



INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2024

Marzo de 2025

ÍNDICE

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introducción | 7 |
| 2 | Resumen Ejecutivo | 10 |
| 3 | Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional | 11 |
| 3.1 | OBRAS DE AMPLIACIÓN | 11 |
| 3.1.1 | Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM)..... | 12 |
| 3.1.2 | Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)..... | 12 |
| 3.1.3 | Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje..... | 13 |
| 3.1.4 | Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)..... | 13 |
| 3.1.5 | Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT) | 14 |
| 3.1.6 | Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) | 14 |
| 3.1.7 | Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT) | 15 |
| 3.1.8 | Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)..... | 15 |
| 3.1.9 | Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea | 16 |
| 3.1.10 | Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle y seccionamiento en S/E Hualqui | 16 |
| 3.1.11 | Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas | 17 |
| 3.1.12 | Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT) | 17 |
| 3.2 | OBRAS NUEVAS | 19 |
| 3.2.1 | Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV | 19 |
| 3.2.2 | Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | 20 |
| 3.2.3 | Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu | 21 |
| 3.2.4 | Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | 23 |
| 3.2.5 | Nueva S/E Tiuquilemu | 24 |
| 3.2.6 | Nueva S/E La Calle | 25 |
| 3.2.7 | Nueva S/E Cambrales..... | 27 |
| 4 | Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal | 30 |
| 4.1 | OBRAS DE AMPLIACIÓN | 30 |
| | Sistema B..... | 30 |
| 4.1.1 | Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT) | 30 |
| | Sistema D | 32 |
| 4.1.2 | Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT) | 32 |
| 4.1.3 | Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT)..... | 33 |
| | Sistema E..... | 34 |

| | | |
|--------|---|----|
| 4.1.4 | Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo | 35 |
| 4.1.5 | Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM) y 110 kV (BS) | 35 |
| 4.1.6 | Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT) | 36 |
| 4.1.7 | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca | 37 |
| 4.1.8 | Ampliación en S/E El Ruil 66 kV (BPS+BT) | 37 |
| 4.1.9 | Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente | 38 |
| 4.1.10 | Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT) | 39 |
| 4.1.11 | Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS) | 39 |
| 4.1.12 | Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT) | 40 |
| 4.1.13 | Ampliación en S/E Las Delicias 220 kV (IM) | 40 |
| 4.1.14 | Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa | 41 |
| 4.1.15 | Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea | 41 |
| 4.1.16 | Ampliación en S/E Llama (NTR ATMT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco y nuevo transformador (ATAT) | 42 |
| 4.1.17 | Ampliación en S/E Padre Las Casas (NTR ATMT) | 43 |
| | Sistema F | 44 |
| 4.1.18 | Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS) | 45 |
| 4.1.19 | Ampliación en S/E Los Tambores 66 kV (BPS) | 45 |
| 4.1.20 | Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT) | 45 |
| 4.1.21 | Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Melipulli – Parga y nuevo transformador (ATAT) | 46 |
| 4.2 | OBRAS NUEVAS | 47 |
| | Sistema A | 47 |
| 4.2.1 | Nueva S/E Palca | 47 |
| | Sistema B | 50 |
| 4.2.2 | Nueva S/E Los Boldos | 50 |
| 4.2.3 | Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos | 51 |
| 4.2.4 | Nueva S/E Las Juntas | 53 |
| 4.2.5 | Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas | 55 |
| | Sistema E | 57 |
| 4.2.6 | Nueva S/E Longovilo | 57 |
| 4.2.7 | Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo | 60 |
| 4.2.8 | Nueva S/E La Brava | 61 |
| 4.2.9 | Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo | 63 |



| | | |
|----------|---|-----------|
| 4.2.10 | Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue | 64 |
| 4.2.11 | Nueva S/E Pelarco..... | 66 |
| 4.2.12 | Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco | 68 |
| 4.2.13 | Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil | 70 |
| 4.2.14 | Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo | 72 |
| 4.2.15 | Nueva S/E Río Viejo | 74 |
| | Sistema F..... | 76 |
| 4.2.16 | Nueva línea 2x66 kV La Unión – Los Tambores | 76 |
| 4.2.17 | Nueva S/E Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay – Frutillar Norte | 77 |
| 5 | Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad | 79 |
| 5.1 | DECRETO 231/2019 | 79 |
| 5.1.1 | Nueva S/E Seccionadora Ilque | 79 |
| 5.2 | DECRETO 257/2022 | 79 |
| 5.2.1 | Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre | 79 |
| 5.3 | DECRETO 58/2024 | 82 |
| 5.3.1 | Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes..... | 82 |
| 5.4 | DECRETO 229/2021 | 83 |
| 5.4.1 | Nueva S/E Seccionadora La Invernada | 83 |
| 5.5 | DECRETO 200/2022 Y DECRETO 185/2021 | 85 |
| 5.5.1 | Ampliación en S/E Celulosa Pacífico | 85 |
| 6 | Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión..... | 88 |
| 7 | Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión | 90 |
| 7.1 | OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN | 90 |
| 7.2 | HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN | 90 |
| 7.3 | ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN | 91 |
| 7.3.1 | Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética..... | 91 |
| 7.3.2 | Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional..... | 93 |
| 7.3.3 | Plan de obras de Generación y Transmisión..... | 95 |
| 7.3.4 | Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión | 99 |
| 7.3.5 | Proyección de Precios de Combustibles | 114 |
| 7.3.6 | Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas..... | 116 |
| 7.3.7 | Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional..... | 124 |
| 7.3.8 | Costos de Falla | 126 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 7.3.9 | Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión..... | 127 |
| 7.3.10 | Análisis de Operación Futura..... | 127 |
| 7.4 | ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN..... | 132 |
| 7.4.1 | Etapa de Análisis Preliminar | 133 |
| 7.4.2 | Etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto..... | 133 |
| 7.4.3 | Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional..... | 135 |
| 7.4.4 | Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio..... | 136 |
| 7.4.5 | Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos..... | 139 |
| 7.4.6 | Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos..... | 141 |
| 7.4.7 | Etapa de Análisis de Resiliencia | 143 |
| 7.4.8 | Etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común | 146 |
| 7.4.9 | Etapa de Conformación del Plan de Expansión | 148 |
| 8 | Evaluación de los Proyectos y Resultados..... | 150 |
| 8.1 | PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | 150 |
| 8.1.1 | Apoyo Zona Calama | 150 |
| 8.1.2 | Apoyo Troncal Centro – Sur..... | 161 |
| 8.1.3 | Apoyo Zona Concepción - Charrúa | 212 |
| 8.1.4 | Apoyo Sistema Troncal Antofagasta..... | 238 |
| 8.2 | PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO | 246 |
| 8.3 | PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA | 246 |
| | Sistema A | 246 |
| 8.3.1 | Nueva S/E Palca | 246 |
| | Sistema B..... | 248 |
| 8.3.2 | Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT) | 248 |
| 8.3.3 | Apoyo Coquimbo..... | 249 |
| 8.3.4 | Apoyo Monte Patria | 251 |
| | Sistema D | 253 |
| 8.3.5 | Ampliación en S/E Maipú | 253 |
| 8.3.6 | Ampliación en S/E Padre Hurtado | 254 |
| | Sistema E..... | 255 |
| 8.3.7 | Nueva S/E Longovilo..... | 255 |
| 8.3.8 | Apoyo Navidad | 256 |
| 8.3.9 | Apoyo Rengo..... | 259 |
| 8.3.10 | Nueva S/E Pichilemu 110/13,2 kV y Nueva línea 2x110 kV Portezuelo – Pichilemu | 262 |
| 8.3.11 | Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue | 266 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 8.3.12 | Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT) | 267 |
| 8.3.13 | Apoyo Maule | 269 |
| 8.3.14 | Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT) | 272 |
| 8.3.15 | Apoyo Ñuble | 273 |
| 8.3.16 | Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT) | 276 |
| 8.3.17 | Ampliación S/E Llaima | 277 |
| 8.3.18 | Ampliación S/E Padre Las Casas | 280 |
| 8.3.19 | Nueva línea de transmisión La Unión – Los Tambores | 286 |
| | Sistema F | 288 |
| 8.3.20 | Apoyo Puerto Octay | 288 |
| 8.3.21 | Ampliación en S/E El Empalme y seccionamiento de la LT 1x220 kV Melipulli – Pargua en la S/E El Empalme | 289 |
| 8.4 | ANÁLISIS DE RESILIENCIA | 291 |
| 8.4.1 | Shock de Precios de Combustibles | 291 |
| 8.4.2 | Hidrologías Extremas | 292 |
| 8.5 | PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO | 294 |
| 8.5.1 | Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM) | 294 |
| 8.5.2 | Nueva S/E Cambrales 220 kV (IM) | 294 |
| 8.5.3 | Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) | 294 |
| 8.6 | RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN | 295 |
| 9 | Valorización de las Obras de Expansión | 297 |
| 9.1 | VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL | 298 |
| 9.2 | VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL | 300 |
| 9.3 | VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL | 305 |
| 9.4 | VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL | 306 |
| 10 | Anexo 1: Proyectos no recomendados | 311 |
| 11 | Anexo 2: Metodología de valorización de proyectos | 312 |
| 12 | Anexo 3: Siglas utilizadas en el presente informe | 313 |
| 13 | Anexo 4: Metodología resiliencia | 314 |

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 al inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolle 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° 92, de 09 de marzo de 2018, que aprobó la PELP para el periodo 2018 – 2022, instrumento que fue actualizado en conformidad a lo establecido en el inciso segundo del referido artículo 83°.

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° 390, de 28 de marzo de 2024.

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 2024 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 2024.

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 2024, 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 58 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 2.614 millones.

En el caso del sistema de transmisión nacional, se presenta un total de 19 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 2.029 millones, de las cuales 12 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 111 millones aproximadamente, y 7 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 1.918 millones aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 39 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 585 millones, de las cuales 21 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 135 millones aproximadamente, y 18 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 450 millones aproximadamente.

No se incluyen en el presente plan de expansión obras correspondientes a sistemas de transmisión para polos de desarrollo, atendido que el Decreto Exento N° 92 de 2018, del Ministerio de Energía (Planificación Energética de Largo Plazo) no incluyó polos de desarrollo.

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2027.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema de Transmisión Nacional, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme a lo que 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 | Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM) | 30 | 4.909.922 | 46 | 19 | Engie Energía Chile S.A. | Obligatoria |
| 2 | Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) | 30 | 3.367.905 | 44 | 18 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 3 | Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje | 84 | 15.853.043 | 34 | 15 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 4 | Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT) | 48 | 23.108.277 | 36 | 11 | Transmisora Parinas S.A. | Obligatoria |
| 5 | Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT) | 48 | 20.605.952 | 38 | 11 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 6 | Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM) | 36 | 3.791.206 | 47 | 19 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 7 | Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT) | 30 | 1.829.719 | 47 | 19 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 8 | Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) | 36 | 3.385.178 | 46 | 19 | Transelec Concesiones S.A. | Obligatoria |
| 9 | Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea | 78 | 2.861.166 | 42 | 12 | Mataquito Transmisora de Energía S.A. | Obligatoria |
| 10 | Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle y seccionamiento en S/E Hualqui | 54 | 14.464.888 | 31 | 14 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 11 | Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas | 78 | 10.727.306 | 44 | 18 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 12 | Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT) | 48 | 5.660.806 | 26 | 14 | Transelec 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 Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM)

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Chuquicamata, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que tres de estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en 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 Miraje 220 kV (IM)

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Miraje, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en 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.

3.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Miraje, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito 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.

3.1.3.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV" individualizada en el numeral 3.2.1 del presente Informe.

3.1.4 Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Jadresic, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de conexión. El nuevo equipo compartirá la unidad de reserva con alguno de los bancos 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 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.

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

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de nuevo equipamiento STATCOM de ± 200 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, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de compensación reactiva a la barra ampliada.

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.

3.1.6 Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)

3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación Seccionadora Lo Aguirre, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del enlace en corriente alterna proveniente de la subestación convertora asociada a la obra “Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos” en su extremo en Seccionadora Lo Aguirre y la conexión de nuevos proyectos en 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 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.

3.1.7 Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT)

3.1.7.1 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, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para cinco nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador asociado a la obra "Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)", la conexión de la línea asociada a la obra "Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue" y la conexión de nuevos proyectos en 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 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.

3.1.7.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)" individualizada en el numeral 4.1.6 del presente Informe.

3.1.8 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación Entre Ríos, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del enlace en corriente alterna proveniente de la subestación convertidora asociada a la obra "Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos" en su extremo Entre Ríos y la conexión de nuevos proyectos en 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 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.

3.1.9 Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea

3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad del tramo comprendido entre la subestación Hualqui y la denominada “Estructura 166”, la cual corresponde al punto de seccionamiento de la actual línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas en la subestación Hualqui, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 700 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 este 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.

3.1.9.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E La Calle" individualizada en el numeral 3.2.6 del presente Informe.

3.1.10 Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle y seccionamiento en S/E Hualqui

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa – Lagunillas, entre los tramos comprendidos entre la subestación Lagunillas y la subestación Hualqui, y entre la subestación Hualqui y el punto de conexión con la nueva subestación La Calle definida en la obra “Nueva S/E La Calle”, junto con el seccionamiento de este nuevo circuito en subestación Hualqui y la construcción de sus respectivos paños de línea en Hualqui y Lagunillas. El nuevo circuito y los enlaces de seccionamiento deberán permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 700 MVA 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 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.

3.1.10.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E La Calle" individualizada en el numeral 3.2.6 del presente Informe.

3.1.11 Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas

3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión del circuito existente de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas, entre los tramos comprendidos entre la subestación Lagunillas y el actual punto de seccionamiento de la línea en subestación Hualqui, denominado "Estructura 166", y entre dicho punto y el punto de conexión de esta línea con la subestación definida en la obra "Nueva S/E La Calle", de manera de permitir una capacidad de, al menos, 700 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol, contemplando además el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de este 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.

3.1.11.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E La Calle" individualizada en el numeral 3.2.6 del presente Informe.

3.1.12 Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT)

3.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de barras e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Frutillar Norte, cuya configuración corresponde interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder

asociado a la obra “Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT)” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en procesos de expansión de la transmisión.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 66 kV en la subestación Frutillar Norte, en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia, con una capacidad de barras de, al menos, 500 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 Frutillar Norte (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 Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay – Frutillar Norte” 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.

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.

3.1.12.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT)" individualizada en el numeral 4.1.20 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 de manera inmediata 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 línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV | 60 | 90.447.822 | 41 | 17 | Obligatoria |
| 2 | Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | 110 | 1.583.689.831 | 40 | 12 | Obligatoria |
| 3 | Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu | 72 | 125.090.310 | 40 | 13 | Obligatoria |
| 4 | Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | 72 | 41.376.002 | 40 | 16 | Obligatoria |
| 5 | Nueva S/E Tiuquilemu | 72 | 24.661.738 | 34 | 12 | Obligatoria |
| 6 | Nueva S/E La Calle | 54 | 33.334.963 | 29 | 13 | Obligatoria |
| 7 | Nueva S/E Cambrales | 54 | 19.804.777 | 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 a 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 línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 500 kV y, al menos, 1.700 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre las subestaciones Nueva Chuquicamata y Miraje. Adicionalmente, el proyecto considera la energización de esta nueva línea en 220 kV junto con la construcción de los respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada en dicho nivel de tensión.

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, debiendo considerarse 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 licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras "Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM)" y "Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)" individualizadas en los numerales 3.1.1 y 3.1.2 respectivamente del presente Informe.

3.2.2 Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo sistema en corriente continua en tecnología VSC (Voltage Source Converter) entre las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC de tipo bipolo con retorno metálico de una tensión, de al menos, ± 500 kV y, al menos, 1.500 MW de capacidad por polo, de forma tal de permitir una capacidad de transmisión total de, al menos, 3.000 MW.

A su vez, el proyecto considera la construcción de las correspondientes estaciones convertidoras en los extremos del nuevo sistema HVDC, las cuales deberán instalarse dentro de un radio de 10 km al sur respecto de la subestación Seccionadora Lo Aguirre y un radio de 10 km respecto de la subestación Entre Ríos, junto con todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, incluyendo los montos de compensación o soluciones tecnológicas necesarias, considerando condiciones de inercia, cortocircuito, u otro, según defina el Coordinador Eléctrico Nacional en las respectivas bases de licitación, para efectos de cumplir adecuadamente con los requerimientos de este proyecto y la normativa vigente.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces en corriente alterna que corresponda entre las nuevas estaciones convertidoras y las subestaciones Seccionadora Lo Aguirre y Entre Ríos, junto con los paños de conexión en sus extremos.

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, debiendo considerarse 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 licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras "Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)" y "Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)" individualizadas en los numerales 3.1.6 y 3.1.8 respectivamente del presente Informe.

3.2.3 Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu

3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tiquel, con patios en 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), unidad monofásica de reserva con conexión automática y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 500 kV de la subestación Tiquel corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 3.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis diagonales, de manera de permitir la conexión de los bancos de transformación 500/220 kV, la conexión de la nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas 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.

Por su parte, la configuración del patio de 220 kV de la subestación Tiquel corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 3.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para ocho diagonales, de manera de permitir la conexión de los bancos de transformación 500/220 kV, la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas 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.

La subestación se deberá emplazar 3 km al sur de la localidad de Pocillas, tomando como referencia la intersección de la ruta M-730-N con la ruta M-764, dentro de un radio de 4 km respecto de ese punto.

Finalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 500 kV y, al menos, 2.300 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre las nuevas subestaciones Tiquel y Tiuquilemu, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

3.2.3.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Tiuquilemu" individualizada en el numeral 3.2.5 del presente Informe.

3.2.4 Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias

3.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 1.000 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Tiquel y la subestación Las Delicias, 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, debiendo considerarse 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.

3.2.4.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Las Delicias 220 kV (IM)" individualizada en el numeral 4.1.13 del presente Informe.

3.2.5 Nueva S/E Tiuquilemu

3.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tiuquilemu, mediante el seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, con sus respectivos paños de línea y un patio de 500 kV en configuración interruptor y medio.

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

La capacidad de barras de la nueva subestación deberá ser de, al menos, 3.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento del circuito N°1 de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas 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, la nueva subestación Tiuquilemu deberá considerar espacio con terreno nivelado para la construcción a futuro de un patio de 220 kV dimensionado para seis diagonales, y espacio también en terreno nivelado para la instalación a futuro de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV con su unidad de reserva.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 80 km al norte de la subestación Entre Ríos, siguiendo el trazado del circuito N°1 de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, dentro de un radio de 4 km respecto a ese punto.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

3.2.5.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Tiuquilemu" individualizada en el numeral 3.2.5 del presente Informe.

3.2.6 Nueva S/E La Calle

3.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada La Calle, mediante el seccionamiento de las líneas 1x220 kV Hualqui – Charrúa y 2x220 kV Santa María – Charrúa, en el tramo comprendido entre la nueva subestación Cambrales y Santa María, con sus respectivos paños de línea y un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para realizar el seccionamiento de las líneas antes mencionadas en la subestación La Calle, manteniendo, al menos, las características técnicas del tramo que se secciona en el caso de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa y en el caso del enlace resultante hacia subestación Charrúa del seccionamiento del actual circuito 1x220 kV Hualqui – Charrúa, el cual deberá considerar estructuras de doble circuito con tendido del primer circuito. Por su parte, el enlace de seccionamiento hacia subestación Hualqui, deberá considerar estructuras de doble circuito y permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 700 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol. Todos los enlaces mencionados anteriormente deberán considerar la construcción de sus paños de conexión en la subestación La Calle incluyendo el paño asociado a la conexión del tendido del segundo circuito de la línea Lagunillas – Hualqui – La Calle.

La capacidad de barras de la nueva subestación deberá ser 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 las líneas 2x220 kV Santa María – Charrúa, 1x220 kV Hualqui – Charrúa, la conexión del segundo circuito Lagunillas – Hualqui – La Calle 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.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 52 km al oeste de la subestación Charrúa, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa, dentro de un radio de 6 km respecto de 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, debiendo considerarse 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.

3.2.6.2 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 nueva del Sistema de Transmisión Nacional 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 3-3: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Nueva S/E La Calle

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|--------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| 2x220 kV Charrúa – Santa María | Charrua 220->Santa Maria 220 | Alfa Transmisora de Energía S.A. |

Tabla 3-4: Tramos de transporte generados por el proyecto Nueva S/E La Calle

| Tramo de transporte | Calificación |
|-------------------------------|--------------|
| La Calle 220->Santa Maria 220 | Dedicado |
| La Calle 220->Cambrales 220 | Nacional |

3.2.7 Nueva S/E Cambrales

3.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Cambrales, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa con sus respectivos paños de línea y un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para realizar el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Cambrales, los cuales deberán permitir la transmisión de, al menos, 600 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

La capacidad de barras de la nueva subestación deberá ser 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 ocho diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa 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.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 25 km al oeste de la subestación Charrúa, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa, dentro de un radio de 4 km respecto de 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, debiendo considerarse 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.

3.2.7.2 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 nueva del Sistema de Transmisión Nacional 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 3-5: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Nueva S/E Cambrales

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|--------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| 2x220 kV Santa María – Charrúa | Charrua 220->Santa Maria 220 | Alfa Transmisora de Energía S.A. |

Tabla 3-6: Tramos de transporte generados por el proyecto Nueva S/E Cambrales

| Tramo de transporte | Calificación |
|----------------------------|--------------|
| La Calle 220->Cabrales 220 | Nacional |
| Charrua 220->Cabrales 220 | Nacional |

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA B

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación 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 4-1 Obras de Ampliación del Sistema B

| N° | Proyecto | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Propietario(s) | Ejecución |
|----|--|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|----------------------|-------------|
| 1 | Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT) | 36 | 6.200.540 | 34 | 11 | CGE Transmisión S.A. | 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.

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 la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal B.

4.1.1 Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Cerrillos mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV y 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 incluye la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal y barra de transferencia, para una posición, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador antes mencionado.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 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, la conexión de un banco de condensadores y espacio en barra para la construcción de 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo banco de condensadores en 23 kV de 5 MVAR con su respectivo paño de conexión.

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.

4.1.1.2 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 nueva del Sistema de Transmisión Zonal B 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 4-2 Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|---------------------------------------|------------------------------|----------------------|
| Transformador 110/23 kV S/E Cerrillos | Cerrillos 110->Cerrillos 023 | CGE Transmisión S.A. |

Tabla 4-3 Tramos de transporte generados por el proyecto Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)

| Tramo de transporte | Calificación |
|------------------------------|--------------|
| Cerrillos 110->Cerrillos 023 | Zonal B |

SISTEMA D

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

Tabla 4-4 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 |
|----|--|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|---|-------------|
| 2 | Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT) | 36 | 6.173.964 | 35 | 11 | Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. | Obligatoria |
| 3 | Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT) | 36 | 7.659.019 | 31 | 12 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |

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.

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 la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal D.

4.1.2 Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Maipú mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12,5 kV y, al menos, 50 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 una nueva sección de barra de 12,5 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, seis paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado a la barra principal, un paño de conexión del nuevo transformador a la barra auxiliar, la conexión de un banco de condensadores, la construcción de un paño de interconexión con las barras existentes y espacio en barra para la construcción de cuatro 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo banco de condensadores en 12,5 kV de 10 MVar con su respectivo paño de conexión.

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.

4.1.3 Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Padre Hurtado mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV y al menos 50 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 cuatro 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 Santa Marta – Padre Hurtado y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Además, el proyecto contempla la construcción de un nuevo paño en configuración barra simple para conectar la línea 1x110 kV Santa Marta – Padre Hurtado en la subestación Padre Hurtado, junto con la conexión del transformador existente en la subestación, reutilizando cuando sea posible, el equipamiento e infraestructura existente.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 23 kV, en celdas de configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, seis celdas para alimentadores, una celda para la conexión de un banco de condensadores, la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de una celda de interconexión con la barra existente y espacio para la instalación de tres paños futuros.

Junto con lo anterior, el proyecto considera la construcción de un nuevo banco de condensadores en 23 kV de 10 MVAR con su mencionada celda de conexión

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.

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 |
|----|---|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|---|-------------|
| 4 | Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo | 54 | 4.655.818 | 27 | 13 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 5 | Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM) y 110 kV (BS) | 30 | 3.170.485 | 47 | 19 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 6 | Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT) | 36 | 4.328.705 | 31 | 11 | Transec S.A. | Obligatoria |
| 7 | Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT) | 36 | 5.872.407 | 34 | 12 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 8 | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca | 54 | 4.230.438 | 42 | 16 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 9 | Ampliación en S/E El Ruil 66 kV (BPS+BT) | 30 | 2.423.877 | 42 | 17 | Nirivilo Transmisora de Energía S.A. | Obligatoria |
| 10 | Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente | 54 | 7.188.546 | 25 | 14 | Alfa Transmisora de Energía S.A. | Obligatoria |
| 11 | Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS) | 30 | 1.822.669 | 21 | 13 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 12 | Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT) | 36 | 6.578.364 | 31 | 11 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 13 | Ampliación en S/E Las Delicias 220 kV (IM) | 30 | 3.306.688 | 47 | 19 | Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. | Obligatoria |
| 14 | Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa | 60 | 12.301.466 | 42 | 17 | Transec S.A. | Obligatoria |
| 15 | Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea | 60 | 1.150.186 | 39 | 13 | Besalco Transmisión SpA | Obligatoria |
| 16 | Ampliación en S/E Padre Las Casas (NTR ATMT) | 36 | 5.688.997 | 34 | 12 | CGE Transmisión S.A. | Obligatoria |
| 17 | Ampliación en S/E Llaima (NTR ATMT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco y nuevo transformador (ATAT) | 48 | 19.690.184 | 28 | 12 | Sistema de Transmisión del Sur 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 a 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.

4.1.4 Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario, en los tramos resultantes entre Tap Rengo y el punto de seccionamiento asociado a la obra “Nueva S/E La Brava” y entre dicho punto y la subestación Rosario, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35° C con sol en ambos tramos, incluyendo el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dichos aumentos de capacidad.

Además, el proyecto contempla construir y completar el paño de 66 kV asociado a la conexión de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario en Tap Rengo, en configuración barra simple, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rengo de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 40 MVA a 35°C con sol, contemplando también el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del 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.

4.1.4.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E La Brava" individualizada en el numeral 4.2.8 del presente Informe.

4.1.5 Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM) y 110 kV (BS)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Portezuelo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto contempla la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Portezuelo, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo”.

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.

4.1.6 Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Itahue mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 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 una nueva sección de barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres 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 barra para la construcción de 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 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 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.

4.1.6.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT)" individualizada en el numeral 3.1.7 del presente Informe.

4.1.7 Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, en el tramo que resulta entre el punto de seccionamiento asociado a la obra “Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco” y la subestación Talca, 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 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.

4.1.7.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco" individualizada en el numeral 4.2.12 del presente Informe.

4.1.8 Ampliación en S/E El Ruil 66 kV (BPS+BT)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación El Ruil, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil”.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad del tramo comprendido entre la subestación El Ruil y el punto de seccionamiento de la línea 1x66 kV Talca – San Clemente, particularmente el enlace que conecta El Ruil con San Clemente, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol,

contemplando a su vez el reemplazo y 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.

4.1.9 Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio, en el tramo comprendido entre el punto de seccionamiento asociado a la subestación El Ruil y el punto de seccionamiento asociado a la obra “Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil”, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35° C temperatura ambiente con sol.

Adicionalmente, el proyecto contempla el seccionamiento de la línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio en la subestación San Clemente, mediante la construcción de los enlaces de conexión que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea en la subestación San Clemente.

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.

4.1.9.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras "Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS)" y "Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil" individualizadas en los numerales 4.1.11 y 4.2.13 respectivamente del presente Informe.

4.1.10 Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT)

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Maule mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 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 incluye la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal y barra de transferencia, para una posición, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador antes mencionado.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 13,8 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, la conexión de un banco de condensadores y espacio en barra para la construcción de 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo banco de condensadores en 13,8 kV de 5 MVar con su respectivo paño de conexión.

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 San Clemente 66 kV (BS)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva barra de 66 kV en la subestación San Clemente, en configuración barra simple, la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para tres posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador existente y la conexión del seccionamiento de línea asociado a la obra "Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente".

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 Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parral mediante el reemplazo del transformador N°2 154/66 kV de 22 MVA, por un nuevo equipo de transformación 154/66 kV y al menos 75 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 junto con la incorporación del equipamiento que sea necesario para completar los paños de conexión del transformador reemplazado en caso de corresponder.

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.

4.1.13 Ampliación en S/E Las Delicias 220 kV (IM)

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Las Delicias, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias”, y la conexión de nuevos proyectos en 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 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.

4.1.14 Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco, en el tramo comprendido entre los puntos de seccionamiento en las subestaciones Río Viejo y Pueblo Seco, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 205 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Charrúa, en el tramo comprendido entre el punto de seccionamiento en subestación Pueblo Seco y la subestación Charrúa, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 205 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol, contemplando a su vez 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.

4.1.14.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Río Viejo" individualizada en el numeral 4.2.15 del presente Informe.

4.1.15 Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad del tramo comprendido entre la subestación Pueblo Seco y la denominada "Estructura 607N", la cual corresponde al punto de seccionamiento de la actual línea 1x154 kV Charrúa – Chillán en la subestación Pueblo Seco, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 205 MVA por circuito 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 este 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.

4.1.15.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Río Viejo" individualizada en el numeral 4.2.15 del presente Informe.

4.1.16 Ampliación en S/E Llaima (NTR ATMT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco y nuevo transformador (ATAT)

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Llaima, cuya configuración corresponde a barra simple, para al menos cinco nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo transformador 220/66 kV, la conexión de un nuevo transformador 66/15 kV, la construcción de un nuevo paño acoplador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva barra de transferencia, junto con todas las obras, adecuaciones y refuerzos necesarios para completar los paños de 66 kV existentes, de forma tal que estos se adapten a la nueva configuración de barras del patio la cual corresponderá a barra principal con barra de transferencia.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 220 kV en la subestación Llaima, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres diagonales, de manera de permitir la conexión de un nuevo transformador 220/66 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla la instalación de un transformador 220/66 kV de, al menos, 90 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto incluye la instalación de un transformador 66/15 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad con CDBC junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de conexión.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de un patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/15 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 si corresponde y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

Finalmente, el proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco en el nuevo patio de 220 kV de la subestación Llaima mediante la construcción de los respectivos paños de línea y los enlaces que corresponda, los cuales deberán mantener, 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.

4.1.17 Ampliación en S/E Padre Las Casas (NTR ATMT)

4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Padre Las Casas mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 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 incluye la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, para tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador antes mencionado 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 15 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 barra para la construcción de 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 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 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.

SISTEMA F

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria 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 |
|----|--|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-------------------------------------|-------------|
| 18 | Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS) | 30 | 1.228.155 | 45 | 18 | Sistema de Transmisión del Sur S.A. | Obligatoria |
| 19 | Ampliación en S/E Los Tambores 66 kV (BPS) | 30 | 1.463.398 | 46 | 19 | Sistema de Transmisión del Sur S.A. | Obligatoria |
| 20 | Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT) | 48 | 7.544.844 | 31 | 11 | Transelec S.A. | Obligatoria |
| 21 | Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Melipulli – Pargua y nuevo transformador (ATAT) | 48 | 22.547.951 | 29 | 12 | 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.

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 a 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.

4.1.18 Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS)

4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación La Unión, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva línea 2x66 kV La Unión – Los Tambores”.

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.

4.1.19 Ampliación en S/E Los Tambores 66 kV (BPS)

4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Los Tambores, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra “Descripción general y ubicación de la obra”.

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.

4.1.20 Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT)

4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un transformador de poder 220/66 kV de, al menos, 60 MVA 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 Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT)".

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.

4.1.20.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT)" individualizada en el numeral 3.1.12 del presente Informe.

4.1.21 Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Melipulli – Pargua y nuevo transformador (ATAT)

4.1.21.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de barras e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación El Empalme, cuya configuración corresponde a barra simple, para al menos tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, la conexión de un paño acoplador de barras y la conexión de un paño de línea. A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva barra de transferencia junto con todas las obras, adecuaciones y refuerzos necesarios para completar los paños de línea en 110 kV existentes, de forma tal que estos se adapten a la nueva configuración de barras del patio la cual corresponderá a barra principal con barra de transferencia.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 220 kV en la subestación El Empalme, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres diagonales, de manera de permitir la conexión de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Melipulli – Pargua y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV de, al menos, 150 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) con unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Finalmente, el proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x220 kV Melipulli – Pargua en el nuevo patio de 220 kV de la subestación El Empalme mediante la construcción de los respectivos paños de línea y los enlaces que corresponda, los cuales deberán mantener, 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.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA A

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema A 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 A

| N° | Proyecto | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Ejecución |
|----|-----------------|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-------------|
| 1 | Nueva S/E Palca | 48 | 7.139.005 | 26 | 12 | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para esta obra como el 6,39% 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 a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

4.2.1 Nueva S/E Palca

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Palca, mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte con sus respectivos paños de línea y patios de 110 kV y 13,2 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación de 110/13,2 kV de, al menos, 10 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 Palca, manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Palca corresponderá a barra principal y barra de transferencia, con capacidad 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 cinco posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 110/13,2 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte, la construcción de un paño acoplador 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 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/13,2 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 el entorno del actual Tap Off Cuya, dentro de un radio de 2 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 las redes 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 de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

4.2.1.2 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 nueva del Sistema de Transmisión Zonal A 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 4-8: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Nueva S/E Palca

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| 1x110 kV Tap Off Cuya – Tap Off Chiza | Tap Chiza 110->Tap Cuya 110 | Engie Energía Chile S.A. |
| 1x110 kV Tap Off Chiza – Dolores | Tap Chiza 110->Dolores 110 | Engie Energía Chile S.A. |

Tabla 4-9: Tramos de transporte generados por el proyecto Nueva S/E Palca

| Tramo de transporte | Calificación |
|----------------------------|--------------|
| Palca 110->Tap Cuya 110 | Dedicado |
| Palca 110->Tap Chiza 110 | Zonal A |
| Tap Chiza 110->Dolores 110 | Zonal A |

SISTEMA B

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

Tabla 4-10: Obras Nuevas del Sistema B

| N° | Proyecto | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Ejecución |
|----|--|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-------------|
| 2 | Nueva S/E Los Boldos | 54 | 11.943.278 | 25 | 13 | Obligatoria |
| 3 | Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos | 54 | 27.358.374 | 31 | 14 | Obligatoria |
| 4 | Nueva S/E Las Juntas | 54 | 11.727.830 | 23 | 13 | Obligatoria |
| 5 | Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas | 54 | 27.221.137 | 29 | 13 | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para estas obras como el 4,45% 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 presentan las descripciones de las obras nuevas del sistema de transmisión zonal B.

4.2.2 Nueva S/E Los Boldos

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Los Boldos, mediante el seccionamiento de la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – El Peñón con sus respectivos paños de línea y un patio de 110 kV en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia.

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

La capacidad de barras de la nueva subestación deberá ser 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 diez posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – El Peñón, la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos”, 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.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 2 km al sur de la subestación Pan de Azúcar, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – El Peñón, dentro de un radio de 2 km respecto de 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, debiendo considerarse 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 Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos" individualizada en el numeral 4.2.3 del presente Informe.

4.2.3 Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Panul, con patios en 110 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/13,8 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 Panul corresponderá a 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, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos, 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 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/13,8 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 al sector El Panul en Coquimbo, en torno al kilómetro 458 de la Ruta 5, dentro de un radio de 2 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.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 80 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre las nuevas subestaciones Panul y Los Boldos, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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 adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos" individualizada en el numeral 4.2.3 del presente Informe.

4.2.4 Nueva S/E Las Juntas

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Las Juntas, mediante el seccionamiento de la línea 2x66 kV Los Molles – Ovalle con sus respectivos paños de línea y un patio de 66 kV en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia.

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

La capacidad de barras de la nueva subestación deberá ser 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 diez posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x66 kV Los Molles – Ovalle, la conexión de la línea asociada a la obra "Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas", 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.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 32,5 km al oeste de la subestación Los Molles, siguiendo el trazado de la línea 2x66 kV Los Molles – Ovalle, 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, debiendo considerarse 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 El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas" individualizada en el numeral 4.2.5 del presente Informe.

