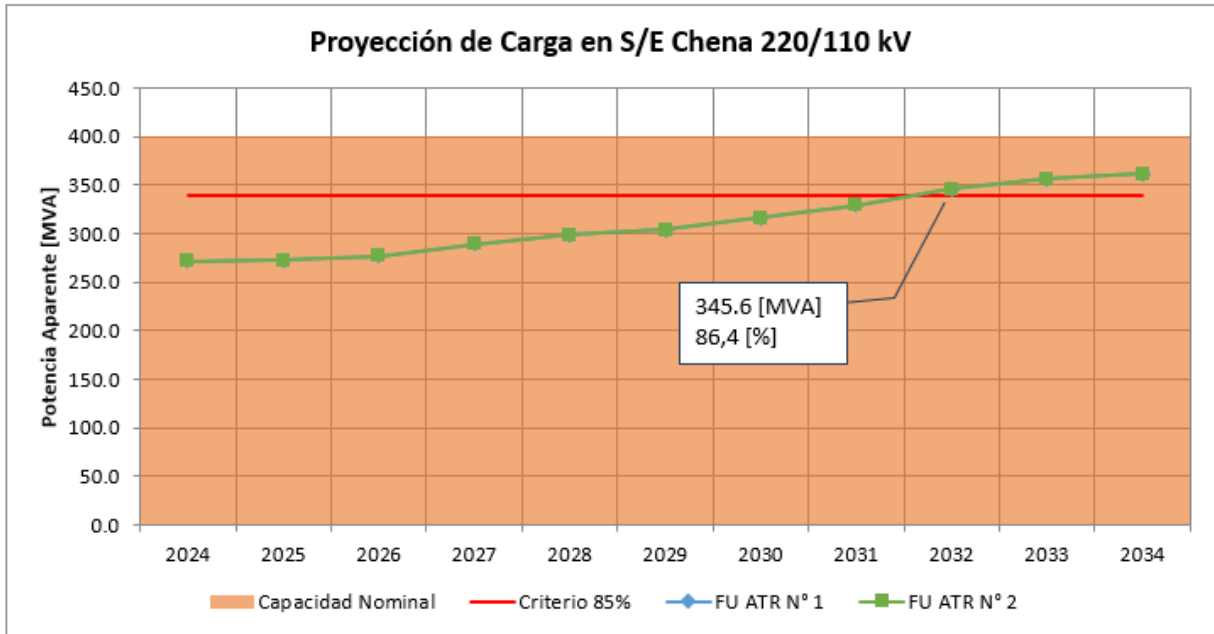


Figura 8-29: Proyección de carga de los transformadores de S/E Chena, en condición N.

8.3.5.2 Análisis del Caso Base

Sobre la base de los escenarios definidos se realizaron las simulaciones del sistema de transmisión que abastece a la Región Metropolitana, determinando la demanda máxima coincidente de la S/E Chena para el horizonte de planificación. Los resultados confirman que, hacia el año 2032 y considerando a la Central Renca en servicio, los niveles de carga de ambos autotransformadores superarán el 85% de su capacidad nominal.

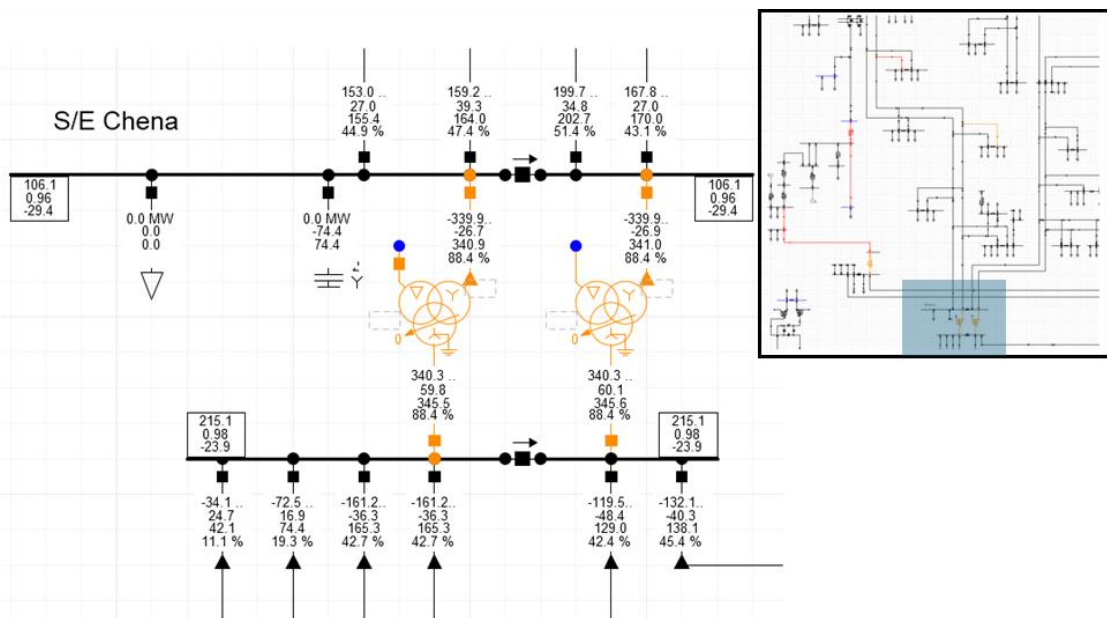


Figura 8-30: Resultado Simulación – Demanda proyectada al año 2032, Chena en condición (N) y Central Renca en servicio.

Tabla 8-6: Resultado Simulación – Demanda proyectada al año 2032, Chena en condición (N) y Central Renca en servicio.

Elemento	Capacidad [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
S/E Chena ATR 1	400	345,6	86,4%
S/E Chena ATR 2	400	345,6	86,4%
S/E Cerro Navia ATR 1	400	322,4	80,6%
S/E Cerro Navia ATR 2	400	332	83%
S/E Cerro Navia ATR 3	400	332,3	83,1%
S/E Lo Campino ATR 1	400	333,5	83,4%

De la tabla anterior se desprende que ambas unidades de transformación en la S/E Chena alcanzarán niveles de cargabilidad superiores al 85% durante el año 2032. Asimismo, se observa que los transformadores de las SS/EE Cerro Navia y Lo Campino presentan niveles de utilización por sobre el 80%, acercándose a condiciones que podrían comprometer el abastecimiento de la demanda del sistema.

En consecuencia, el diagnóstico precedente confirma la necesidad de ampliar la capacidad de transformación del sistema 220/110 kV en la zona, a fin de resguardar condiciones adecuadas de suficiencia en el abastecimiento.

8.3.5.3 Evaluación preliminar de alternativas de solución

La primera alternativa analizada por esta Comisión corresponde a la ampliación de la S/E Chena. Sin embargo, esta opción fue descartada en etapas tempranas, debido a las restricciones físicas que presenta dicha instalación. Al encontrarse rodeada por un entorno industrial y comercial consolidado, la ausencia de terrenos disponibles impediría su expansión mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores. El entorno de S/E Chena y sus restricciones de terreno se muestran en la siguiente imagen:



Figura 8-31: Vista aérea de S/E Chena y sus predios colindantes.

Ante la imposibilidad de ampliar la capacidad de transformación en la S/E Chena, se evaluaron diversas alternativas para el emplazamiento de un nuevo punto de apoyo 220/110 kV en la Región Metropolitana. Como resultado de este análisis espacial, se identificaron cinco áreas factibles para la inserción de nueva infraestructura, las cuales fueron sometidas a una evaluación técnica orientada a determinar su factibilidad constructiva y su efectividad para resolver el déficit de suficiencia en la zona objetivo. La siguiente figura ilustra las áreas analizadas, cuya evaluación y descarte se detallan a continuación:

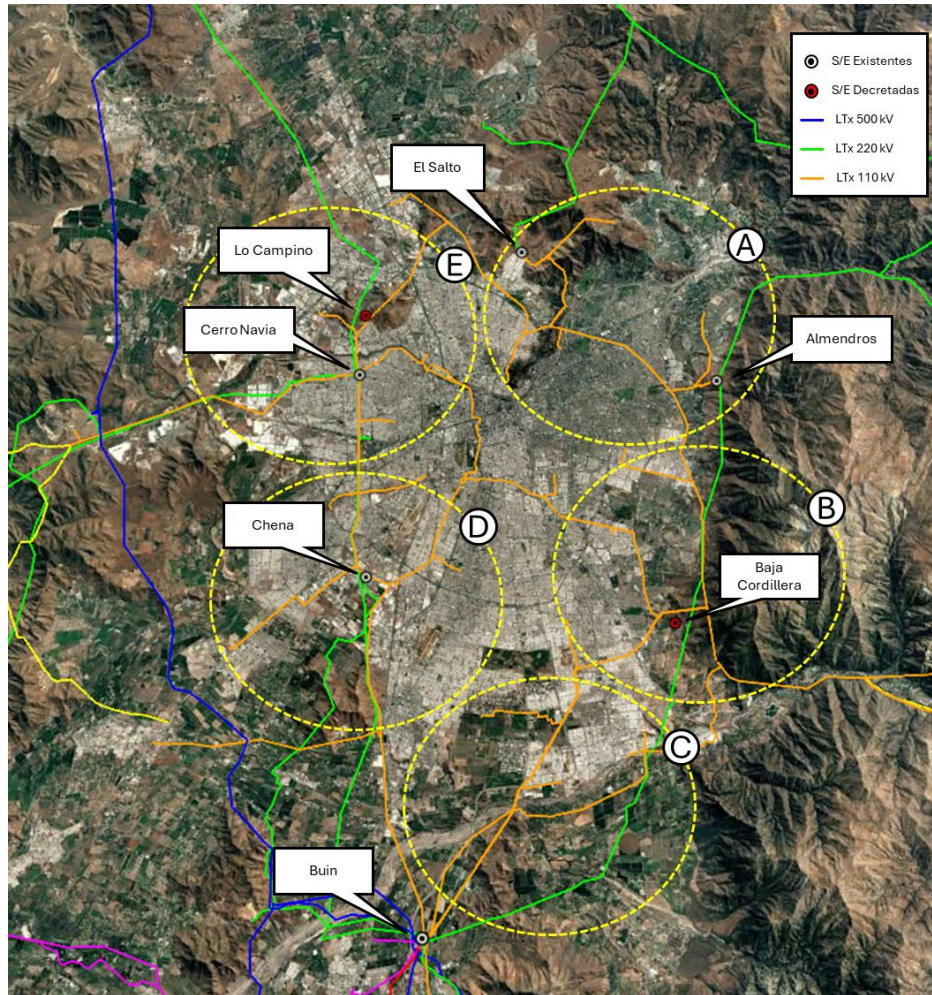


Figura 8-32: Alternativas de emplazamiento exploradas.

A. Área A: Ubicación al nororiente de la ciudad.

Al evaluar la alternativa de emplazamiento en el sector nororiente de la Región Metropolitana, se constata que esta área cuenta con dos puntos de apoyo desde el nivel de 220 kV hacia la red de 110 kV, correspondientes a las subestaciones El Salto y Almendros. El análisis topológico revela una discontinuidad en la red de 220 kV entre ambas subestaciones, con una brecha territorial superior a 13 kilómetros sin infraestructura en dicho nivel de tensión. La incorporación de un nuevo punto de seccionamiento intermedio requeriría la construcción de nuevos tramos en 220 kV, lo que implicaría un aumento significativo en los costos de inversión. En consecuencia, para el análisis de esta zona se consideró únicamente la alternativa de ampliación de ambas subestaciones, con el objeto de evaluar su desempeño técnico antes de avanzar en estudios más detallados.

B. Área B: Ubicación oriente de la ciudad.

En una primera instancia, para esta área se analizó la factibilidad de incorporar un nuevo punto de seccionamiento en las redes de 220 y 110 kV ubicadas en el sector oriente de la capital. No obstante, esta alternativa fue descartada en una etapa temprana del análisis, dado que en dicha área ya se encuentra en ejecución la obra nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera, incorporada al sistema de transmisión mediante el Decreto Exento N° 185 de 2020, correspondiente al Plan de Expansión del año 2019. Desde la perspectiva de flujos de potencia y de la topología de la red, la incorporación de un nuevo punto de apoyo 220/110 kV en este polígono resulta eléctricamente equivalente a un aumento de capacidad en la propia S/E Baja Cordillera, lo que configuraría una solución redundante e ineficiente en el diseño de la expansión del sistema. En consecuencia, bajo los criterios de eficiencia económica, se descartó la formulación de una obra nueva independiente en esta ubicación, reorientando la evaluación hacia la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación de la S/E Baja Cordillera.

C. Área C: Ubicación al suroriente de la ciudad.

En una primera instancia, para esta área se evaluó la viabilidad de incorporar un nuevo punto de apoyo 220/110 kV en el sector suroriente de la ciudad, aprovechando el paralelismo topológico existente entre las líneas de 220 kV Alto Jahuel – Almendros y de 110 kV Pirque – Puente Alto. No obstante, esta alternativa resulta técnicamente ineficiente, dado que la LT 110 kV Pirque-Puente Alto no se encuentra integrada al anillo central de 110 kV de la Región Metropolitana. En consecuencia, la incorporación de un nuevo punto de transformación en esta ubicación presentaría un bajo nivel de acoplamiento eléctrico con la zona objetivo. La separación topológica respecto de las instalaciones que abastecen las subestaciones que concentran la demanda asociada a la S/E Chena limita la capacidad de este nodo para transferir potencia hacia el sector poniente de la capital. Desde la perspectiva de los flujos de potencia, un apoyo en este punto no modificaría de manera sustantiva los patrones de flujo del sistema ni permitiría una descarga efectiva de los transformadores que proyectan niveles de utilización superiores a los criterios de holgura. Por consiguiente, al no contribuir de manera relevante a la resolución del déficit de abastecimiento identificado, esta alternativa se descarta por no constituir una solución óptima desde el punto de vista técnico.

D. Área D. Ubicación al poniente de la ciudad.

Al evaluar la viabilidad de emplazamiento en el sector poniente de la Región Metropolitana, el análisis topológico revela una configuración altamente favorable,

caracterizada por la disposición paralela de las líneas de 110 kV Chena - Cerro Navia y 110 kV Chena - Neptuno respecto de la línea 220 kV Chena - Cerro Navia. Esta configuración permite simplificar las labores de seccionamiento en ambos niveles de tensión y reducir la longitud de los enlaces de conexión requeridos, optimizando directamente los costos de inversión de la obra. Asimismo, el levantamiento territorial identifica disponibilidad de terrenos a lo largo del trazado, lo que otorga una alta factibilidad constructiva para la implementación de la nueva infraestructura. Desde la perspectiva de flujos de potencia, esta ubicación se mantiene dentro del área de influencia eléctrica de la S/E Chena y en proximidad a los principales centros de consumo del sector poniente, lo que permite un apoyo efectivo sobre los flujos de potencia y por ende una descarga directa sobre los transformadores actualmente exigidos. En consecuencia, esta alternativa se posiciona como una solución técnica eficaz y económicamente eficiente para la incorporación de un nuevo nodo de transformación 220/110 kV, motivo por el cual se profundiza su evaluación en las etapas siguientes.