4.2.4.3 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 nueva 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 4-11: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Nueva S/E Las Juntas

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|-----------------------------|----------------------------------|----------------|
| 2x66 kV Los Molles – Ovalle | Monte Patria 066->Los Molles 066 | Transelec S.A. |

Tabla 4-12: Tramos de transporte generados por el proyecto Nueva S/E Las Juntas

| Tramo de transporte | Calificación |
|----------------------------------|--------------|
| Las Juntas 066->Monte Patria 066 | Zonal B |
| Las Juntas 066->Los Molles 066 | Dedicado |

4.2.5 Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas

4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada El Palqui, con patios de 66 kV, 23 kV y 13,8 kV. A su vez el proyecto considera la instalación de un transformador 66/23 kV y de un transformador 66/13,8 kV, ambos de, al menos, 20 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en sus respectivos niveles de tensión.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación El Palqui 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 ocho posiciones, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x66 kV Las Juntas – El Palqui, la conexión del transformador de poder 66/23 kV, la conexión del transformador de poder 66/13,8 kV, la construcción de un paño acoplador y 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.

A su vez, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador de poder 66/23 kV. 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.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores y el paño

de conexión para el transformador de poder 66/13,8 kV 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, 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 dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección de la carretera D-55 y la calle José Miguel Carrera, en la localidad El Palqui, comuna Monte Patria, Región de Coquimbo. 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.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 40 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre las nuevas subestaciones El Palqui y Las Juntas, 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, debiendo considerarse 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.

4.2.5.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Las Juntas" individualizada en el numeral 4.2.4 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 4-13: Obras Nuevas del Sistema E

| N° | Proyecto | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Ejecución |
|----|---|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-------------|
| 6 | Nueva S/E Longovilo | 54 | 21.835.150 | 28 | 12 | Obligatoria |
| 7 | Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo | 54 | 42.615.586 | 33 | 15 | Obligatoria |
| 8 | Nueva S/E La Brava | 54 | 12.282.955 | 27 | 12 | Obligatoria |
| 9 | Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo | 54 | 44.322.458 | 35 | 16 | Obligatoria |
| 10 | Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue | 54 | 30.334.457 | 30 | 14 | Obligatoria |
| 11 | Nueva S/E Pelarco | 54 | 20.095.421 | 29 | 12 | Obligatoria |
| 12 | Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco | 54 | 33.441.169 | 27 | 13 | Obligatoria |
| 13 | Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil | 60 | 52.093.760 | 30 | 13 | Obligatoria |
| 14 | Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo | 54 | 21.370.923 | 27 | 13 | Obligatoria |
| 15 | Nueva S/E Río Viejo | 54 | 24.143.933 | 29 | 12 | 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 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.

4.2.6 Nueva S/E Longovilo

4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Longovilo, mediante el seccionamiento del circuito N°3 de la actual línea 3x220 kV Rapel – Seccionadora Melipilla (futura 3x220 kV Seccionadora Melipilla – Loica) y de la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 220/66 kV de, al menos, 90 MVA 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 las líneas antes mencionadas en la subestación Longovilo, 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, 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 cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento del circuito N°3 de la línea 3x220 kV Seccionadora Melipilla – Loica, la conexión del transformador 220/66 kV 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.

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, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para once posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa, la conexión del transformador 220/66 kV, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras, la conexión de la línea asociada a la obra “Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo” y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas 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.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 km respecto de la intersección del circuito N°3 de la línea 3x220 kV Seccionadora Melipilla – Loica y la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa.

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, debiendo considerarse 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.

4.2.6.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo" individualizada en el numeral 4.2.7 del presente Informe.

4.2.6.3 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 nueva 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 4-14: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Nueva S/E Longovilo

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|-------------------------------|------------------------------|----------------------|
| 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa | El Peumo 066->Santa Rosa 066 | CGE Transmisión S.A. |

Tabla 4-15: Tramos de transporte generados por el proyecto Nueva S/E Longovilo

| Tramo de transporte | Calificación |
|-------------------------------|--------------|
| Longovilo 066->El Peumo 066 | Zonal E |
| Longovilo 066->Santa Rosa 066 | Dedicado |

Tabla 4-16: Tramos de transporte existentes que cambian su calificación producto de la intervención

| Tramo de transporte | Calificación |
|------------------------------|--------------|
| Las Arañas 066->El Peumo 066 | Zonal E |

Tabla 4-17: Tramos de subestación existentes que cambian su calificación producto de la intervención

| Tramo de transporte | Calificación |
|---------------------|--------------|
| El Peumo | Zonal E |

4.2.7 Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo

4.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Navidad, con patios en 66 kV y 13,2 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación de 66/13,2 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 66 kV de la subestación Navidad corresponderá a barra principal 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 seis posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 66/13,2 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo, la construcción de un paño acoplador 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 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/13,2 kV antes mencionado, la conexión de un banco de condensadores y espacio en barra y plataforma para la construcción de 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla la construcción de un nuevo banco de condensadores en 13,2 kV de 5 MVA con su respectivo paño de conexión.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto a la intersección de las carreteras I-80-G e I-226 en la localidad de Rapel, Región de O'Higgins, considerando únicamente el sector al sur del río Rapel. 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.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 50 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre las nuevas subestaciones Navidad y Longovilo, 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, debiendo considerarse 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.

4.2.7.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Longovilo" individualizada en el numeral 4.2.6 del presente Informe.

4.2.8 Nueva S/E La Brava

4.2.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada La Brava, mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/15 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación La Brava, los cuales deberán permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación La Brava 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 seis posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de un nuevo proyecto 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 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/15 kV antes mencionado, la conexión de un banco de condensadores y espacio en barra y plataforma para la construcción de 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

Además, el proyecto contempla la construcción de un nuevo banco de condensadores en 15 kV de 5 MVAR con su respectivo paño de conexión.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 1 km al norte de Tap Rengo, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Tap Rengo – Rosario, dentro de un radio de 2 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.

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, debiendo considerarse 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.

4.2.9 Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo

4.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Pichilemu, con patios en 110 kV y 13,2 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/13,2 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 Pichilemu corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras 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 transformador de poder 110/13,2 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo, 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 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/13,2 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 Pichilemu en la Región de O'Higgins, en la intersección de la Ruta 90 con la Ruta I-448, dentro de un radio de 2 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.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 70 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Pichilemu y la subestación Portezuelo, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

4.2.9.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM) y 110 kV (BS)" individualizada en el numeral 4.1.5 del presente Informe.

4.2.10 Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue

4.2.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Sagrada Familia, con patios en 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación de 66/13,8 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 66 kV de la subestación Sagrada Familia corresponderá a barra principal 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 seis posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 66/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue, la construcción de un paño acoplador 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 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 4 km, respecto a la intersección de las carreteras K-16 y K-180 y a una distancia de 5 km hacia el oriente por la carretera K-16, en la comuna de Sagrada Familia, Región del Maule, considerando únicamente el sector al sur del río Mataquito. 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.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 50 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Sagrada Familia y la subestación Itahue, 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, debiendo considerarse 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.

4.2.10.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT)" individualizada en el numeral 3.1.7 del presente Informe.

4.2.11 Nueva S/E Pelarco

4.2.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Pelarco, mediante el seccionamiento de la línea 1x154 kV Itahue – Maule con sus respectivos paños de línea y patios de 154 kV, 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación 154/66 kV de, al menos, 90 MVA de capacidad, y la instalación de un transformador 66/13,8 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y con sus respectivos paños de conexión en sus correspondientes 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 Pelarco, manteniendo, al menos, las características de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 154 kV corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 800 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 154/66 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Itahue – Maule, 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.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV de la subestación Pelarco corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras 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 ocho posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 154/66 kV, la conexión del equipo de transformación 66/13,8 kV, la

conexión de la línea asociada al proyecto “Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco”, 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 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador 66/13,8 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 a aproximadamente 15 km al norte de la subestación Maule, siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Itahue – Maule, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto, considerando únicamente el sector ubicado hacia el oriente de dicha línea de transmisión. 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 de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

4.2.11.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco" individualizada en el numeral 4.2.12 del presente Informe.

4.2.12 Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco

4.2.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Trueno, mediante el seccionamiento de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación 66/15 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Trueno, manteniendo, al menos las características técnicas de la línea que se secciona con excepción del enlace que conecte la nueva subestación Trueno con el tramo de línea hacia la subestación Talca, el cual deberá permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación Trueno corresponderá a doble barra principal 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, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para once posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco, 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 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/15 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 a aproximadamente 4 km al norte de la subestación Talca, siguiendo el trazado de la línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto, considerando únicamente el sector ubicado al sur del río Lircay. 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 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 las nuevas subestaciones Trueno y Pelarco, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

4.2.12.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Pelarco" individualizada en el numeral 4.2.11 del presente Informe.

4.2.13 Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil

4.2.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Chequén, mediante el seccionamiento de la línea y 1x66 kV Tap San Clemente – San Ignacio, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos equipos de transformación 220/66 kV de, al menos, 90 MVA de capacidad cada uno, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionadas en la subestación Chequén, manteniendo, al menos, las características de las líneas que se seccionan con excepción del enlace que conecte la nueva subestación Chequén con el tramo de línea hacia la subestación San Clemente en 66 kV, el cual deberá permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Chequén corresponderá a interruptor y medio con capacidad de barras de, al menos, 1.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión de los dos equipos de transformación 220/66 kV, la conexión la nueva línea 1x220 kV Chequén – Santa Isabel 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.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV de la subestación Chequén corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 800 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para diez posiciones, de manera de permitir la conexión de los dos equipos de transformación 220/66 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap San Clemente – San Ignacio, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Chequén – El Ruil, 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.

La subestación se deberá emplazar en las cercanías de la subestación Maule, dentro de un radio de 8 km respecto a ese punto.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 220 kV y, al menos, 260 MVA de capacidad a 35°C temperatura ambiente con

sol, entre la nueva subestación Chequén y la subestación Santa Isabel, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

Además, el proyecto contempla 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 Chequén y la subestación El Ruil, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

4.2.13.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E El Ruil 66 kV (BPS+BT)" individualizada en el numeral 4.1.8 del presente Informe.

4.2.13.3 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 nueva del Sistema de Transmisión Zonal E 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 Decreto Supremo N°37 de 2019 que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión” 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 4-18: Instalaciones dedicadas intervenidas por el proyecto Nueva S/E Chequén y nueva línea 2x66 kV Chequén – El Ruil

| Instalación | Tramo asociado | Propietario |
|------------------------------------|--|----------------------------------|
| 1x66 kV San Clemente – San Ignacio | San Clemente Transnet 066->San Ignacio 066 | Alfa Transmisora de Energía S.A. |

Tabla 4-19: Tramos de transporte generados por el proyecto Nueva S/E Chequén y nueva línea 2x66 kV Chequén – El Ruil

| Tramo de transporte | Calificación |
|--|--------------|
| Chequen 066->San Ignacio 066 | Dedicado |
| Chequen 066->San Clemente Transnet 066 | Zonal E |

4.2.14 Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo

4.2.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Guangualí, mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Quilmo 2 – Chillán con sus respectivos paños de línea y patios en 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación 66/15 kV de, al menos, 50 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 Guangualí, manteniendo, al menos, las características de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación Guangualí corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia con capacidad de barra 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 nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Quilmo 2 – Chillán,

la conexión de la nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo, 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 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, seis paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/15 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 a aproximadamente 1 km al sur de la subestación Chillán, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Quilmo 2 – Chillán, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto, considerando únicamente el sector ubicado al norponiente del río Chillán. 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla 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 las nuevas subestaciones Guangualí y Río Viejo, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 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 objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse 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.

4.2.14.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Río Viejo" individualizada en el numeral 4.2.15 del presente Informe.

4.2.15 Nueva S/E Río Viejo

4.2.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Río Viejo, mediante el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Monterrico – Montenegro y 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán con sus respectivos paños de línea y patios de 154 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos equipos de transformación 154/66 kV de, al menos, 90 MVA cada uno, ambos 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 las líneas antes mencionadas en la subestación Río Viejo, manteniendo, al menos, las características de las líneas que se seccionan, con excepción del enlace que conecta la nueva subestación Río Viejo con el tramo de línea hacia la subestación Pueblo Seco, el cual deberá permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 205 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 154 kV corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad 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 once posiciones, de manera de permitir la conexión de los dos equipos de transformación 154/66 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Monterrico – Montenegro, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán, la conexión de un banco de condensadores, 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.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV de la subestación Río Viejo corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad 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 ocho posiciones, de manera de permitir la conexión de los dos equipos de transformación 154/66 kV, la conexión de la línea asociada a la obra "Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo", 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 instalación de un banco de condensadores en el patio de 154 kV de la subestación Río Viejo de, al menos, 30 MVAR, con su respectivo paño de conexión.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 9 km al norte de la subestación Montenegro, siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Monterrico – Montenegro, 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, debiendo considerarse 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.

4.2.15.2 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo" individualizada en el numeral 4.2.14 del presente Informe.

SISTEMA F

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

Tabla 4-20: Obras Nuevas del Sistema F

| N° | Proyecto | Plazo Constructivo (Meses) | V.I. Referencial (USD) | Vida útil (años) | Vida útil tributaria (años) | Ejecución |
|----|---|----------------------------|------------------------|------------------|-----------------------------|-------------|
| 16 | Nueva línea 2x66 kV La Unión – Los Tambores | 54 | 13.556.325 | 28 | 14 | Obligatoria |
| 17 | Nueva S/E Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay – Frutillar Norte | 54 | 31.995.379 | 31 | 14 | Obligatoria |

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para estas obras 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 a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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

4.2.16 Nueva línea 2x66 kV La Unión – Los Tambores

4.2.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 50 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre las subestaciones La Unión y Los Tambores, junto con la construcción de los 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, debiendo considerarse 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.

4.2.16.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras "Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS)" y "Ampliación en S/E Los Tambores 66 kV (BPS)" individualizadas en los numerales 4.1.18 y 4.1.19 respectivamente del presente Informe.

4.2.17 Nueva S/E Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay – Frutillar Norte

4.2.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Puerto Octay, con patios en 66 kV y 23 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación de 66/23 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 66 kV de la subestación Puerto Octay corresponderá a barra principal 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 seis posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 66/23 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Frutillar Norte – Puerto Octay, la construcción de un paño acoplador 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 transformador de poder 66/23 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de 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 posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto a la intersección de las carreteras U-95 y U-551-V en la comuna de Puerto Octay, Región de Los Lagos. 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.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 50 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Puerto Octay y la subestación Frutillar Norte, 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, debiendo considerarse 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.

4.2.17.2 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT)" individualizada en el numeral 3.1.12 del presente Informe.

5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD

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 231/2019

5.1.1 Nueva S/E Seccionadora Ilque

5.1.1.1 Modificaciones

Elimínese la obra de expansión “NUEVA S/E SECCIONADORA ILQUE” descrita en el numeral 2.8 del Decreto Exento N° 231 del 2019 (en adelante, “Decreto 231/2019”).

5.1.1.2 Justificación

La eliminación de la obra se justifica en base al análisis de los antecedentes realizado en el marco del presente proceso de planificación anual de la transmisión, el cual evidencia impedimentos técnicos y regulatorios que imposibilitan la construcción y operación de la obra.

El Decreto 231/2019, establece el siguiente condicionamiento en el literal e. de su numeral 2.8 en relación con la Nueva S/E Seccionadora Ilque: “La licitación de esta obra quedará condicionada a la declaración en construcción del Parque Eólico Calbuco o un proyecto de, al menos, 40 MW a conectarse en la S/E Ilque en el nivel de tensión 110 kV”. Sin embargo, la subestación en cuestión no puede ser licitada ni desarrollada dado que no existen ni podrán existir proyectos declarados en construcción con punto de conexión en la subestación, debido a la inexistencia de esta.

En consecuencia, considerando la imposibilidad actual de cumplir con los requerimientos normativos y técnicos definidos en el Decreto 231/2019, y debido a los plazos de tramitación de la obra en el marco del proceso de expansión de la transmisión, su eliminación resulta plenamente justificada.

5.2 DECRETO 257/2022

5.2.1 Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre

5.2.1.1 Modificaciones

Elimínese la obra de expansión “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – LO AGUIRRE” descrita en el numeral 1.2 del Decreto Exento N° 257 del 2022 (en adelante, “Decreto 257/2022”).

5.2.1.2 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. Esto se debe a que los beneficios que justificaban su incorporación se concentrarían principalmente en el periodo comprendido entre la entrada en operación de la obra y la puesta en servicio del HVDC Kimal – Lo Aguirre. Sin embargo, en el contexto actual, la obra, en el mejor de los casos, entraría en operación durante el año 2029, coincidiendo con la puesta en servicio del HVDC. Los resultados actualizados se detallan en la Tabla 5-1 y Tabla 5-2:

Tabla 5-1: Beneficios Económicos BESS Parinas – Lo Aguirre. Análisis Plan de Expansión 2024.

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - 13 | - 13 | - 12 | - 13 | - 12 | 14 |
| 2030 | - 18 | - 18 | - 18 | - 18 | - 18 | 18 |
| 2031 | - 17 | - 17 | - 17 | - 17 | - 16 | 17 |
| 2032 | - 16 | - 15 | - 16 | - 16 | - 15 | 16 |
| 2033 | - 15 | - 14 | - 15 | - 15 | - 14 | 15 |
| 2034 | - 14 | - 13 | - 14 | - 14 | - 13 | 14 |
| 2035 | - 14 | - 12 | - 13 | - 14 | - 12 | 14 |
| 2036 | - 13 | - 8 | - 11 | - 13 | - 10 | 13 |
| 2037 | - 12 | - 8 | - 11 | - 12 | - 10 | 12 |
| 2038 | - 11 | - 5 | - 10 | - 12 | - 7 | 12 |
| 2039 | - 10 | - 2 | - 9 | - 11 | - 4 | 11 |
| 2040 | - 10 | 1 | - 8 | - 10 | - 1 | 10 |
| 2041 | - 9 | 4 | - 7 | - 10 | 5 | 10 |
| 2042 | - 9 | 12 | - 3 | - 9 | 23 | 9 |
| 2043 | - 8 | 31 | 0 | - 8 | 55 | 9 |
| 2044 | - 7 | 56 | 5 | - 7 | 65 | 8 |

Tabla 5-2: Resumen evaluación Plan 2024

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.448 | 43.927 | 27.872 | 17.306 | 43.474 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16.427 | 43.005 | 27.659 | 17.292 | 42.266 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 16.783 | 43.361 | 28.015 | 17.648 | 42.623 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | -335 | 566 | -143 | -342 | 851 |

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, se espera 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 ² | VATT [USD/año] | % c/r al Ref |
|------------------------|-------------------|-----------------|
| Consorcio PARLO | 43,373,890 | 150% |
| ISA Interchile | 48,908,890 | 169% |
| Referencial | 28,955,367 | - |

Tabla 5-4. Beneficios Económicos BESS Parinas – Lo Aguirre. Análisis Plan de Expansión 2024. V.A.T.T. ofertado por Consorcio PARLO.

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - 25,3 | - 25,3 | - 25,2 | - 25,5 | - 25,0 | - 26,7 |
| 2030 | - 34,0 | - 34,2 | - 34,0 | - 34,0 | - 33,8 | - 34,0 |
| 2031 | - 32,2 | - 31,9 | - 31,8 | - 32,3 | - 31,7 | - 32,2 |
| 2032 | - 30,4 | - 29,9 | - 30,3 | - 30,6 | - 30,0 | - 30,5 |
| 2033 | - 28,7 | - 28,1 | - 28,6 | - 29,0 | - 28,0 | - 28,9 |
| 2034 | - 27,2 | - 25,6 | - 26,9 | - 27,3 | - 26,1 | - 27,4 |
| 2035 | - 26,0 | - 24,0 | - 25,4 | - 26,0 | - 24,2 | - 26,0 |
| 2036 | - 24,4 | - 20,0 | - 23,1 | - 24,4 | - 21,8 | - 24,6 |
| 2037 | - 23,0 | - 18,9 | - 22,2 | - 23,3 | - 21,1 | - 23,4 |
| 2038 | - 21,7 | - 15,6 | - 20,2 | - 22,1 | - 18,0 | - 22,1 |
| 2039 | - 20,3 | - 11,9 | - 19,0 | - 20,7 | - 14,3 | - 21,0 |
| 2040 | - 19,0 | - 8,4 | - 17,3 | - 19,7 | - 10,4 | - 19,9 |
| 2041 | - 18,1 | - 4,8 | - 16,3 | - 18,6 | - 3,7 | - 18,9 |
| 2042 | - 17,3 | - 3,3 | - 12,0 | - 17,6 | - 14,9 | - 17,9 |
| 2043 | - 16,3 | - 23,2 | - 7,6 | - 16,5 | - 47,1 | - 16,9 |
| 2044 | - 14,9 | - 48,9 | - 2,4 | - 15,0 | - 57,1 | - 16,1 |

Tabla 5-5. Resumen evaluación Plan 2024. V.A.T.T. ofertado por Consorcio PARLO.

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.448 | 43.927 | 27.872 | 17.306 | 43.474 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16.427 | 43.005 | 27.659 | 17.292 | 42.266 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 17.105 | 43.683 | 28.338 | 17.970 | 42.945 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | -657 | 244 | -465 | -664 | 529 |

² Notar que los valores ofertados incluían dentro del monto el valor a ser remunerado por la obra en cuestión, además de dos obras de ampliación que fueron licitadas como un solo grupo, de modo que se debió ajustar, en base a supuestos estándar y valores referenciales, a efectos de esta comparación.

Tabla 5-6: Beneficios Económicos BESS Parinas – Lo Aguirre. Análisis Plan de Expansión 2024. V.A.T.T. ofertado por ISA Interchile.

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - 28,4 | - 28,4 | - 28,3 | - 28,6 | - 28,1 | 29,8 |
| 2030 | - 37,9 | - 38,1 | - 38,0 | - 37,9 | - 37,7 | 37,9 |
| 2031 | - 35,9 | - 35,6 | - 35,5 | - 36,0 | - 35,4 | 35,9 |
| 2032 | - 33,9 | - 33,5 | - 33,8 | - 34,1 | - 33,5 | 34,1 |
| 2033 | - 32,1 | - 31,4 | - 32,0 | - 32,3 | - 31,3 | 32,3 |
| 2034 | - 30,3 | - 28,8 | - 30,0 | - 30,5 | - 29,3 | 30,6 |
| 2035 | - 29,0 | - 27,1 | - 28,4 | - 29,0 | - 27,2 | 29,0 |
| 2036 | - 27,3 | - 22,9 | - 25,9 | - 27,2 | - 24,6 | 27,5 |
| 2037 | - 25,7 | - 21,6 | - 24,9 | - 26,0 | - 23,8 | 26,1 |
| 2038 | - 24,3 | - 18,2 | - 22,7 | - 24,6 | - 20,6 | 24,7 |
| 2039 | - 22,7 | - 14,3 | - 21,5 | - 23,1 | - 16,7 | 23,4 |
| 2040 | - 21,3 | - 10,6 | - 19,6 | - 22,0 | - 12,7 | 22,2 |
| 2041 | - 20,3 | - 7,0 | - 18,5 | - 20,8 | - 5,9 | 21,0 |
| 2042 | - 19,4 | 1,2 | - 14,0 | - 19,7 | | 12,9 |
| 2043 | - 18,2 | 21,2 | - 9,5 | - 18,4 | 45,2 | 18,9 |
| 2044 | - 16,8 | 47,0 | - 4,2 | - 16,9 | 55,2 | 17,9 |

Tabla 5-7. Resumen evaluación Plan 2024. V.A.T.T. ofertado por ISA Interchile.

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.448 | 43.927 | 27.872 | 17.306 | 43.474 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16.427 | 43.005 | 27.659 | 17.292 | 42.266 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 17.184 | 43.761 | 28.416 | 18.048 | 43.023 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | -735 | 165 | -543 | -742 | 451 |

Así, la eliminación de la obra resulta plenamente justificada en términos técnicos y económicos.

5.3 DECRETO 58/2024

5.3.1 Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes

5.3.1.1 Modificaciones

Reemplácese el literal d. del numeral 1.3 del artículo primero del Decreto Exento N° 58 del 2024 por el siguiente:

“La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)” y “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén - Los Notros, tramo Mulchén - Digüeñes”, individualizadas en los numerales 1.6 y 1.8, del artículo primero del decreto N° 4/2024, respectivamente, además de la obra “Nueva S/E Digüeñes”, individualizada en el numeral N° 1.4 del artículo primero del presente decreto, respectivamente.”

5.3.1.2 Justificación

De acuerdo con el Oficio ORD. N° 827 del Ministerio de Energía, de 03 de julio de 2024, y el Oficio ORD. N° 565 de la Comisión, de 12 de agosto de 2024, citados en los vistos m) y n) de la resolución exenta que aprueba este Informe Técnico Final, la justificación para esta modificación en los condicionamientos radica en que facilitará que el estudio de franjas de las LT 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes y LT 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli se pueda desarrollar de forma independiente.

Según lo indicado en el mencionado Oficio ORD. N° 827, el desarrollo independiente de la tramitación administrativa de las obras permitirá agilizar el proceso, facilitando que el tramo Entre Ríos – Digüeñes finalice antes que el tramo Digüeñes – Nueva Pichirropulli. De este modo, al no estar una obra condicionada a la otra, el tramo Entre Ríos – Digüeñes podrá avanzar con su licitación, adjudicación y ejecución, mientras, en paralelo, se resuelve la tramitación administrativa del tramo Digüeñes – Nueva Pichirropulli.

5.4 DECRETO 229/2021

5.4.1 Nueva S/E Seccionadora La Invernada

5.4.1.1 Modificaciones

Reemplácese el numeral 1.2 del Decreto Exento N° 229 del 2021, del Ministerio de Energía, por el siguiente:

1.2 Nueva S/E La Invernada

a. Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación con un patio de 220 kV, denominada La Invernada, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico.

La subestación La Invernada contará con un patio de 220 kV en configuración 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 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para realizar el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos en la subestación La Invernada, con sus respectivos paños de conexión, los cuales deberán permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 530 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol. Además, el proyecto contempla la construcción del enlace para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza –

Celulosa Pacífico en la subestación La Invernada, con su respectivo paño de conexión, los cuales deberán mantener, al menos, las características técnicas de la línea que se conecta.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km de la S/E Mulchén siguiendo el tendido de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho 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, debiendo considerarse 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.

b. Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la ley.

c. Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del proyecto es de 16.473.226 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 294.871 dólares (1,79% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

d. Instalación del sistema de transmisión dedicado intervenida por el proyecto

El proyecto considera la expansión de una instalación perteneciente al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87º 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 92º de la ley. El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 2: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada

| <i>Instalación</i> | <i>Propietario</i> |
|--|-----------------------|
| <i>Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico</i> | <i>CMPC PULP SPA.</i> |

Adicionalmente, reemplácese de la Tabla 1, fila 2, del mismo decreto, el plazo constructivo meses de “30” a “60”, V.I. Referencial USD “7.519.702” por “16.473.226”, el C.O.M.A. Referencial USD de “120.315” por “294.871” y Ejecución de “Condicionada” a “Obligatoria”.

5.4.1.2 Justificación

La modificación de la obra obedece esencialmente a la búsqueda de eficiencias constructivas que permitan contar con nuevos puntos de conexión al sistema eléctrico en instalaciones que serán intervenidas con motivo del desarrollo de obras de expansión en los sistemas de transmisión. Adicionalmente, se precisan los alcances de la obra de acuerdo con nuevos antecedentes, presentados en la instancia de observaciones al Informe Técnico Preliminar 2024 y, por consecuencia, se actualizan los plazos de ejecución de la misma junto a su V.I. referencial.

5.5 DECRETO 200/2022 Y DECRETO 185/2021

5.5.1 Ampliación en S/E Celulosa Pacífico

5.5.1.1 Modificaciones

Elimínese el numeral 3.3 del Decreto Exento N° 200 del 2022 y reemplácese el numeral 2.3.19 del Decreto Exento N° 185 del 2021, ambos del Ministerio de Energía, por el siguiente:

2.3.19 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO (BPS)

a. Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV e instalaciones comunes de la subestación Celulosa Pacífico, mediante la construcción de una nueva sección de barra, tal que su configuración resulte en barra principal seccionada, de manera de permitir la conexión de la línea 1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico, la conexión de la línea 1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico y la conexión de, al menos, un nuevo proyecto en la zona en esta nueva sección de barra.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de los paños de conexión asociados a las líneas 1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico y 1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico en la nueva sección de barra de subestación Celulosa Pacífico.

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.

b. Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la ley.

c. Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del proyecto es de 7.574.117 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 218.892 dólares (2,89% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

d. Instalación del sistema de transmisión dedicado intervenida por el proyecto

El proyecto considera la expansión de una instalación perteneciente al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a 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. El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 6: Instalación dedicada intervenida en el proyecto “Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)”

| Instalación | Propietario |
|---------------------------------------|--------------------|
| S/E Celulosa Pacífico | CMPC PULP SPA. |
| 1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico | CMPC PULP SPA. |

Adicionalmente, reemplácese de la Tabla 4, fila 19, del mismo decreto, el plazo constructivo meses de “30” a “36”, V.I. Referencial USD de "2.870.929" a "7.574.117", C.O.M.A. Referencial

USD de "45.935" a "218.892", Vida Útil años de "24" a "28", Propietario de "CMPC Pacífico" a "CMPC PULP SPA" y Ejecución de "Condicionada" a "Obligatoria".

5.5.1.2 Justificación

La modificación de la obra obedece esencialmente a la búsqueda de eficiencias constructivas que permitan contar con nuevos puntos de conexión al sistema eléctrico en instalaciones que serán intervenidas con motivo del desarrollo de obras de expansión en los sistemas de transmisión. Adicionalmente, se precisan los alcances de la obra de acuerdo con nuevos antecedentes, presentados en la instancia de observaciones al Informe Técnico Preliminar 2024 y, por consecuencia, se actualizan los plazos de ejecución de la misma junto a su V.I. referencial.

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 los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. 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 éste, 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 a lo indicado en el artículo 87° de la Ley y la metodología señalada en el Reglamento de Planificación, así como 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 2024.

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° 390, del 28 de marzo de 2024, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2024”, en adelante: “Informe VAT 2024”. Dicho informe tuvo a la vista diversos insumos, tales como los Planes Energéticos Regionales (PER), la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y su Informe de Actualización de Antecedentes 2023 (IAA 2023); 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 dos figuras que resumen el conjunto de variables ambientales (Figura 7-2) y (Figura 7-2), y territoriales (Figura 7-3) consideradas en la elaboración del Informe VAT 2024.

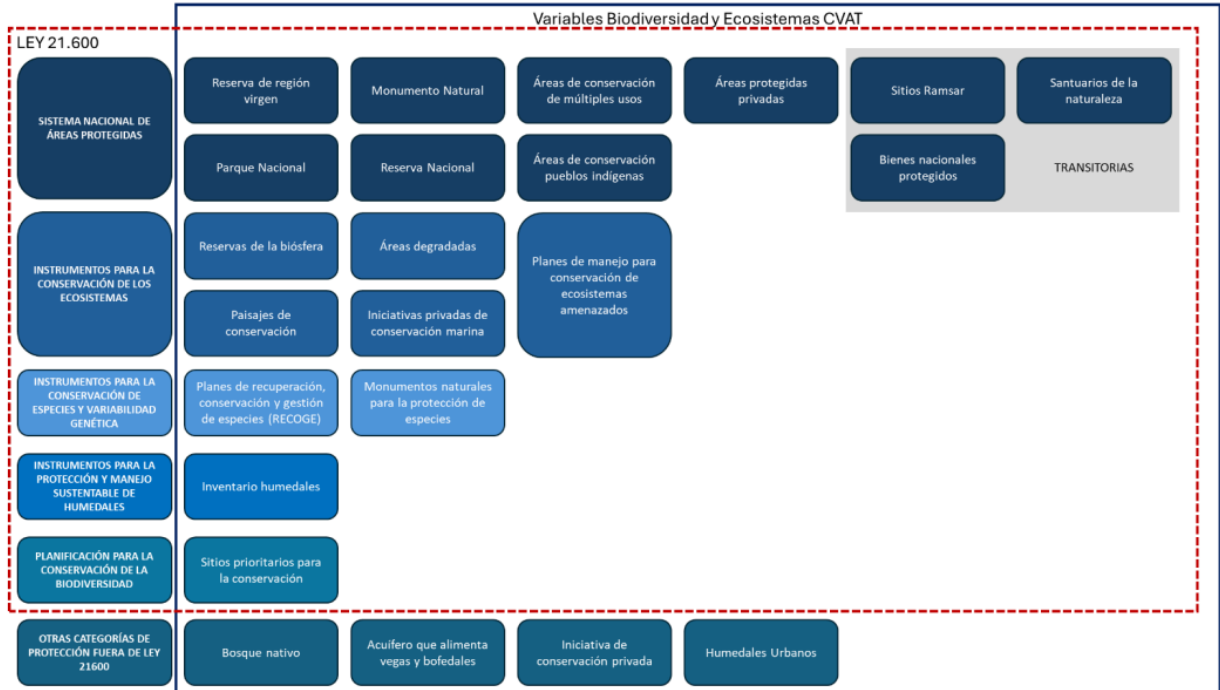


Figura 7-1: Variables ambientales de la categoría Biodiversidad y Ecosistemas considerada en el Informe VAT 2024



Figura 7-2: Variables ambientales de las categorías Zona latente y/o saturada, Suelo y Cultura y pueblos originarios consideradas en el Informe VAT 2024

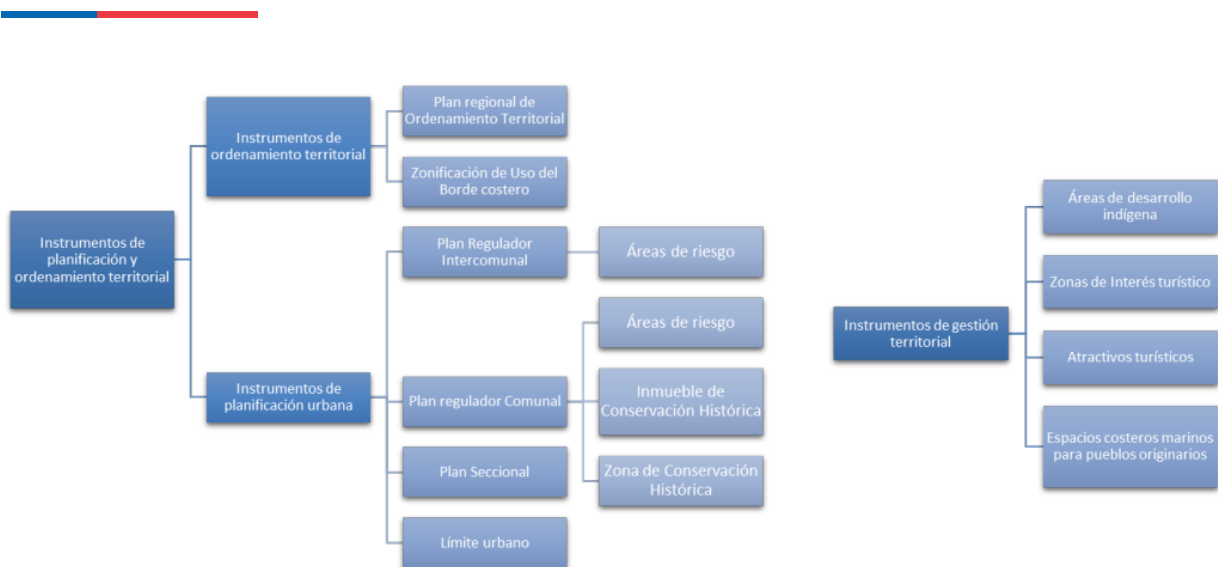


Figura 7-3: Variables territoriales consideradas en el Informe VAT 2024

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 proceso, buscando minimizar la interacción entre ellos, de manera de viabilizar el emplazamiento y ejecución de los proyectos.

Por su parte, se consideraron los objetivos de eficiencia energética contenidos en el IAA 2023 de la PELP. Estos objetivos se incorporaron considerando dos casos de aplicación de medidas de eficiencia energética: (i) un escenario base, que aplica para las trayectorias de demanda baja y media, en el cual se considera el escenario de referencia utilizado para construir la meta de carbono neutralidad y que toma como principales medidas aquellas contenidas en la Ley N° 21.305, Sobre Eficiencia Energética; y (ii) un escenario de aplicación intensiva de medidas de eficiencia, el que aplica al escenario de demanda alta, y que también responde fuertemente a la meta de carbono neutralidad.

7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional

La metodología que se utilizará en la elaboración de la proyección de demanda, para 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 señalan dos antecedentes principales a utilizar para la conformación de los escenarios de demanda. Así, 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 realizará 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.

En particular, para este Informe Técnico, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043³, 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. En particular, en el escenario de demanda baja, durante los primeros cinco años, se utiliza la demanda energética del Informe de Demanda, mientras que en el escenario de demanda media y en el escenario de demanda alta se utiliza durante los seis primeros años. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP.

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

Tabla 7-1: Demanda de energía del SEN⁴

| Año | Demanda Baja [GWh] | Demanda Media [GWh] | Demanda Alta [GWh] |
|------|--------------------|---------------------|--------------------|
| 2024 | 78.053 | 78.053 | 78.053 |
| 2025 | 79.898 | 79.898 | 79.898 |
| 2026 | 81.895 | 81.895 | 81.895 |
| 2027 | 82.556 | 82.556 | 82.556 |
| 2028 | 84.949 | 84.949 | 84.949 |
| 2029 | 85.266 | 87.712 | 87.712 |
| 2030 | 86.609 | 91.188 | 91.427 |
| 2031 | 88.507 | 95.892 | 98.105 |
| 2032 | 90.743 | 100.543 | 105.238 |
| 2033 | 93.063 | 105.362 | 111.114 |
| 2034 | 95.486 | 110.188 | 116.852 |
| 2035 | 98.141 | 115.243 | 122.444 |
| 2036 | 100.679 | 118.845 | 126.556 |
| 2037 | 103.332 | 122.642 | 130.787 |
| 2038 | 106.032 | 126.440 | 135.005 |
| 2039 | 108.742 | 130.140 | 139.079 |
| 2040 | 111.452 | 133.812 | 143.216 |
| 2041 | 114.669 | 137.951 | 149.133 |
| 2042 | 117.814 | 142.095 | 155.021 |
| 2043 | 120.992 | 146.167 | 160.772 |
| 2044 | 124.145 | 150.216 | 166.457 |

³ Aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 57, de 15 de febrero de 2024, y rectificado mediante Resolución Exenta CNE N° 329, de 26 de junio de 2024.

⁴ Las diferencias en la suma de la energía de clientes regulados y libres respecto del total sistema del Informe de Demanda, se deben a aproximaciones de redondeo.

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 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 el sistema de transmisión motivadas por esta proyección de demanda indicativa, afectando a todo o 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.

7.3.3 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.

7.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión

⁵ El artículo 78° letra d. del Reglamento de la 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".

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 Siguyentes.
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, del 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, del 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, del 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, del 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, del 01 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, del 07 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, del 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, del 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, del 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, del 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, del 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, del 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, del 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.

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 2023, cuyo decreto, al momento de publicar este informe, se encontraba aún en tramitación por parte del Ministerio de Energía.

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° 219 de la Comisión, de 30 de abril de 2024, 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 |
|---------------------------|--------------------------|--|---------------------------------------|------------------------|
| Punta del Viento | jul-24 | 165,0 | Solar Fotovoltaica | Punta Colorada 220 |
| Parque Eólico San Rarínco | jul-24 | 99,0 | Eólica | María Dolores 220 |
| Parque Eólico San Andrés | nov-25 | 119,7 | Eólica | Río Malleco 220 |
| Socompa Solar | dic-25 | 250/80/4 | Solar Fotovoltaica con Almacenamiento | Likanantai 220 |
| Arboleda Solar | dic-25 | 80/25/4 | Solar Fotovoltaica con Almacenamiento | Teno 66 |
| Alcones | dic-25 | 90,0 | Solar Fotovoltaica | Portezuelo 110 |
| Don Carlos | dic-25 | 196,0 | Solar Fotovoltaica | Nueva Maitencillo 220 |
| Vientos del Lago | dic-25 | 125,4 | Eólica | Frutillar Norte 220 |
| Dañicalqui | dic-25 | 68,4 | 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 |
| 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 “Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022”, en adelante e indistintamente “IAA 2023”, emitido en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía, el cual tiene como objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N° 92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018, que aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022.

En concreto, y 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 cinco escenarios energéticos equiprobables, los cuales se construyen a partir de los siguientes seis factores: (i) disposición social para proyectos; (ii) demanda energética; (iii) cambios tecnológicos en almacenamientos en baterías; (iv) costos de externalidades ambientales; (v) costos de inversión de tecnologías renovables; y (vi) precio de combustibles fósiles.

Es importante señalar que, en la PELP, dentro del grupo “Operación del SEN”, se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización de la Matriz Energética impulsado por el Gobierno de Chile, el cual contempla el retiro inicial de once unidades generadoras a carbón al año 2024 (2106 MW), el cese total de la generación eléctrica en base a carbón al año 2040 y la carbono neutralidad al año 2050. De esta forma, para dar cuenta de las posibles trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón, se generaron tres posibles tendencias, las que fueron asociadas a cada uno de los Escenarios Energéticos en forma particular.

Considerando estos factores y variables de análisis, se obtienen diferentes planes de obra de generación para cada uno de los cinco EE definidos en la PELP, los cuales ya incorporan los factores y variables previamente señalados, en especial, la disposición social para proyectos,

los cambios tecnológicos en almacenamientos de 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 harán su ingreso al sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP. Con respecto a este último punto, es relevante mencionar que en su IAA 2023 de la PELP se consideraron proyectos de generación asociados a licitación 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 Ingreso |
|----------------------|------------------------|--------|-------------------------|------------------|
| 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 | 85 | 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 por 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 del IAA 2023 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 generación en el IAA 2023⁶, pero adaptando la modelación⁷ en los principales elementos que diferencian las simulaciones desarrolladas en el proceso PELP y la planificación de la 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° 20.698, respecto de los cinco 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 al IAA 2023, 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.

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

| 2024-2043 | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| PELP | 23.847 | 32.742 | 32.355 | 22.586 | 35.585 |
| EGPT Preliminar | 23.166 | 29.695 | 25.680 | 18.038 | 41.886 |
| Diferencia | 681 | 3.047 | 6.675 | 4.548 | -6.301 |

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

⁶ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

⁷ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

restricciones, para visualizar los resultados de la evolución de las principales variables del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación.

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 los 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 no ser 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, durante los últimos 5 años al parque generador existente, incorporando grupos de estas centrales, 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] |
|------|-------|
| 2025 | 360 |
| 2028 | 60 |
| 2030 | 180 |
| 2035 | 300 |
| 2039 | 300 |

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

| 2024-2043 | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| PELP | 23.847 | 32.742 | 32.355 | 22.586 | 35.585 |
| EGPT Preliminar | 23.166 | 29.695 | 25.680 | 18.038 | 41.886 |
| Central Punta | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | 1.200 |
| EGPT | 24.366 | 30.895 | 26.880 | 19.238 | 43.086 |
| Diferencia⁸ (PELP - ITP) | -519 | 1.847 | 5.475 | 3.348 | -7.501 |

⁸ Valores negativos indican incremento en la potencia instalada en el EGPT respecto al escenario de la PELP.

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, y en conformidad a la Resolución Exenta N° 154 de 2017 y sus modificaciones posteriores, que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, a la fecha tienen puntos de conexión pendientes, los que fueron otorgados por los antiguos CDEC, previo a la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936.
3. Propuesta anual de expansión de la transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2023.
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, los cuales se indican en los numerales siguientes.

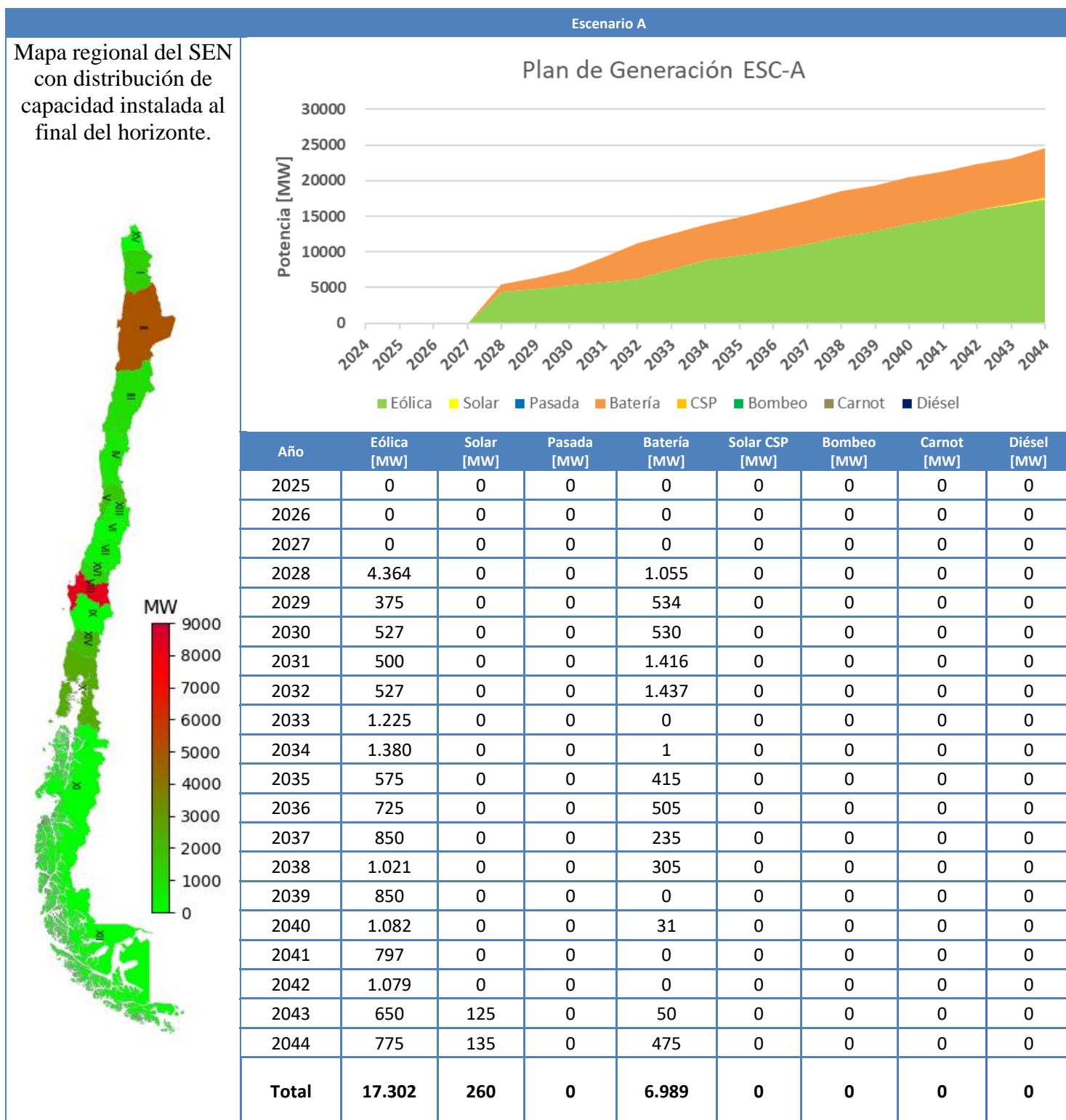


7.3.4.3 Escenario A

El plan de obra de generación denominado “Escenario A” como principales factores considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, una proyección de precios de combustibles fósiles medio, una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización muy acelerado, concretando el cierre de centrales a carbón al 2030.

Lo anterior se traduce en un desarrollo importante de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Por otro lado, se desarrolla en gran medida el almacenamiento, alcanzando los 6.989 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas.

Tabla 7-7: Plan de Obra de Generación Escenario A



7.3.4.4 Escenario B

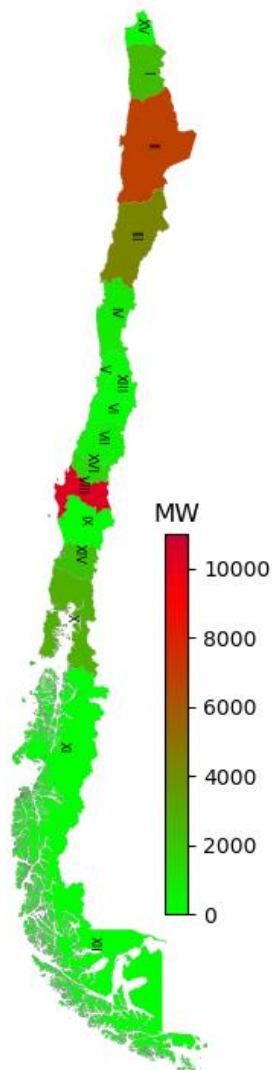
El plan de obra de generación denominado “Escenario B”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, una proyección de precios de combustibles fósiles alto, una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización lento, concretando el cierre de centrales a carbón al 2040.

Lo anterior se traduce en un desarrollo importante de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Por otro lado, se desarrolla en menor medida el almacenamiento, alcanzando los 1.049 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas y bombeos puntuales que totalizan 1.118 MW, con leves desarrollos de centrales fotovoltaicas al final del horizonte.

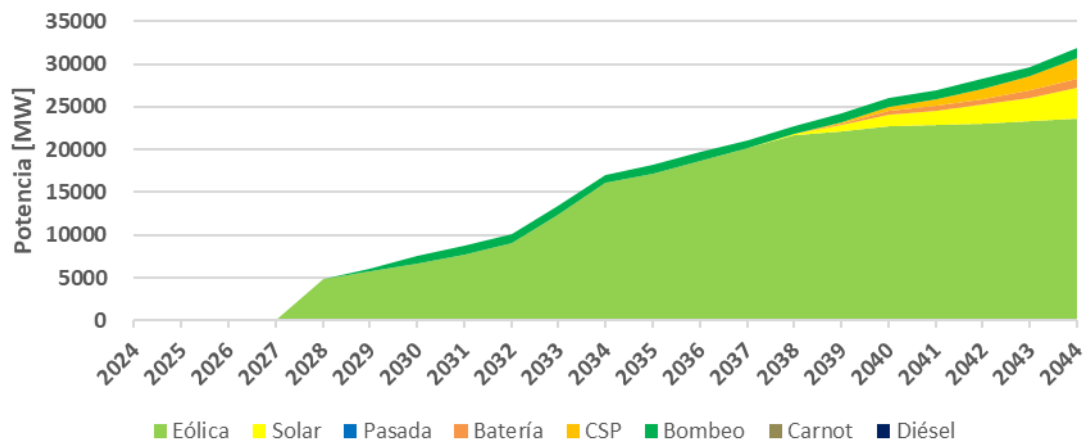
Tabla 7-8: Plan de Obra de Generación Escenario B

Escenario B

Mapa regional del SEN con distribución de capacidad instalada al final del horizonte.



Plan de Generación ESC-B



| Año | Eólica [MW] | Solar [MW] | Pasada [MW] | Batería [MW] | Solar CSP [MW] | Bombeo [MW] | Carnot [MW] | Diésel [MW] |
|--------------|---------------|--------------|-------------|--------------|----------------|--------------|-------------|-------------|
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 4.847 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 850 | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 | 0 | 0 |
| 2030 | 927 | 0 | 0 | 0 | 0 | 606 | 0 | 0 |
| 2031 | 1.130 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2032 | 1.351 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2033 | 3.325 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2034 | 3.640 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2035 | 1.165 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2036 | 1.440 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2037 | 1.468 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2038 | 1.555 | 75 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2039 | 400 | 675 | 0 | 220 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| 2040 | 567 | 675 | 0 | 233 | 276 | 47 | 0 | 0 |
| 2041 | 175 | 325 | 0 | 65 | 400 | 50 | 0 | 0 |
| 2042 | 268 | 378 | 0 | 93 | 541 | 15 | 0 | 0 |
| 2043 | 225 | 650 | 0 | 238 | 300 | 0 | 0 | 0 |
| 2044 | 320 | 760 | 0 | 200 | 892 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 23.653 | 3.538 | 0 | 1.049 | 2.509 | 1.118 | 0 | 0 |

7.3.4.5 Escenario C

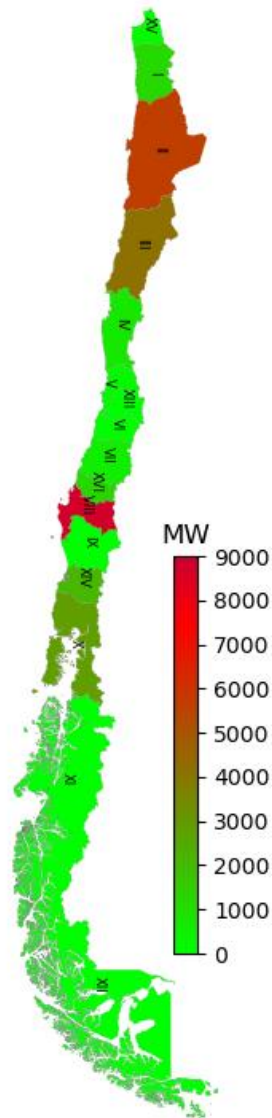
El plan de obra de generación denominado “Escenario C”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica media, una proyección de precios de combustibles fósiles bajo, una disminución media de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización acelerado en el Plan de Descarbonización de la Matriz Energética, concretando el cierre de centrales a carbón al 2030.

Lo anterior se traduce en un desarrollo de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. El desarrollo de almacenamiento alcanza los 4.137 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas.

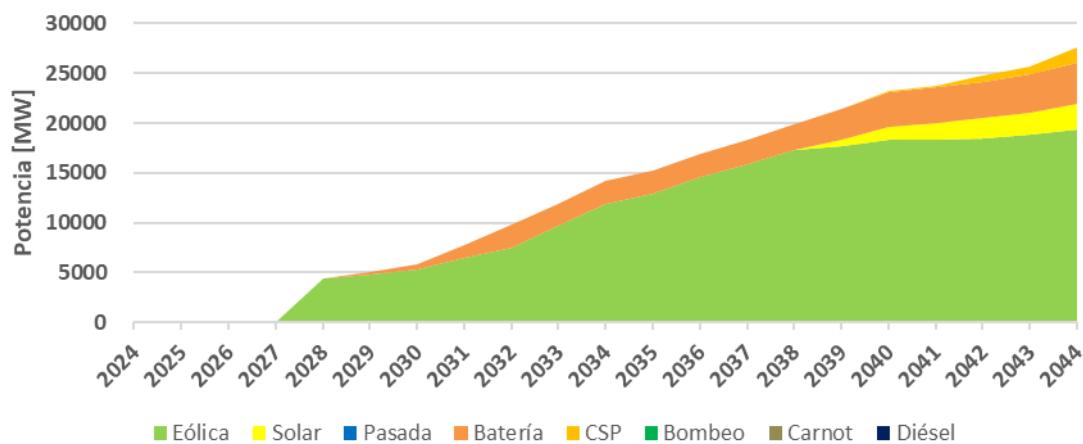
Tabla 7-9: Plan de Obra de Generación Escenario C

Escenario C

Mapa regional del SEN con distribución de capacidad instalada al final del horizonte.



Plan de Generación ESC-C



| Año | Eólica [MW] | Solar [MW] | Pasada [MW] | Batería [MW] | Solar CSP [MW] | Bombeo [MW] | Carnot [MW] | Diésel [MW] |
|--------------|---------------|--------------|-------------|--------------|----------------|-------------|-------------|-------------|
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 4.368 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 450 | 0 | 0 | 235 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2030 | 527 | 0 | 0 | 302 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2031 | 1.100 | 0 | 0 | 846 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2032 | 1.047 | 0 | 0 | 901 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2033 | 2.150 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2034 | 2.240 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2035 | 1.055 | 0 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2036 | 1.617 | 0 | 0 | 69 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2037 | 1.275 | 0 | 0 | 75 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2038 | 1.411 | 0 | 0 | 140 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2039 | 480 | 650 | 0 | 435 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2040 | 600 | 650 | 0 | 440 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| 2041 | 50 | 325 | 0 | 90 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| 2042 | 120 | 378 | 0 | 65 | 436 | 0 | 0 | 0 |
| 2043 | 350 | 225 | 0 | 228 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| 2044 | 526 | 310 | 0 | 261 | 796 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 19.366 | 2.538 | 0 | 4.137 | 1.532 | 0 | 0 | 0 |

7.3.4.6 Escenario D

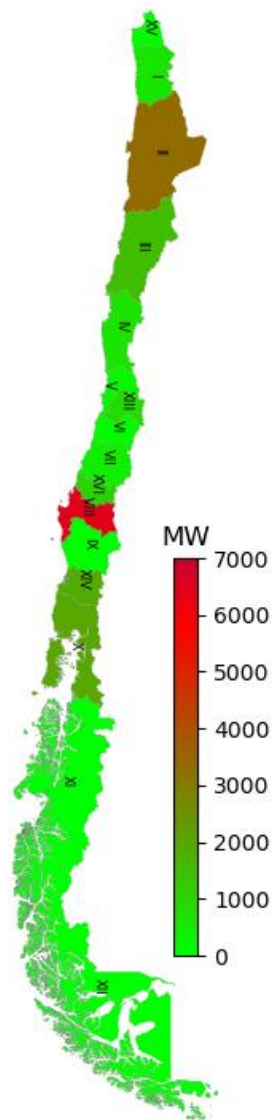
El plan de obra de generación denominado “Escenario D”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, una proyección de precios de combustibles fósiles bajo, una disminución lenta de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización acelerado, concretando el cierre de centrales a carbón al 2035.

Lo anterior se traduce en un desarrollo de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. El desarrollo de almacenamiento alcanza los 3.685 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas, sin desarrollo relevante de otras tecnologías.

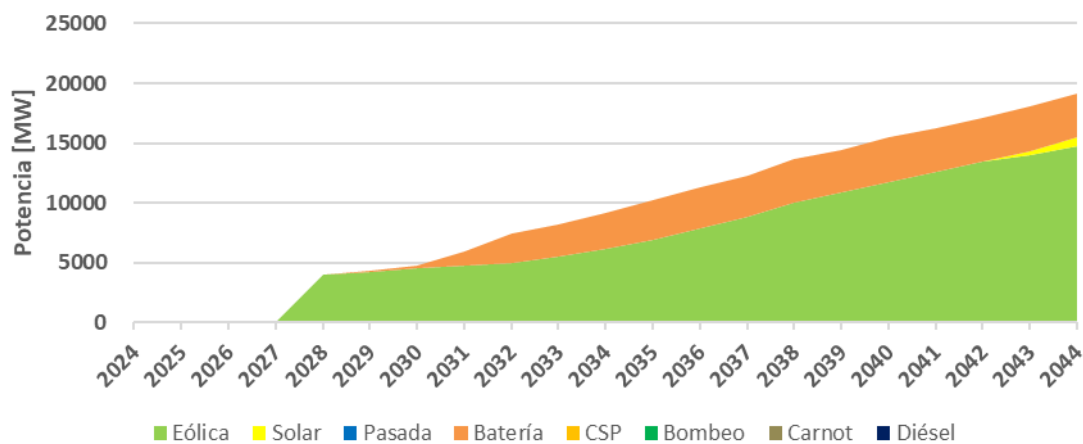
Tabla 7-10: Plan de Obra de Generación Escenario D

Escenario D

Mapa regional del SEN con distribución de capacidad instalada al final del horizonte.



Plan de Generación ESC-D



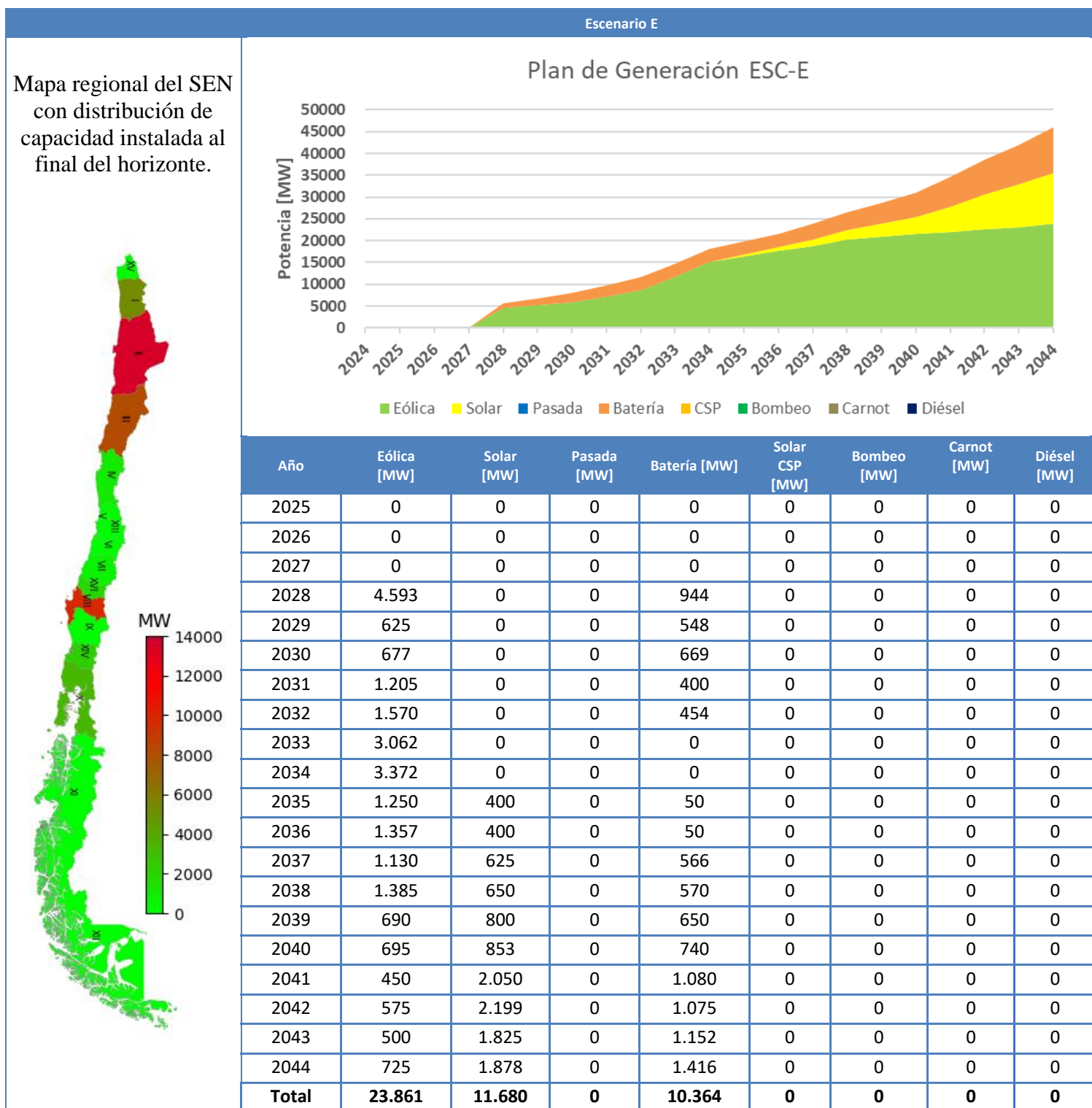
| Año | Eólica [MW] | Solar [MW] | Pasada [MW] | Batería [MW] | Solar CSP [MW] | Bombeo [MW] | Carnot [MW] | Diésel [MW] |
|--------------|---------------|------------|-------------|--------------|----------------|-------------|-------------|-------------|
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 3.954 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 275 | 0 | 0 | 66 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2030 | 327 | 0 | 0 | 105 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2031 | 175 | 0 | 0 | 1.084 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2032 | 207 | 0 | 0 | 1.245 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2033 | 550 | 0 | 0 | 215 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2034 | 650 | 0 | 0 | 281 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2035 | 800 | 0 | 0 | 261 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2036 | 900 | 0 | 0 | 215 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2037 | 1.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2038 | 1.182 | 0 | 0 | 127 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2039 | 850 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2040 | 900 | 0 | 0 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2041 | 825 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2042 | 808 | 0 | 0 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2043 | 600 | 350 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2044 | 713 | 394 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 14.716 | 744 | 0 | 3.685 | 0 | 0 | 0 | 0 |

7.3.4.7 Escenario E

El plan de obra de generación denominado “Escenario E”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, una proyección de precios de combustibles fósiles alto, una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización acelerado, concretando el cierre de centrales a carbón al 2035.

Lo anterior se traduce en un desarrollo de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. El desarrollo de almacenamiento alcanza los 10.364 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas, adicionando desarrollo fotovoltaico al final del horizonte.

Tabla 7-11: Plan de Obra de Generación Escenario E



7.3.4.8 Cumplimiento de la Ley 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 corresponde a las siguiente: para los primeros años del horizonte de análisis hasta el 2027, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2024, aprobado mediante Resolución Exenta N° 73, de 29 de febrero de 2024, extendiéndose desde el año 2028 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento y precios considerados en la PELP para los distintos combustibles. Los siguientes cuadros muestran el costo del GNL, Carbón y Crudo Brent utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 7-12: Costo del GNL usado en la modelación del SEN

| Año | Precio Bajo [USD/MMBtu] | Precio Medio [USD/MMBtu] | Precio Alto [USD/MMBtu] |
|------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| 2024 | 9,41 | 9,41 | 9,41 |
| 2025 | 8,72 | 8,72 | 8,72 |
| 2026 | 8,22 | 8,22 | 8,22 |
| 2027 | 7,97 | 7,97 | 7,97 |
| 2028 | 8,11 | 8,12 | 8,14 |
| 2029 | 8,23 | 8,25 | 8,28 |
| 2030 | 8,28 | 8,31 | 8,35 |
| 2031 | 8,27 | 8,33 | 8,38 |
| 2032 | 8,32 | 8,40 | 8,47 |
| 2033 | 8,37 | 8,48 | 8,57 |

| Año | Precio Bajo [USD/MMBtu] | Precio Medio [USD/MMBtu] | Precio Alto [USD/MMBtu] |
|------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|
| 2034 | 8,38 | 8,51 | 8,62 |
| 2035 | 8,39 | 8,53 | 8,65 |
| 2036 | 8,38 | 8,53 | 8,66 |
| 2037 | 8,35 | 8,52 | 8,67 |
| 2038 | 8,35 | 8,55 | 8,71 |
| 2039 | 8,31 | 8,55 | 8,75 |
| 2040 | 8,29 | 8,55 | 8,77 |
| 2041 | 8,28 | 8,55 | 8,77 |
| 2042 | 8,23 | 8,52 | 8,77 |
| 2043 | 8,18 | 8,50 | 8,76 |

Tabla 7-13: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN⁹

| Año | Precio Bajo [USD/ton] | Precio Medio [USD/ton] | Precio Alto [USD/ton] |
|------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| 2024 | 79,40 | 79,40 | 79,40 |
| 2025 | 79,35 | 79,35 | 79,35 |
| 2026 | 78,69 | 78,69 | 78,69 |
| 2027 | 78,93 | 78,93 | 78,93 |
| 2028 | 77,31 | 77,92 | 78,47 |
| 2029 | 77,30 | 77,27 | 78,13 |
| 2030 | 77,51 | 76,79 | 77,86 |
| 2031 | 78,16 | 77,37 | 78,45 |
| 2032 | 78,21 | 77,58 | 78,66 |
| 2033 | 78,24 | 77,41 | 78,49 |
| 2034 | 78,40 | 77,46 | 78,54 |
| 2035 | 78,79 | 78,03 | 79,12 |
| 2036 | 79,02 | 78,49 | 79,59 |
| 2037 | 79,01 | 79,11 | 80,21 |
| 2038 | 79,69 | 80,64 | 81,77 |
| 2039 | 79,79 | 80,63 | 81,75 |
| 2040 | 80,08 | 81,46 | 82,59 |
| 2041 | 80,84 | 81,58 | 82,72 |
| 2042 | 81,21 | 82,04 | 83,19 |
| 2043 | 81,06 | 82,67 | 83,82 |

⁹ Precio del carbón térmico 6350 [kcal/kg]

Tabla 7-14: Costo del Crudo Brent usado en la modelación del SEN¹⁰

| Año | Precio Bajo [USD/ton] | Precio Medio [USD/ton] | Precio Alto [USD/ton] |
|------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| 2024 | 94,58 | 94,58 | 94,58 |
| 2025 | 88,97 | 88,97 | 88,97 |
| 2026 | 89,83 | 89,83 | 89,83 |
| 2027 | 90,26 | 90,26 | 90,26 |
| 2028 | 91,55 | 92,66 | 93,53 |
| 2029 | 92,86 | 94,30 | 96,24 |
| 2030 | 94,94 | 96,06 | 98,78 |
| 2031 | 96,50 | 97,39 | 100,68 |
| 2032 | 98,51 | 99,12 | 103,13 |
| 2033 | 99,70 | 100,39 | 104,58 |
| 2034 | 100,93 | 101,68 | 106,08 |
| 2035 | 101,74 | 102,77 | 107,08 |
| 2036 | 103,13 | 104,14 | 108,77 |
| 2037 | 104,71 | 105,78 | 110,70 |
| 2038 | 106,24 | 106,88 | 112,56 |
| 2039 | 106,54 | 107,97 | 112,93 |
| 2040 | 109,05 | 109,41 | 115,99 |
| 2041 | 110,22 | 110,72 | 118,01 |
| 2042 | 111,10 | 111,81 | 119,09 |
| 2043 | 112,64 | 113,43 | 120,98 |

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:

- 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.

¹⁰ Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI.

-
- 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 Energía¹¹.

La Figura 7-4 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

¹¹ Explorador Solar. URL: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

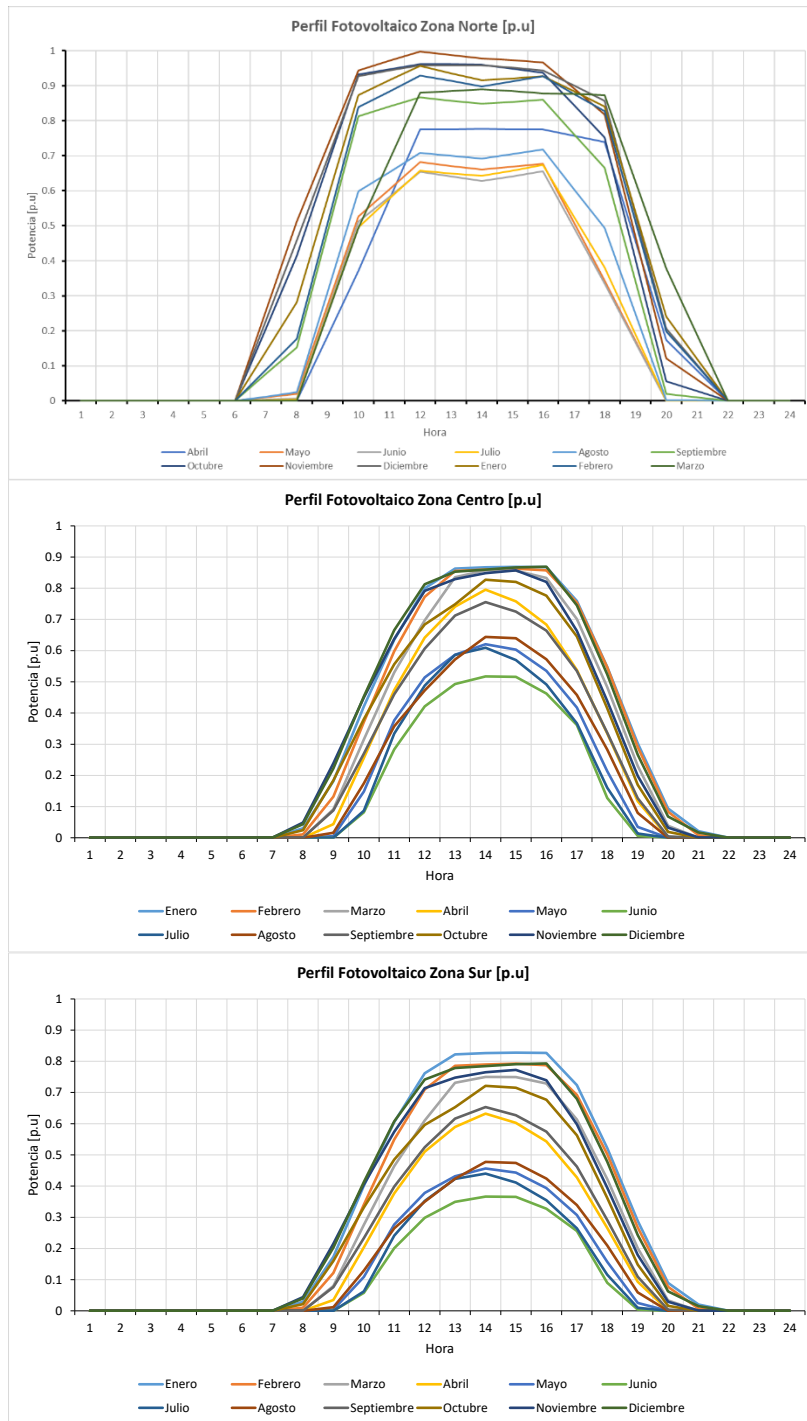


Figura 7-4: Perfil fotovoltaico para las distintas zonas

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, es que 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:

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

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla 7-15, 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 7-15: 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 operación factible para una central CSP con una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas, 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 años¹², y a partir de la altura del aerogenerador, dato que fue obtenido desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de no contar 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 días, 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, de modo tal de respetar 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:

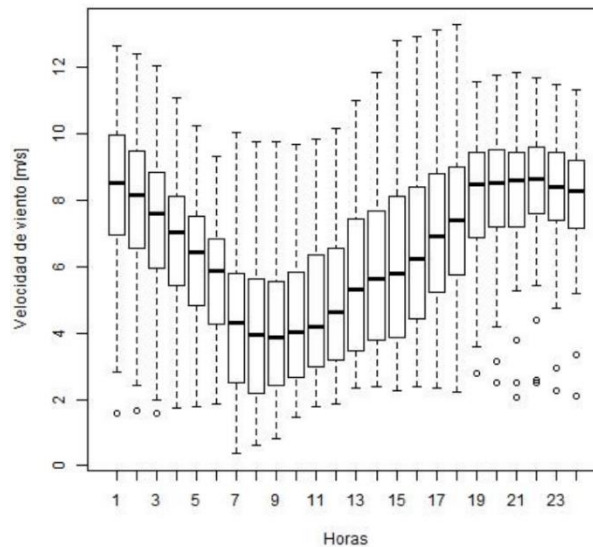


Figura 7-5: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero

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

¹² Los datos de la serie de tiempo entre el periodo comprendido por los años 1980 y 2016 corresponden a una reconstrucción estadística.

en el valor de la potencia es la velocidad del viento. Un factor asociado a la construcción es el del área de barrido del rotor, por lo que 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 mostrada 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 trabajos¹³ 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 7-6 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 que se encuentre emplazado en una altura considerable. 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.