E. Área E: Ubicación al norponiente de la ciudad.

Finalmente, se evaluó la viabilidad de implementar un nuevo punto de seccionamiento en el polígono ubicado al norte de la S/E Cerro Navia. Si bien esta resulta técnicamente factible desde la perspectiva de los flujos de potencia, el área de influencia considerada ya contempla el desarrollo de la futura S/E Lo Campino, infraestructura incorporada al sistema mediante el Decreto Exento N° 54 de 2024, correspondiente al Plan de Expansión del año 2022. Desde la perspectiva de diseño y operación de la red, la incorporación de un nuevo punto de inyección en esta ubicación resulta eléctricamente equivalente a un aumento de capacidad en la propia S/E Lo Campino, configurando una solución redundante e ineficiente para la expansión del sistema. En consecuencia, bajo el criterio de eficiencia económica, se descarta la formulación de una obra nueva independiente en esta zona, reorientando la evaluación de suficiencia hacia la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación de la S/E Lo Campino.

8.3.5.4 Análisis comparativo de las opciones

Tras la etapa preliminar de evaluación, se procedió a comparar el desempeño técnico de las distintas alternativas analizadas. Para ello, se modelaron las configuraciones propuestas y se simuló flujos de potencia bajo el escenario de demanda máxima coincidente, proyectada al año 2032, para la zona de influencia de S/E Chena. De este modo, se comparó el caso base, que da origen a la necesidad de expansión, con los resultados operativos obtenidos a partir de la incorporación de cada alternativa en estudio.

La siguiente tabla sintetiza esta evaluación comparativa, centrando el análisis en la evolución de los niveles de cargabilidad de las unidades de transformación de las subestaciones Chena, Cerro Navia y Lo Campino:

Tabla 8-7: Resultado simulación – Nivel de carga en transformadores 220/110 kV, por alternativa analizada.

Elemento Simulado	Snom MVA	Caso Base	Ampliación S/E Baja Cordillera	Ampliación S/E Lo Campino	Ampliación S/E El Salto	Ampliación S/E Los Almendros	Nueva S/E 220/110 kV Área Poniente
		Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %
Alahuel ATR2 220/110kV-390MVA	390	83.2%	76.4%	82.5%	82.4%	81.7%	81.0%
Baja Cordillera 220/110kV 400MVA T1	400	79.0%	54.8%	78.2%	78.4%	70.0%	76.2%
Baja Cordillera 220/110kV 400MVA T2	400		54.8%				
Buin 220/110kV-400MVA	400	78.4%	76.1%	76.8%	78.0%	77.2%	71.9%
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA AT3	399	80.7%	80.0%	72.7%	79.4%	79.7%	73.4%
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyosung)	399	83.2%	82.5%	75.0%	81.9%	82.1%	75.7%
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyundai)	400	82.9%	82.2%	74.7%	81.6%	81.9%	75.4%
Chena 220/110kV-400MVA T1	400	86.8%	84.3%	84.0%	86.1%	85.9%	71.6%
Chena 220/110kV-400MVA T2	400	86.8%	84.3%	84.0%	86.1%	85.9%	71.6%
El Salto 220/110kV-400MVA T1	400	68.3%	67.7%	65.0%	49.7%	66.0%	66.8%
El Salto 220/110kV-400MVA T2	400	68.3%	67.7%	65.0%	49.7%	66.0%	66.8%
El Salto 220/110kV-400MVA T3	400				49.7%		
Lo Campino 220/110 kV 400 MVA T1	399	84.5%	83.8%	63.1%	82.0%	83.8%	78.9%
Lo Campino 220/110 kV 400 MVA T2	399			63.1%			
Los Almendros 220/110kV 400MVA	400	77.1%	67.6%	76.3%	74.5%	49.8%	75.9%
Los Almendros 220/110kV 400MVA T2	400					49.8%	0.0%
S/E Poniente 220/110kV-400MVA T1	400						69.3%

Adicionalmente, se evaluó el efecto sobre las líneas de transmisión en la zona de influencia de S/E Chena, sin identificarse condiciones restrictivas en ninguna de las alternativas consideradas:

Tabla 8-8: Resultado simulación – Nivel de carga en líneas de transmisión relevantes, por alternativa analizada.

Elemento Simulado	Caso Base	Ampliación S/E Baja Cordillera	Ampliación S/E Lo Campino	Ampliación S/E El Salto	Ampliación S/E Los Almendros	Nueva S/E 220/110 kV Área Poniente
	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %	Cargabilidad %
Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV - L2	19.3%	20.1%	17.2%	18.5%	21.3%	40.4%
Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV - L1	31.8%	32.3%	29.7%	31.0%	33.6%	39.0%
Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV - L1_a	11.1%	11.9%	10.0%	10.6%	12.6%	12.1%
Chena - Lo Espejo 110 kV L1	52.4%	48.6%	53.5%	51.9%	52.3%	57.8%
Chena - Lo Espejo 110 kV L2	43.4%	39.6%	44.6%	42.9%	43.4%	49.0%
Chena - Tap Sta Marta 110kV L1	47.0%	48.3%	42.1%	46.6%	45.9%	17.3%
Chena - Tap Sta Marta 110kV L2	44.5%	45.8%	39.6%	44.1%	43.4%	24.4%
FFCC - Tap Cisterna 110kV L1	58.5%	51.2%	59.2%	57.6%	57.7%	62.5%
FFCC - Tap Cisterna 110kV L2	68.3%	61.0%	69.0%	67.4%	67.5%	72.1%
Ochagavía - FFCC 110kV L1	57.8%	50.5%	58.5%	56.8%	56.9%	61.8%
Ochagavía - FFCC 110kV L2	67.6%	60.3%	68.2%	66.6%	66.7%	71.4%
Ochagavía - Metro 110 kV	34.0%	33.9%	33.9%	33.9%	34.0%	33.4%
Ochagavía - Tap Qub Hípico 110 kV L1	56.1%	48.6%	56.9%	55.1%	55.2%	60.4%
Ochagavía - Tap Qub Hípico 110 kV L2	37.1%	29.7%	38.0%	36.2%	36.3%	41.7%
Sn Joaquin - Tap Sta Elena 110 kV L2	19.6%	2.8%	21.9%	17.7%	17.8%	31.3%
Tap Cisterna - Lo Espejo 110 kV L2	48.9%	44.4%	49.2%	48.3%	48.3%	51.0%
Tap Cisterna - Lo Espejo 110kV L1	53.6%	49.1%	53.9%	53.0%	53.1%	55.7%
Tap Qub Hípico-Tap San Joaquin 110kV L1	25.7%	18.7%	26.6%	24.9%	25.0%	30.3%
Tap Qub Hípico-Tap San Joaquin 110kV L2	19.4%	12.4%	20.3%	18.6%	18.6%	24.0%
Tap Maipu - Tap Sta Marta 110kV L1	23.5%	24.9%	18.8%	23.2%	22.5%	5.8%
Tap Maipu - Tap Sta Marta 110kV L2	17.1%	18.4%	12.3%	16.8%	16.1%	2.7%
Tap Pajaritos - Tap Valledor 110kV L1	2.2%	1.8%	6.2%	2.5%	3.0%	17.0%
Tap Pajaritos - Tap Valledor 110kV L2	3.8%	2.6%	8.2%	4.1%	4.8%	11.7%
Tap Valledor - Tap Maipu 110kV L1	17.5%	18.9%	12.7%	17.2%	16.5%	12.2%
Tap Valledor - Tap Maipu 110kV L2	5.0%	6.4%	1.4%	4.8%	4.1%	15.0%

En consecuencia, al contrastar el desempeño técnico de las distintas alternativas simuladas, se constata que la configuración que maximiza el efecto de descarga sobre la S/E Chena corresponde a la incorporación de un nuevo punto de apoyo 220/110 kV emplazado en el sector poniente de la capital. Asimismo, el análisis de flujos de potencia evidencia un impacto sistémico favorable de esta solución sobre la red adyacente, extendiendo la descongestión de las transferencias hacia las subestaciones Cerro Navia y Lo Campino.

En efecto, la inyección de potencia desde esta nueva instalación permite reducir los índices de utilización de sus respectivas unidades de transformación a valores inferiores al 80% de su capacidad nominal. De este modo, la alternativa seleccionada no solo aborda el déficit de suficiencia en el nodo crítico original, sino que también restituye holguras operativas relevantes para el abastecimiento seguro de la demanda del sector, consolidándose como la solución técnica más adecuada.

8.3.5.5 Diseño de la solución

Luego de verificar el efecto positivo de la incorporación de un nuevo punto de apoyo 220/110 kV en el sector poniente de la ciudad, se procedió a definir la configuración y el dimensionamiento de la nueva S/E Isabel Riquelme. En este contexto, se determinó como técnica y económicamente óptima la implementación de una topología de transformación compuesta por dos bancos autotransformadores de 400 MVA cada uno.

La adopción de esta configuración no solo permite capturar eficiencias en el valor de inversión de la obra, sino que, además, otorga ventajas operativas relevantes en el largo plazo. Desde la perspectiva sistémica, el sector poniente de la capital presenta una alta concentración de demanda eléctrica, asociada a su densidad poblacional, crecimiento urbano y consolidación de múltiples polos comerciales e industriales. En consecuencia, una capacidad instalada total de 800 MVA proporciona la holgura estructural necesaria para absorber transferencias significativas de potencia, proyectando un alivio sostenido sobre la infraestructura existente.

Bajo estas condiciones, la nueva subestación contribuye a garantizar la continuidad y calidad del suministro en su área de influencia, asegurando el cumplimiento de los estándares normativos de suficiencia y seguridad.

Durante la fase de prospección territorial para el emplazamiento de la nueva infraestructura, el análisis territorial evidenció ventajas topológicas relevantes a lo largo del corredor de transmisión conformado por las líneas Chena – Cerro Navia. En particular, destaca el paralelismo estructural existente entre los circuitos de 110 kV y 220 kV, condición de la red que reduce significativamente la complejidad técnica de las obras de seccionamiento y minimiza la longitud física de los enlaces de conexión requeridos. Asimismo, el levantamiento territorial constata una adecuada disponibilidad de terrenos adyacentes a la franja del trazado, lo que otorga una alta factibilidad constructiva a la solución.

En virtud de estos atributos, se evaluaron distintas alternativas de localización, priorizando un radio que, junto con garantizar la viabilidad de suelo, minimiza las distancias de interconexión eléctrica, asegurando de este modo un diseño topológico eficiente y económicamente óptimo.

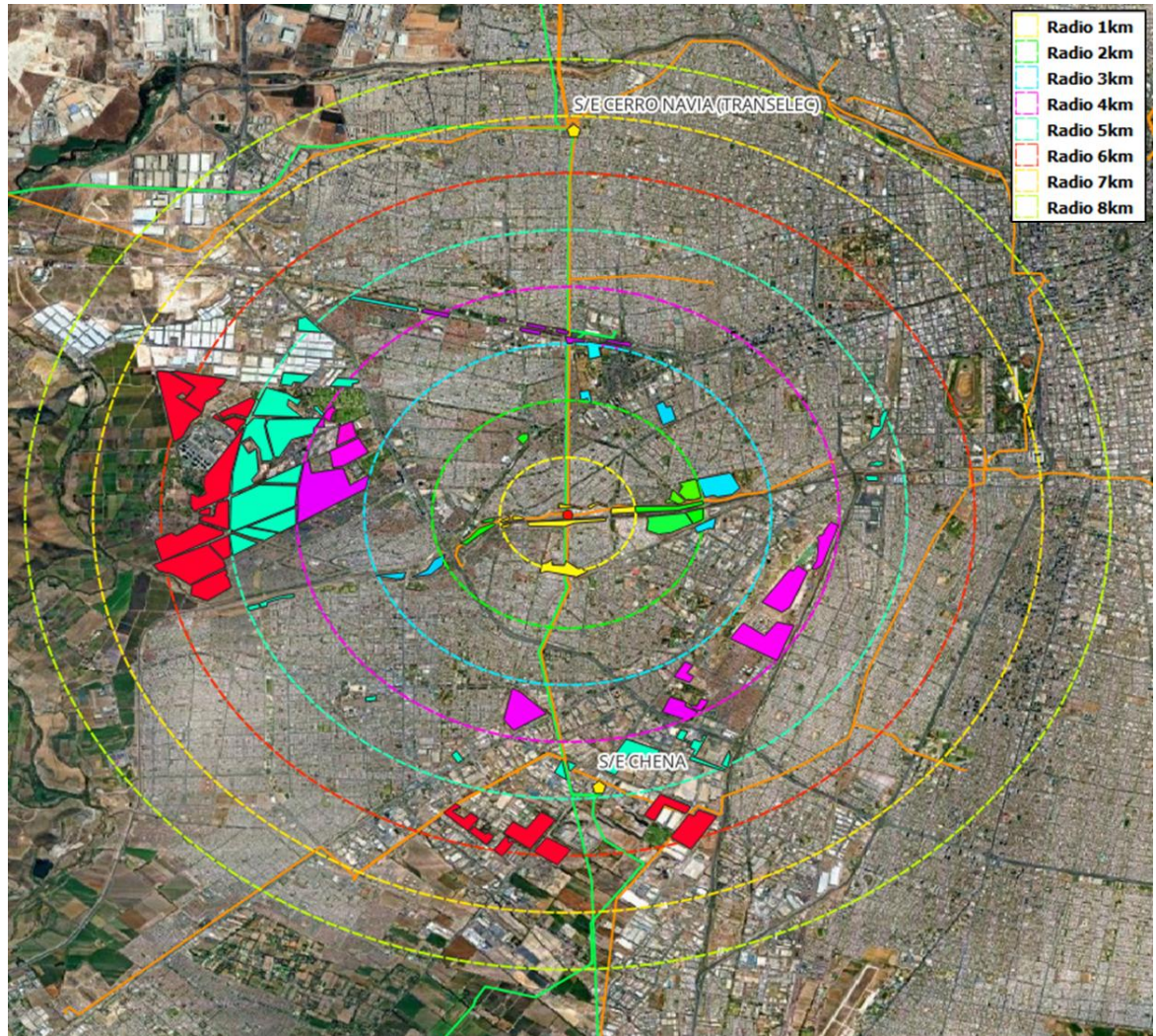


Figura 8-33: Disponibilidad de terrenos para emplazamiento de la subestación.

Sobre la base de las simulaciones efectuadas, y tras verificar niveles de carga inferiores al 70% en la S/E Chena hacia el año 2032, esta Comisión determinó que la incorporación de la obra permite subsanar las restricciones de suficiencia en el abastecimiento de la demanda. Estos resultados se obtuvieron considerando distintos estados operativos de la Central Renca, con el objeto de validar la robustez de la solución.

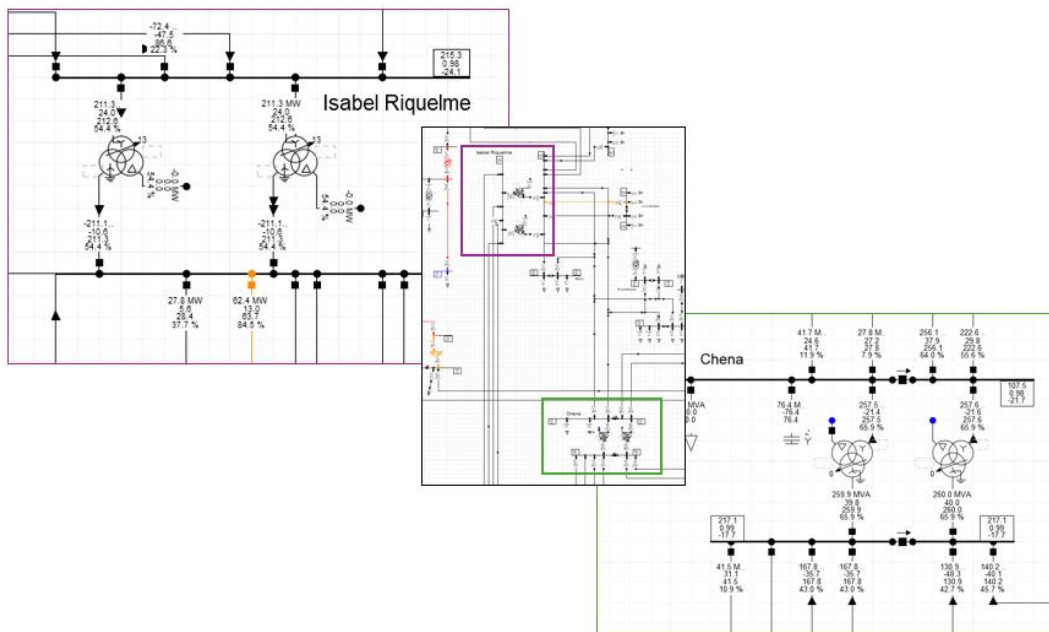


Figura 8-34: Resultado simulación – Demanda proyectada al año 2032, Chena en condición (N), S/E Isabel Riquelme operando y Central Renca en servicio.

Tabla 8-9: Resultado simulación – Demanda proyectada al año 2032, Chena en condición (N), S/E Isabel Riquelme operando y Central Renca en servicio.

Elemento	Capacidad [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
S/E Chena ATR 1	400	261,4	65,4%
S/E Chena ATR 2	400	261,4	65,4%
S/E Isabel Riquelme ATR 1	400	212,6	53,2%
S/E Isabel Riquelme ATR 2	400	212,6	53,2%
S/E Cerro Navia ATR 1	400	274,7	68,7%
S/E Cerro Navia ATR 2	400	282,9	70,7%
S/E Cerro Navia ATR 3	400	283,2	70,8%
S/E Lo Campino ATR 1	400	304,4	76,1%

Adicionalmente, considerando el elevado consumo de potencia reactiva del sistema de transmisión de la Región Metropolitana, se determinó la incorporación de un banco de condensadores de 80 MVAR en la barra de 110 kV de la nueva S/E Isabel Riquelme. Lo anterior responde a que, hacia el año 2034, se proyectan problemas de regulación de tensión en el sistema de 110 kV que abastece al Gran Santiago. En este contexto, la compensación reactiva permitirá mejorar la regulación de tensión a nivel sistémico.

Respecto a la ubicación, se determinó que el Tap Pajaritos funciona de forma óptima como punto central entre las subestaciones (S/E) Chena y Cerro Navia. En torno a este punto se identificó disponibilidad de terrenos con las dimensiones requeridas para la construcción de la obra. En la Figura 8-33 se pueden apreciar los distintos radios de emplazamiento evaluados,

desde donde se es posible desprender que un radio de 5 km permite mantener la obra al norte de S/E Chena, abarcando todos los terrenos previamente considerados para el emplazamiento de la subestación.

A continuación, se presenta un esquema con la condición proyectada del sistema, tras la incorporación de la obra:

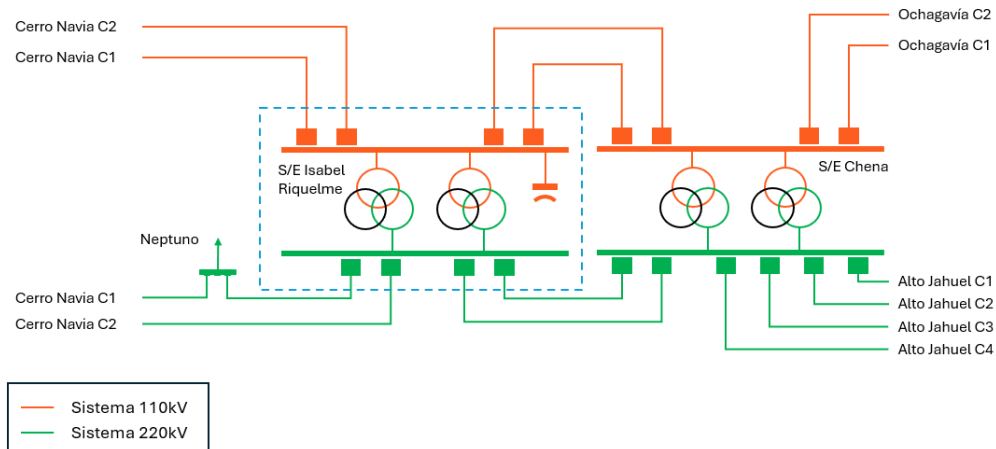


Figura 8-35: Diagrama Unilineal de la nueva S/E Isabel Riquelme.

8.3.5.6 Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de asegurar un diseño robusto de la solución propuesta, se realizó un análisis de contingencia simple (N-1) tanto para el caso base como para la condición que incorpora la S/E Isabel Riquelme. Este estudio evaluó la respuesta de las instalaciones ante la salida de uno de los bancos de autotransformadores en la S/E Chena (Caso Base) y, de manera equivalente, en la S/E Isabel Riquelme (Caso con Obra).

Para el caso base, el análisis advierte un riesgo crítico ante la falla de uno de los bancos. En condición "N-1" la unidad remanente no dispone de la capacidad suficiente para abastecer la demanda total de la subestación, situación que se presenta en múltiples periodos del horizonte de evaluación del presente plan.

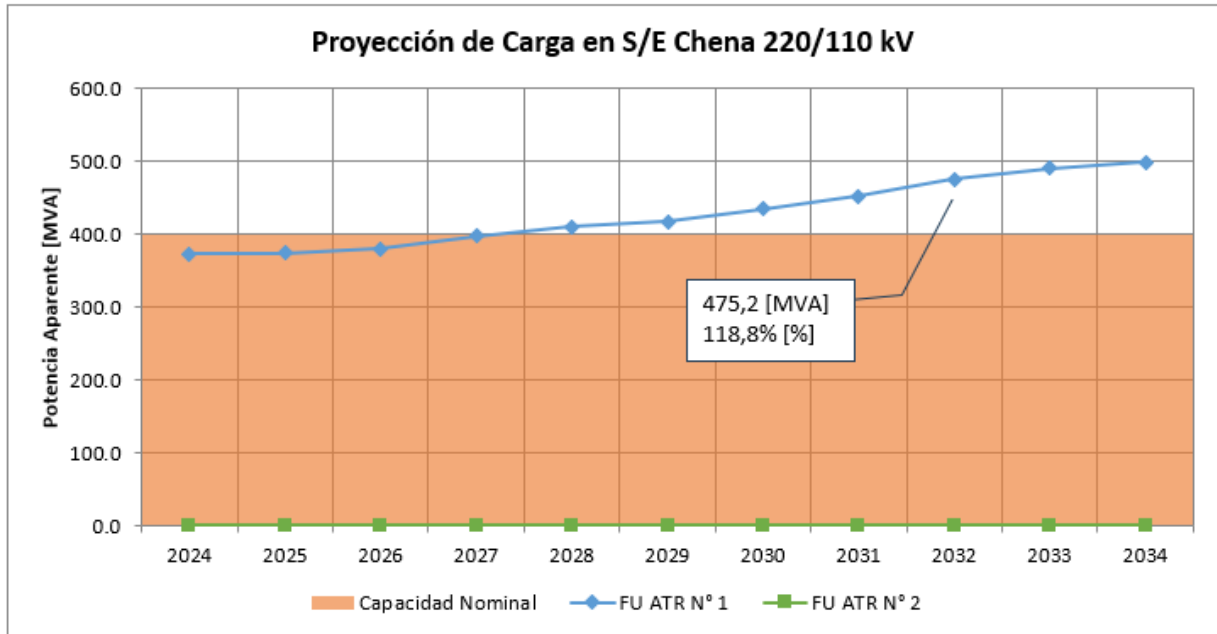


Figura 8-36: Proyección de carga de los transformadores de S/E Chena, en condición N-1.

Por su parte, y para verificar el desempeño de la solución elaborada, tras evaluar el estado operativo de S/E Chena en contingencia simple (N-1), se pudo observar que con S/E Isabel Riquelme en servicio, el autotransformador que se mantiene operativo alcanza un nivel de carga menor al 90%. De esta manera, se concluye que la obra también logra robustecer la respuesta del sistema ante contingencias simples (N-1), elevando los estándares generales de seguridad y flexibilidad.

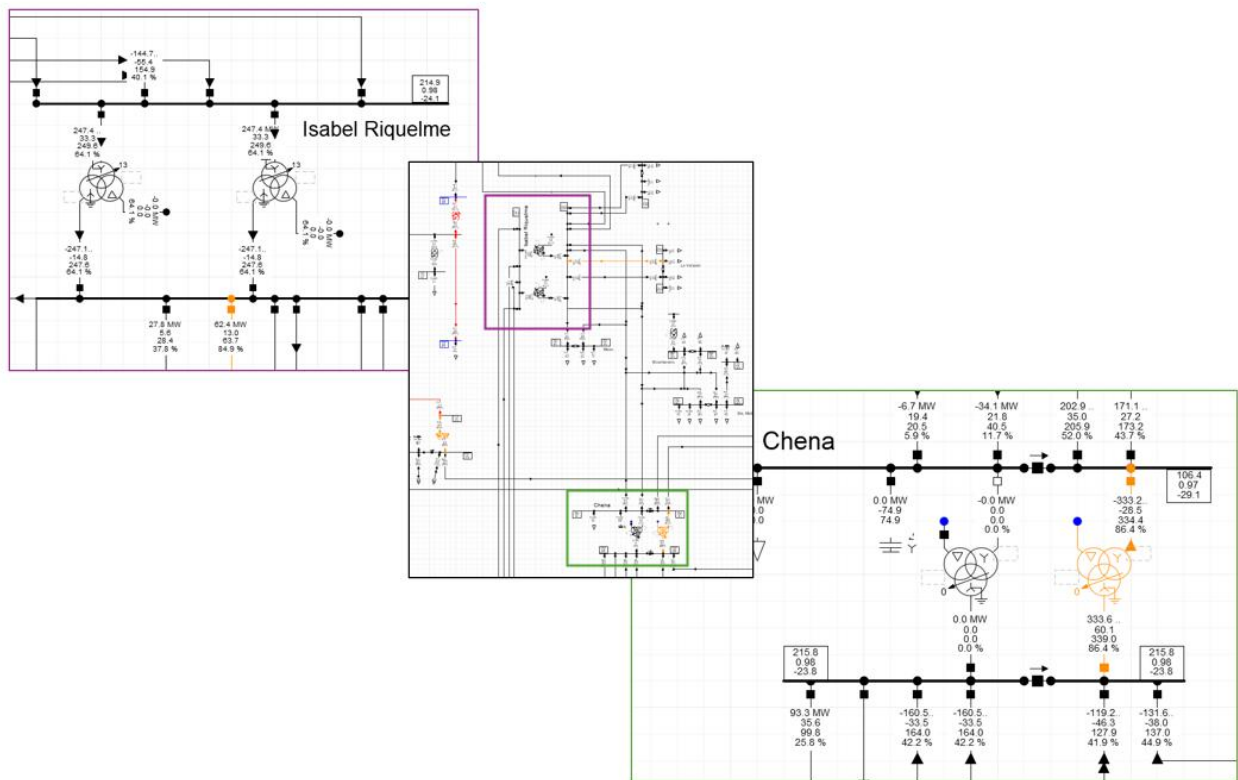


Figura 8-37: Resultado simulación – Demanda proyectada al año 2032, Chena en condición (N-1), S/E Isabel Riquelme operando y Central Renca en servicio.

Tabla 8-10: Resultado simulación – Demanda proyectada al año 2032, Chena en condición (N-1), S/E Isabel Riquelme operando y Central Renca en servicio.

Elemento	Capacidad [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
S/E Chena ATR 1	400	339	84,8%
S/E Chena ATR 2	400	0	0%
S/E Isabel Riquelme ATR 1	400	249,6	62,4%
S/E Isabel Riquelme ATR 2	400	249,6	62,4%
S/E Cerro Navia ATR 1	400	287,1	71,8%
S/E Cerro Navia ATR 2	400	295,7	73,9%
S/E Cerro Navia ATR 3	400	295,9	74%
S/E Lo Campino ATR 1	400	312,7	78,2%

De esta manera, y tras confirmar sus beneficios técnicos, se determinó materializar la solución a los problemas expuestos mediante la construcción de la nueva subestación seccionadora Isabel Riquelme, 220/110 kV, a través del seccionamiento de las líneas 2x220 kV y 2x110 kV Cerro Navia – Chena.

Finalmente, y en base a los motivos expuestos, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Nueva S/E Isabel Riquelme 220/110 kV” al presente Plan de Expansión.

8.3.6 Ampliación S/E Lo Prado 110/44 kV

La presente obra de expansión tiene por objetivo asegurar el abastecimiento de demanda, cumpliendo con el criterio de suficiencia, a la S/E Lo Prado.

El escenario de operación para el análisis considera la demanda máxima coincidente proyectada al año 2032 en las subestaciones Lo Prado y Curacaví. La operación del sistema considera que la línea Carena - Lo Prado 44 kV opera abierta en el extremo Lo Prado.

De acuerdo con los resultados obtenidos, no es posible asegurar el criterio de suficiencia en todos los tramos del sistema de interés, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8-11: Flujo de potencia aparente proyectado al año 2032 en los elementos serie del sistema cercano a la S/E Lo Prado.

Elemento serie	Capacidad [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
Lo Prado 110/44 kV T1	28,0	24,1	86,2%
Lo Aguirre - Lo Prado 110 kV	60,6	24,2	39,9%
Lo Prado - Curacaví 44 kV C1	29,9	12,5	41,6%
Lo Prado - Curacaví 44 kV C2	23,4	10,6	45,5%

De acuerdo con lo anterior, y con el objetivo de asegurar el abastecimiento de demanda en el sistema Zonal, se propone la ampliación de la S/E Lo Prado mediante la instalación de un segundo equipo de transformación 110/44 kV.