¹³Ver 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.

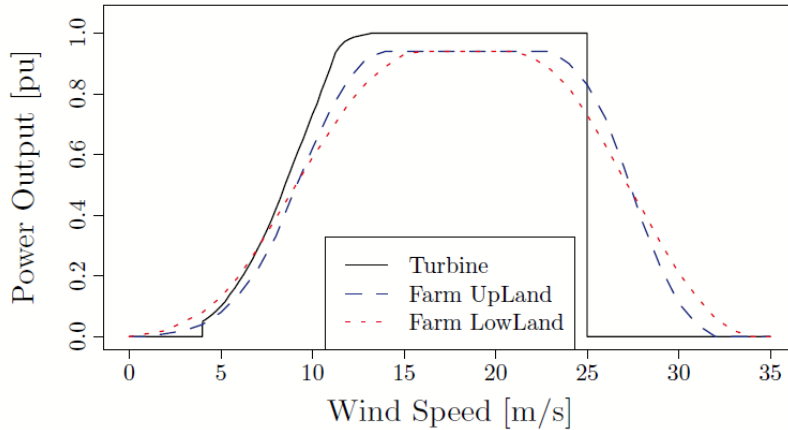


Figura 7-6: Potencia de acuerdo con la velocidad del viento

En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica utilizados para el Plan de Expansión 2024, se consideró el promedio de la curva “*Farm UpLand*” y “*Farm LowLand*”, 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:

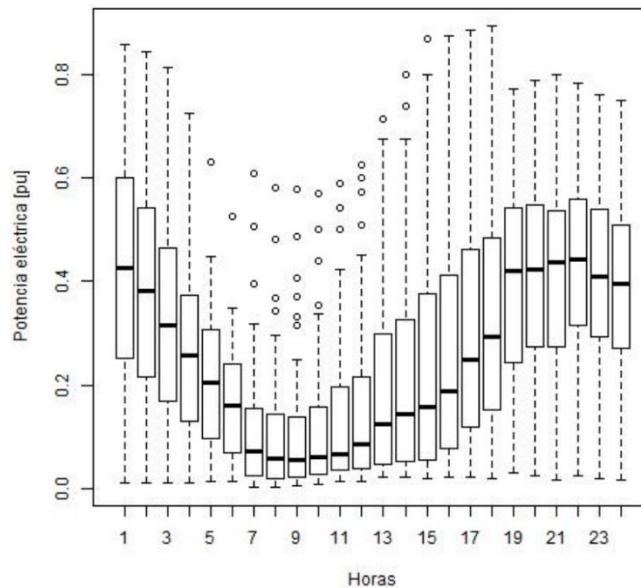


Figura 7-7: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero

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 regulados¹⁴. 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 de manera de considerar los efectos en los flujos eléctricos de los circuitos zonales bajo condiciones de máxima temperatura alcanzada 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 Albers¹⁵.

Los datos obtenidos a partir de dichas coberturas geográficas fueron discretizados en 10 niveles de temperatura, y coloreados en concordancia al valor de la temperatura de la celda. Para simplificar la visualización se utilizaron colores del espectro entre el color azul y el rojo, en una escala creciente de temperatura.

¹⁴ Año 2017, año 2021 y año 2022.

¹⁵Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

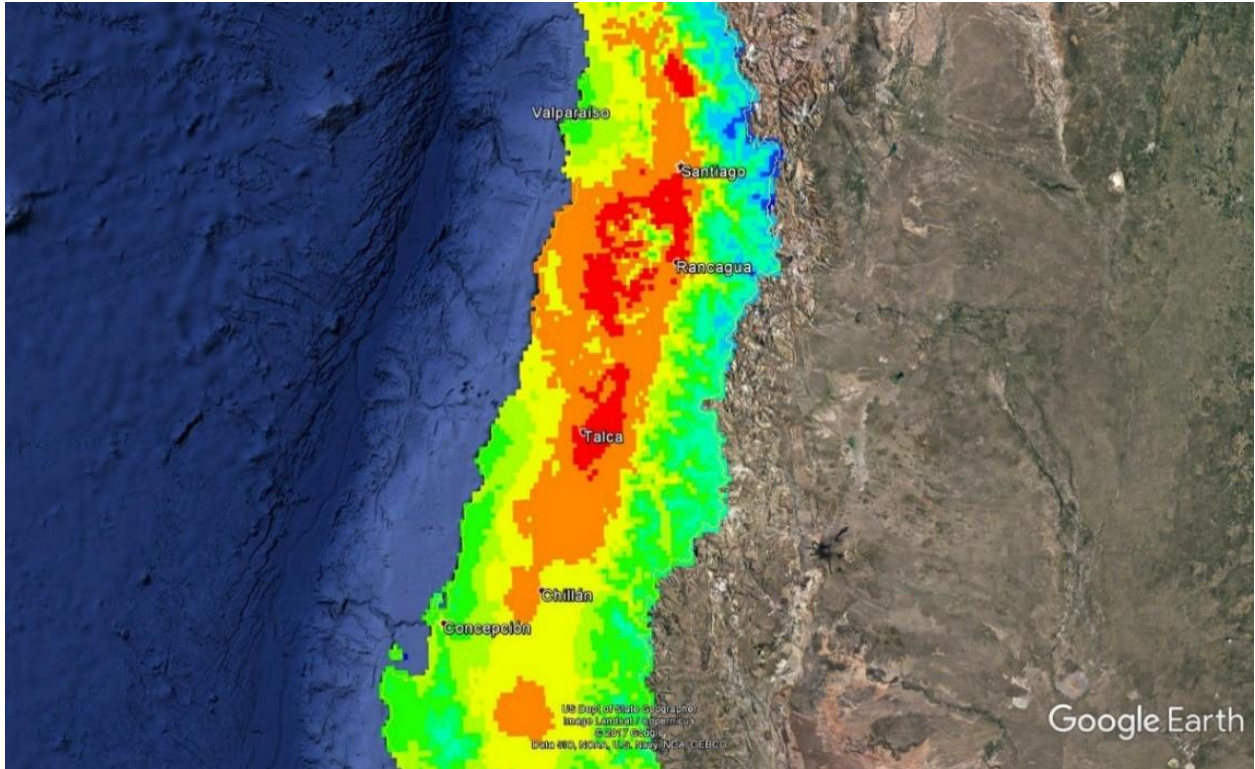


Figura 7-8: Zonas geográficas térmicas – Chile central

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.

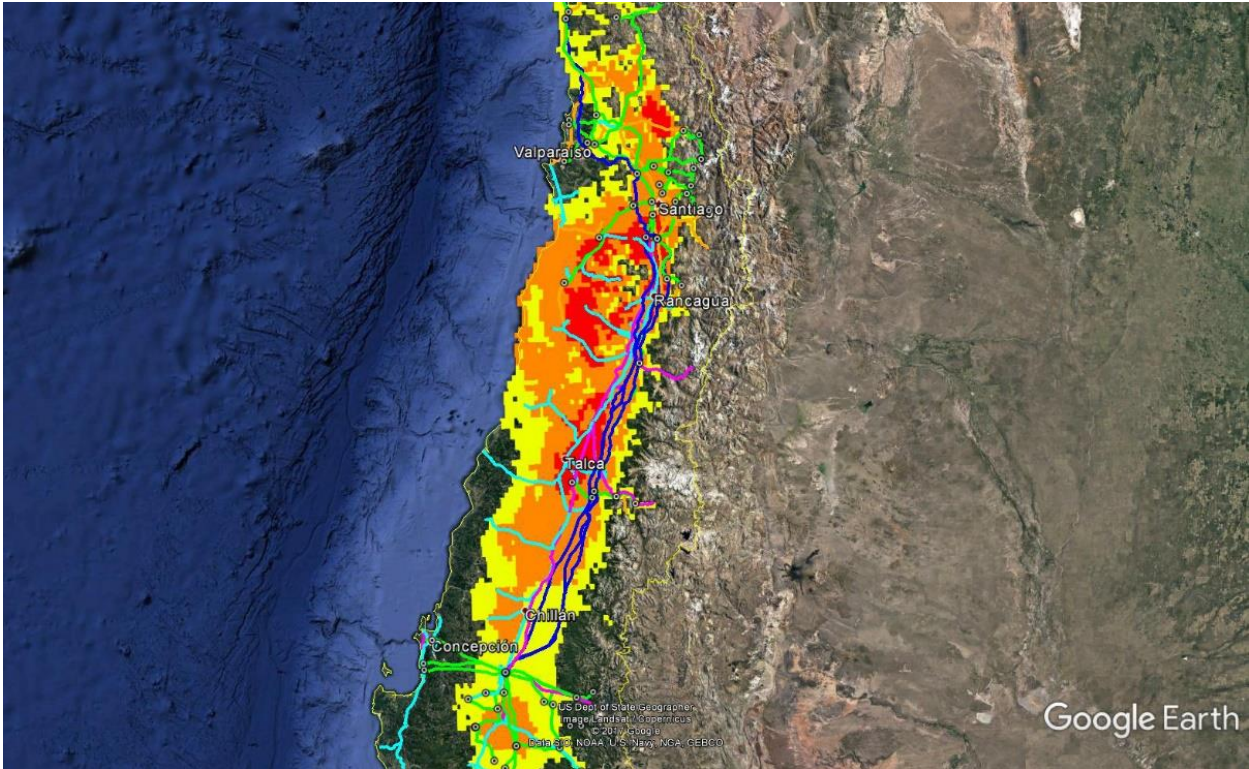


Figura 7-9: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central

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 obtienen sobre la base del 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 SMMM” 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 7-16: Costo de Falla de Larga Duración SEN

| Porcentaje de racionamiento | Costo Falla [US\$/MWh] |
|-----------------------------|------------------------|
| 0-5% | 405,98 |
| 5-10% | 437,49 |
| 10-20% | 510,20 |
| Sobre 20% | 568,41 |

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. Por otro lado, los valores de Costo de Falla de Corta Duración del SEN se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 7-17: Costo de Falla de Corta Duración SEN

| Sistema | Costo Falla [US\$/kWh] |
|---------|------------------------|
| SEN | 6,31 |

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 a 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 7-10 se muestra en la gráfica superior, la dispersión de costos operacionales anuales resultantes de la simulación de 34 series a través del algoritmo SDDP¹⁶, 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 señala 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).

¹⁶ Programación Dinámica Dual Estocástica o *Stochastic Dual Dynamic Programming*.

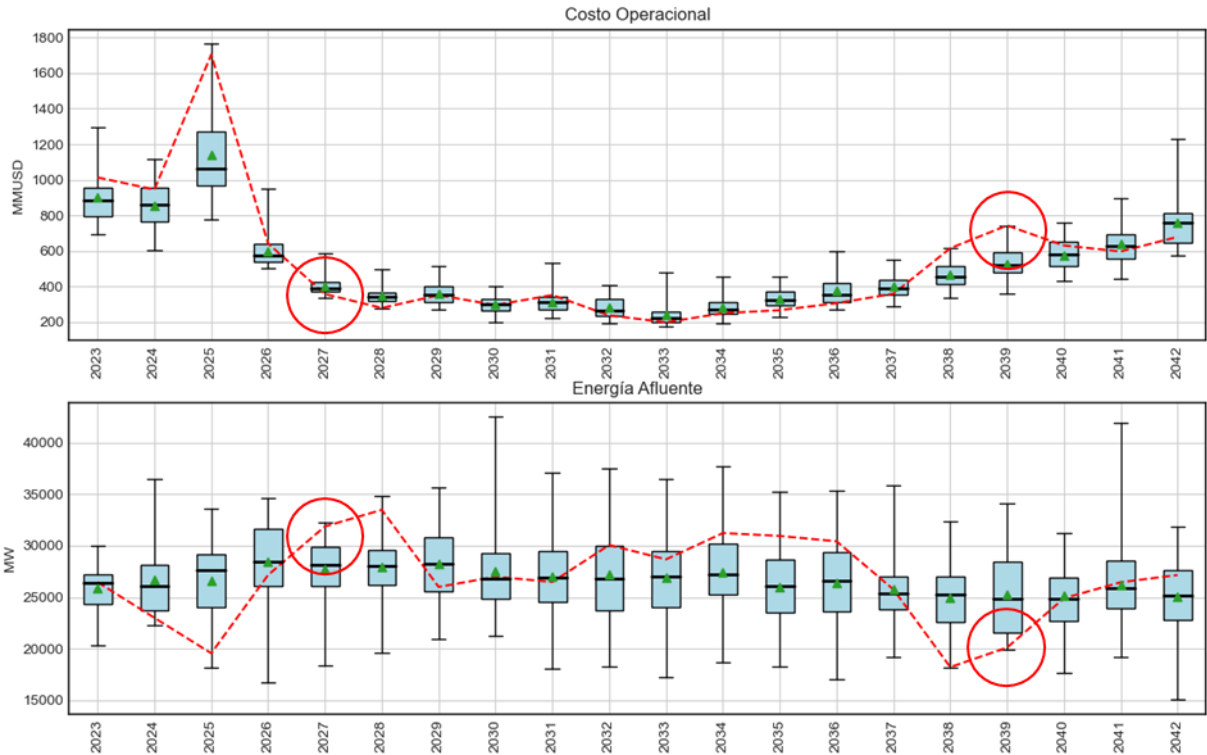


Figura 7-10: Dispersión de series de costos operacionales y de hidrologías

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 contraparte, cuando existe un menor costo operativo dada una mayor disponibilidad de recursos.

En la Figura 7-11 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, 75-100).

Comportamiento series hidrológicas

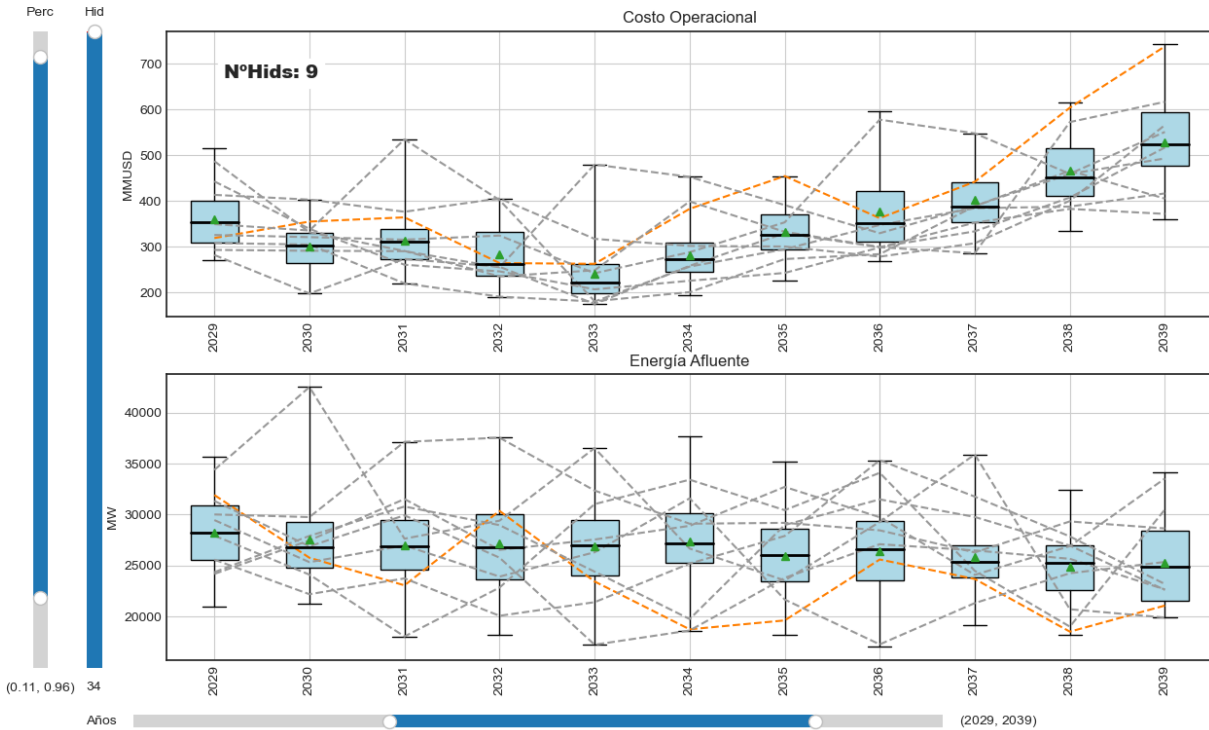


Figura 7-11: Comportamiento de costo operacional anual (I)

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 7-12 se muestra el comportamiento de costos operacionales de una simulación con treinta y cuatro series modeladas y una simulación con nueve series modeladas, considerando los resultados anuales asociados a la misma serie de datos (serie 29).

Comportamiento Costo Operacional

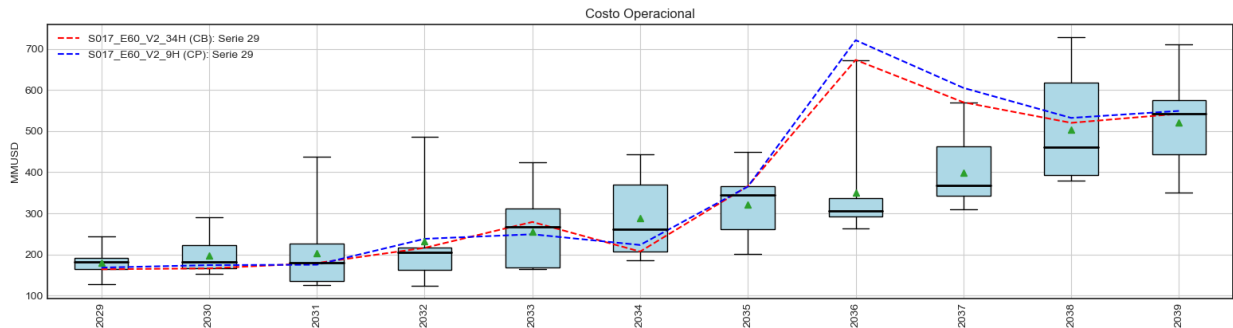


Figura 7-12: Comportamiento de costo operacional anual 9 (azul) y 34 series (roja)

Por otro lado, las evaluaciones realizadas para cada proyecto, 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 7-13) y el conjunto de 9 series (Figura 7-14) 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.

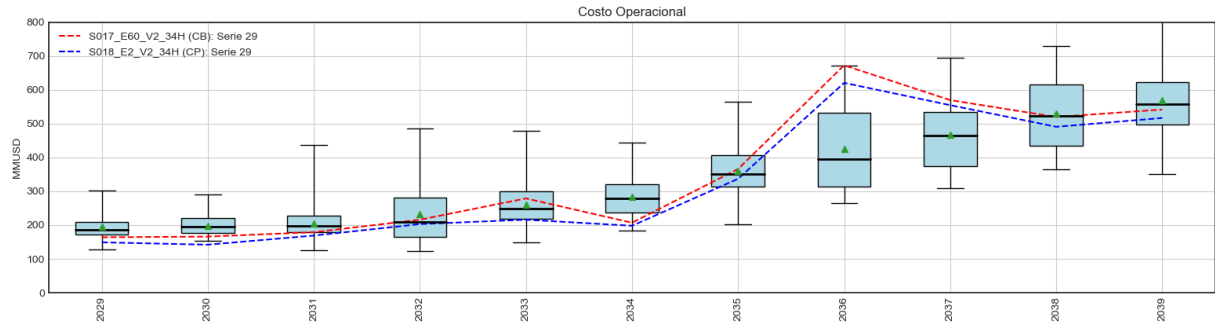


Figura 7-13: Evaluación económica 34 series

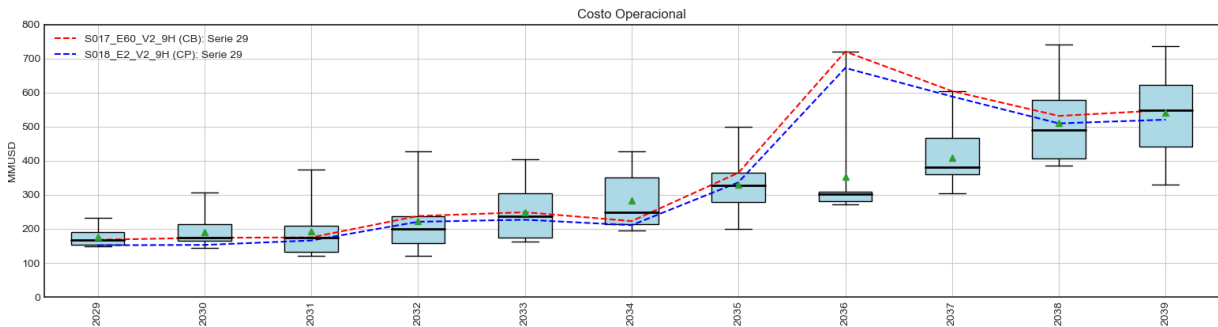


Figura 7-14: Evaluación económica 9 series

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 sobre las 34, permitiendo aumentar en aproximadamente 4 veces el número de simulaciones en la misma cantidad de tiempo al aprovechar el paralelismo.

Por otro lado, como parte del diagnóstico en cada caso, se efectúan análisis a través de distintas herramientas, que incluyen análisis topológicos, de comportamiento de flujos, congestiones,

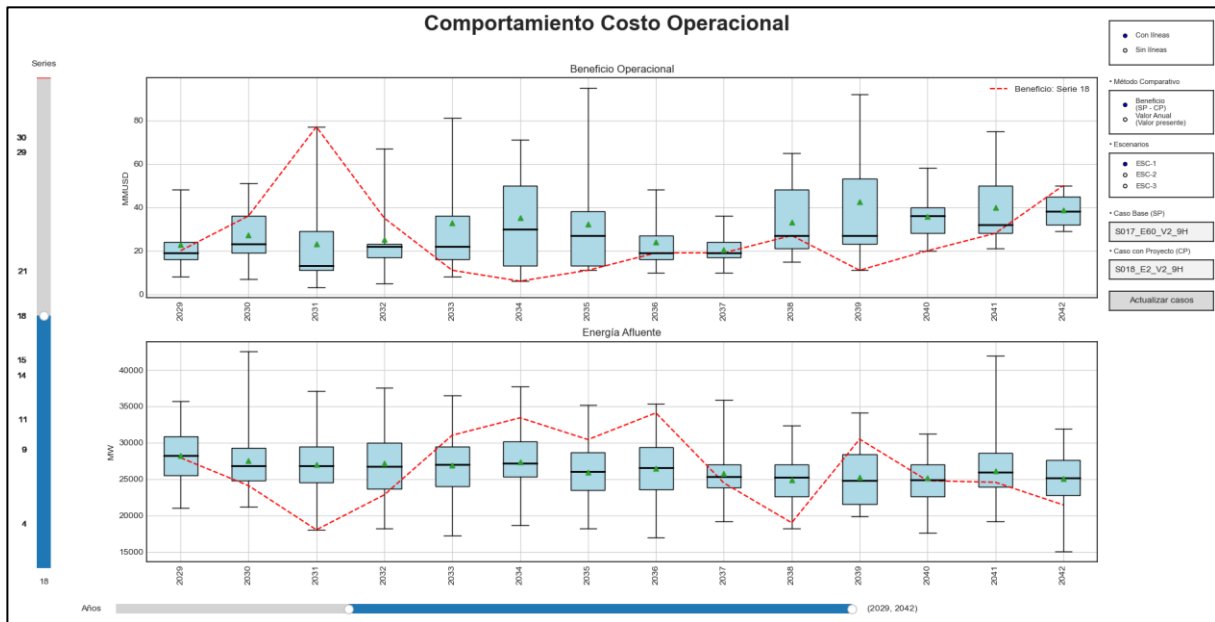


Figura 7-17: Análisis de comportamiento de beneficios operacionales

Los documentos para el análisis topológico y de flujos estimados¹⁷, 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 2024.

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:

¹⁷ 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 generados 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.

Cabe señalar que, 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 separadamente 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, esta no puede ser presentada 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 defina mediante la planificación de la transmisión o mediante el mecanismo de obra urgente.

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, en el que sólo 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 consistente con el 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 para aquellas que provenientes del análisis de suficiencia y eficiencia operacional), con el propósito de conseguir mejoras en la seguridad de servicio que enfrentan los clientes finales en los distintos sistemas de transmisión zonal.

De esta forma, se consideraron lo 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 de 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 nivel 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 2024, contempla una revisión del artículo 5-5 de la NTSyCS, con el objetivo de definir la pertinencia de la implementación del criterio de seguridad N-1 en la planificación de los sistemas de transmisión zonal. 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, y a diferencia de los procesos previos de expansión de la transmisión, 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 utilizó para efectos de definir, por sí sola, la incorporación de obras por seguridad en el abastecimiento.

Lo anterior, fundamentado en atención a 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.

Asimismo, resulta importante destacar el rol que se espera que juegue a este respecto los análisis a que se refiere el artículo 81 del Reglamento de Planificación, metodología que continuará siendo diseñada en el proceso de planificación anual correspondiente al año 2024.

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: identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, 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 2024”.

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

- Obtención de información técnica de 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 en la instancia constructiva del proyecto, sean estos por pérdida de abastecimiento de la demanda y/o limitación en la producción de la generación, u otros, se han considerado valores aproximados de los seguros respectivos, los cuales 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 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 ” del presente informe.

De los proyectos señalados en el inciso anterior, no pasarán a la siguiente etapa de Análisis Económico y serán 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

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 2024” de mayo de 2024, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 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 ésta 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 analizó el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a un conjunto de contingencias definidas en el numeral 8.4 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 al 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 sean efectos locales (Sistemas de Transmisión Zonal) o 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 incorporan análisis de impactos locales tal como se realizó en procesos previos, 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. Por otra parte, es del caso indicar que este tipo de análisis se retomará una vez concluida la revisión normativa señalada en el numeral indicado.

Asimismo, es conveniente 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.

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 SENAPRED (anteriormente

ONEMI)¹⁸, a través de distintas instituciones, tales como CONAF, SHOA, SERNAGEOMIN, y otros. Esta información se encuentra publicada en el sitio web de la SENAPRED, y también en el visor del riesgo que mantiene actualizado el MEN.

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 inundación¹⁹ y cota 30²⁰
- Incendios, a través de datos de densidad de incendios²¹

Esta información fue considerada como parte de los análisis de seguridad desarrollados, a efectos de incorporar los posibles efectos en 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 analizarán especialmente aquellas zonas del país caracterizadas por una alta concentración de centrales de generación en la zona costera, las cuales podrían ser estrictamente necesarias para el abastecimiento de la demanda de la zona.

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

Se realizarán 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 durante el terremoto y posterior maremoto de 2010, se tomará una ventana de indisponibilidad de abastecimiento de la demanda de 2 semanas²², 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.

¹⁸ <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

¹⁹ Carta de inundación de tsunami elaborada por SHOA. Disponible en <http://www.shoa.cl/php/citsu.php>

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

²¹ 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/>

²² Se considera que el evento de maremoto viene posterior a un terremoto, por lo tanto, se utilizan los datos de la época que indican que “el 80% de los habitantes de las zonas más afectadas no tuvo suministro eléctrico al día siguiente del terremoto, lo cual se redujo a sólo 0,4% dos semanas después, principalmente de las ciudades de Concepción y Talcahuano, más cercanas al epicentro”.

7.4.7.1.2 Incendio

En el caso de los incendios forestales, se analizarán 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 análisis realizados 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 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 el año 2029 o durante el año 2037²³, de manera independiente. 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 de combustible, es decir, la diferencia entre las condiciones (i) y (ii),

²³ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

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 encuentra asociado a optimizar su uso, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación se encuentra directamente asociado a 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 hidrológicos²⁴. 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 consideró observar 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 propuestos frente a hidrologías extremas, se extrajeron los costos de operación y falla para la simulación que contiene el set de proyectos promovidos, 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

²⁴ Mismos escenarios hidrológicos utilizados por el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo del primer semestre del año 2021 (Resolución Exenta N°35 del 01 de febrero de 2021).

marginales esperados por barras 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 las simulaciones también se extraen los montos de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resultante del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

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 entre las inyecciones y retiros de energía en el sistema, denominado “Riesgo de Transmisión”, calculando precios equivalentes de cada uno de éstos, en función de la valorización de la producción esperada para cada central de generación y el consumo esperado de cada retiro. Para estos efectos, se consideraron agrupaciones de unidades de generación, en base a criterios tales como propiedad o ubicación en el sistema, con el fin de representar el precio equivalente de producción de aquellas agrupaciones. El precio equivalente para cada barra de retiro se comparó respecto del precio de cada agrupación de unidades de generación, en valor absoluto, valorizándose esta diferencia con el nivel de consumo esperado de la barra, luego de lo cual se obtuvo el valor promedio de todas las comparaciones, conformándose el indicador para cada barra de retiro del sistema.

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

Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*²⁵, se determina la siguiente expresión:

$$PMRC = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{ret_{i,j,k}} \cdot Ret_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Ret_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

Donde,

PMRC: Precio medio de retiro por consumidor

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

De igual forma, para un conjunto significativo de barras de inyección, agrupadas en un *cluster*, se determina la siguiente expresión:

²⁵ Se entenderá por “clúster de consumo” la agrupación de consumidores que se hace sumando todo el retiro físico y monetario, de la misma forma se entenderá por “clúster de generación” la suma de la generación de todas las centrales de un productor de forma física y monetaria.

$$PMIP = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{iny_{i,j,k}} \cdot Iny_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Iny_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

Donde,

PMIP: Precio medio de inyección del productor

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

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

$$RT_c = \frac{\sum_{l=1}^n |(PMIP_l - PMRC_l)| \cdot Ret}{Cantidad\ de\ Productores\ Activos} (USD)$$

Donde,

RT_c: Riesgo de transmisión de un consumidor *c*.

PMIP: Precio medio de inyección del productor en un año.

PMRC: Precio medio de retiro de un consumidor

l: Productor activo en el año de análisis²⁶.

Al realizar la comparación del Riesgo de Transmisión para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto del plan de expansión propuesto respecto a las diferencias monetarias esperadas para cada año²⁷, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

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 alguna metodología de decisión bajo incertidumbre, evaluando cada una de las carteras referidas 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.

²⁶ Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

²⁷ Corresponde a años hidrológicos.

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.

Adicionalmente, la metodología de decisión bajo incertidumbre conocida como “minimizar el máximo arrepentimiento”, sólo 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.

Por otra parte, en virtud de lo señalado en el artículo 75 del Reglamento de Planificación, se podrán modificar las Obras Nuevas o de Ampliación incorporadas en procesos de planificación previos, siempre que estas no hayan sido adjudicadas por el Coordinador. Estas modificaciones corresponderán a situaciones excepcionales y deberán ser debidamente justificadas, en atención a nuevos análisis o antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de ejecutar la obra, o por razones de eficiencia y/o seguridad.

Finalmente, se podrán incorporar al Plan de Expansión proyectos de alguna de las carteras intermedias, cuando se identifique que dichos proyectos otorgan beneficios para el Sistema Eléctrico, o a una zona particular, y que no logran ser capturados por la metodología descrita previamente.

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 Apoyo Zona Calama

A continuación, se describen las obras promovidas y un resumen de los análisis efectuados en el Sistema de Transmisión Nacional en la zona entre las subestaciones Miraje, Kimal y Calama.

8.1.1.1 Obras Promovidas

- a) Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, energizada en 220 kV, entre la subestación Nueva Chuquicamata y la subestación Miraje, cuyo trazado tiene una longitud aproximada de 70 kilómetros con una capacidad de a lo menos, 1.700 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol con sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en las subestaciones antes mencionadas. Además, el proyecto considera el aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, a una capacidad de a lo menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

El objetivo del proyecto es permitir la inyección de energía renovable identificada en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y en los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) al Sistema Eléctrico Nacional, y generar un apoyo a la zona de Calama mejorando las condiciones de abastecimiento.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

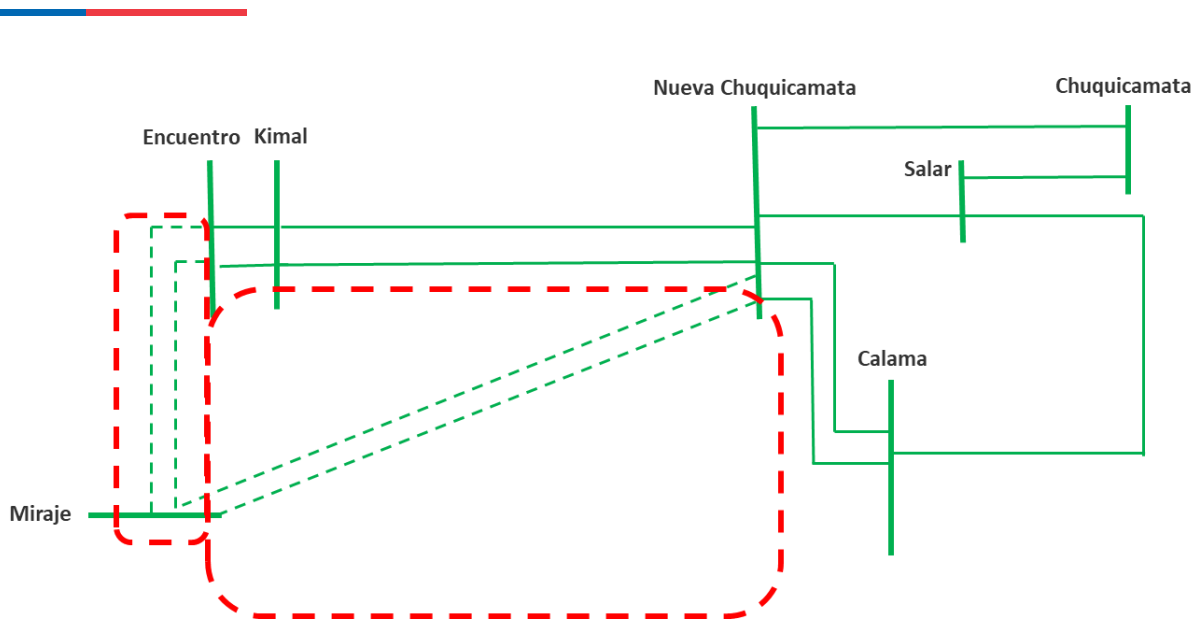


Figura 8-1: Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

8.1.1.2 Plan de Obras de Generación Relevante

Respecto a la generación considerada en la evaluación del proyecto, en la Figura 8-2 se muestra en polígonos de color verde, el potencial desarrollado en los EGPT en la zona estudiada, y en la Figura 8-3 se muestra el desarrollo de estos EGPT por escenario.