Las especificaciones técnicas de la solución propuesta fueron evaluadas considerando la demanda máxima coincidente proyectada al año 2044 en las subestaciones Lo Prado y Curacaví. Los resultados obtenidos muestran que la expansión permite asegurar el suministro de demanda cumpliendo criterio de suficiencia hasta al menos ese año (ver Tabla 8-12).

Tabla 8-12: Flujo de potencia aparente proyectado al año 2032, incluyendo la ampliación propuesta en la S/E Lo Prado.

Elemento serie	Capacidad [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
Lo Prado 110/44 kV T1	28,0	18,7	66,8%
Lo Prado 110/44 kV T2	28,0	18,7	66,8%
Lo Aguirre - Lo Prado 110 kV	60,6	38,1	62,9%
Lo Prado - Curacaví 44 kV C1	29,9	19,4	64,9%
Lo Prado - Curacaví 44 kV C2	23,4	16,6	71,0%

Adicionalmente, en consideración del elevado consumo de reactivos del sistema de transmisión de la Región Metropolitana, se determinó incluir un banco de condensadores de 25 MVAR en la barra de 110 kV de la S/E Lo Prado. Lo anterior debido a que se proyectan problemas de regulación de tensión, al año 2034, en el sistema de 110 kV que abastece al Gran Santiago. Por

lo tanto, esta compensación reactiva permitirá mejorar la regulación de tensión a nivel sistémico.

En consecuencia, esta Comisión incorpora la obra de expansión “Ampliación en S/E Lo Prado” al presente informe técnico.

SISTEMA ZONAL E

8.3.7 Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 23 kV en dicha subestación, que corresponde a parte de la demanda de la comuna de San Javier, y la comuna de Constitución, pertenecientes a la Región del Maule.

Al proyectar la demanda al año 2032, se tiene que las cargabilidades de las unidades de transformación T1 y T2 de 66/23 kV, de capacidad nominal 5 MVA cada una, de la S/E Nirivilo, superarían el 85%, tal como se muestra en las siguientes figuras:

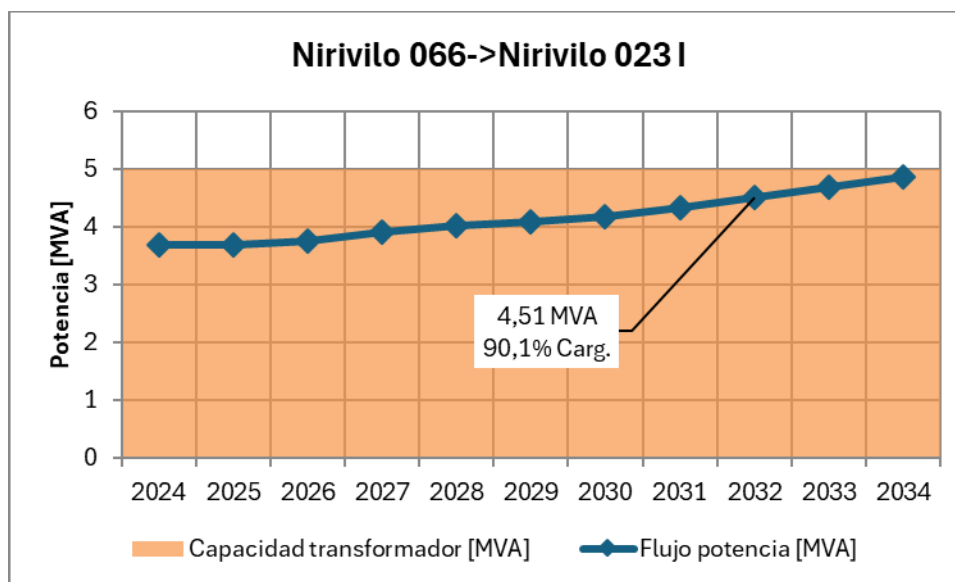


Figura 8-38: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 66/23 kV de capacidad nominal 5 MVA de S/E Nirivilo.

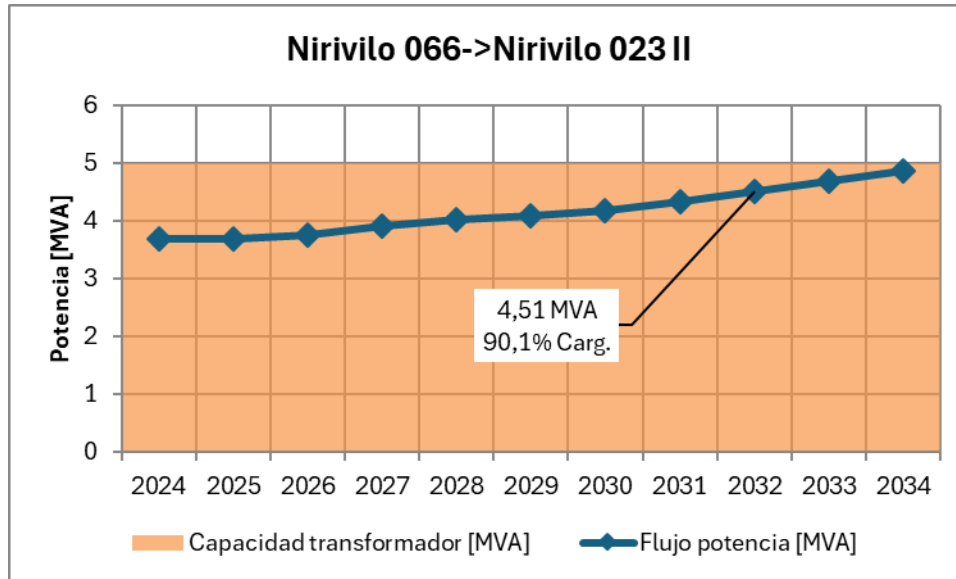


Figura 8-39: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T2 66/23 kV de capacidad nominal 5 MVA de S/E Nirivilo.

Cabe destacar que actualmente la S/E Nirivilo cuenta con una obra de ampliación, correspondiente a la obra “Ampliación en S/E Nirivilo”, la cual fue incorporada en el Plan de Expansión 2018 mediante el Decreto Exento N° 198/2019. Si bien esa obra incluye la construcción de una barra de 66 kV en la S/E Nirivilo, no considera ampliar la capacidad de transformación de la subestación y, por lo tanto, no resuelve el problema de suficiencia detectado en el presente Plan de Expansión. Por consiguiente, se propone la eliminación de la obra contenida en el Decreto 198/2019, tal como se indica en el capítulo 5 del presente informe, y su reemplazo por esta obra en el presente Plan de Expansión.

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra “Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.8 Apoyo a Teodoro Schmidt

El proyecto “Apoyo a Teodoro Schmidt” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT).
- Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT).
- Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén.

Las obras asociadas al proyecto “Apoyo a Teodoro Schmidt” nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a la localidad de Teodoro Schmidt y sus alrededores, actualmente abastecidas a través de redes de distribución que se energizan desde el patio de 23 kV de la S/E Pitrufrquén.

El proyecto se sustenta técnicamente al proyectar la demanda de la unidad de transformación T2 66/13,8-24 kV 20 MVA de la S/E Pitrufrquén, la que resulta en que la cargabilidad en ese equipo supera el 85%, tal como se presenta en la siguiente figura.

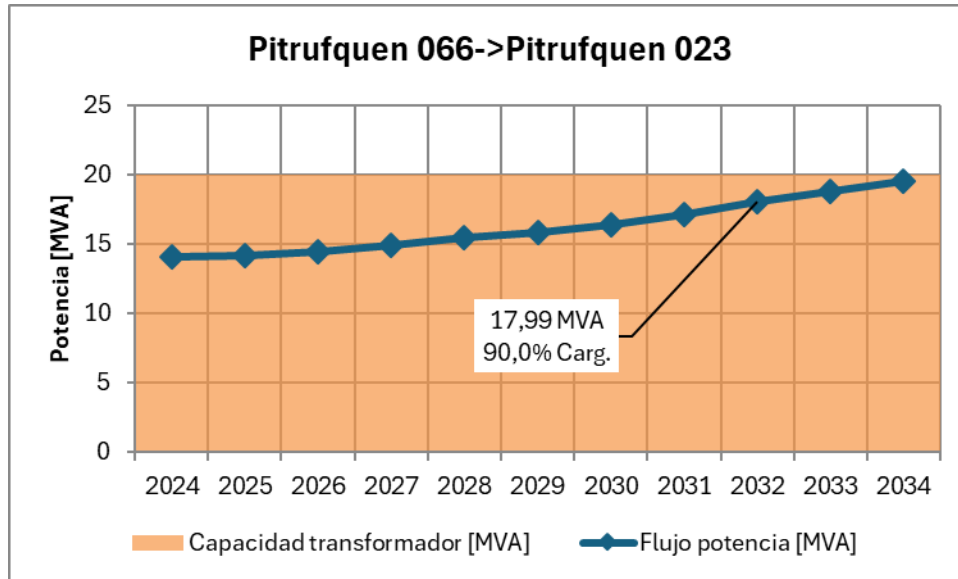


Figura 8-40: Proyección de demanda horaria al año 2032 en la barra de 23 kV y cargabilidad proyectada al año 2032 del transformador Pitrufquén 66/23 kV.

Es necesario tener en cuenta que la S/E Pitrufquén está actualmente limitada en espacio para ser ampliada, debido a la presencia de viviendas en sus alrededores, tal como se presenta en la siguiente figura.



Figura 8-41: Subestación Pitrufquén y sus alrededores.

La propuesta de la nueva subestación primaria de distribución denominada Teodoro Schmidt, como solución a la pérdida de criterio de suficiencia en el transformador 66/23 kV de la S/E Pitrufrquén, se motiva por las siguientes razones.

En primer lugar, y de acuerdo con la información presentada por la empresa STS a propósito del proceso de expansión de la transmisión, se proyecta que al año 2035 el perfil de tensión del alimentador Pitrufrquén-Toltén presentaría valores fuera de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente (regulación de al menos $\pm 8\%$ para redes de media tensión en alimentadores de densidad baja), y existirían tramos de la red de distribución con una cargabilidad superior a 85%. Esto refleja que, en el corto plazo, sería necesario el refuerzo de la red de distribución, lo que fue tomado en cuenta por esta Comisión para el diseño de esta obra de expansión.

Adicionalmente, y considerando la capacidad nominal de los transformadores de media tensión en el alimentador Pitrufrquén-Toltén, esta Comisión estima que los centros de carga del alimentador están en las localidades de Teodoro Schmidt y Nueva Toltén, ambas ubicadas a una gran distancia de la subestación Pitrufrquén.

La construcción de una nueva subestación primaria de distribución en las cercanías de estas localidades permitiría mejorar la calidad de servicio del alimentador.

En las siguientes figuras se presenta la longitud del alimentador Pitrufrquén-Toltén, así como de los otros dos alimentadores de 23 kV abastecidos por la S/E Pitrufrquén, además de la concentración de los transformadores de media tensión, representados mediante un mapa de calor cuyo peso depende de la capacidad nominal de los transformadores de distribución MT/BT.

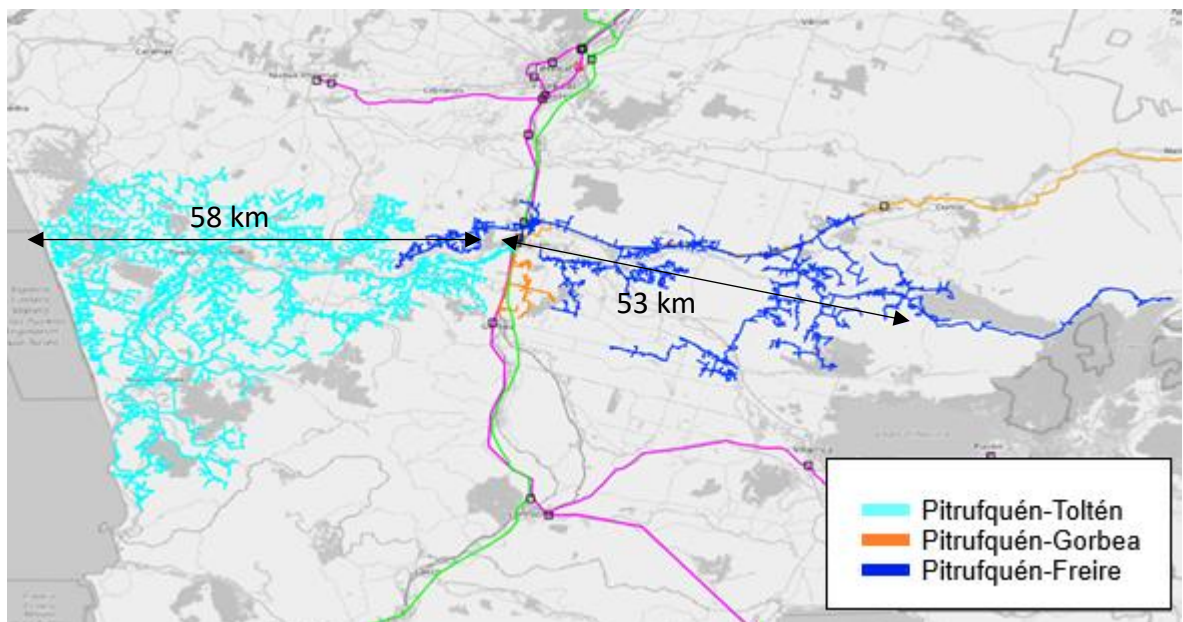


Figura 8-42: Extensión geográfica de los alimentadores de 23 kV abastecidos por la S/E Pitrufrquén.

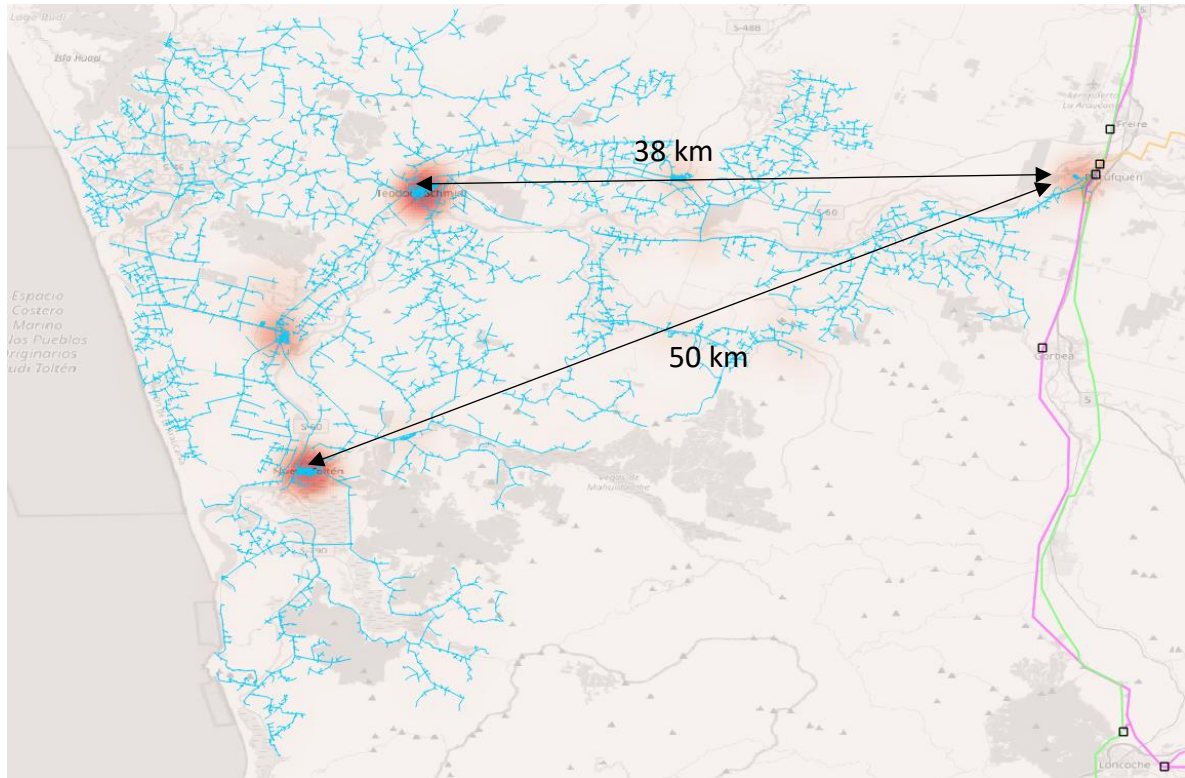


Figura 8-43: Mapa de calor que representa la ubicación de los principales centros de consumo del alimentador Pitrufrquén-Toltén y distancia aproximada hasta la subestación Pitrufrquén.

En segundo lugar, la demanda horaria registrada en los tres alimentadores de 23 kV para el año 2024 (descontando el efecto de los PMGD conectados a los alimentadores) muestra que el alimentador Pitrufrquén-Toltén es el de mayor consumo, por lo cual, tener un punto de suministro alternativo para este alimentador tendría un mayor impacto para descargar el transformador 66/23 kV en la S/E Pitrufrquén (ver Figura 8-44, Figura 8-45 y Figura 8-46).

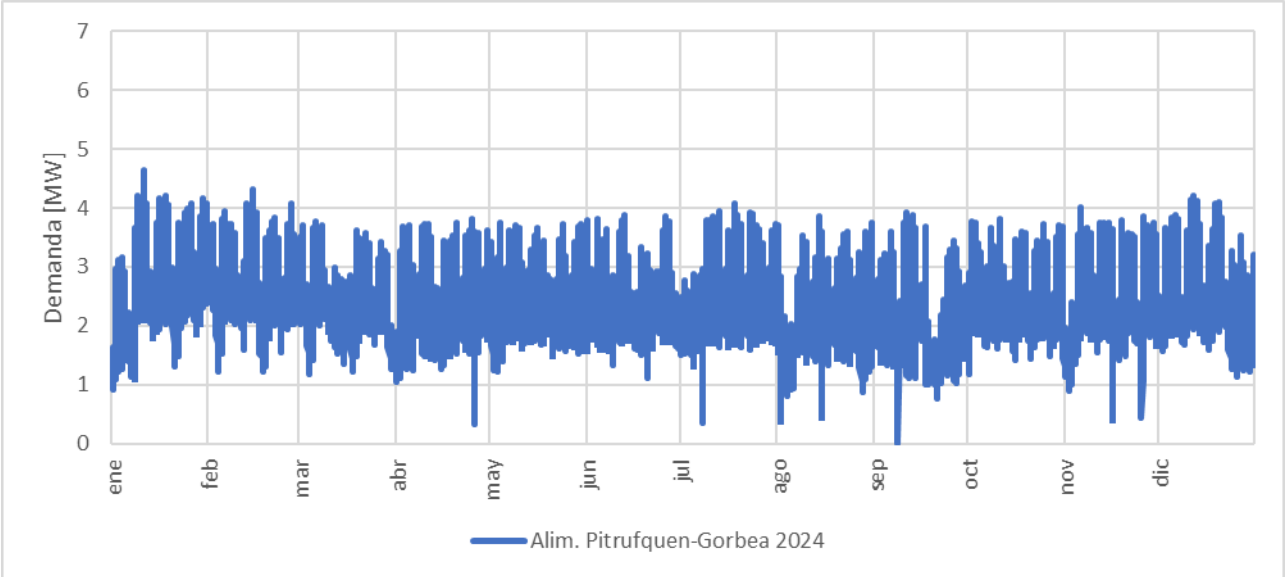


Figura 8-44: Perfil de demanda horaria del alimentador Pitrufquén-Gorbea registrado en el año 2024.

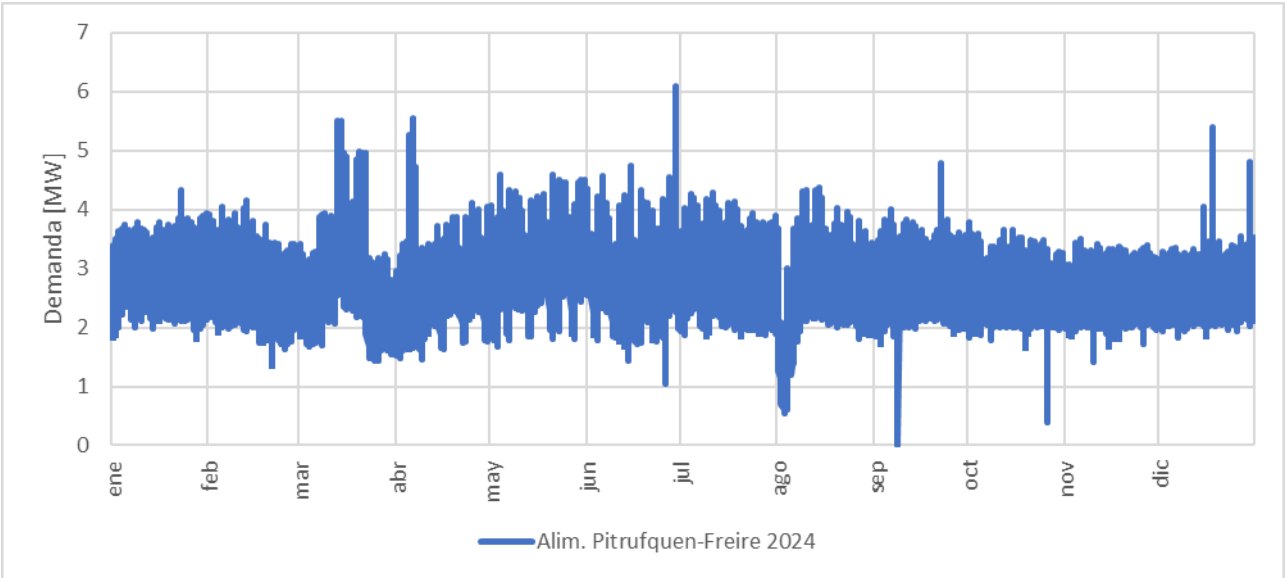


Figura 8-45: Perfil de demanda horaria del alimentador Pitrufquén-Freire registrado en el año 2024.

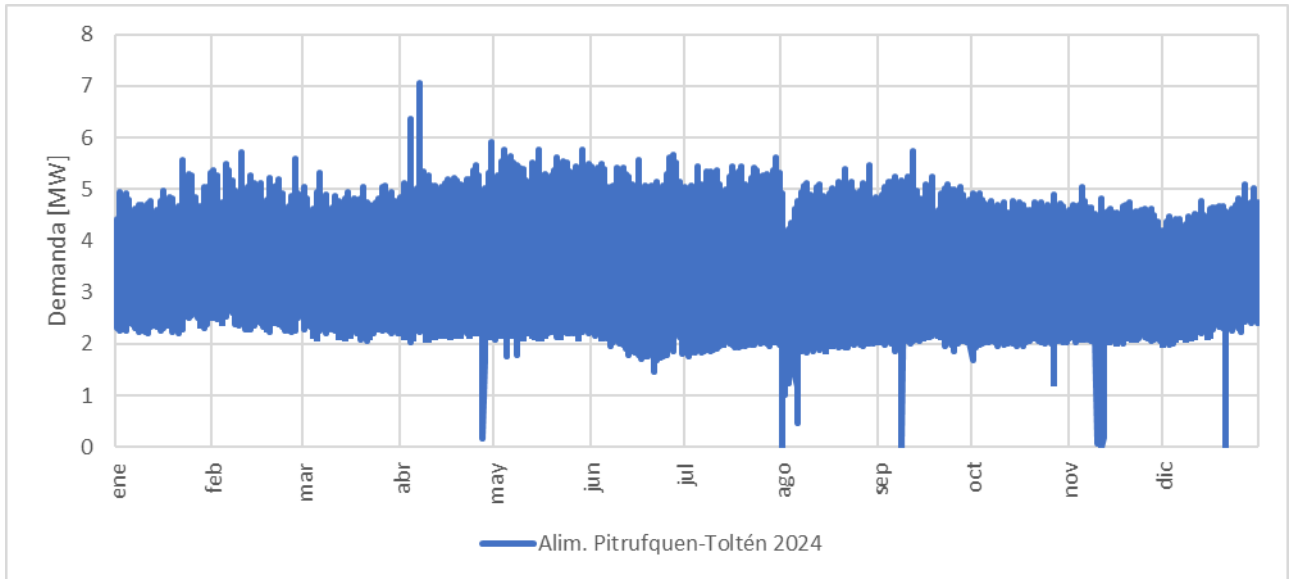


Figura 8-46: Perfil de demanda horaria del alimentador Pitrufrquén-Toltén registrado en el año 2024.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión estima que construir una nueva Subestación Primaria de Distribución en las cercanías de la localidad de Teodoro Schmidt, que abastezca el actual alimentador Gorbea, permitiría obtener un doble beneficio: descargar en aproximadamente un 50% el transformador T2 66/23 kV en la S/E Pitrufrquén y contribuir con la calidad y seguridad de servicio de dicho alimentador.

SISTEMA ZONAL F

8.3.9 Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 13,2 kV de dicha subestación, que abastecen a parte de la demanda de la comuna de La Unión, perteneciente a la Región del Los Ríos.

Al proyectar la demanda al año 2032, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 66/13,2 kV de capacidad nominal 16 MVA de la S/E La Unión supera el 87%, mientras que la unidad de transformación T5 66/13,2 kV de capacidad nominal 10 MVA de S/E Calbuco supera el 100%, tal como se muestra en las siguientes figuras:

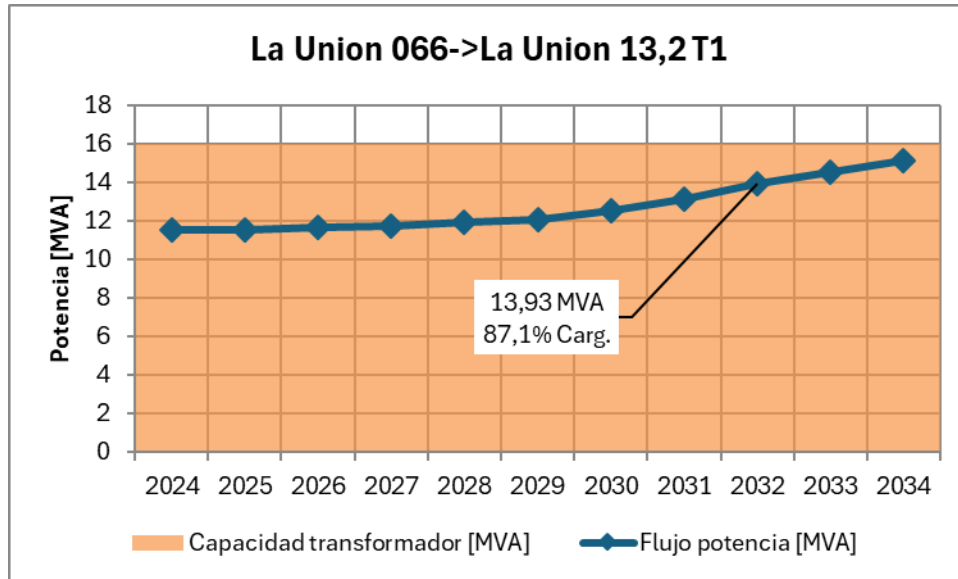


Figura 8-47: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 66/13,2 kV de capacidad nominal 16 MVA de S/E La Unión.

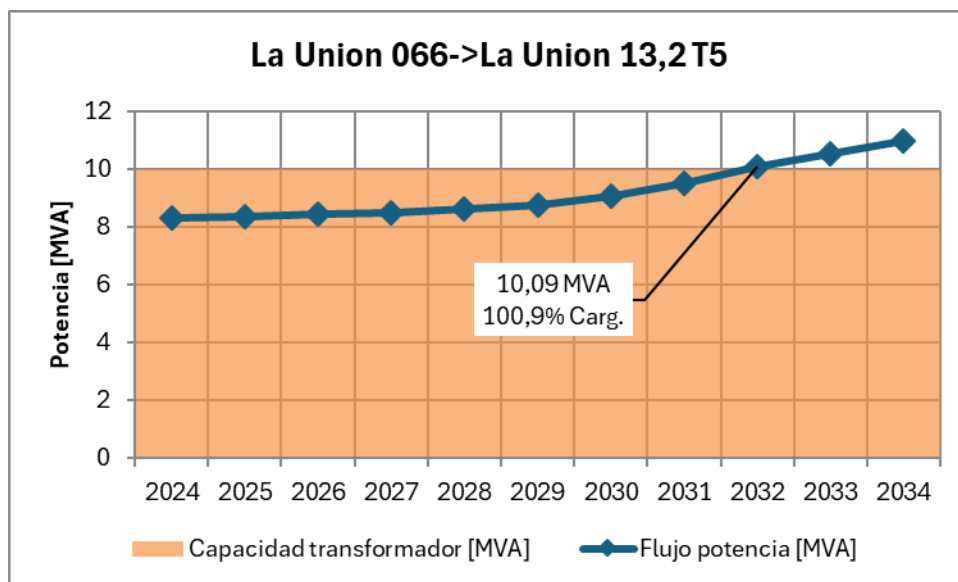


Figura 8-48: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T5 66/13,2 kV de capacidad nominal 10 MVA de S/E La Unión.