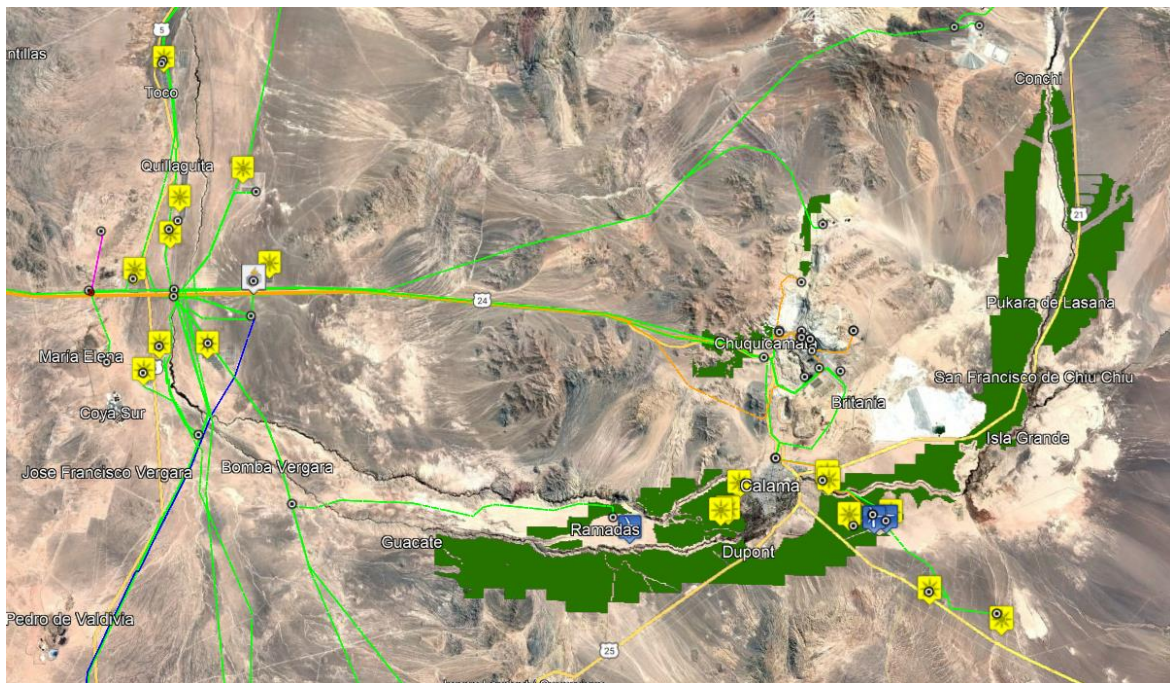


Figura 8-2: Potencial eólico EGPT zona Miraje – Nueva Chuquicamata

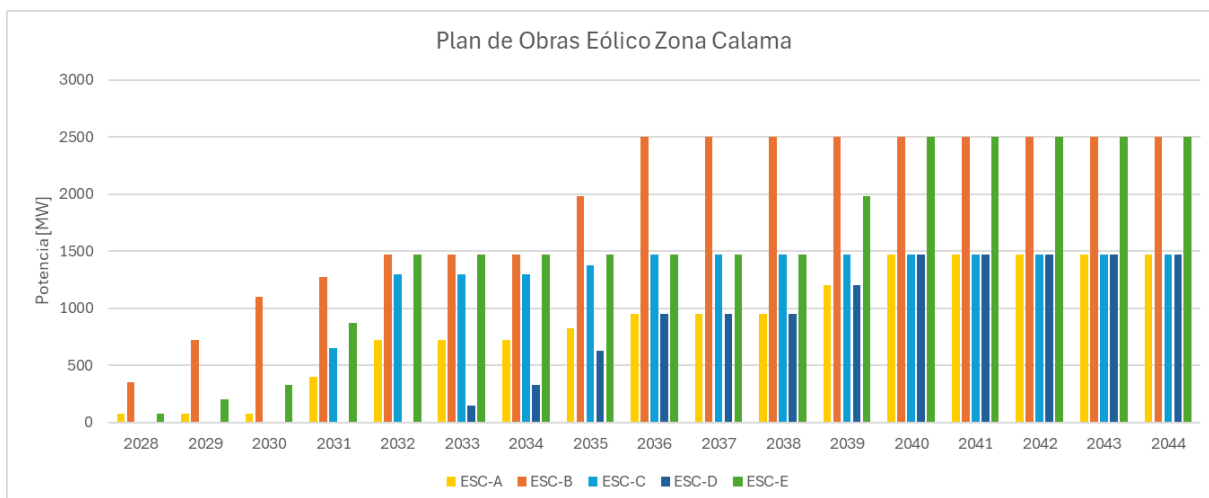


Figura 8-3: Plan de obras eólico en la zona de Calama considerado en los distintos escenarios

8.1.1.3 Portafolio de Obras

Como parte de los análisis de las obras propuestas, se consideran las expansiones futuras que, según los antecedentes actuales, son eficientes de considerar en el sistema dentro del horizonte 2024-2044, con el propósito de observar el equilibrio del beneficio futuro en distintos escenarios.

Tabla 8-1: Portafolio de obras para la evaluación de la obra Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje -Encuentro

| Obras | Plan de Expansión Previsto |
|--|----------------------------|
| Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV | 2024 (actual) |
| Ampliación en S/E Miraje 220 kV | 2024 (actual) |
| Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Miraje | 2024 (actual) |
| Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV | 2024 (actual) |
| Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata y Nuevo Patio 500 kV | 2028-2029 |
| Ampliación en S/E Miraje y Nuevo Patio 500 kV | 2028-2029 |
| Seccionamiento Línea 2x500 kV Kimal – Los Changos en S/E Miraje 500 kV | 2028-2029 |

Las obras de expansión previstas para planes futuros listadas en la Tabla 8-1 serán nuevamente analizadas y revisadas en siguientes planes de expansión, por lo que podrían tener modificaciones.

A continuación, se presentan los análisis y resultados que permiten dar cuenta de los beneficios potenciales de la zona y que justifican la elección de la obra promovida en el presente plan de expansión. Así, en primera instancia se analizarán los flujos esperados por las líneas, y luego los beneficios proyectados ante la incorporación de la obra en los distintos escenarios. Lo anterior, se revisará para el caso en el que se promoviera la línea que va entre Nueva Chuquicamata y

Miraje energizada en 500 kV, y se contrastará con el caso que se promueve en el presente plan de expansión, correspondiente a la línea energizada en 220 kV.

8.1.1.4 Modelación y Proyección de Restricciones de Transmisión

a) Caso sin obras adicionales en la zona.

Considerando el potencial de energías renovables y la demanda proyectada de la zona, de no desarrollarse nuevos proyectos de transmisión se identifican congestiones relevantes en la línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata, resultante del seccionamiento en la subestación Nueva Chuquicamata de las líneas 1x220 kV Kimal – Chuquicamata y 1x220 kV Kimal – Salar. Estas congestiones se identifican hacia Nueva Chuquicamata, y hacia Kimal ante la entrada en operación del HVDC Kimal – Lo Aguirre (ver Figura 8-4).

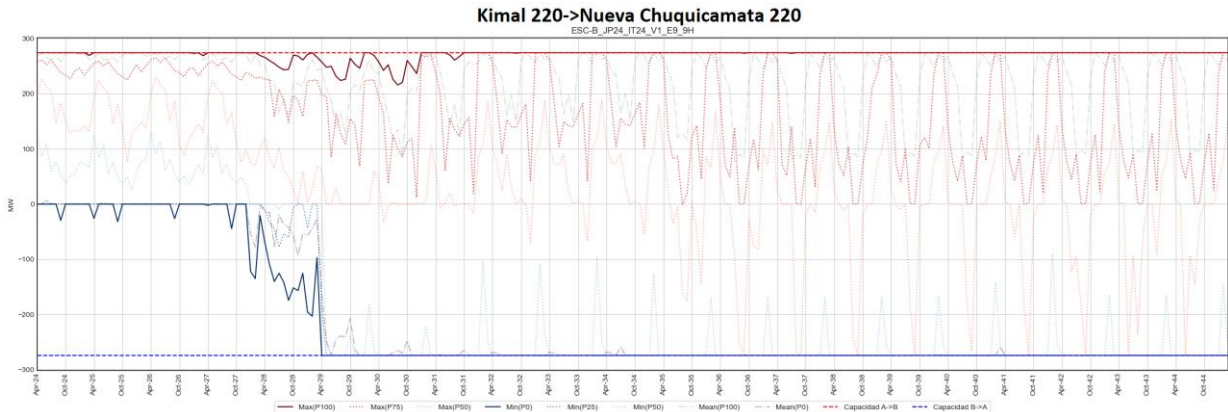


Figura 8-4: Transferencias esperadas por la línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata

También se identifican importantes congestiones en la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro una vez que entre en operación el HVDC Kimal – Lo Aguirre, como se puede ver en la Figura 8-5.

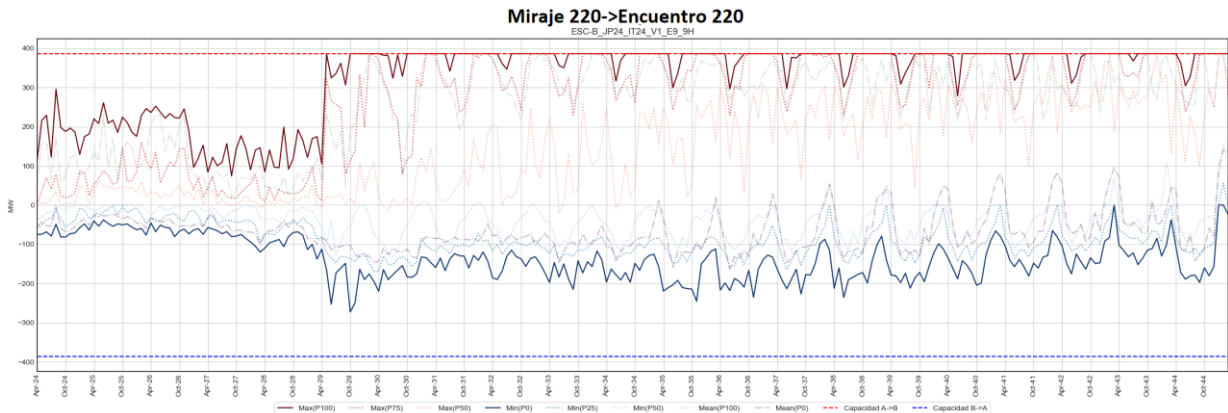


Figura 8-5. Transferencias esperadas por la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

b) Caso con obras adicionales en la zona: Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

A partir de los antecedentes mencionados, y considerando las alternativas propuestas en la zona, para cuantificar los beneficios del alto potencial de dicha zona, se analiza la alternativa de una Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje de 1.700 MVA (con sus respectivos patios de transformación y seccionamiento de la línea 2x500 kV Kimal – Los Changos en subestación Miraje 500 kV), y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, a 1.000 MVA. Bajo este escenario, la nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, permitiría transferir aproximadamente 1.600 MVA desde Nueva Chuquicamata hacia Miraje, permitiendo evacuar el potencial existente en la zona. En la Figura 8-6 se muestran las transferencias por la línea en 500 kV.

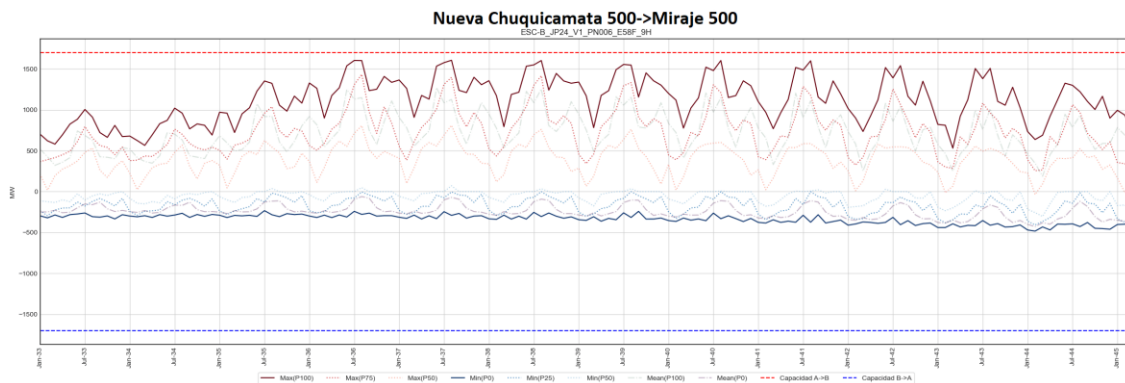


Figura 8-6: Transferencias esperadas por la Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje

A su vez, el proyecto permite aumentar las transferencias de la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, como se muestra en la Figura 8-7.

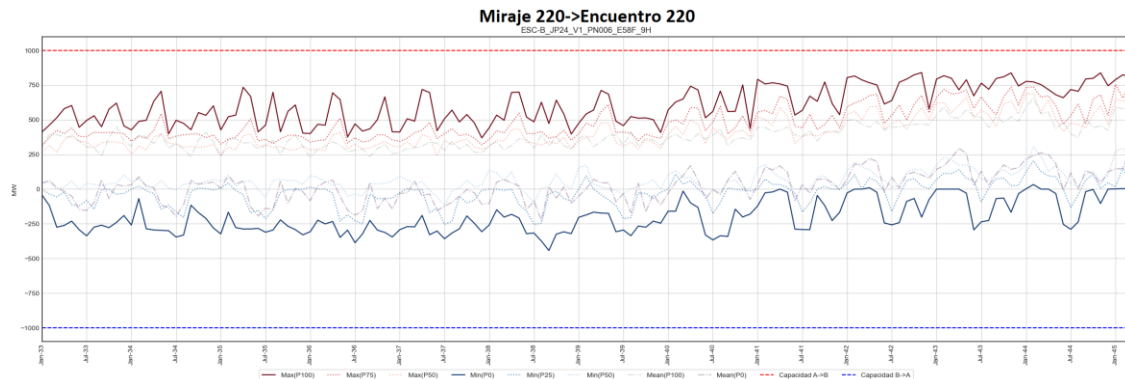


Figura 8-7: Transferencias esperadas por la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, con la línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje en operación

En este escenario, las transferencias por la línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata hacia Nueva Chuquicamata disminuyen, como se muestra en la Figura 8-8, quedando la zona abastecida también por la línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje.

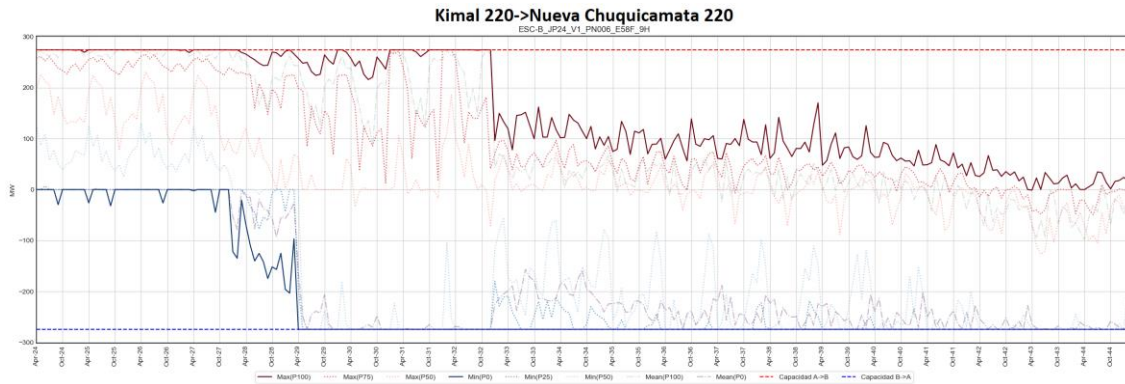


Figura 8-8: Transferencias esperadas por la línea 2x500 kV Kimal – Nueva Chuquicamata, cuando se energiza en 500 kV la línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV

- c) Caso con obras adicionales en la zona: Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

Se analiza a continuación la alternativa de construir una nueva línea 2x500 kV entre Nueva Chuquicamata y Miraje, pero energizada en 220 kV, de tal forma de permitir energizar la línea de transmisión en 500 kV en años posteriores. Bajo este nuevo escenario, con el proyecto Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, se observa una disminución de los flujos de la línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata hacia Nueva Chuquicamata, producto de que el abastecimiento de la demanda de la zona también será compartido con la nueva línea (ver Figura 8-9). A su vez, el proyecto permite aumentar las transferencias por la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, principalmente hacia Encuentro (Ver Figura 8-10).



Figura 8-9: Transferencias esperadas por la línea 2x500 kV Kimal – Nueva Chuquicamata, energizada en 220 kV, cuando entra en servicio el proyecto.

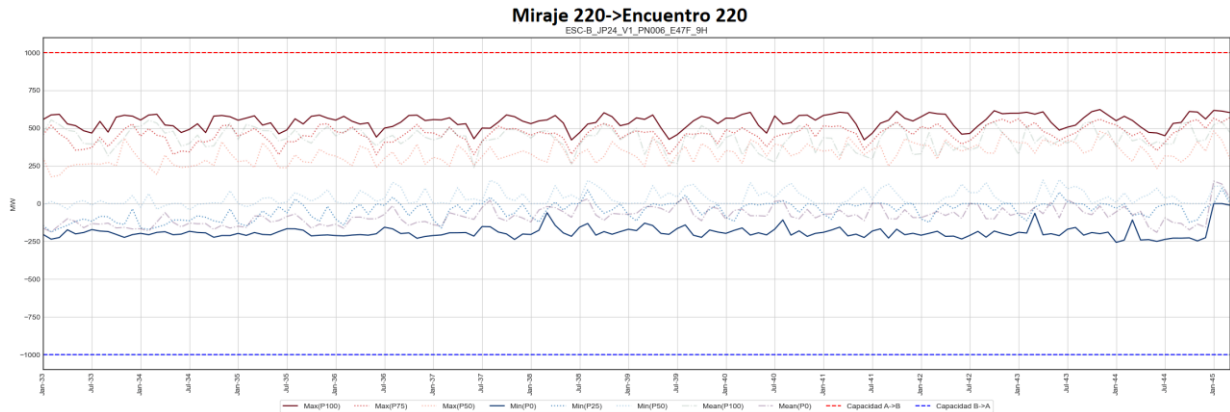


Figura 8-10: Transferencias esperadas por la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, cuando entra en servicio el proyecto.

Las transferencias esperadas por uno de los circuitos de la Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV se pueden ver en la Figura 8-11. En la figura, se puede observar que las transferencias se encuentran limitadas desde Nueva Chuquicamata hacia Miraje a un límite inferior a la capacidad de la línea. Lo anterior se debe a que el corredor paralelo 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata se encuentra limitado hacia Kimal. La condición anterior se mantendría de no realizar una nueva ampliación en la zona, por lo que, para evacuar el potencial existente, se evidencia la necesidad de realizar un proyecto futuro. Así, de los análisis realizados anteriormente, al energizar en 500 kV esta condición desaparecería.

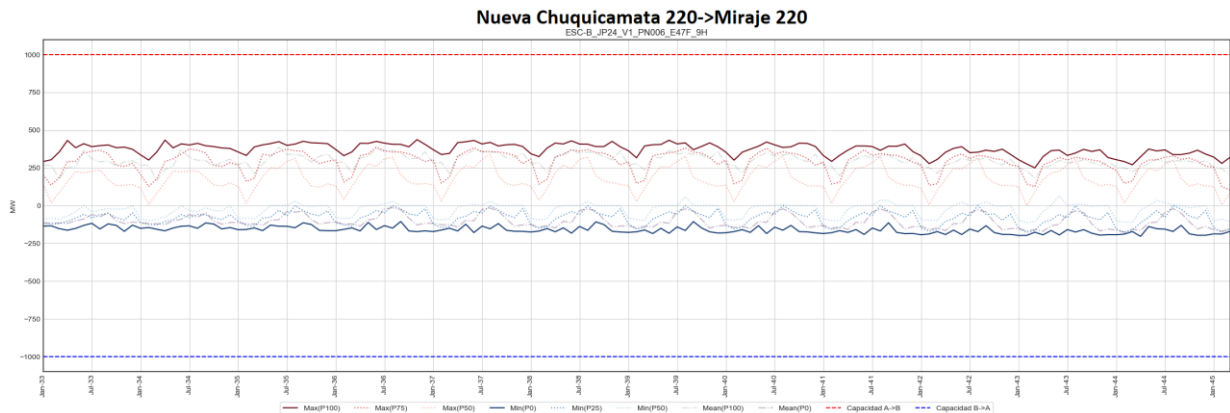


Figura 8-11: Transferencias esperadas por uno de los circuitos de la Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV.

8.1.1.5 Beneficios Projectados y Sensibilidades

- a) Caso Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

Al realizar la evaluación económica de esta alternativa, y en consistencia con los flujos anteriormente señalados, se evidencian grandes beneficios de la obra en todos los escenarios. Ahora bien, también se muestra que el proyecto podría esperar su implementación, principalmente por el alto V.A.T.T. en los primeros años.

Tabla 8-2: Evaluación económica de la alternativa 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, valores en millones de dólares

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - | - |
| 2033 | - 12.7 | 3.6 | - 2.5 | - 12.2 | 7.0 | - 14.5 |
| 2034 | - 11.9 | 9.5 | 1.3 | - 12.1 | 13.0 | - 13.8 |
| 2035 | - 10.4 | 34.2 | 5.4 | - 11.6 | 15.0 | - 13.0 |
| 2036 | - 8.2 | 61.8 | 11.5 | - 8.6 | 13.4 | - 12.4 |
| 2037 | - 8.3 | 67.0 | 12.1 | - 8.1 | 14.6 | - 11.7 |
| 2038 | - 7.7 | 75.1 | 16.7 | - 6.9 | 18.3 | - 11.1 |
| 2039 | - 2.6 | 73.7 | 16.3 | - 2.1 | 46.4 | - 10.5 |
| 2040 | 4.9 | 78.9 | 16.8 | 6.3 | 45.0 | - 10.0 |
| 2041 | 9.8 | 78.3 | 18.5 | 7.6 | 44.5 | - 9.5 |
| 2042 | 10.7 | 83.2 | 20.9 | 10.1 | 53.5 | - 9.0 |
| 2043 | 13.8 | 94.8 | 24.4 | 14.0 | 81.2 | - 8.5 |
| 2044 | 14.6 | 73.1 | 15.0 | 13.6 | 74.4 | - 8.1 |
| Total | - 7.9 | 733.0 | 156.4 | - 10.1 | 426.4 | - 132.0 |
| VP Perpetuidad | 226.7 | 1,440.3 | 345.2 | 217.8 | 1,208.9 | - 146.4 |
| Costo con Perpetuidad | 218.8 | 2,173.3 | 501.6 | 207.7 | 1,635.4 | - 278.4 |

- b) Caso con obras adicionales en la zona: Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

Al realizar la evaluación económica de esta alternativa se evidencian beneficios relevantes en todos los escenarios, los que muestran que el proyecto debe proponerse en el presente plan de expansión.

Tabla 8-3: Evaluación económica del proyecto Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje -Encuentro, valores en millones de dólares

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - | - |
| 2033 | - 5.1 | 9.5 | 2.9 | - 5.2 | 9.2 | - 7.1 |
| 2034 | - 4.7 | 13.7 | 5.5 | - 5.4 | 13.4 | - 6.8 |
| 2035 | - 3.8 | 26.3 | 8.4 | - 5.3 | 14.7 | - 6.4 |
| 2036 | - 2.0 | 38.9 | 12.0 | - 2.7 | 12.6 | - 6.1 |
| 2037 | - 2.5 | 39.8 | 12.5 | - 2.5 | 13.4 | - 5.8 |
| 2038 | - 2.3 | 43.9 | 15.5 | - 1.8 | 15.7 | - 5.5 |
| 2039 | 1.5 | 44.4 | 14.6 | 1.9 | 26.9 | - 5.2 |
| 2040 | 6.1 | 43.3 | 14.4 | 7.1 | 27.7 | - 4.9 |
| 2041 | 9.3 | 42.5 | 14.8 | 7.7 | 26.7 | - 4.7 |
| 2042 | 9.4 | 42.1 | 15.5 | 9.0 | 28.9 | - 4.4 |
| 2043 | 10.9 | 46.3 | 16.0 | 11.0 | 36.9 | - 4.2 |
| 2044 | 10.3 | 37.1 | 10.7 | 10.6 | 28.5 | - 4.0 |
| Total | 27.0 | 427.8 | 142.7 | 24.3 | 254.7 | - 64.9 |
| VP Perpetuidad | 176.2 | 720.5 | 241.0 | 176.7 | 542.2 | - 72.0 |
| Costo con Perpetuidad | 203.2 | 1,148.3 | 383.6 | 201.0 | 796.9 | - 136.9 |

c) Comparación de beneficios de ambas soluciones

Al comparar los beneficios de la energización en 500 kV, en un escenario donde se encuentra en operación la Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata –Miraje, energizada en 220 kV, se verifica que la energización en 500 kV es una alternativa que genera relevantes beneficios al sistema, pero que además su implementación puede esperar algunos años, ya que el alto V.A.T.T. de la energización en 500 kV resta beneficios. Por ejemplo, en el escenario B resultan beneficios positivos al tercer año luego de que entra en operación la línea energizada en 220 kV, mientras que en el Escenario E ocurre al tercer año (ver Tabla 8-4).

Tabla 8-4: Beneficio anual del proyecto al energizar en 500 kV la Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV, valores en millones de dólares

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|---------------|--------------|------------|---------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - | - |
| 2033 | - 8.5 | - 6.8 | - 6.3 | - 7.9 | - 3.1 | - 8.3 |
| 2034 | - 8.0 | - 5.1 | - 5.0 | - 7.5 | - 1.3 | - 7.9 |
| 2035 | - 7.5 | 7.1 | - 3.8 | - 7.2 | - 0.5 | - 7.5 |
| 2036 | - 7.0 | 22.1 | - 1.3 | - 6.7 | - 0.0 | - 7.1 |
| 2037 | - 6.6 | 26.4 | - 1.1 | - 6.4 | 0.5 | - 6.7 |
| 2038 | - 6.1 | 30.5 | 0.5 | - 5.8 | 1.9 | - 6.3 |
| 2039 | - 4.8 | 28.6 | 1.0 | - 4.7 | 18.8 | - 6.0 |
| 2040 | - 1.8 | 35.0 | 1.8 | - 1.4 | 16.7 | - 5.7 |
| 2041 | - 0.1 | 35.2 | 3.1 | - 0.7 | 17.2 | - 5.4 |
| 2042 | 0.8 | 40.5 | 4.9 | 0.5 | 24.0 | - 5.1 |
| 2043 | 2.4 | 47.9 | 7.9 | 2.5 | 43.7 | - 4.9 |
| 2044 | 3.8 | 35.4 | 3.8 | 2.4 | 45.5 | - 4.6 |
| Total | - 43.2 | 296.8 | 5.4 | - 42.7 | 163.4 | - 75.4 |
| VP Perpetuidad | 41.2 | 710.6 | 95.0 | 31.8 | 657.5 | - 83.7 |
| Costo con Perpetuidad | - 2.0 | 1,007.4 | 100.4 | - 10.9 | 820.9 | - 159.1 |

Así, de los análisis y resultados anteriores:

- a. Se evidencia que el sistema eléctrico tiene la necesidad de contar con un proyecto que permita evacuar el potencial de la zona y que a su vez sirva de apoyo para abastecer la demanda de esta.
- b. La construcción de una línea de transmisión entre Nueva Chuquicamata y Miraje en 220 kV, escalable a una mayor capacidad en el futuro, en conjunto con el aumento de capacidad de la línea Miraje – Encuentro, presenta beneficios desde la entrada en operación de la línea en 220 kV, y permite capturar beneficios venideros. Así, la opción propuesta en 220 kV presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, y a la vez admite una futura energización en 500 kV para evacuar el alto potencial de la zona.
- c. La implementación de una línea de transmisión en 500 kV entre Nueva Chuquicamata y Miraje, en conjunto con el aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, permitiendo evacuar el alto potencial de la zona. Sin embargo, resulta postergable ya que en los primeros años de operación los beneficios capturados son mayores si se construye la línea energizada en 220 kV, producto principalmente del alto V.A.T.T. de construir desde un inicio la opción en 500 kV.

Con todo lo anterior, los resultados y análisis muestran que el proyecto Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje -Encuentro, debe incluirse en el presente plan de expansión.

Finalmente, cabe señalar que la energización en 500 kV y cualquier otra obra complementaria en la zona será reevaluada en los siguientes planes de expansión. Las evaluaciones de la obra en 500 kV, presentadas con las especificaciones consideradas en estos análisis, sirven para dar cuenta del beneficio potencial de una obra de similares características en la zona, y de la oportunidad en que esta debe ser desarrollada.

8.1.1.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto 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.

La Tabla 8-5 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y aumento de capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro”, para cada escenario de simulación de acuerdo con los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

Tabla 8-5: Beneficios anuales Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV y Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.586 | 45.511 | 27.917 | 17.378 | 43.951 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16.246 | 44.226 | 27.396 | 17.041 | 43.017 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 16.383 | 44.363 | 27.533 | 17.177 | 43.154 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 203 | 1.148 | 384 | 201 | 797 |

Los resultados muestran la evaluación considerando la obra completa en un plazo de 60 meses, y muestran que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, Energizada en 220 kV y aumento de capacidad Línea 2x220 kV Miraje – Encuentro” en el presente proceso de expansión.

8.1.2 Apoyo Troncal Centro – Sur

A continuación, se describen las obras promovidas y un resumen de los análisis efectuados en el Sistema de Transmisión Nacional centro – sur.

8.1.2.1 Obras Promovidas

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

Consiste en la instalación de un equipo STATCOM de 200 MVar en la barra 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 elevar los límites de transmisión en el corredor de 500 kV Centro – Sur.

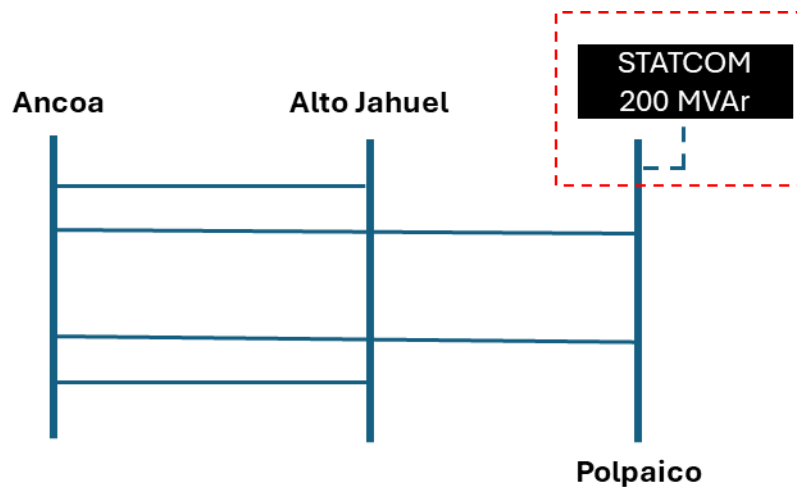


Figura 8-12: Diagrama simplificado STATCOM de 200 MVar en S/E Polpaico

b) Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias

- **Seccionadora Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV**

La S/E Tiuquilemu se encontrará al norte de la comuna de San Carlos en la Región del Ñuble y tiene por objetivo seccionar la línea Entre Ríos – Ancoa 500 kV C1, y permitir la conexión de la nueva línea 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel. Además, considera espacio para la conexión de nuevos proyectos y espacio y terreno nivelado para un patio en 220 kV.

- **Nueva S/E Tiquel 500/220 kV**

La nueva S/E Tiquel se encontrará al sureste de Pocillas, en la comuna de Cauquenes, en la Región del Maule, y permitirá la conexión de la línea 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, permitiendo un uso más eficiente de los corredores de 220 kV y una vía de interconexión al sistema de 500 kV. La S/E Tiquel contará con dos transformadores 500/220 kV de 750 MVA.

Se considera espacio para la conexión de nuevos proyectos en los patios de 500 kV y 220 kV y para un tercer y cuarto transformador, los que serán evaluados en los siguientes procesos de expansión.

La ubicación estimada de la S/E Tiquel tiene como objetivo permitir la conexión de proyectos futuros, teniendo a la vista el potencial de generación eólica identificado en la PELP, así como antecedentes de desarrolladores en la zona.



Figura 8-13: Potencial eólico y ubicación estimada de S/E Tiquel

- **Nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu**

Consiste en una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la nueva subestación Tiuquilemu y la nueva subestación Tiquel, cuyo trazado en línea recta tiene una longitud aproximada de 44 kilómetros con una capacidad de, a lo menos, 2.300 MVA por circuito a 35°C con sol.

- **Nueva Línea 2x220 kV Las Delicias – Tiquel**

Consiste en una nueva línea de transmisión 2x220 kV, entre la nueva subestación Tiquel y la subestación Las Delicias, cuyo trazado en línea recta tiene una longitud aproximada de 26 kilómetros con una capacidad de, a lo menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

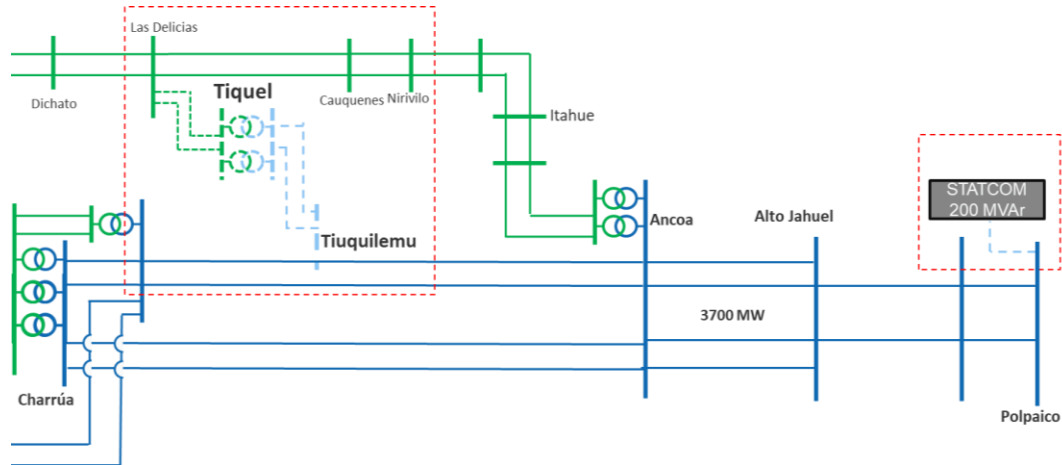


Figura 8-14: Diagrama simplificado de obras "Apoyo Troncal Centro - Sur"

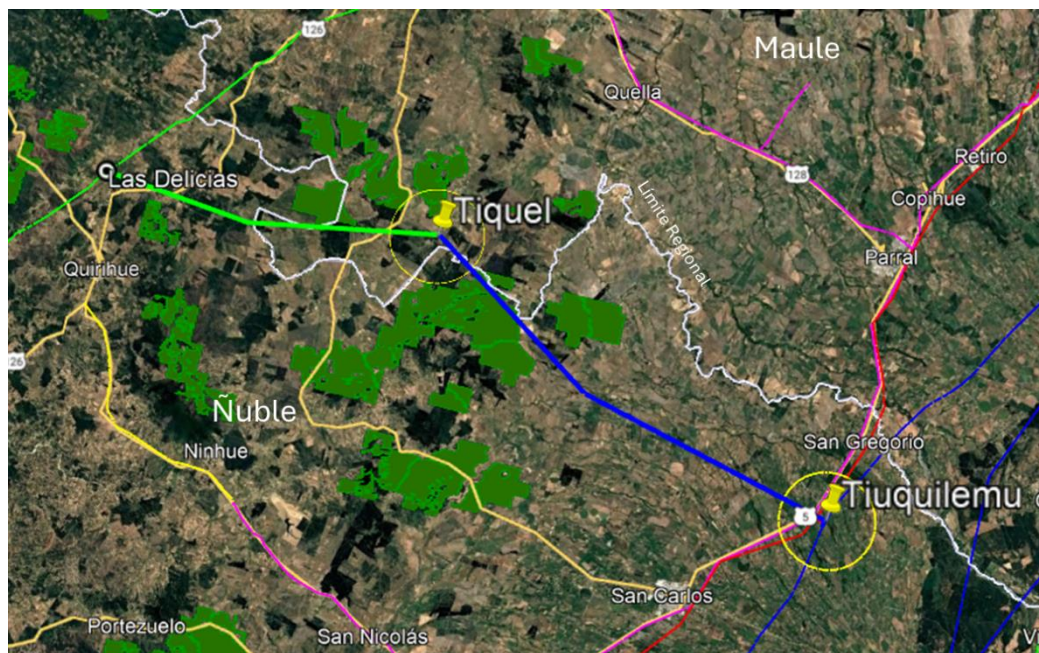


Figura 8-15: Diagrama georreferenciado de obras "Apoyo Troncal Centro - Sur"

c) Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

El proyecto consiste en el desarrollo de un enlace HVDC entre la barra de 500 kV de S/E Lo Aguirre, en la Región Metropolitana, y la barra de 500 kV en S/E Entre Ríos, en la Región del Ñuble.

El proyecto considera un enlace de a lo menos ± 600 kV en tecnología VSC, de aproximadamente 460 km de línea de transmisión, y 4 subestaciones convertoras HVAC/HVDC, dos en cada subestación, permitiendo una transferencia total de 3.000 MW.

El objetivo del proyecto es aliviar las congestiones del corredor Centro – Sur, permitir la evacuación de energía proveniente principalmente de centrales eólicas en la zona sur,

umentar la seguridad del sistema y mejorar las condiciones de abastecimiento a mínimo costo para las zonas norte, centro y sur.

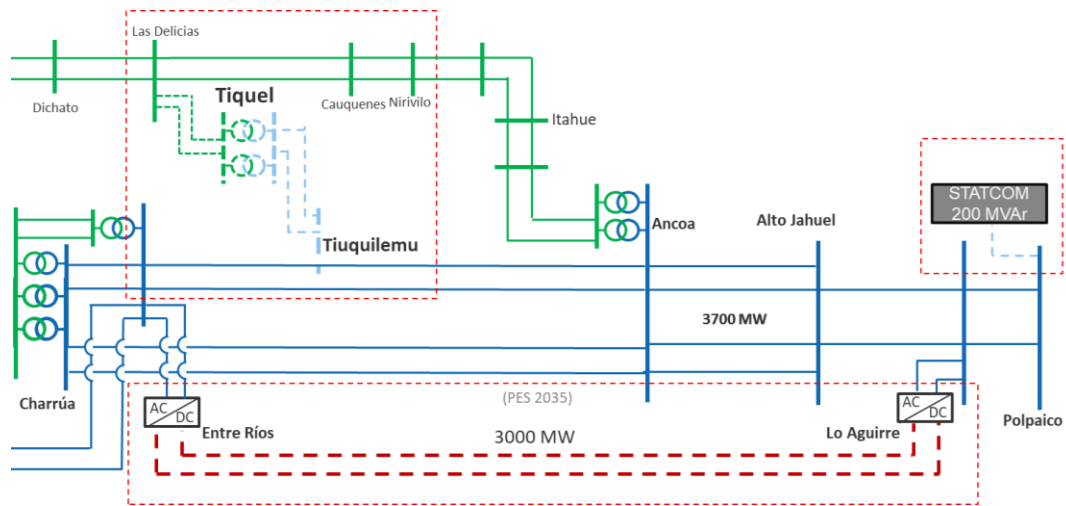


Figura 8-16: Diagrama simplificado HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

8.1.2.2 Plan de Obras de Generación Relevante

A continuación, se muestran los resultados generales del sistema y un subconjunto relevante de centrales eólicas, que forman parte de los EGPT descritos en el capítulo 7.3.4, para 4 zonas de interés: Troncal Costero, Charrúa – Concepción, Charrúa – Mulchén y Temuco al sur.

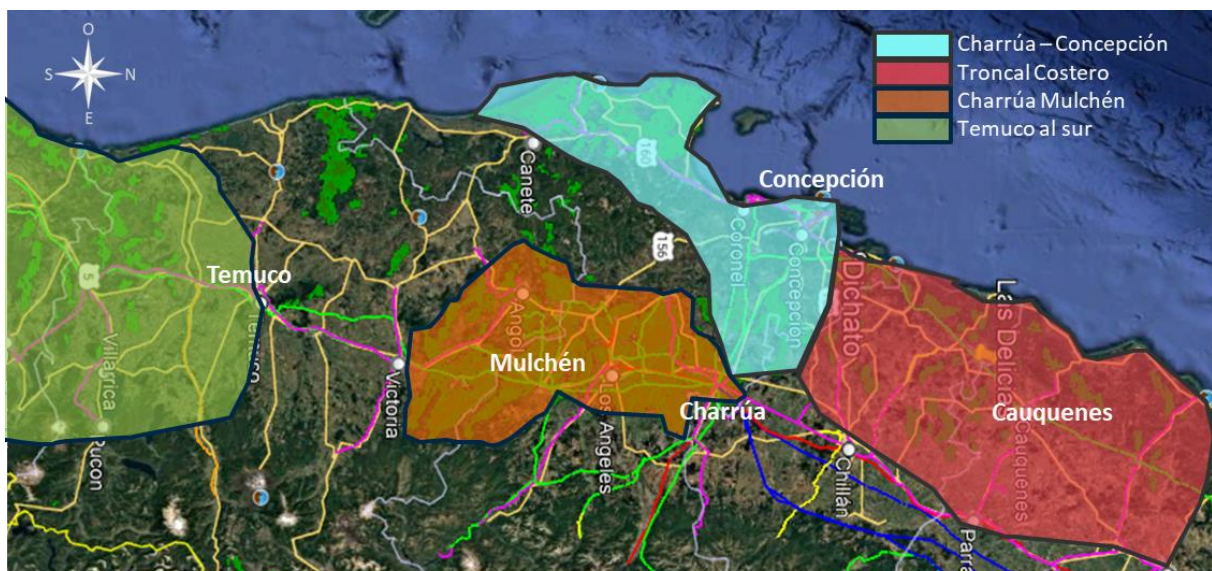


Figura 8-17: Agrupación Plan de Obras Apoyo Troncal Centro – Sur (referencial)

En las siguientes figuras, se muestra la potencia instalada de centrales eólicas por año para cada una de las zonas descritas y su respectiva comparación respecto al ajuste e implementación de la PELP del Plan de Expansión 2023.

a) Sistema

A continuación, se presenta la potencia instalada por zona, para cada una de las tecnologías presentes en el sistema, con el objetivo de visualizar su concentración en el país.

Cada zona se compone por la siguiente distribución regional:

Norte:

- Arica y Parinacota
- Tarapacá
- Antofagasta
- Atacama
- Coquimbo

Centro:

- Valparaíso
- Metropolitana de Santiago

Sur:

- Libertador General Bernardo O'Higgins
- Maule
- Ñuble
- Biobío
- Araucanía
- Los Ríos
- Los Lagos
- Magallanes y de la Antártica Chilena

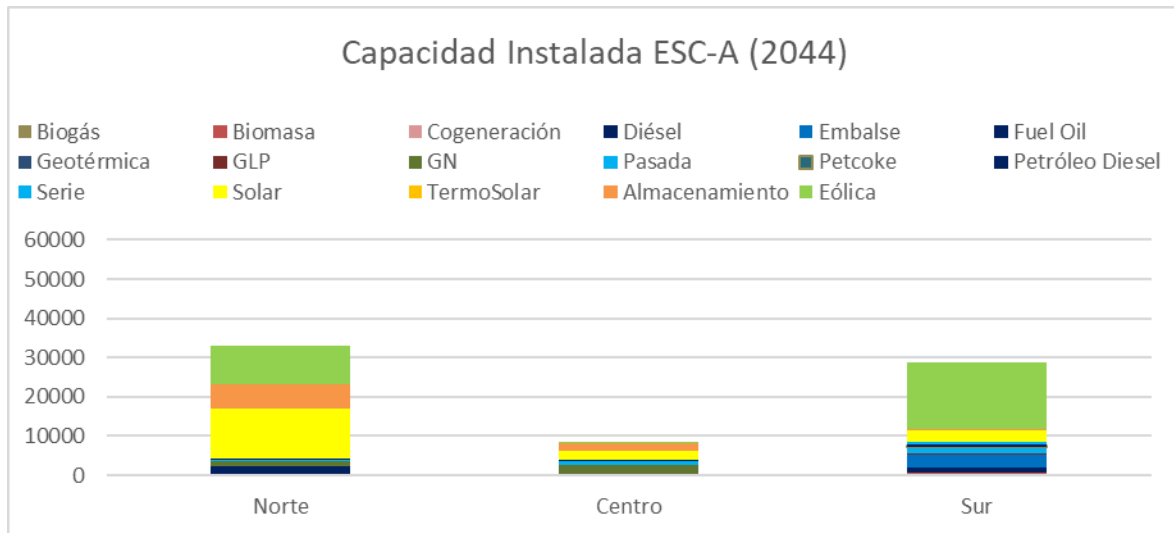


Figura 8-18: Potencia instalada ESC-A (2044)

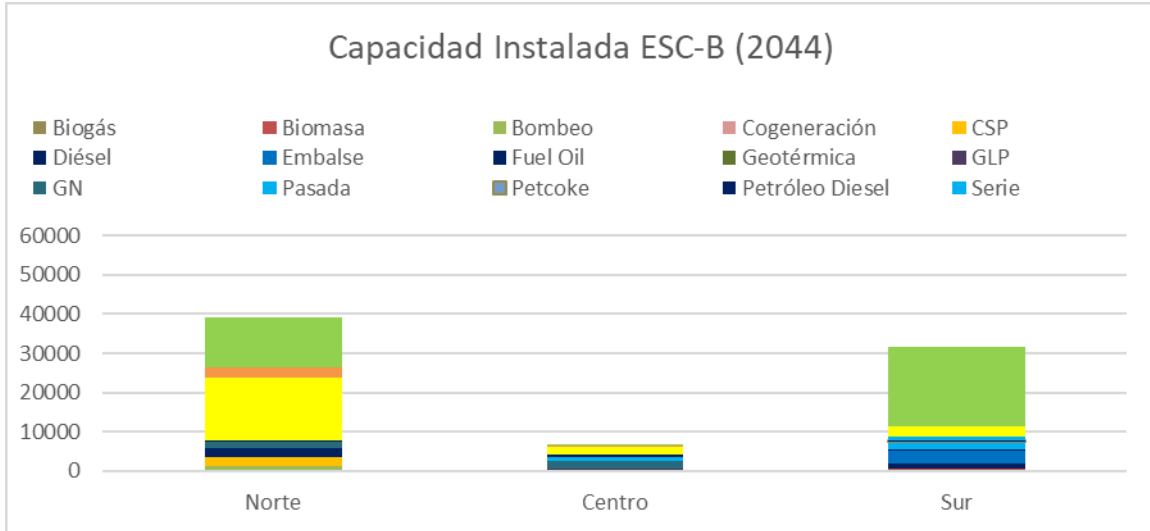


Figura 8-19: Potencia instalada ESC-B (2044)

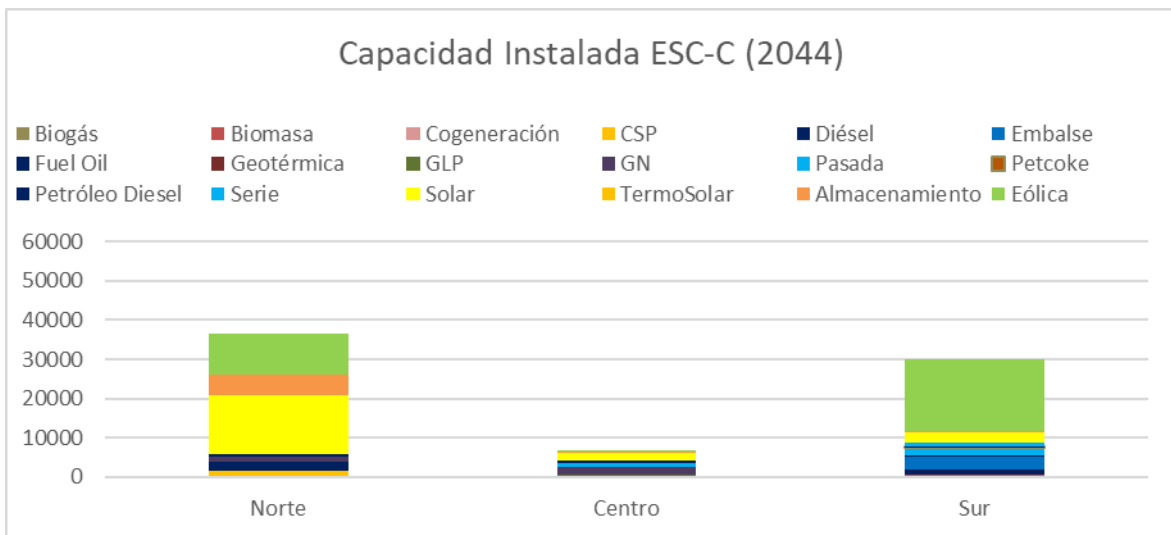


Figura 8-20: Potencia instalada ESC-C (2044)

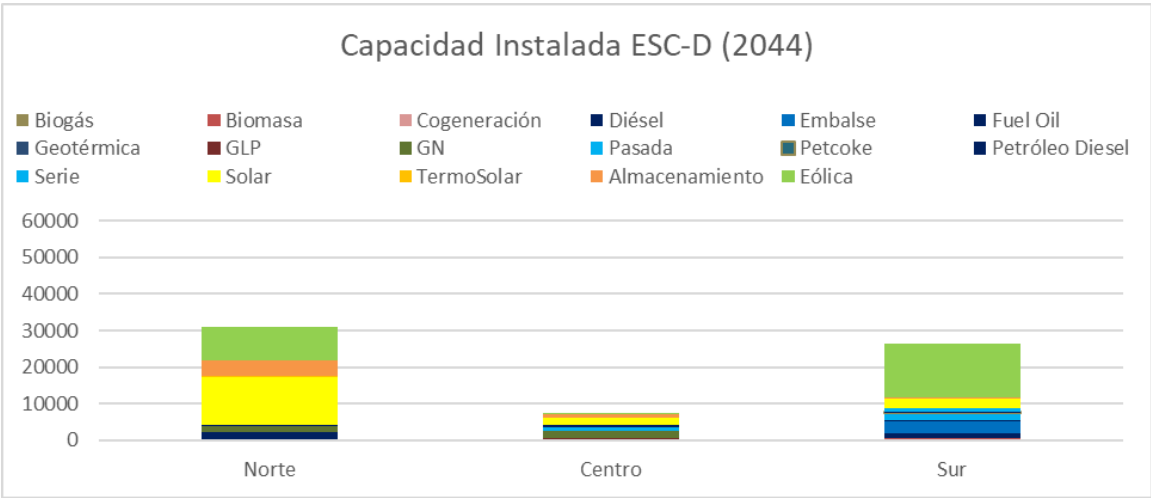


Figura 8-21: Potencia instalada ESC-D (2044)

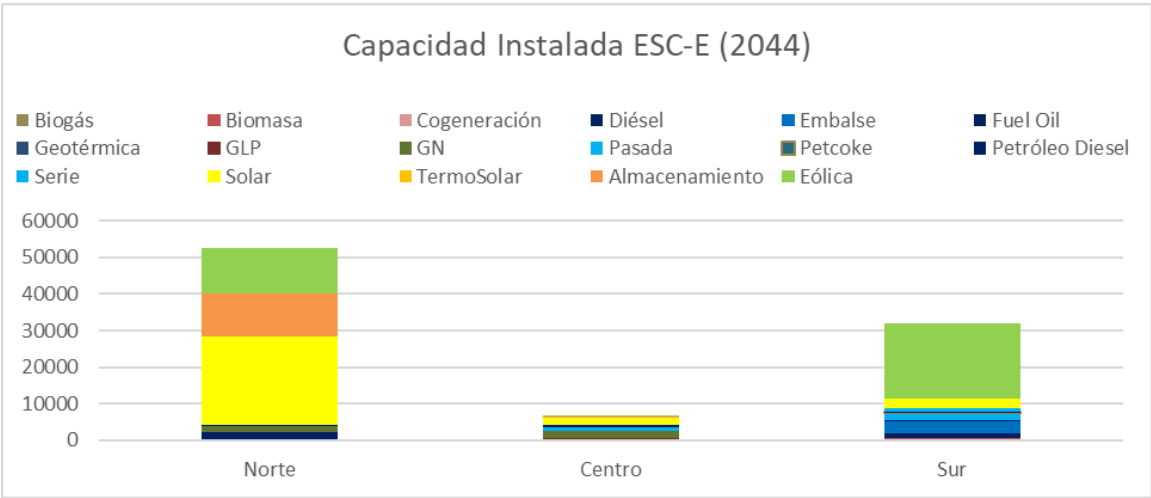


Figura 8-22: Potencia instalada ESC-E (2044)

b) Troncal Costero



Figura 8-23: Plan de Obras Eólico Troncal Costero (potencia instalada)

c) Charrúa – Concepción



Figura 8-24: Plan de Obras Eólico Charrúa - Concepción (potencia instalada)

d) Charrúa – Mulchén



Figura 8-25: Plan de Obras Eólico Charrúa - Mulchén (potencia instalada)

e) Temuco al sur

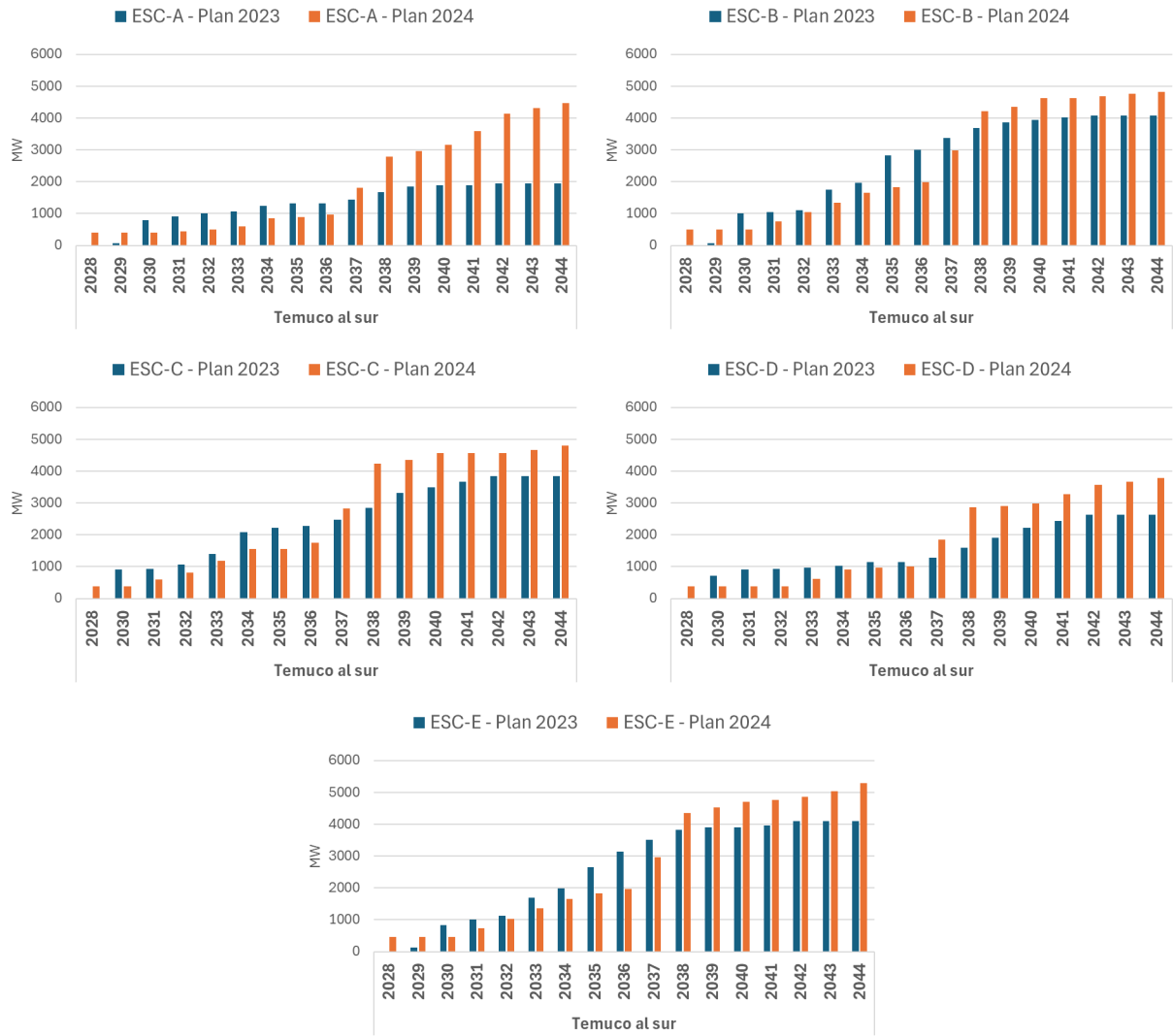


Figura 8-26: Plan de Obras Eólico Temuco al sur (potencia instalada)

8.1.2.3 Portafolio de Obras

Adicionalmente a las obras promovidas, se consideran las expansiones futuras que, según los antecedentes actuales, son eficientes de considerar en el sistema, sin perjuicio de que puedan ser modificadas, reemplazadas o descartadas en los siguientes procesos, y con el principal propósito de observar el equilibrio del beneficio futuro en distintos escenarios y presentar la visión de largo plazo en el desarrollo de los proyectos.

Aquellas obras no promovidas en el presente informe serán reevaluadas es los siguientes procesos de expansión.

Tabla 8-6: Portafolio de obras Apoyo Troncal Centro - Sur

| Obras | Plan de Expansión Previsto |
|---|----------------------------|
| Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT) | 2024 (actual) |
| Nueva S/E Tiquel y Nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu | 2024 (actual) |
| Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV | 2024 (actual) |
| Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | 2024 (actual) |
| Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | 2024 (actual) |
| Control de flujos línea 2x220 kV Las Delicias – Dichato en S/E Dichato | 2025-2026 |
| Control de flujos línea 2x220 kV Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes en S/E Nueva Nirivilo | 2025-2026 |
| Nuevos equipos de transformación en Nueva S/E Tiquel 750 MVA | 2028-2029 |

8.1.2.4 Modelación y Proyección de Restricciones de Transmisión

A continuación, se describe la modelación utilizada y las restricciones de transmisión considerando cada una de las obras descritas.

a) Restricciones 2033

Para las condiciones base se consideran las restricciones de transmisión identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en el informe “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”²⁸ de mayo de 2024, en adelante ERST, donde el análisis de la zona Centro – Sur 500 kV identifica un límite de 2.750 MW entre las líneas de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, dado por la estabilidad de tensión ante la contingencia de San Isidro II despachada con 380 MW para finales del año 2024.

Las restricciones del corredor Centro – Sur se obtienen considerando el plan de obras descrito en el capítulo 7.3.3 y la base dispuesta por el Coordinador en el ERST, proyectando el escenario de operación y conservando las condiciones para identificar de manera conservadora el punto crítico de estabilidad de tensión.

²⁸<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/2023-restricciones-en-el-sistema-de-transmision/>

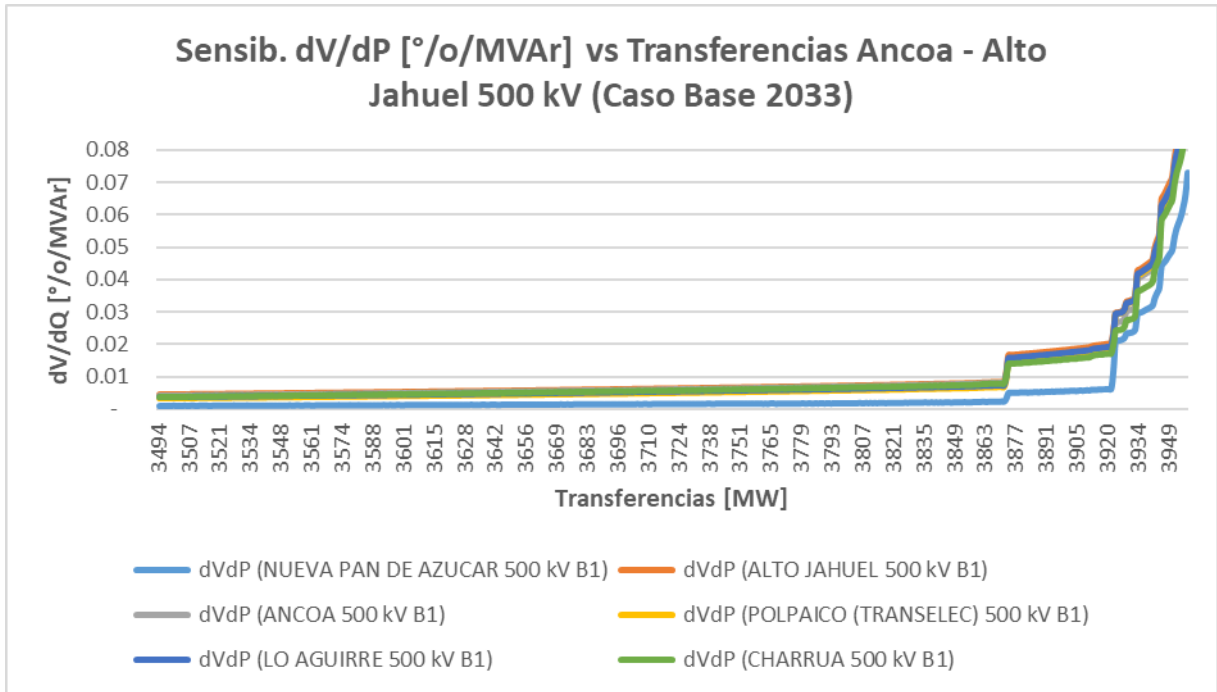


Figura 8-27: Sensibilidad dV/dP vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso base)

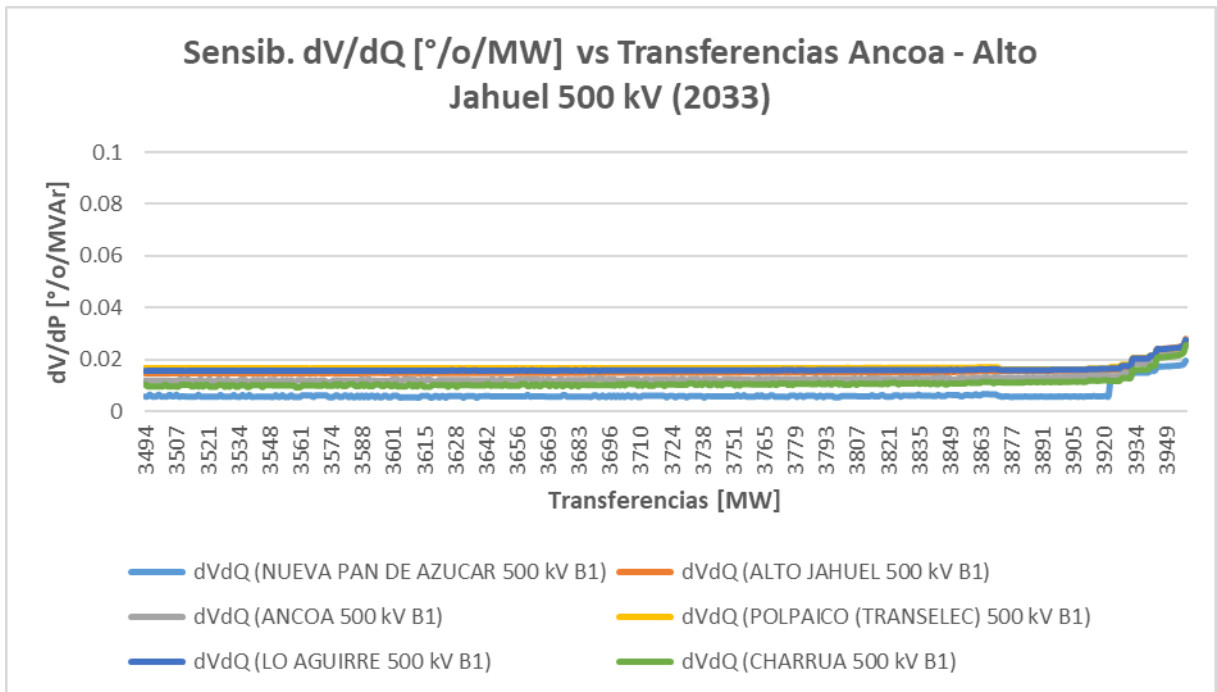


Figura 8-28: Sensibilidad dV/dQ vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso base)

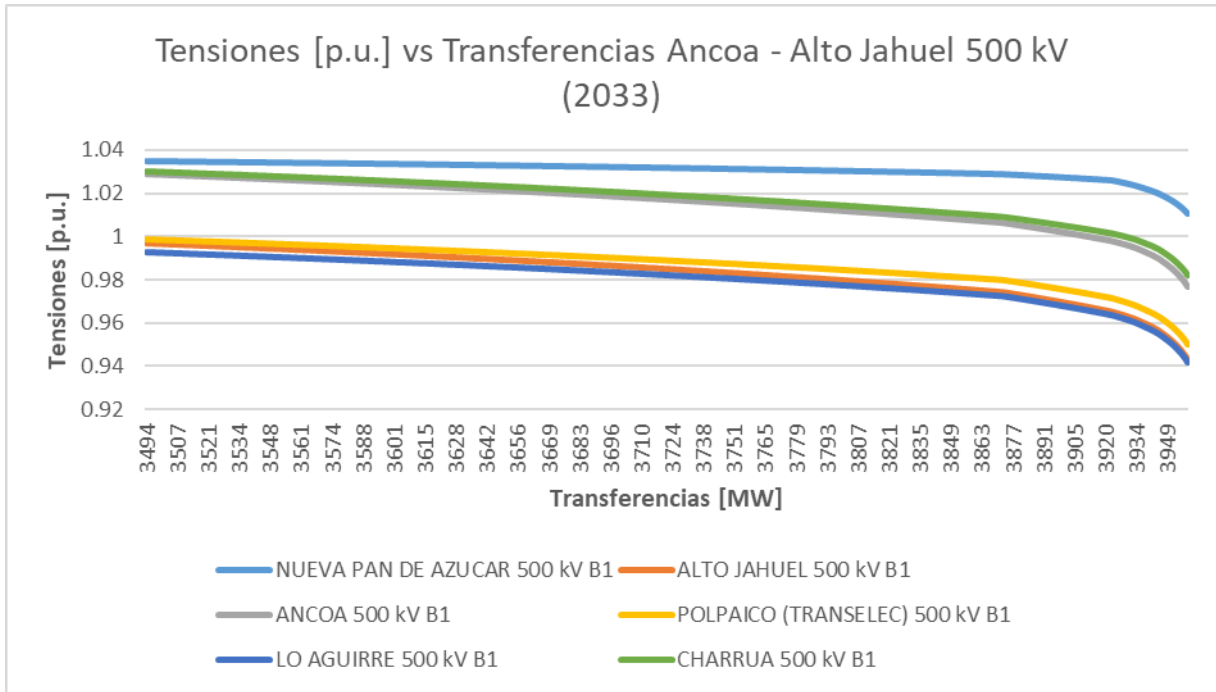


Figura 8-29: Tensiones 500 kV vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso base)

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

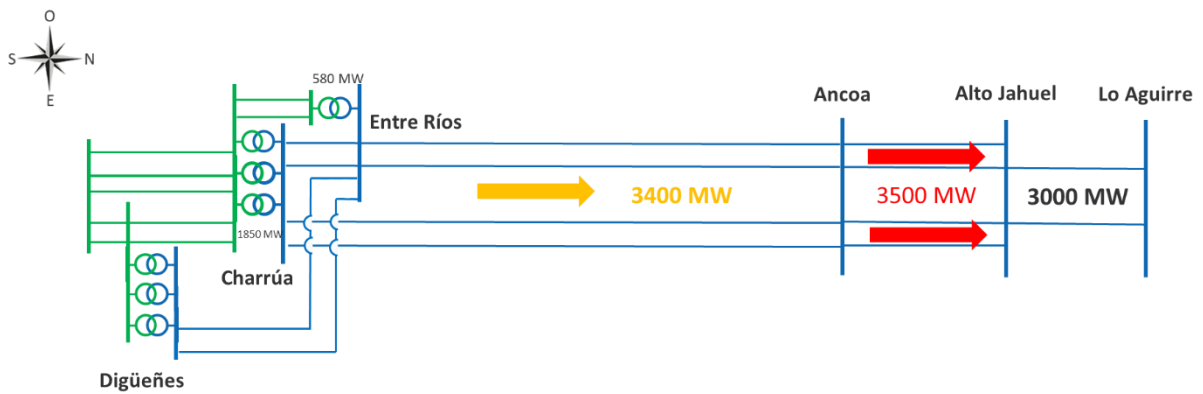


Figura 8-30: Diagrama simplificado de restricciones base 2033

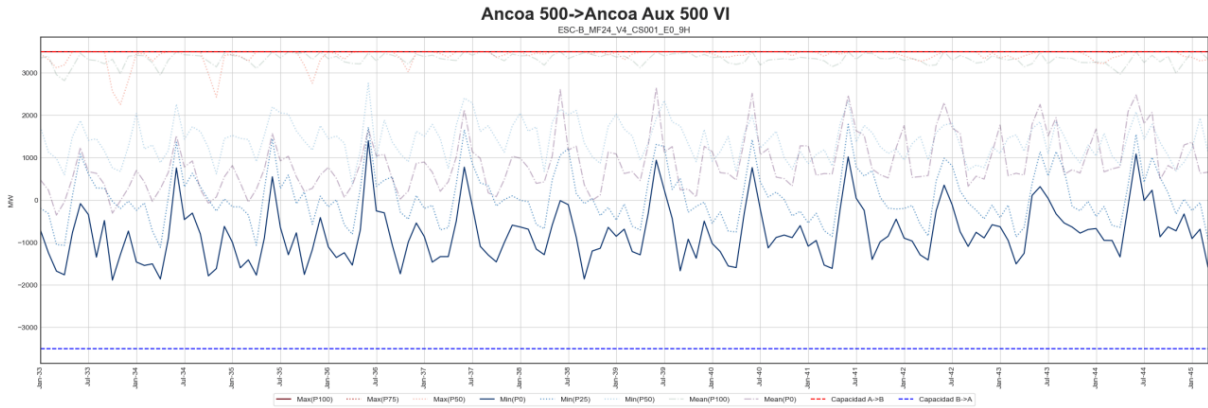


Figura 8-31: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (caso base)

b) 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, 60 MW el límite de 3.500 MW del corredor Centro – Sur de 500 kV para las condiciones identificadas en el estudio ERST proyectadas al 2033.

Si bien se identifica a S/E Lo Aguirre como idónea para la instalación del equipo, se estima que las restricciones de espacio asociadas al número de obras en desarrollo en dicha subestación dificultarán su desarrollo y, a su vez, se identifica un efecto similar en S/E Polpaico en cuanto a la idoneidad para la instalación del equipo.