Cabe destacar que el Decreto Exento 276/2025, correspondiente al decreto de obras de ampliación del proceso de expansión de la transmisión del año 2024, incorporó la obra “Ampliación en la S/E La Unión 66 kV (BS)”, que incluye la construcción de nuevas posiciones en 66 kV, destinadas a la conexión de la línea 2x66 kV Los Tambores - La Unión, perteneciente al mismo plan de expansión, y que a su vez permitirán la conexión del nuevo transformador

incorporado en el presente Informe Técnico, según se indica en el anexo de ingenierías conceptuales.

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra “Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.10 Apoyo a Osorno

El proyecto “Apoyo a Osorno” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Nueva S/E Yutreco.
- Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT).
- Aumento de capacidad línea 2x66 kV Osorno – Remehue.
- Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue.
- Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT).
- Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento.

Las obras de apoyo a la zona de Osorno nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a la ciudad de Osorno y sus alrededores, actualmente abastecidas principalmente a través de la S/E Pilauco. En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal del sistema relevante.

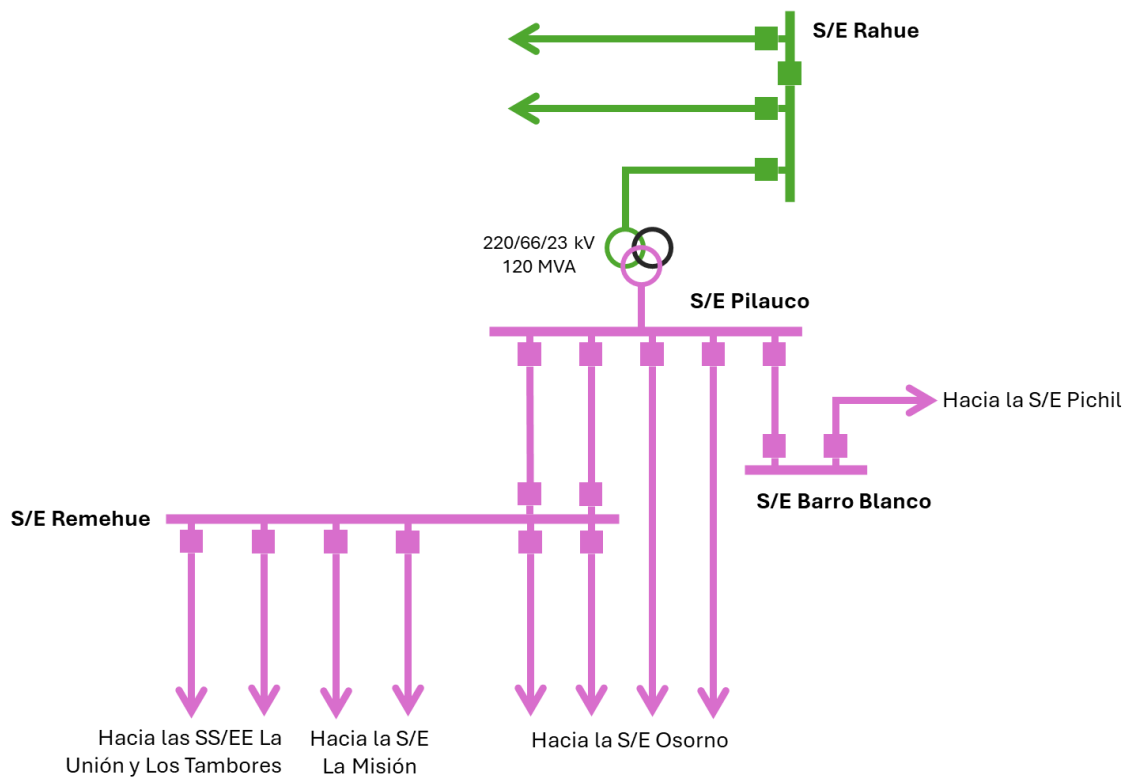


Figura 8-49: Diagrama unilineal del sistema eléctrico cercano a Osorno.

El escenario operacional de estudio para el sistema de Osorno considera lo siguiente:

- Demanda máxima coincidente proyectada a enero del año 2032 en las SS/EE Remehue, Osorno, Pilmaiquén, Barro Blanco, Pichil, Río Negro y Purranque.
- Generación nula en la central Pilmaiquén.
- Capacidad de transmisión de las líneas a 35°C con sol.
- La línea Frutillar - Purranque 66 kV opera abierta en el extremo Purranque.
- Las líneas La Unión - Remehue 66 kV y Los Tambores - Remehue 66 kV operan abiertas en el extremo Remehue.

De acuerdo con los resultados obtenidos no es posible asegurar el criterio de suficiencia en todos los tramos del sistema de interés, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8-13: Flujo de potencia aparente para demanda máxima proyectada al año 2032 en los elementos serie del sistema relevante para Osorno y sus alrededores.

Elemento serie	Capacidad [MVA]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
Pilauco 220/66 kV	120,0	133,8	111,5%
Pilauco - Barro Blanco 66 kV	43,1	41,8	96,9%
Pilauco - Remehue 66 kV C1	38,1	11,9	31,3%
Pilauco - Remehue 66 kV C2	38,1	11,9	31,3%
Pilauco - Osorno 66 kV L1	42,5	31,8	74,9%
Pilauco - Osorno 66 kV L2	42,5	31,8	74,9%
Osorno - Remehue 66 kV C1	17,2	4,6	26,8%
Osorno - Remehue 66 kV C2	13,1	3,5	26,6%
Barro Blanco - Río Negro 66 kV C1	25,0	9,7	38,8%
Barro Blanco - Río Negro 66 kV C2	25,0	9,7	38,8%
Río Negro - Purranque 66 kV C1	25,0	6,6	26,3%
Río Negro - Purranque 66 kV C2	25,0	6,6	26,3%

Si bien sería posible, en principio, ampliar la subestación Pilauco a través de la adición de un segundo equipo de transformación 220/66 kV, los resultados obtenidos muestran que la línea Pilauco – Osorno 66 kV es la principal línea de abastecimiento de la demanda en las SS/EE Osorno y Pilmaiquén, y que al 2032 proyecta una cargabilidad elevada, de aproximadamente 75%, por lo que continuar con el abastecimiento de la demanda desde la S/E Pilauco, además de no contar con criterio de seguridad N-1, podría requerir el eventual refuerzo de esta línea para mantener el criterio de suficiencia.

Por otro lado, los resultados de la simulación muestran que la línea Pilauco - Barro Blanco 66 kV perdería su criterio de suficiencia al año 2032, por lo que es recomendable considerar alguna obra de transmisión para descargar dicha línea.

Por este motivo la Comisión propone los proyectos denominados en conjunto “Apoyo a Osorno”, los cuales fueron listados anteriormente.

La simulación realizada en DigSilent muestra que las obras propuestas permiten evitar sobrecargas en el sistema relevante hasta, al menos, el año 2044.

Tabla 8-14: Flujo de potencia aparente para demanda máxima proyectada a los años 2032 y 2044 en los elementos serie del sistema relevante para Osorno y sus alrededores, considerando las obras de expansión propuestas.

Elemento serie	Capacidad [MVA]	Proyección enero 2032		Proyección enero 2044	
		Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]	Flujo de potencia aparente [MVA]	Cargabilidad [%]
Pilauco 220/66 kV	120,0	69,4	57,9%	105,1	87,5%
Yutreco 220/66 kV	120,0	61,3	51,1%	93,0	77,5%
Pilauco - Remehue 66 kV C1	38,1	1,7	4,5%	2,3	5,9%
Pilauco - Remehue 66 kV C2	38,1	1,7	4,5%	2,3	5,9%
Pilauco - Osorno 66 kV L1	42,5	15,0	35,3%	20,9	49,3%
Pilauco - Osorno 66 kV L2	42,5	15,0	35,3%	20,9	49,3%
Osorno - Remehue 66 kV C1	90,0	20,8	23,1%	28,6	31,8%
Osorno - Remehue 66 kV C2	90,0	20,8	23,1%	28,6	31,8%
Yutreco - Remehue 66 kV C1	90,0	30,3	33,7%	45,5	50,6%
Yutreco - Remehue 66 kV C2	90,0	30,3	33,7%	45,5	50,6%
Pilauco - Barro Blanco 66 kV	43,1	14,9	34,6%	25,3	58,7%
Pilauco - Barro Blanco 66 kV L2	90,0	20,5	22,7%	34,6	38,5%
Pilauco - Pichil 66 kV	50,0	6,4	12,7%	4,8	9,7%
Barro Blanco - Río Negro 66 kV C1	25,0	9,7	38,8%	16,8	67,0%
Barro Blanco - Río Negro 66 kV C2	25,0	9,7	38,8%	16,8	67,0%
Río Negro - Purranque 66 kV C1	25,0	6,6	26,3%	10,9	43,6%
Río Negro - Purranque 66 kV C2	25,0	6,6	26,3%	10,9	43,6%

El diagrama unilineal del sistema resultante con las obras de expansión propuestas se presenta en la siguiente imagen.

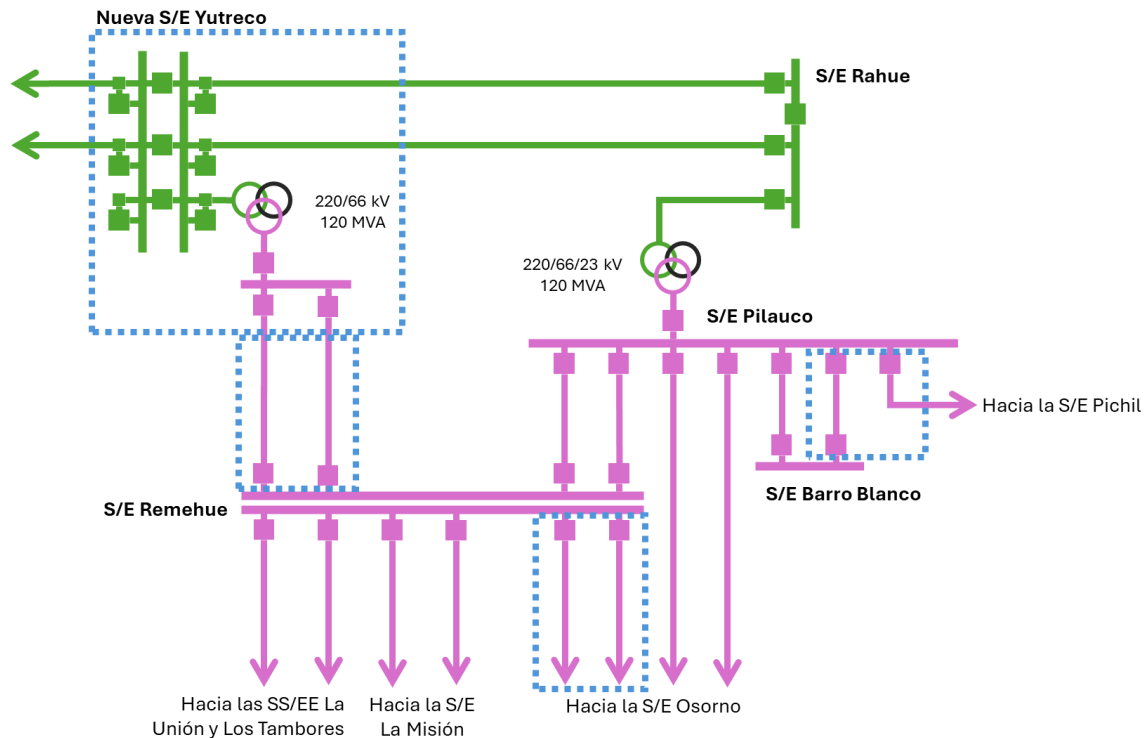


Figura 8-50: Diagrama unilineal del sistema eléctrico cercano a Osorno, destacando las obras de ampliación propuestas.

De acuerdo con lo anterior, se incluyen en el presente Informe Técnico los proyectos denominados “Apoyo a Osorno”

8.3.11 Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 23 kV de dicha subestación, que corresponde a la mayor parte de la demanda de la comuna de Calbuco, perteneciente a la Región del Los Lagos.

Al proyectar la demanda al año 2032, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 110/23 kV de capacidad nominal 16 MVA de S/E Calbuco supera el 85%, tal como se muestra en la siguiente figura:

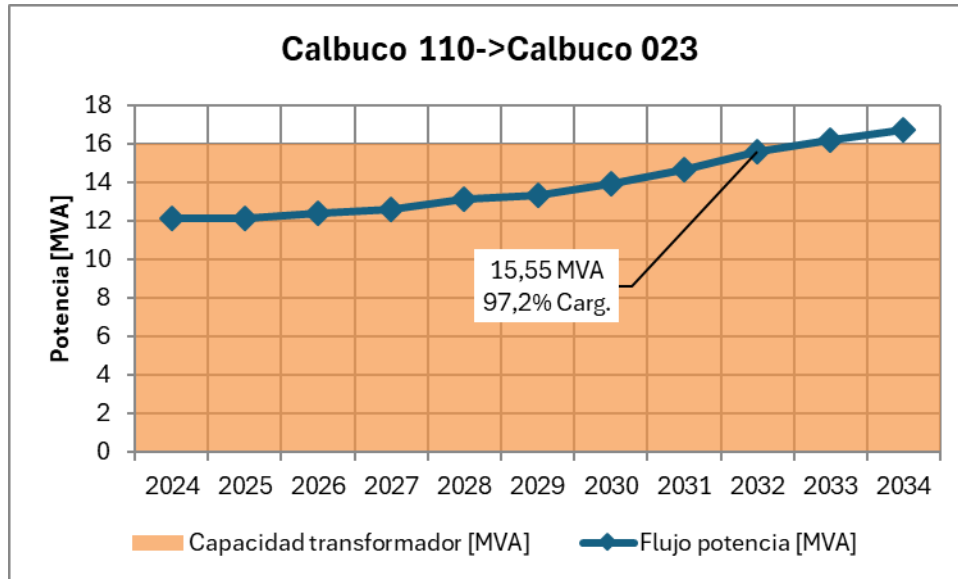


Figura 8-51: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 110/23 kV de capacidad nominal 16 MVA de S/E Calbuco.

Considerando la disposición de los equipos dentro de la S/E Calbuco, es posible comprobar la factibilidad de ampliar dicha subestación, al visualizarse espacio disponible dentro de la misma. Asimismo, la ubicación de esta no presentaría dificultades para ampliar su terreno en caso de ser necesario, al estar rodeada de terreno boscoso, como es posible apreciar en la siguiente figura:



Figura 8-52: Subestación Calbuco y sus alrededores.

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra “Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.12 Ampliación de línea 1x110 kV Chonchi – Quellón

El proyecto “Ampliación de la línea 1x110 kV Chonchi - Quellón” tiene por objetivo subsanar los requerimientos de suficiencia identificados en dicha línea de transmisión para el periodo analizado en el presente plan de expansión.

La línea 1x110 kV Chonchi – Quellón opera de manera radial, interconectando ambas subestaciones. Con una longitud aproximada de 58 kilómetros, la línea es una infraestructura crítica para el suministro de las comunas de Quellón y Queilen.

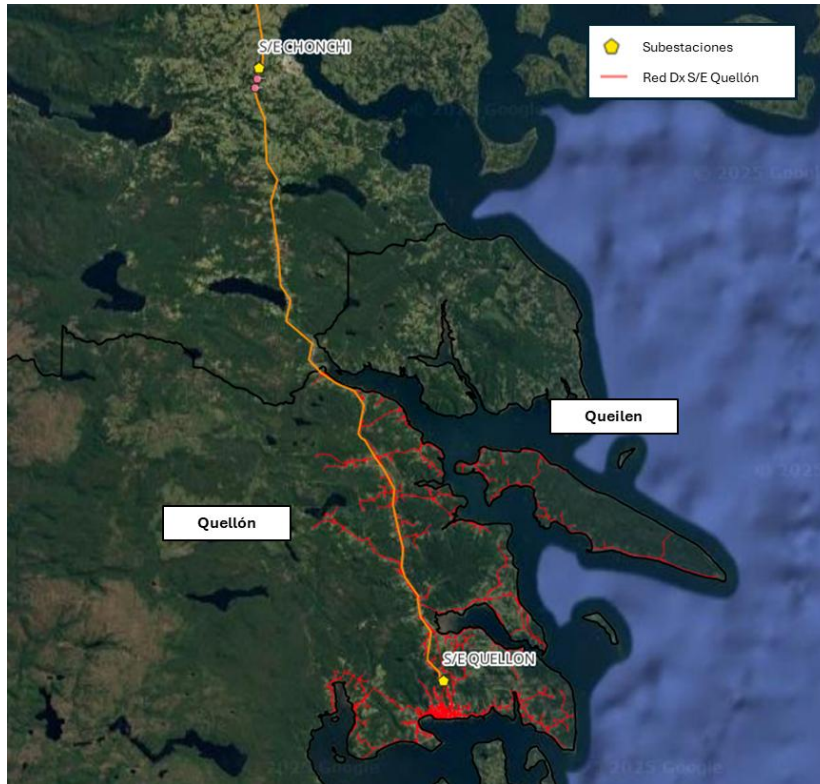


Figura 8-53: Línea de transmisión y red de distribución asociada.

La línea opera con una tensión nominal de 110 kV y se encuentra compuesta por dos tipos de conductor. El conductor principal, que abarca aproximadamente 57 km, corresponde a un conductor AAAC Alliance, con una capacidad de 69,7 MVA a 35°C con sol, de acuerdo con los datos dispuestos en el portal Infotécnica del Coordinador.

Por su parte, entre las estructuras N° 7 y N° 9 la línea se encuentra dispuesta mediante conductor *Copperweld 7 N° 8*. Este tramo abarca una longitud de 0,84 km aproximadamente, y posee una capacidad de 21,2 MVA a 35°C con sol, de acuerdo con los datos dispuestos en el portal Infotécnica del Coordinador. La siguiente imagen georreferenciada muestra la condición antes señalada.

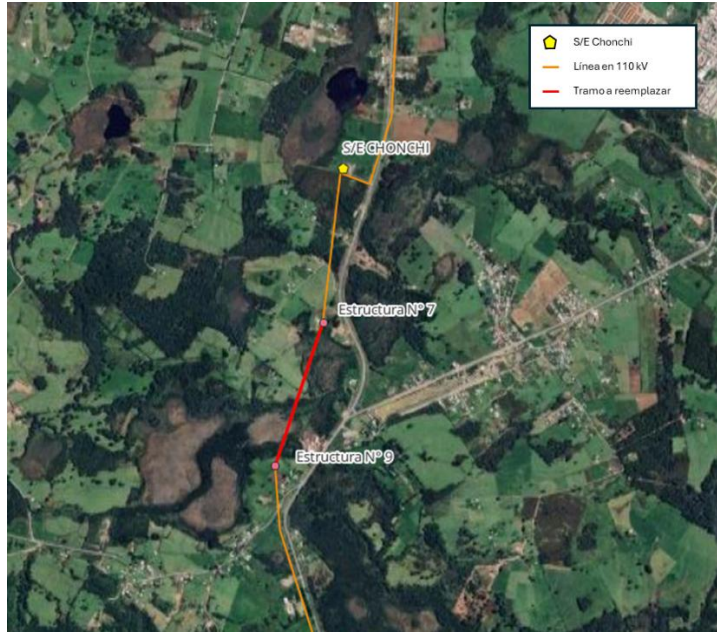


Figura 8-54: Vista aérea línea 1x110 kV Chonchi – Quellón, Estructuras N° 7 – N° 9.

Los análisis desarrollados por esta Comisión indican que, en diversos escenarios operativos, el tramo de menor capacidad superaría el umbral del 85% en el periodo de análisis. Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la capacidad del tramo dispuesto en conductor *Copperweld 7 N° 8* posee una capacidad muy inferior respecto a la capacidad del resto de la línea de transmisión. El siguiente gráfico muestra la proyección de carga de la línea en función de la demanda máxima anual.

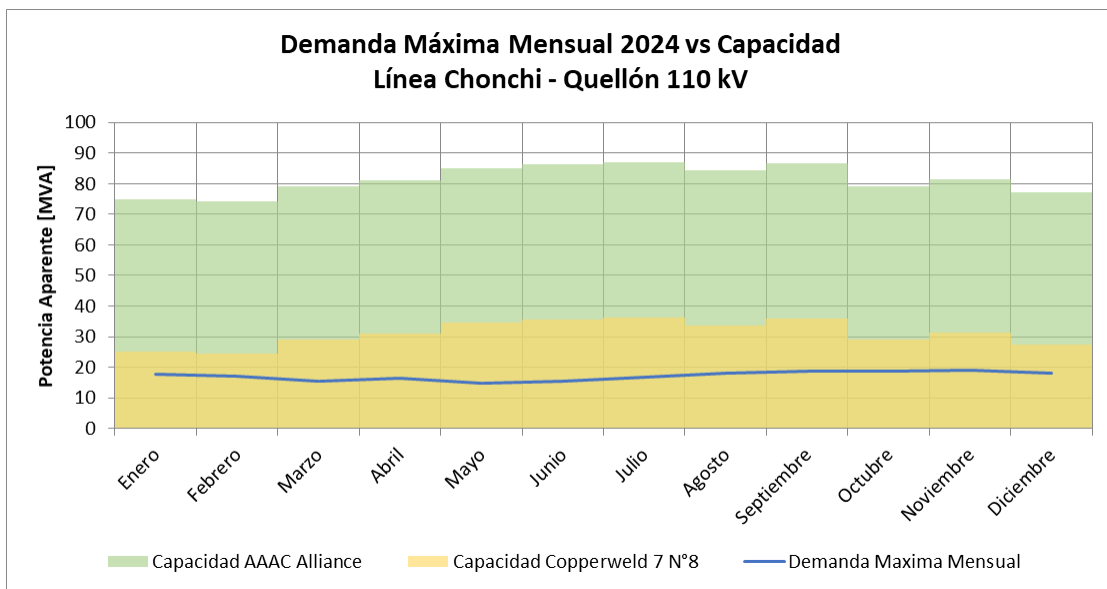


Figura 8-55: Demanda 2024 de la línea vs capacidades en ambos tipos de conductor.

Considerando el nivel de carga proyectado para el tramo de menor capacidad en la línea, se observa que al año 2032 ya se habrá superado el 85% de su capacidad nominal, tal como muestra el siguiente gráfico.

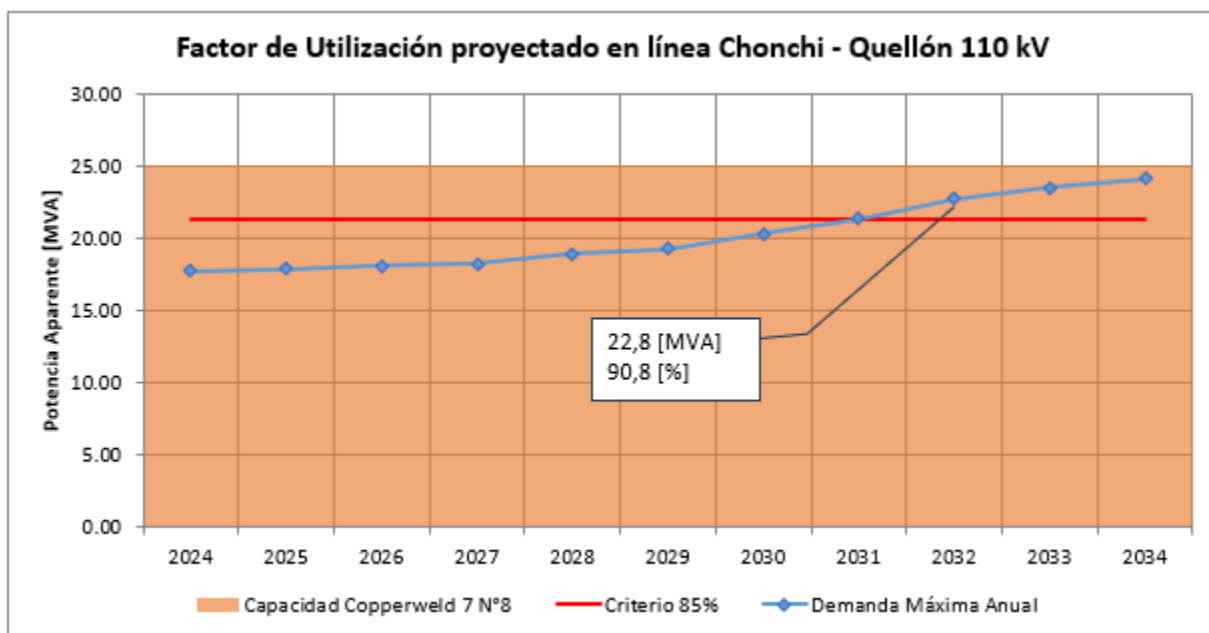


Figura 8-56: Proyección de carga del tramo entre las estructuras N° 7 y N° 9 de la línea 1x110 kV Chonchi – Quellón.

En virtud de los antecedentes expuestos, esta Comisión determinó la necesidad de ampliar la capacidad de un tramo de la línea de transmisión, incorporando el reemplazo del conductor entre las estructuras N° 7 y N° 9, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 73 MVA a 35° C con sol. De esta manera, la totalidad de la línea tendrá una capacidad de, al menos, 69 MVA a 35°C con sol.

Por los motivos expuestos, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación de línea 1x110 kV Chonchi – Quellón” al presente Informe Técnico.

8.4 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de Planificación, en el presente análisis se determinaron las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto.

En particular, en esta etapa se analizó, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del sistema eléctrico frente a las siguientes contingencias: (i) Aumento de costos de combustibles y (ii) condiciones hidrológicas extremas.

Por otra parte, cabe señalar que, a diferencia de lo realizado en procesos anteriores, en el presente proceso no se incluyeron análisis relativos a la indisponibilidad de unidades de generación por efecto de maremotos. Esto, en atención a la pérdida de relevancia que se

observa como consecuencia del proceso de retiro programado de unidades a carbón, así como la incorporación de obras de expansión que abordan indirectamente esta situación.

8.4.1 Shock de Precios de Combustibles

El presente análisis consiste en medir la reacción de las obras propuestas en el presente plan de expansión con respecto a un escenario base o inicial, ante un eventual shock en los precios de los combustibles en el horizonte de análisis.

Como se mencionó en el numeral 7.4.7.2.1 del presente informe, este análisis se realizó mediante simulaciones estocásticas, variando el precio del combustible GNL entre el año 2030 y el año 2039, disminuyendo los precios del combustible GNL en un 75%, generando con esto una modificación en el orden de mérito utilizado para el despacho de operación económica que define el Coordinador Eléctrico Nacional.

La Tabla 8-15 y la Tabla 8-16 muestran los costos operacionales e inversiones y las diferencias obtenidas al enfrentar el sistema de transmisión al shock de precios de los combustibles entre los años 2030 y 2039, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.1.

Tabla 8-15: Beneficios frente a un shock de precios 2030-2039.

VP Costo Total Millones de US\$	Base			Expansión		
	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Shock	8.011	22.114	30.025	7.957	21.688	29.463
Costo Operacional Con Shock año 2029	7.723	21.518	29.312	7.673	21.108	28.768
Diferencia de Costo Operacional	-288	-595	-712	-284	-580	-695
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2029	-4,29	-15,07	-17,43			

La tabla anterior muestra que, al enfrentar un shock de precios de combustibles, el sistema presenta menores costos de operación en el caso con expansión. A su vez, no presenta una mayor capacidad de resiliencia de manera relevante, debido a que el efecto de la disminución del precio del GNL tiene un efecto similar en ambos casos (con y sin proyectos).

Respecto del efecto del shock de precios de GNL sobre los beneficios de la expansión del sistema, se tiene lo expuesto en la siguiente tabla:

Tabla 8-16: Evaluación económica de la expansión con shock de precios, valores en millones de dólares.

Valor Presente en millones de US\$	ESC-1	ESC-2	ESC-3
Costo Operacional Sin Proyecto	7.723	21.518	29.312
Costo Operacional Con Proyecto	7.673	21.108	28.768
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	7.728	21.163	28.823
Beneficios (Base – Proyecto)	-5	356	490

Se tiene que el efecto del shock de precios sobre los beneficios de la expansión del sistema es acotado, manteniéndose las conclusiones obtenidas respecto a la eficiencia operacional.

8.4.2 Hidrologías Extremas

El presente análisis consiste en medir la reacción del sistema de transmisión frente a una variación importante en las hidrologías en el futuro. Para estos efectos, se han considerado 9 series hidrológicas que representan eventos extremos (secos y húmedos) en todo el periodo. El efecto se analizará considerando los beneficios operacionales con proyectos de expansión.

En las siguientes figuras se muestra, para cada escenario, el comportamiento del beneficio anual para todo el horizonte de análisis, para cada una de las series hidrológicas con condiciones extremas.

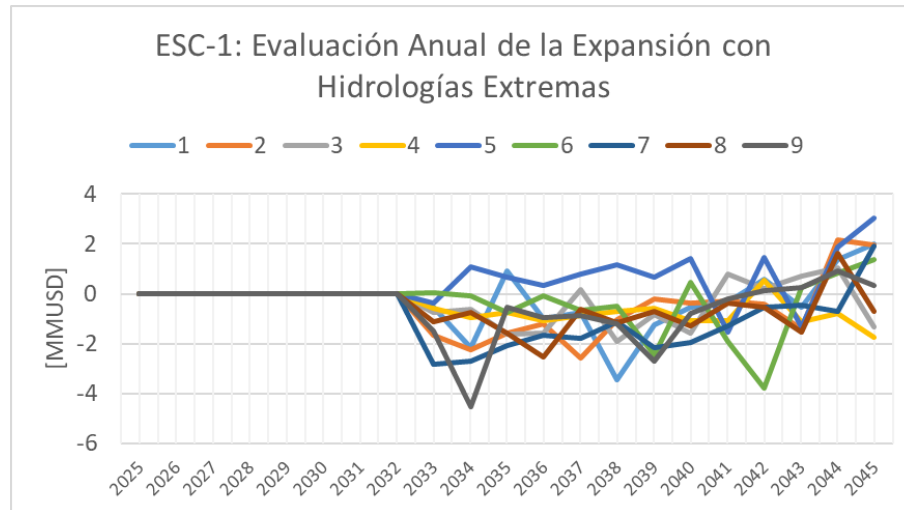


Figura 8-57: Beneficio anual de expansión del sistema por serie hidrológica (ESC-1).