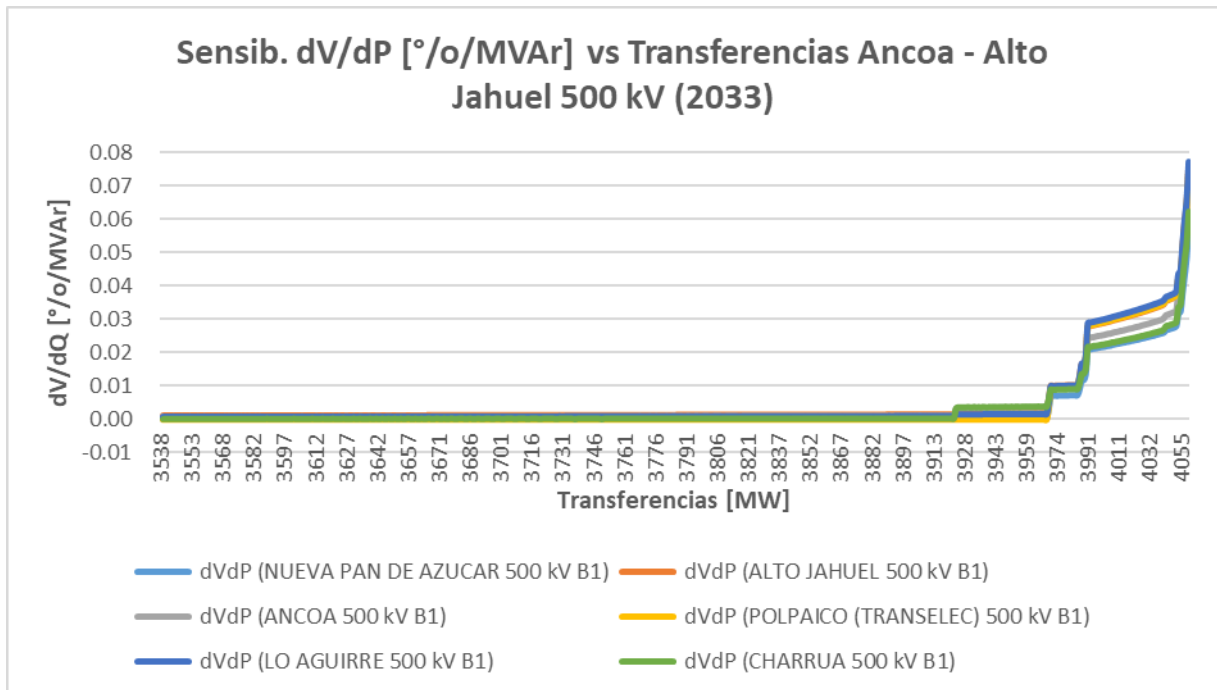


Figura 8-32: Sensibilidad dV/dP vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso Apoyo Reactivos Centro)

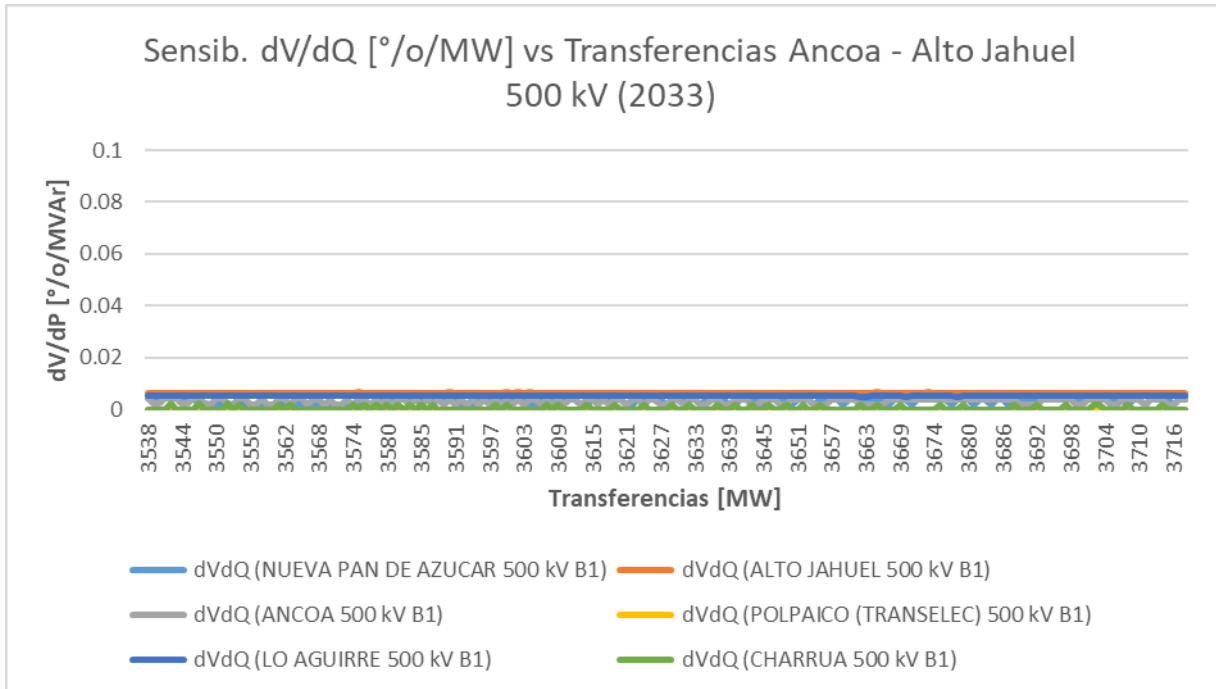


Figura 8-33: Sensibilidad dV/dQ vs Transfencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso Apoyo Reactivos Centro)

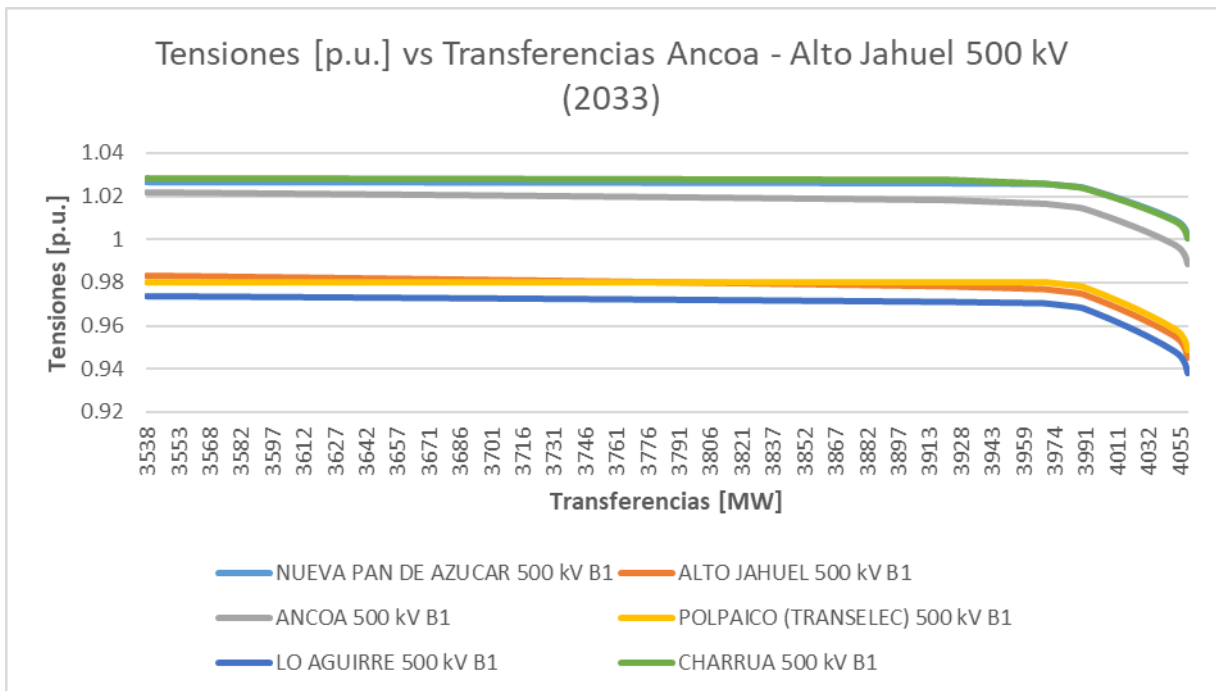


Figura 8-34: Tensiones 500 kV vs Transfencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso Apoyo Reactivos Centro)

Al considerar el aumento en el límite del corredor Alto Jahuel – Ancoa se siguen identificando congestiones relevantes en todo el periodo 2033-2044.

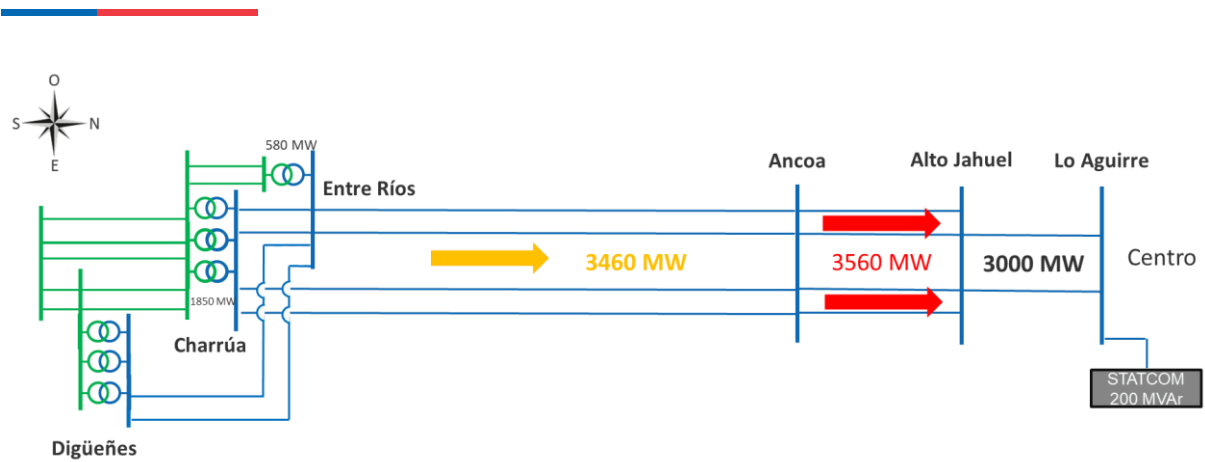


Figura 8-35: Diagrama simplificado de restricciones con STATCOM Polpaico

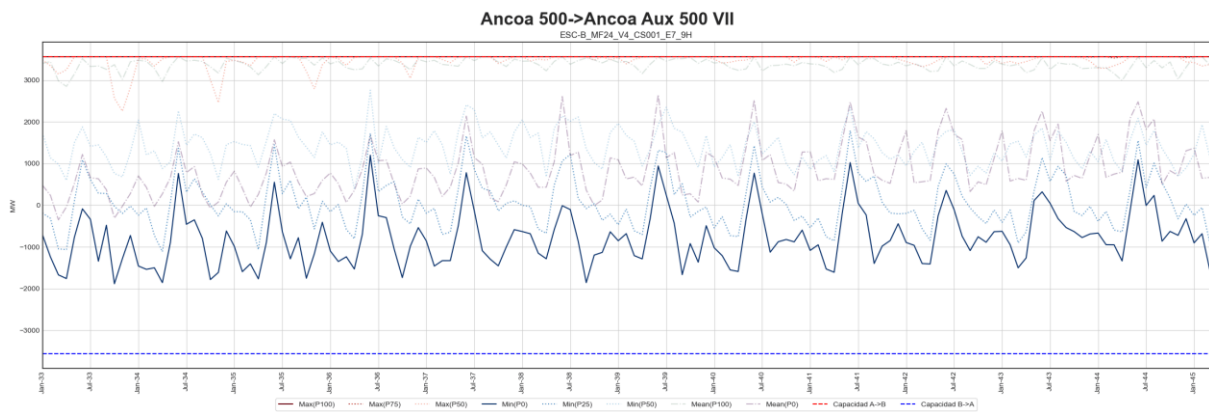


Figura 8-36: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (STATCOM Polpaico)

d) Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias

- **Seccionadora Nueva S/E Tiuquilemu 500 kV**

Se considera un límite de 1.600 MW en los tramos resultantes del seccionamiento Entre Ríos – Tiuquilemu y Tiuquilemu – Ancoa. Sin embargo, estos se ven restringidos por los límites conjuntos de Ancoa al sur y entre Ancoa y Alto Jahuel.

- **Nueva S/E Tiquel 500/220 kV**

Se considera un límite de sobrecarga admisible de 20% en los dos transformadores, permitiendo un límite N-1 de 900 MW.

- **Nueva Línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu**

Se considera esta línea con un límite N-1 de 2.300 MW, restringida por los límites de los transformadores 500/220 kV de S/E Tiquel a 900 MW.

- **Nueva Línea 2x220 kV Las Delicias – Tiquel**

Se considera esta línea con una capacidad N-1 de 1.000 MW, restringida por los límites de los transformadores 500/220 kV de S/E Tiquel a 900 MW.

- **Control de flujo de línea 2x220 kV Las Delicias – Dichato y línea 2x220 kV Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes**

Estos equipos se incluyen en los análisis de sensibilidad considerando su aporte en el control de los flujos, sin considerar su efecto en los límites N-1 en el corredor de 220 kV, por lo que no se consideran cambios en los límites modelados.

Los apoyos 500/220 kV permiten elevar en 100 MW aproximadamente el límite del corredor Centro – Sur de 500 kV para las condiciones identificadas en el estudio ERST proyectadas al 2033, considerando como base el apoyo de reactivos en S/E Polpaico.

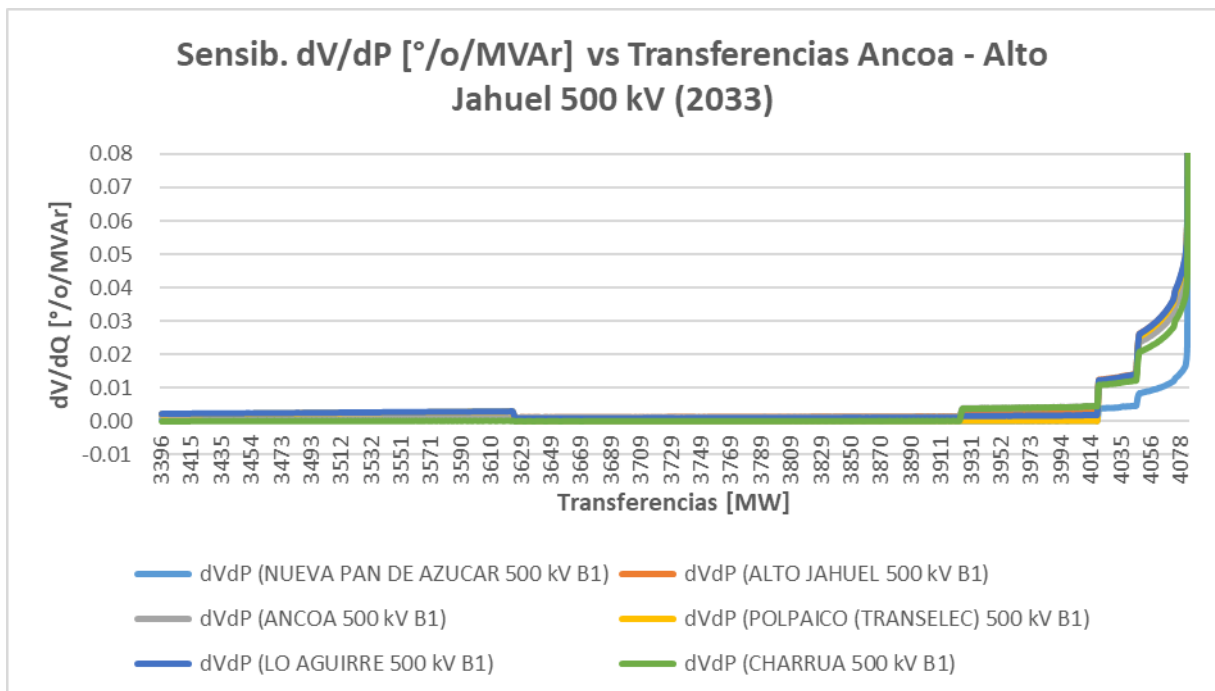


Figura 8-37: Sensibilidad dV/dP vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso Apoyo Reactivos Centro + Apoyo 500 kV)

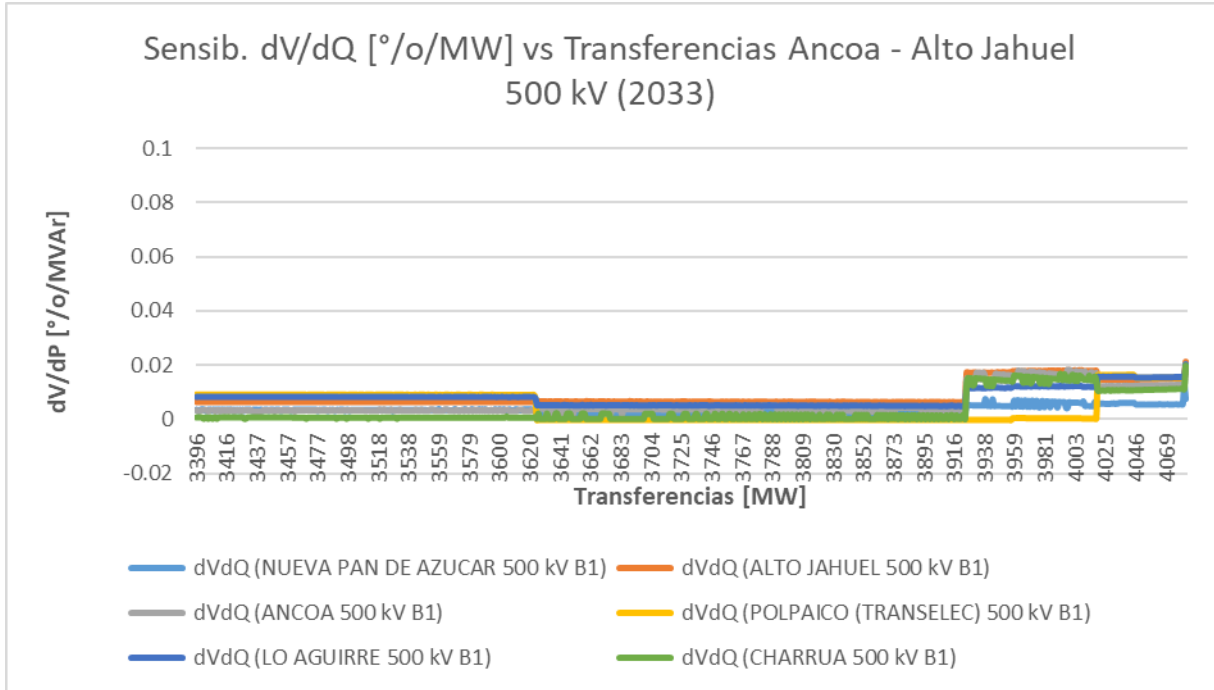


Figura 8-38: Sensibilidad dV/dQ vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso Apoyo Reactivos Centro + Apoyo 500 kV)

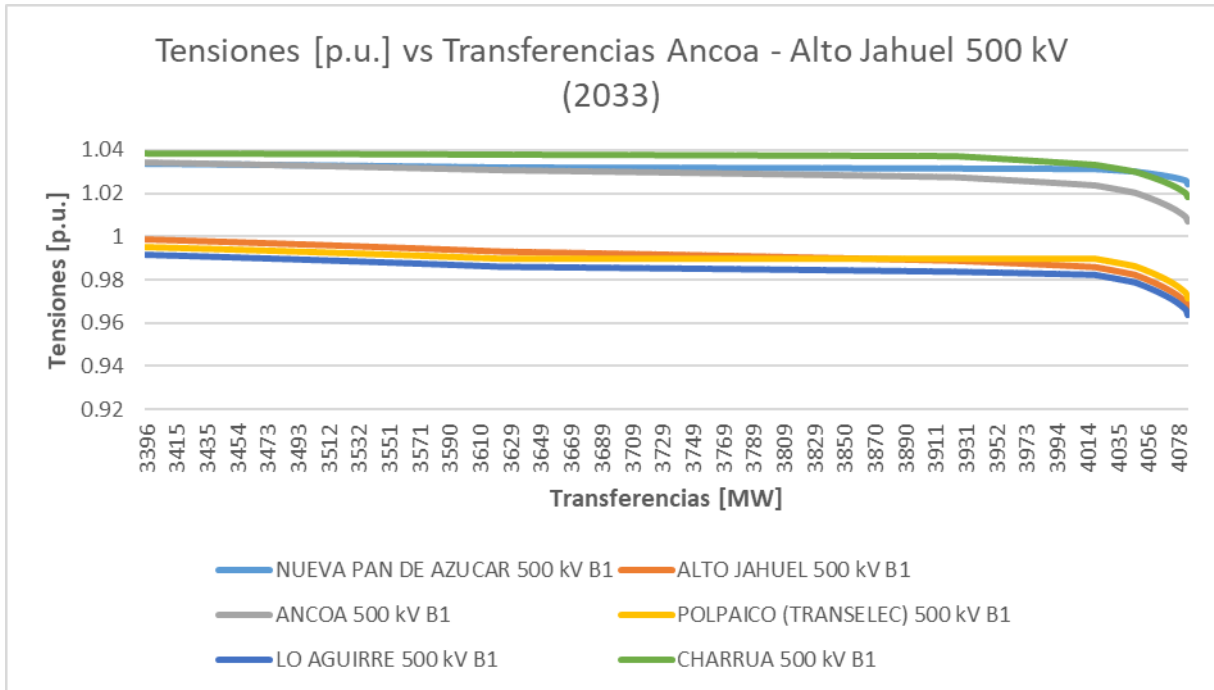


Figura 8-39: Tensiones 500 kV vs Transferencias Ancoa – Alto Jahuel 500 (caso Apoyo Reactivos Centro + Apoyo 500 kV)

A su vez, considerando la restricción por estabilidad de tensión, no se identifican sobrecargas en ninguna de las siguientes contingencias:

Tabla 8-7: Listado contingencias Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias

| Tramo en contingencia | Id contingencia |
|------------------------------------|-----------------|
| Polpaico - Lo Aguirre 500 kV C1 | 1 |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1 | 2 |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1 C1 | 3 |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L3 C1 | 4 |
| Entre Ríos – Tiuquilemu 500 kV C1 | 5 |
| Tiuquilemu – Ancoa 500 kV C1 | 6 |
| Entre Ríos – Ancoa 500 kV C2 | 7 |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C3 | 8 |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C1 | 9 |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C1 | 10 |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C1 | 11 |

La cargabilidad post-contingencia alcanzada por cada línea se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 8-8: Cargabilidad ante contingencias Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (I)

| Línea | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Polpaico– Lo Aguirre 500 kV C1 | | 23% | 26% | 26% | 26% | 26% | 26% | 26% | 26% | 25% | 25% |
| Polpaico– Lo Aguirre 500 kV C2 | 50% | 23% | 26% | 26% | 26% | 26% | 26% | 26% | 26% | 25% | 25% |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1 | 44% | | 44% | 44% | 44% | 44% | 44% | 44% | 44% | 44% | 44% |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C2 | 48% | 86% | 48% | 48% | 49% | 49% | 49% | 49% | 49% | 49% | 49% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1 C1 | 61% | 61% | | 79% | 61% | 61% | 61% | 61% | 61% | 61% | 61% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L2 C1 | 71% | 71% | 91% | 92% | 71% | 70% | 71% | 70% | 71% | 71% | 71% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L3 C1 | 63% | 63% | 82% | | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L4 C1 | 63% | 63% | 82% | 82% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% |
| Entre Ríos – Tiuquilemu 500 kV C1 | 11% | 11% | 11% | 11% | | 20% | 22% | 19% | 10% | 11% | 11% |
| Tiuquilemu – Ancoa 500 kV C1 | 39% | 39% | 39% | 39% | 31% | | 51% | 48% | 39% | 39% | 40% |
| Entre Ríos – Ancoa 500 kV C2 | 49% | 49% | 49% | 49% | 52% | 62% | | 66% | 48% | 49% | 50% |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C3 | 45% | 45% | 45% | 45% | 48% | 56% | 63% | | 45% | 45% | 44% |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C4 | 45% | 45% | 45% | 45% | 48% | 56% | 63% | 63% | 45% | 45% | 44% |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C1 | 25% | 25% | 25% | 25% | 24% | 25% | 24% | 25% | | 25% | 24% |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C2 | 25% | 25% | 25% | 25% | 24% | 25% | 24% | 25% | 42% | 25% | 24% |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C1 | 10% | 10% | 10% | 10% | 11% | 7% | 10% | 11% | 11% | | 10% |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C2 | 10% | 10% | 10% | 10% | 11% | 7% | 11% | 11% | 11% | 21% | 10% |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C1 | 12% | 12% | 12% | 12% | 15% | 21% | 30% | 0% | 9% | 12% | |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C2 | 12% | 12% | 12% | 12% | 15% | 21% | 30% | 0% | 9% | 12% | 22% |

Por otro lado, considerando la restricción por estabilidad de tensión, y forzando 1.650 MW por el corredor Tiquel – Tiuquilemu, hacia Tiuquilemu, se obtienen las siguientes cargabilidades:

Tabla 8-9: Cargabilidad ante contingencias Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (II)

| Línea | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Polpaico– Lo Aguirre 500 kV C1 | | 22% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% |
| Polpaico– Lo Aguirre 500 kV C2 | 47% | 22% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% | 24% |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1 | 44% | | 44% | 44% | 44% | 44% | 45% | 45% | 45% | 45% | 45% |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C2 | 48% | 86% | 48% | 48% | 49% | 49% | 49% | 49% | 49% | 49% | 49% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1 C1 | 61% | 61% | | 79% | 61% | 60% | 61% | 61% | 61% | 61% | 61% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L2 C1 | 71% | 71% | 91% | 92% | 71% | 70% | 71% | 71% | 71% | 71% | 71% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L3 C1 | 63% | 63% | 82% | | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L4 C1 | 63% | 63% | 82% | 82% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% |
| Entre Ríos – Tiuquilemu 500 kV C1 | 30% | 29% | 29% | 29% | | 83% | 20% | 23% | 30% | 29% | 29% |
| Tiuquilemu – Ancoa 500 kV C1 | 69% | 69% | 69% | 69% | 91% | | 78% | 75% | 69% | 69% | 70% |
| Entre Ríos – Ancoa 500 kV C2 | 39% | 40% | 40% | 40% | 30% | 62% | | 52% | 39% | 39% | 41% |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C3 | 34% | 34% | 34% | 34% | 26% | 53% | 48% | | 34% | 34% | 32% |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C4 | 34% | 34% | 34% | 34% | 26% | 53% | 48% | 47% | 34% | 34% | 32% |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C1 | 19% | 19% | 19% | 19% | 19% | 19% | 18% | 19% | | 19% | 18% |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C2 | 19% | 19% | 19% | 19% | 19% | 19% | 18% | 19% | 32% | 19% | 18% |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C1 | 36% | 36% | 36% | 36% | 33% | 30% | 36% | 36% | 36% | | 36% |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C2 | 36% | 36% | 36% | 36% | 33% | 30% | 36% | 36% | 36% | 72% | 36% |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C1 | 23% | 23% | 23% | 23% | 14% | 38% | 37% | 13% | 20% | 22% | |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C2 | 23% | 23% | 23% | 23% | 14% | 39% | 37% | 13% | 20% | 23% | 41% |

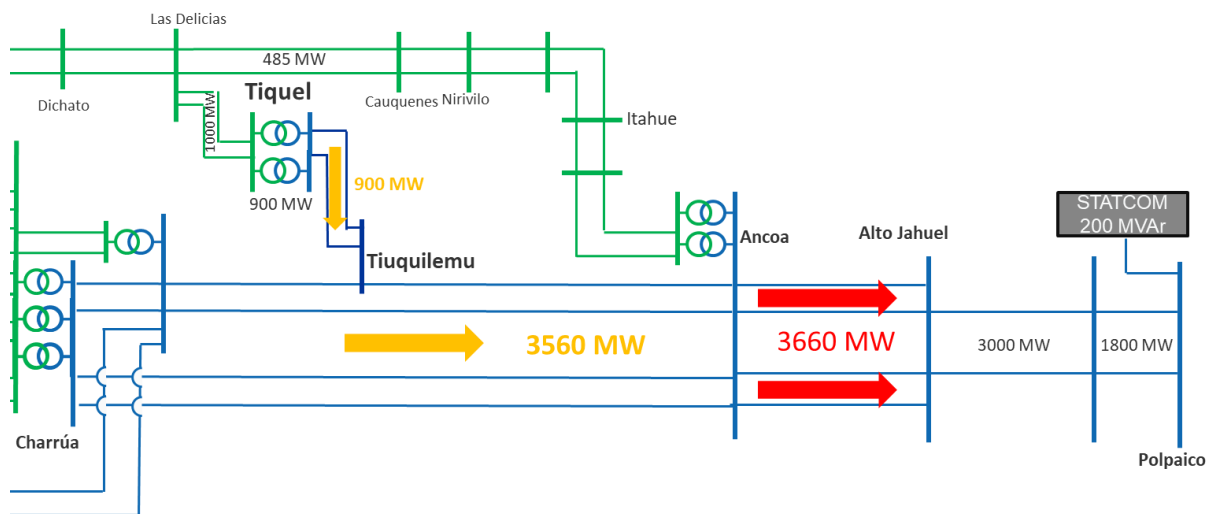


Figura 8-40: Diagrama simplificado de restricciones con STATCOM Polpaico y Sistema Tiuquilemu – Tiquel – Las Delicias

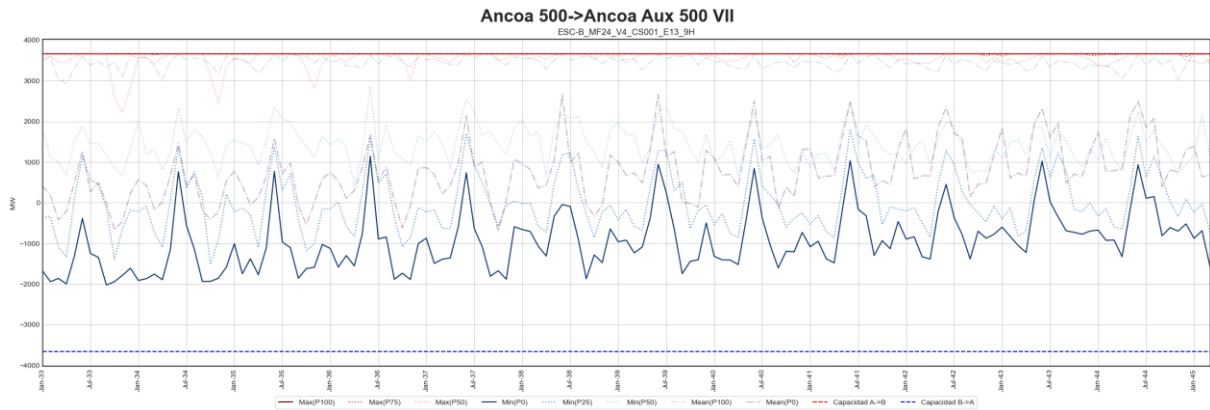


Figura 8-41: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (STATCOM Polpaico y Sistema Tiuquilemu – Tiquel – Las Delicias)

e) Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

Para identificar las restricciones en el sistema se considera un flujo de 3.000 MW por el enlace Lo Aguirre – Entre Ríos, con un límite por polo de 1.500 MW, y de 3.300 MW por el corredor Ancoa – Jahuel.

Se consideran las siguientes contingencias:

Tabla 8-10: Listado contingencias HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

| Tramo en contingencia | Id contingencia |
|-------------------------------------|-----------------|
| Polpaico– Lo Aguirre 500 kV C1 | 1 |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1 | 2 |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1 C1 | 3 |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L3 C1 | 4 |
| Entre Ríos – Tiuquilemu 500 kV C1 | 5 |
| Tiuquilemu – Ancoa 500 kV C1 | 6 |
| Entre Ríos – Ancoa 500 kV C2 | 7 |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C3 | 8 |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C1 | 9 |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C1 | 10 |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C1 | 11 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos Polo 1 | 12 |

Considerando lo anterior, la cargabilidad para cada una de las contingencias es la siguiente:

Tabla 8-11: Cargabilidad ante contingencias HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (I)

| Línea | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C1 | | 49% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 50% |
| Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C2 | 98% | 49% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 51% | 50% |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1 | 39% | | 39% | 39% | 39% | 39% | 39% | 39% | 39% | 39% | 39% | 61% |
| Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C2 | 42% | 76% | 43% | 43% | 43% | 43% | 43% | 43% | 43% | 43% | 43% | 67% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1 C1 | 55% | 54% | | 71% | 54% | 54% | 55% | 55% | 55% | 55% | 55% | 78% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L2 C1 | 63% | 63% | 81% | 82% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 63% | 91% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L3 C1 | 57% | 57% | 73% | | 57% | 57% | 57% | 57% | 57% | 57% | 57% | 82% |
| Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L4 C1 | 57% | 57% | 73% | 74% | 57% | 57% | 57% | 57% | 57% | 57% | 57% | 82% |
| Entre Ríos – Tiuquilemu 500 kV C1 | 31% | 31% | 31% | 31% | | 79% | 25% | 26% | 33% | 31% | 32% | 16% |
| Tiuquilemu – Ancoa 500 kV C1 | 62% | 62% | 62% | 62% | 86% | | 69% | 68% | 62% | 62% | 61% | 77% |
| Entre Ríos – Ancoa 500 kV C2 | 29% | 29% | 30% | 30% | 19% | 49% | | 40% | 28% | 29% | 28% | 59% |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C3 | 30% | 30% | 30% | 30% | 22% | 47% | 41% | | 30% | 30% | 31% | 55% |
| Charrúa – Ancoa 500 kV C4 | 30% | 30% | 30% | 30% | 22% | 47% | 41% | 42% | 30% | 30% | 31% | 55% |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C1 | 50% | 50% | 50% | 50% | 51% | 50% | 50% | 50% | | 50% | 50% | 50% |
| Digüeñes – Entre Ríos 500 kV C2 | 50% | 50% | 50% | 50% | 51% | 50% | 50% | 50% | 86% | 50% | 50% | 50% |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C1 | 34% | 34% | 34% | 34% | 31% | 29% | 34% | 34% | 35% | | 34% | 34% |
| Tiuquilemu – Tiquel 500 kV C2 | 34% | 34% | 34% | 34% | 31% | 29% | 34% | 34% | 35% | 68% | 34% | 34% |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C1 | 11% | 11% | 11% | 11% | 20% | 3% | 1% | 19% | 18% | 11% | | 12% |
| Entre Ríos – Charrúa 500 kV C2 | 11% | 11% | 11% | 11% | 21% | 3% | 1% | 20% | 18% | 11% | 20% | 12% |
| HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos Polo 1 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | |
| HVDC Lo Aguirre-Entre Ríos Polo 2 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Sin perjuicio de lo anterior, y de manera conservadora, no se modela el efecto en el aumento de las capacidades de transmisión del corredor paralelo al enlace, por lo que el beneficio identificado solo corresponde a la operación del sistema HVDC y no a su aporte en el alivio de restricciones N-1 del sistema.

Respecto de las restricciones del sistema de transmisión, una vez que el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos entra en servicio, se observa el comportamiento de los flujos en tramos de interés.

Para identificar la utilización del enlace HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, se observa el efecto en los flujos del corredor 500 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa, y en el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Es posible observar una alta utilización del enlace con mayor incidencia de sur a norte, alcanzando transferencias de 3.000 MW desde el inicio de su operación.

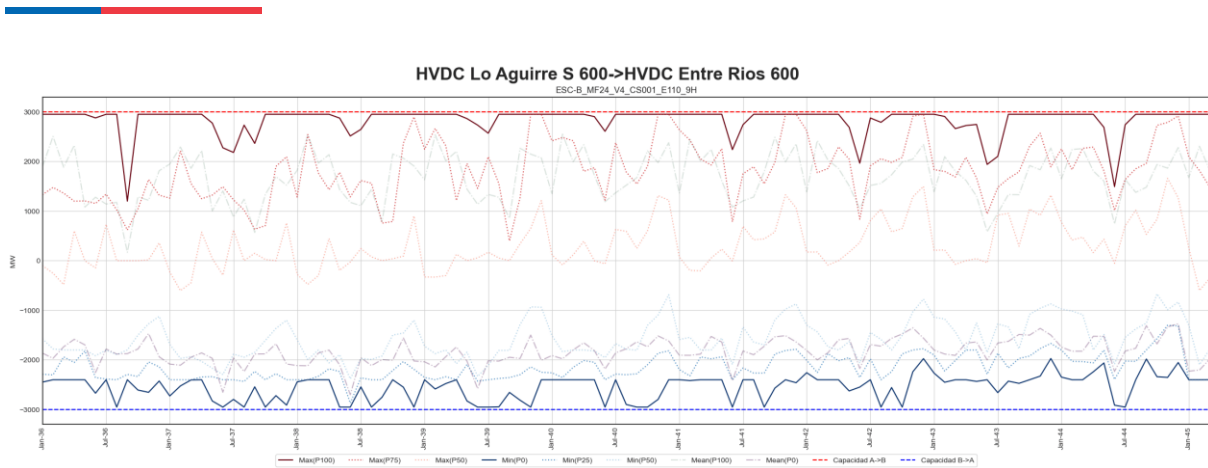


Figura 8-42: Flujos HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

Respecto al efecto en el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre, es posible observar un aumento en los flujos del enlace, siendo más evidente en los últimos años del horizonte.

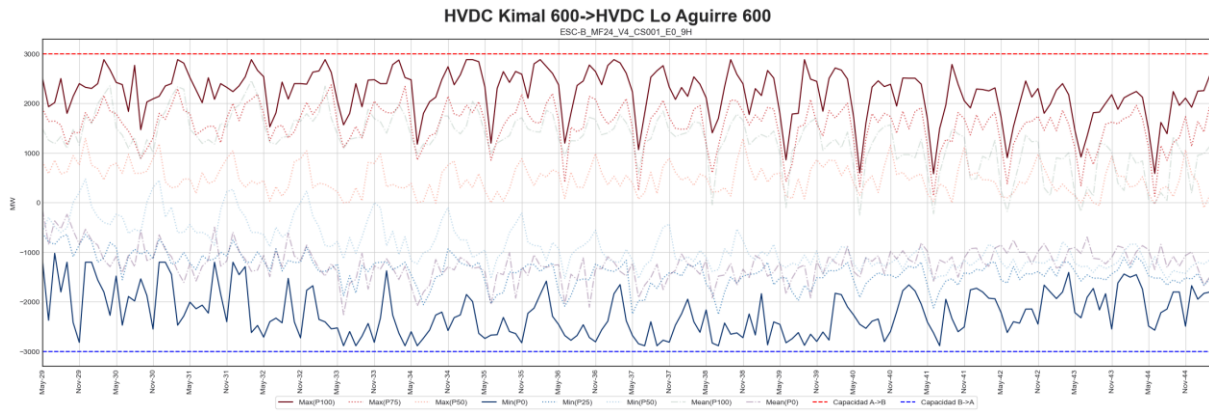


Figura 8-43: Flujos HVDC Kimal – Lo Aguirre (caso sin proyecto)

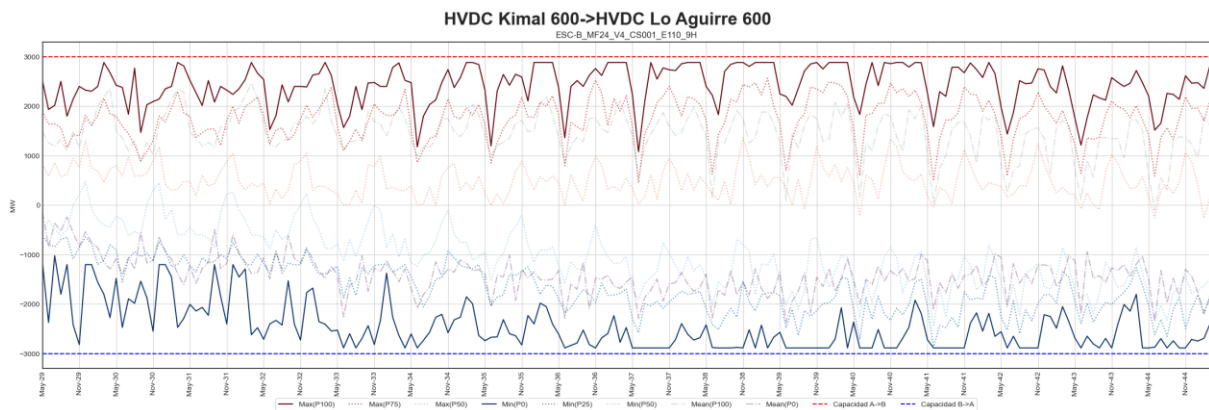


Figura 8-44: Flujos HVDC Kimal – Lo Aguirre (caso con proyecto)

Respecto al corredor paralelo de 500 kV entre Charrúa y Alto Jahuel, se evidencia un cambio en los flujos de norte a sur.

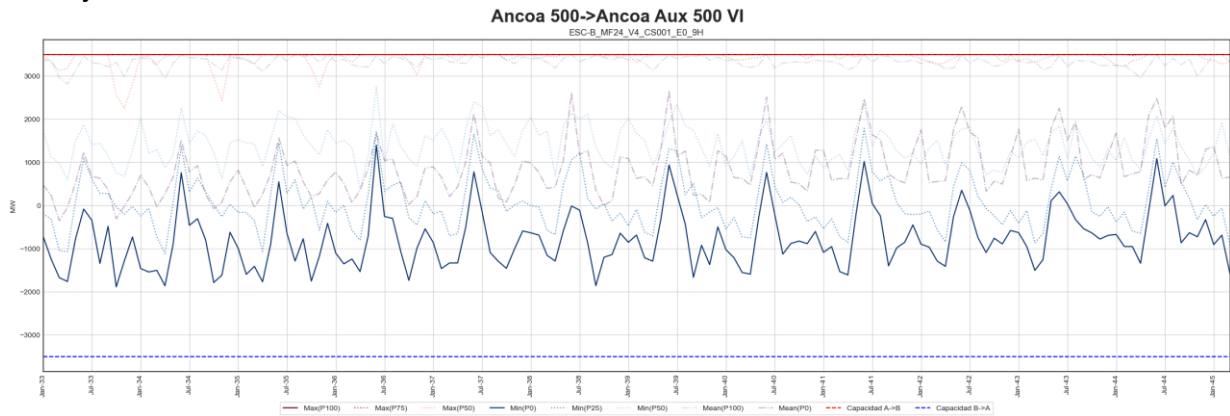


Figura 8-45: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (caso sin proyecto)

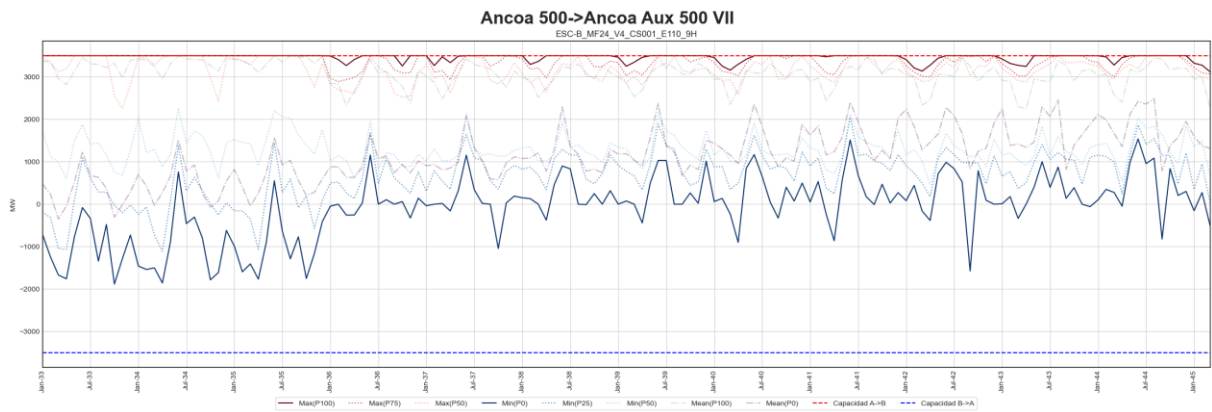


Figura 8-46: Flujos Ancoa – Alto Jahuel (caso con proyecto)

Por otro lado, una vez que comienza a operar el nuevo enlace, se identifican congestiones en los tramos de transformación 500/220 kV en las subestaciones Charrúa, Entre Ríos, Digüeñes y en la nueva Subestación Tiquel.

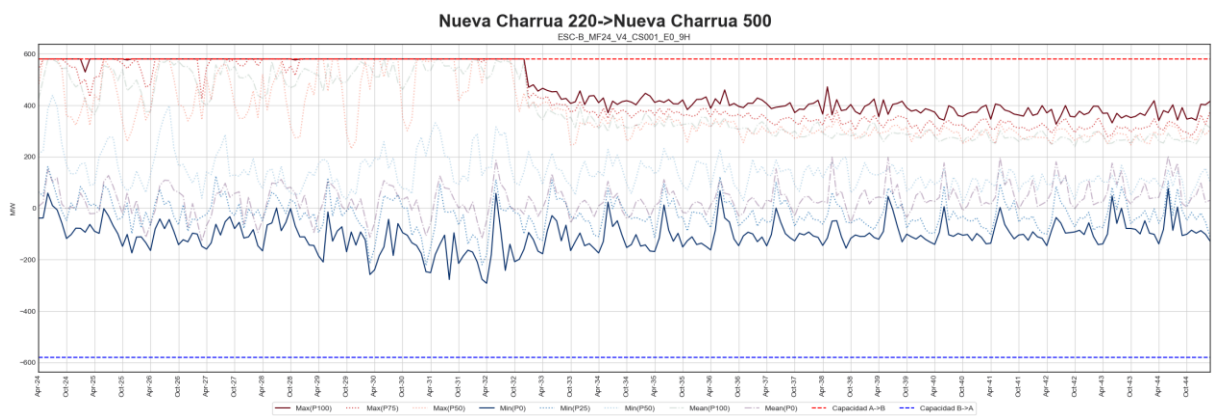


Figura 8-47: Flujos Entre Ríos 220 -> Entre Ríos 500 (caso sin proyecto)

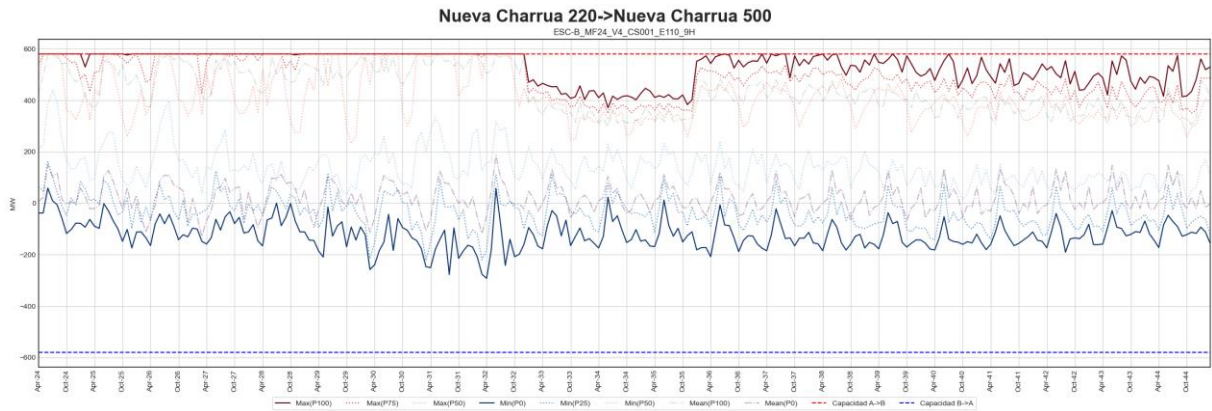


Figura 8-48: Flujos Entre Ríos 220 -> Entre Ríos 500 (caso con proyecto)

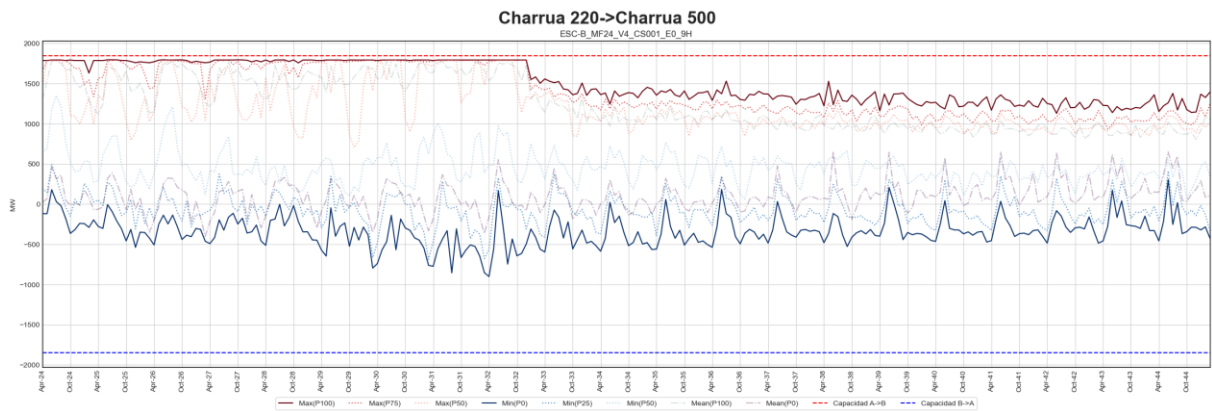


Figura 8-49: Flujos Charrúa 220 -> Charrúa 500 (caso sin proyecto)

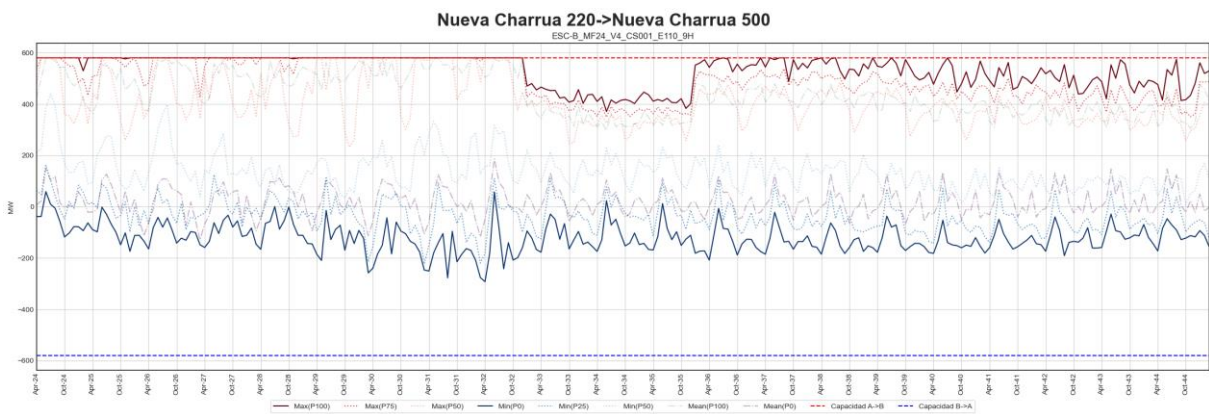


Figura 8-50: Flujos Charrúa 220 -> Charrúa 500 (caso con proyecto)

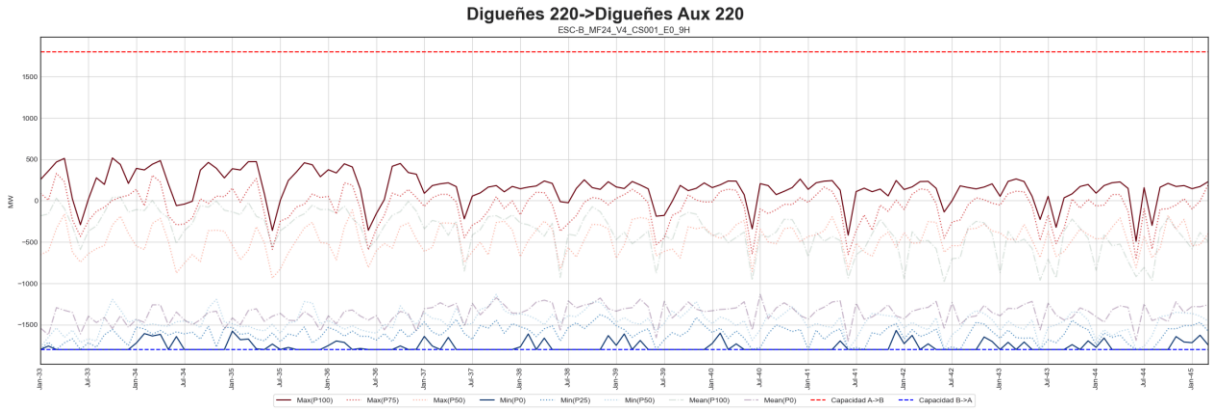


Figura 8-51: Flujos Digueñes 500 -> Digueñes 220 (caso sin proyecto)

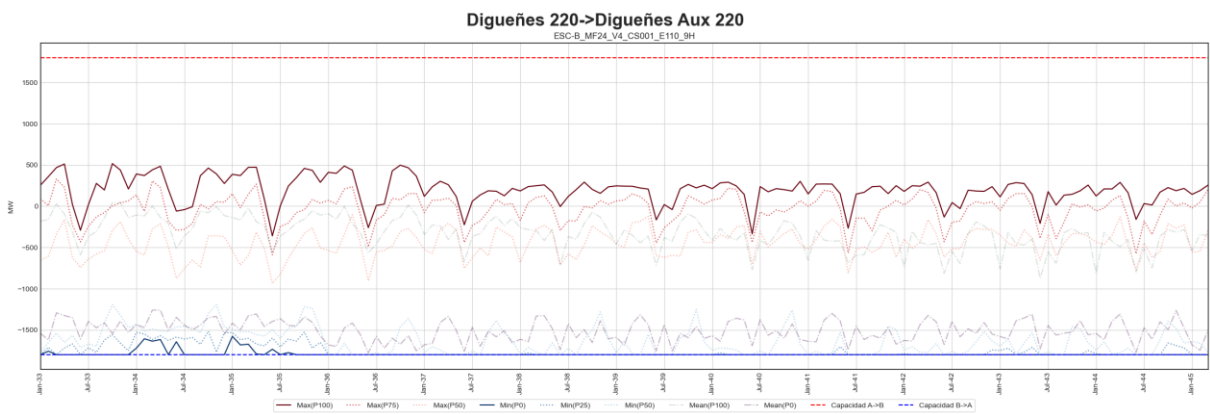


Figura 8-52: Flujos Digueñes 500 -> Digueñes 220 (caso con proyecto)

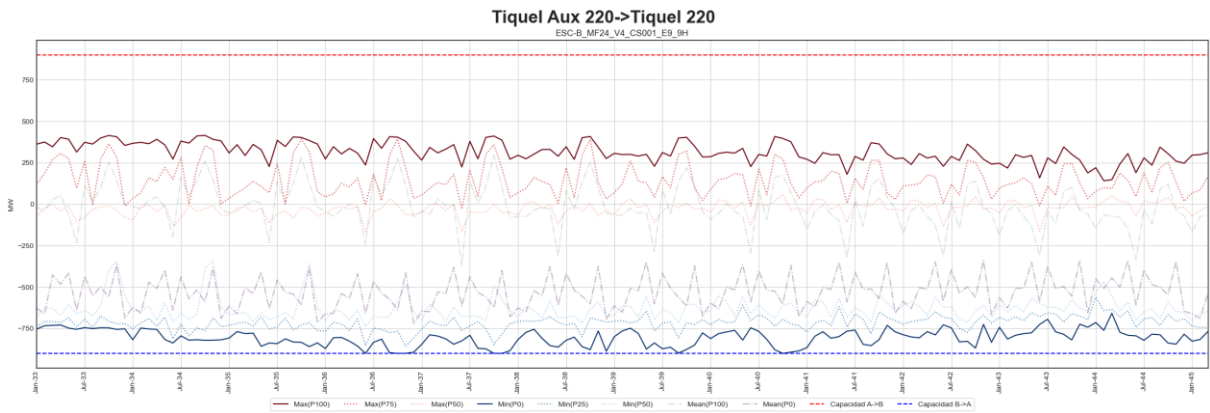


Figura 8-53: Flujos Tiquel 500 -> Tiquel 220 (caso sin proyecto)

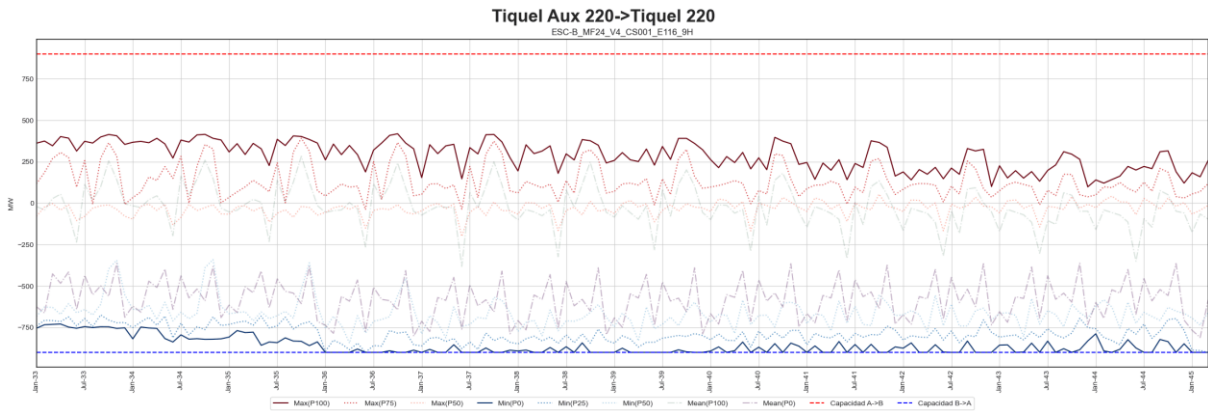


Figura 8-54: Flujos Tiquel 500 -> Tiquel 220 (caso con proyecto)

A continuación, se presenta un indicador del detalle mensual por bloque para los flujos entre el caso base y caso con proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, considerando como referencia el mes de febrero en el año 2035 y 2040.

Los flujos presentados corresponden al promedio de simulaciones para los tramos modelados en torno al nodo Lo Aguirre 500 kV en el escenario B.

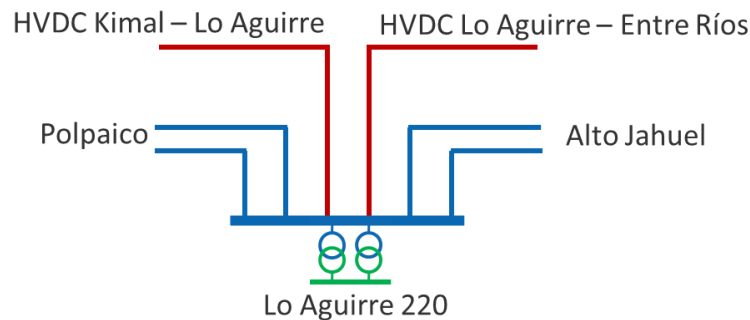


Figura 8-55: Tramos modelados en S/E Lo Aguirre (esquema referencial)

Se destaca que los bloques presentados en los siguientes gráficos representan intervalos de dos horas, siendo los bloques del 1 al 12 construidos a partir de los días laborales (lunes a viernes, descontando feriados), mientras que los bloques del 13 al 24 son días no laborales (sábado, domingo y feriados). De esta manera, las horas solares se encuentran principalmente en los bloques 6 al 9 y 17 al 21, tal como se describe en el capítulo 7.3.6.

También se destaca que, al ser un ejemplo ilustrativo de los flujos promedio, en los gráficos no se ve representada la variabilidad de dichos flujos a consecuencia de cambios en los recursos de viento y/o de disponibilidad hídrica, ni tampoco se representa la estacionalidad al solo presentarse un mes. De esta manera, es menos probable que se observen condiciones de uso máximo en los corredores, siendo el objetivo del ejemplo solo indicar la tendencia.

Se observa que en el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre existe un aumento en ambos sentidos del flujo, lo que permite concluir que el enlace HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos mejora las condiciones



para el abastecimiento de la demanda con los recursos del norte del país en las horas solares y un mejor aprovechamiento de los recursos del sur en las horas en donde no hay presencia del sol, situación que aumenta en el tiempo.

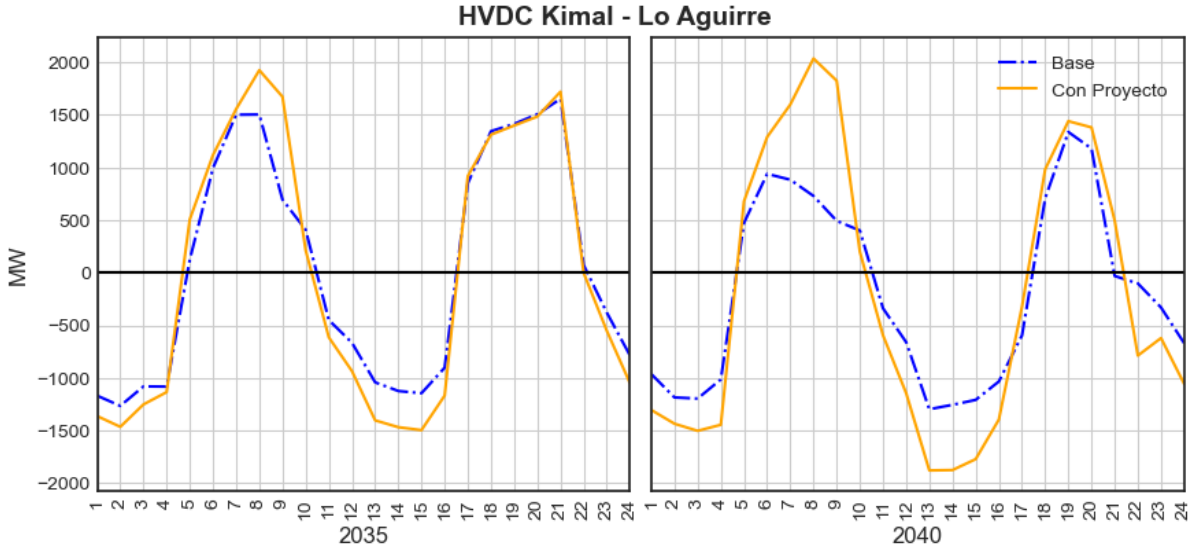


Figura 8-56: Flujos promedio HVDC Kimal – Lo Aguirre

Se observa un aumento en los flujos de los transformadores de Lo Aguirre hacia 220 kV en horas no solares, permitiendo concluir que el proyecto produce una mejora en las condiciones para el abastecimiento de la demanda de la zona centro del país en horas con escasez de recursos solares.

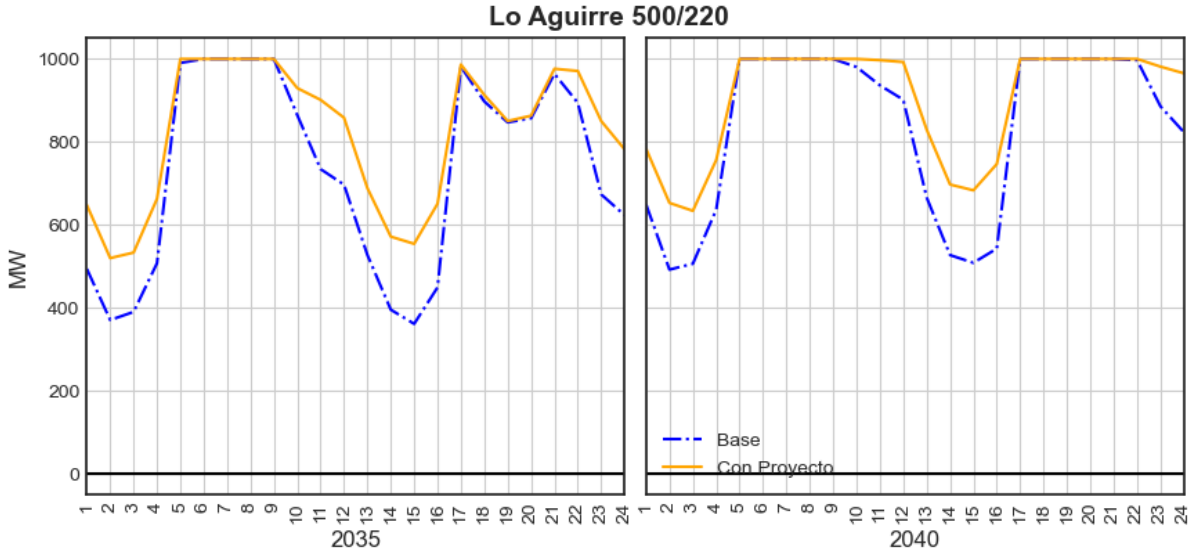


Figura 8-57: Flujos promedio Lo Aguirre 500/220 kV

De igual forma, se ve un aumento de los flujos en las líneas de 500 kV entre Polpaico y Lo Aguirre, principalmente hacia el norte y en horas sin aporte de centrales fotovoltaicas.

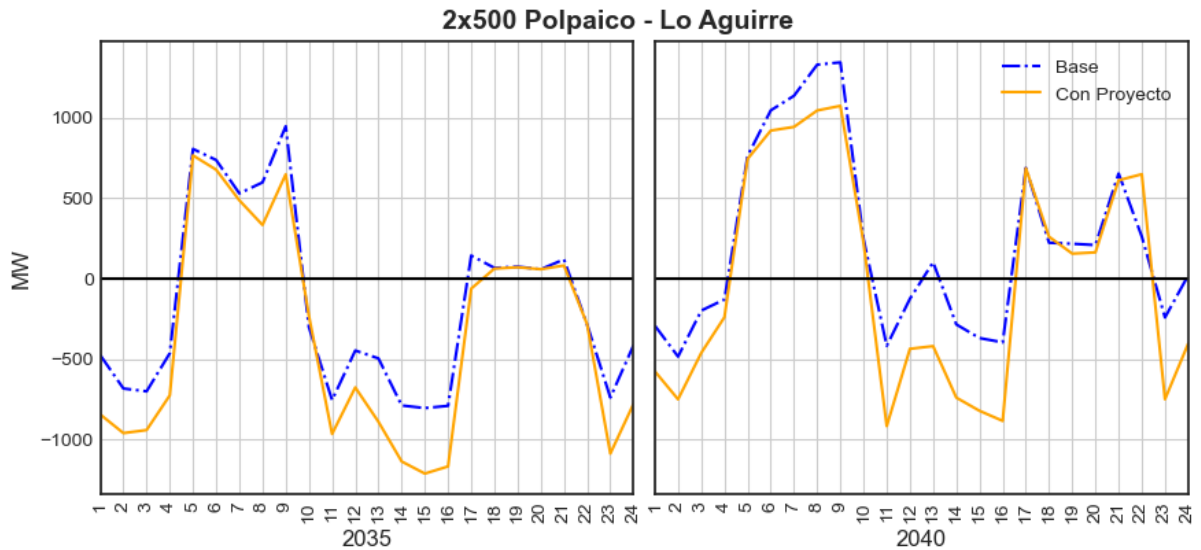


Figura 8-58: Flujos promedio 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre

Respecto a los flujos del corredor entre Lo Aguirre y Alto Jahuel, se ve una reducción de las transferencias en sentido sur a norte, debido a que el enlace HVDC permite abastecer de mejor manera la zona centro, evitando las restricciones de distribución de flujos a través del sistema AC.

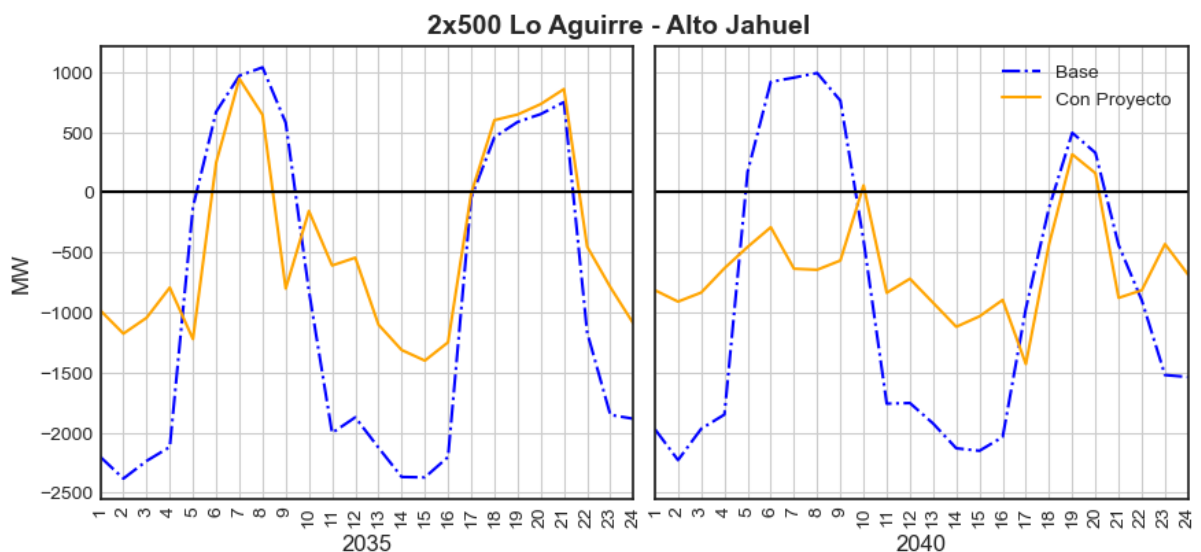


Figura 8-59: Flujos promedio 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel

En su primer año de operación, se observa que el enlace transmite principalmente en sentido sur a norte en horas sin aporte de centrales fotovoltaicas. Luego, en los años posteriores, se ve un aumento de las transferencias norte – sur, en horas con aporte de centrales fotovoltaicas.

Adicionalmente, se muestran los valores máximos y mínimos por bloque, donde se puede observar que el enlace alcanza su capacidad nominal, principalmente en las horas de noche, y en los años posteriores a su puesta en servicio, en horas con aporte de centrales solares.

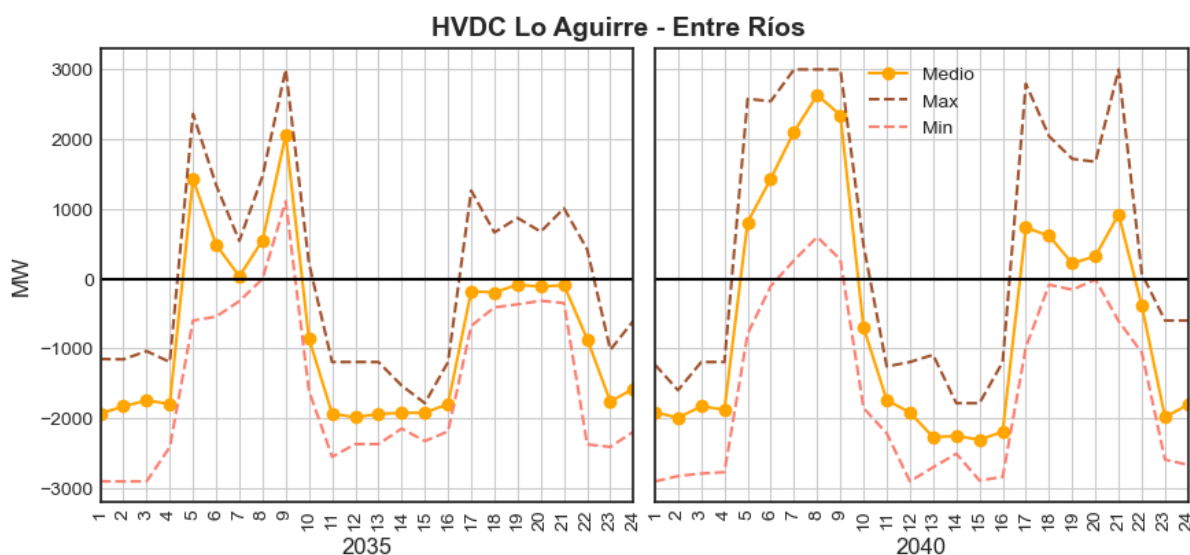


Figura 8-60: Flujos promedio proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

8.1.2.5 Beneficios Proyectados y Sensibilidades

A continuación, se presentan sensibilidades y su efecto sobre las evaluaciones económicas para tres escenarios representativos, correspondientes a los escenarios A, B y C, de demanda baja, alta y media, respectivamente.

Adicionalmente, se muestra el beneficio proyectado anual para todos los escenarios, en los casos considerados en el capítulo 8.1.2.6 de “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