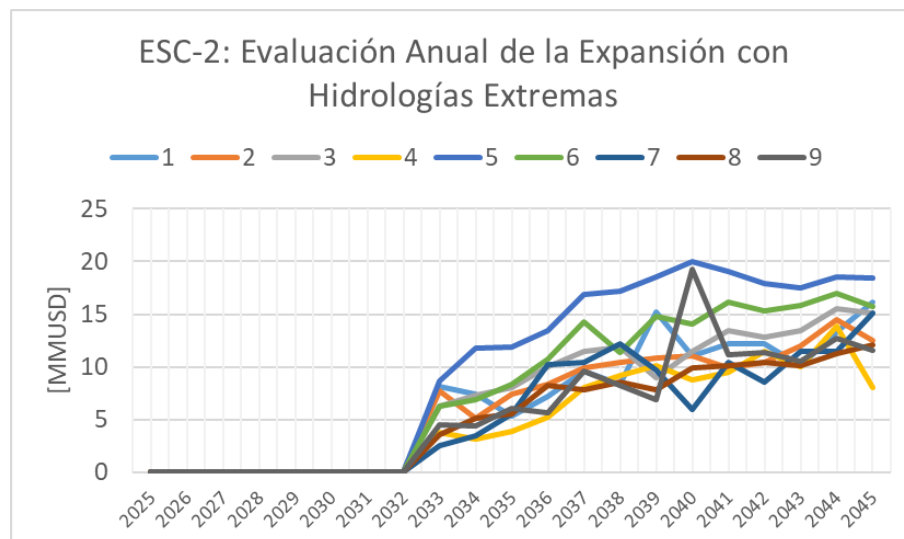


Figura 8-58: Beneficio anual de expansión del sistema por serie hidrológica (ESC-2).

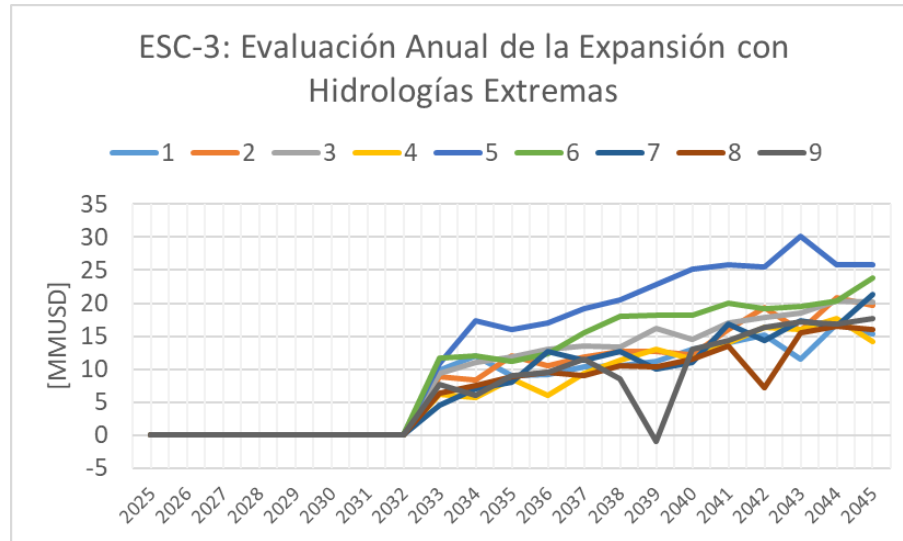


Figura 8-59: Beneficio anual de expansión del sistema por serie hidrológica (ESC-3).

Se puede observar que los proyectos de expansión tienen una evaluación positiva en cada uno de los años para cada una de las hidrologías en los EGPT ESC-2 y ESC-3, mientras que se tiene un desempeño mayormente negativo en el EGPT ESC-1, lo cual es coherente con lo obtenido en las evaluaciones de eficiencia operacional.

En la siguiente tabla se muestran las evaluaciones considerando la perpetuidad de los beneficios para cada escenario en cada serie hidrológica.

Tabla 8-17: Beneficios operacionales para cada serie hidrológica.

EGPT	Serie hidrológica								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ESC-1	11,46	7,95	-5,42	-32,04	31,41	7,34	-12,54	-14,51	-2,99
ESC-2	366,55	354,28	399,18	287,87	523,06	446,23	336,76	303,53	321,76
ESC-3	410,77	505,76	537,05	424,61	752,14	587,09	482,85	418,12	444,88

Se observa que las obras del plan de expansión tienen un desempeño neto positivo en el sistema para la mayoría de las condiciones hidrológicas extremas analizadas, siendo negativo solo en 5 de las 27 condiciones analizadas.

8.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO

Para el presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión no se contemplan obras de expansión por acceso abierto.

8.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN


Al realizar la comparación del Indicador de Riesgo de Transmisión, de acuerdo con la metodología descrita en el numeral 7.4.8 del presente informe, para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto que los proyectos del Plan de Expansión propuesto tienen en las diferencias monetarias esperadas para cada año en la energía transmitida.

La Tabla 8-18 muestra el efecto monetario de la mejora en las condiciones de mercado eléctrico común, producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para cada EGPT en el horizonte de planificación.

Tabla 8-18: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario [MMUSD].

Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3
2030	0,00	0,00	0,00
2031	0,00	0,00	0,00
2032	0,00	0,00	0,00
2033	-14,13	-55,52	-47,59
2034	-15,65	-66,11	-70,29
2035	-13,12	-82,59	-71,67
2036	-17,71	-71,69	-81,82
2037	-22,02	-72,31	-99,42
2038	-14,42	-80,08	-110,78
2039	-15,01	-86,03	-100,58
2040	-14,98	-99,47	-109,56
2041	-14,49	-106,06	-165,30
2042	-19,61	-106,59	-164,82
2043	-20,12	-122,96	-224,47
2044	-33,60	-146,54	-257,47
2045	-33,61	-150,42	-271,16
2046	-28,55	-150,20	-266,37
Total	-277,03	-1.396,58	-2.041,31

De la tabla anterior se observa que todos los escenarios mejoran el Indicador de Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto.



En general, el beneficio promedio para todos los escenarios es de alrededor de USD 1.200 millones durante todo el periodo de análisis, obteniéndose diferencias entre los escenarios que reflejan el efecto de los diferentes planes de obras de generación.

En conclusión, el Plan de Expansión propuesto permite contar con una disminución del Indicador de Riesgo de Transmisión para los tres EGPT, en una magnitud tal que justifica y compensa las evaluaciones económicas previamente efectuadas, cumpliéndose de esta manera la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común.



9 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se proponen en el presente Informe Técnico se realizó de acuerdo con la metodología de valorización descrita en el Anexo 2: Metodología de Valorización de Proyectos del presente documento. A continuación, se presentan las valorizaciones de las obras de expansión descritas en los capítulos 3 y 4.

9.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9-1: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.

		Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	Ampliación en S/E Seccionadora Río Tolten, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)
1	Costos Directos	30.778.393	3.598.094
1.1	Ingeniería	2.146.086	256.340
1.2	Instalación de faenas	505.868	505.868
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	28.126.439	2.835.886
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	5.418.336	4.360.206
2.1	Gastos generales y Seguros	3.088.717	2.566.834
2.2	Inspección técnica de obra	1.431.027	1.431.027
2.3	Utilidades del contratista	408.191	175.726
2.4	Contingencias	490.402	186.620
2.5	Servidumbre	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	36.196.729	7.958.300
4	Intereses Intercalarios	1.809.836	397.915
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		38.006.566	8.356.215

9.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9-2: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal C.

		Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento línea 1x66 kV Litoral Central - Casablanca en S/E Las Dichas	Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas - Casablanca, tramo punto de seccionamiento - Casablanca
1	Costos Directos	5.023.750	880.342
1.1	Ingeniería	378.089	241.569
1.2	Instalación de faenas	505.868	324.653
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.139.794	314.120
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	4.772.893	1.706.559
2.1	Gastos generales y Seguros	2.590.092	876.617
2.2	Inspección técnica de obra	1.431.027	713.143
2.3	Utilidades del contratista	173.655	49.680
2.4	Contingencias	186.856	67.119
2.5	Servidumbre	391.263	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	9.796.643	2.586.901
4	Intereses Intercalarios	489.832	77.607
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.286.476	2.664.508

Tabla 9-3: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D.

		Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)	Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Lo Prado (NTR ATAT)
1	Costos Directos	6.352.047	5.744.403	5.549.121
1.1	Ingeniería	419.492	389.267	416.967
1.2	Instalación de faenas	445.463	385.058	445.463
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	5.487.092	4.970.078	4.686.691
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	3.454.116	2.753.443	3.887.145
2.1	Gastos generales y Seguros	1.987.751	1.547.204	1.974.359
2.2	Inspección técnica de obra	1.143.563	913.848	1.143.563
2.3	Utilidades del contratista	152.812	138.199	162.968
2.4	Contingencias	169.990	154.192	178.311
2.5	Servidumbre	0	0	427.944
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	9.806.164	8.497.846	9.436.266
4	Intereses Intercalarios	490.308	424.892	471.813
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.296.472	8.922.738	9.908.079

Tabla 9-4: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E.

		Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Seccionadora Río Tolén (NTR ATAT)
1	Costos Directos	3.025.504	5.252.743
1.1	Ingeniería	236.229	437.747
1.2	Instalación de faenas	445.463	324.653
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.343.812	4.490.343
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	3.496.573	2.171.983
2.1	Gastos generales y Seguros	2.057.842	1.132.685
2.2	Inspección técnica de obra	1.143.563	713.143
2.3	Utilidades del contratista	100.135	153.251
2.4	Contingencias	109.444	172.903
2.5	Servidumbre	85.589	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	6.522.077	7.424.726
4	Intereses Intercalarios	326.104	371.236
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		6.848.181	7.795.962

Tabla 9-5: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal F.

		<i>Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Remehue (ZBP+BT)</i>	<i>Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno - Remehue</i>	<i>Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)</i>	<i>Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco - Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco - Punto de seccionamiento</i>	<i>Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)</i>	<i>Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi - Quellón</i>
1	Costos Directos	2.997.950	3.307.763	3.763.938	406.065	3.805.960	4.585.780	397.737
1.1	Ingeniería	238.046	248.412	1.774.317	53.034	1.780.842	325.273	77.725
1.2	Instalación de faenas	385.058	385.058	520.922	143.230	430.315	385.058	159.515
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.374.845	2.674.293	1.468.699	209.802	1.594.803	3.875.449	160.498
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	2.607.470	2.693.537	3.485.908	1.251.554	2.497.049	2.716.332	1.358.763
2.1	Gastos generales y Seguros	1.488.498	1.503.198	1.936.526	662.347	1.262.288	1.525.069	685.936
2.2	Inspección técnica de obra	913.848	913.848	1.266.715	537.312	913.848	913.848	623.152
2.3	Utilidades del contratista	97.874	133.336	86.466	25.823	74.279	131.966	22.831
2.4	Contingencias	107.251	143.155	196.201	26.071	178.163	145.449	26.844
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	68.471	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	5.605.420	6.001.300	7.249.846	1.657.619	6.303.010	7.302.112	1.756.501
4	Intereses Intercalarios	280.271	300.065	217.495	82.881	189.090	365.106	52.695
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		5.885.691	6.301.365	7.467.341	1.740.500	6.492.100	7.667.218	1.809.196

9.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9-6: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional.

		Nueva S/E Isabel Riquelme	Nueva S/E Yutreco
1	Costos Directos	13.407.374	12.100.867
1.1	Ingeniería	1.016.683	908.965
1.2	Instalación de faenas	911.192	566.273
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	11.479.499	10.625.628
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	8.464.498	7.652.981
2.1	Gastos generales y Seguros	4.602.389	3.616.649
2.2	Inspección técnica de obra	2.188.105	1.789.600
2.3	Utilidades del contratista	258.657	338.956
2.4	Contingencias	192.649	244.908
2.5	Servidumbre	1.222.697	1.662.868
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	21.871.872	19.753.848
4	Intereses Intercalarios	1.093.594	987.692
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		22.965.465	20.741.540

9.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9-7: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal B.

		Nueva S/E Pichidangui
1	Costos Directos	7.944.991
1.1	Ingeniería	590.321
1.2	Instalación de faenas	505.868
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.848.803
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	5.143.458
2.1	Gastos generales y Seguros	2.648.407
2.2	Inspección técnica de obra	1.431.027
2.3	Utilidades del contratista	197.656
2.4	Contingencias	141.921
2.5	Servidumbre	724.448
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	13.088.450
4	Intereses Intercalarios	654.422
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		13.742.872

Tabla 9-8: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal D.

		Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena - Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme
1	Costos Directos	35.037.664
1.1	Ingeniería	2.355.160
1.2	Instalación de faenas	475.666
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	32.206.839
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	4.555.846
2.1	Gastos generales y Seguros	2.685.894
2.2	Inspección técnica de obra	1.266.715
2.3	Utilidades del contratista	333.271
2.4	Contingencias	269.967
2.5	Servidumbre	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	39.593.510
4	Intereses Intercalarios	1.979.675
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		41.573.185

Tabla 9-9: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal E.

		Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt - Seccionadora Río Toltén
1	Costos Directos	22.491.955
1.1	Ingeniería	2.758.546
1.2	Instalación de faenas	1.781.852
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	17.951.557
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	26.245.685
2.1	Gastos generales y Seguros	6.783.105
2.2	Inspección técnica de obra	3.619.132
2.3	Utilidades del contratista	489.823
2.4	Contingencias	693.487
2.5	Servidumbre	14.660.137
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	48.737.640
4	Intereses Intercalarios	1.682.104
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		50.419.744

Tabla 9-10: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal F.

		Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue
1	Costos Directos	11.984.458
1.1	Ingeniería	2.389.643
1.2	Instalación de faenas	764.701
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.830.114
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	9.417.363
2.1	Gastos generales y Seguros	4.241.796
2.2	Inspección técnica de obra	2.502.743
2.3	Utilidades del contratista	204.709
2.4	Contingencias	311.277
2.5	Servidumbre	2.156.837
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	21.401.821
4	Intereses Intercalarios	804.322
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		22.206.142



10 ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS



11 ANEXO 2: METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE PROYECTOS



12 ANEXO 3: SIGLAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE INFORME



13 ANEXO 4: MARCO DE REFERENCIA PARA LA INCORPORACIÓN DE RESILIENCIA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN



14 ANEXO 5: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS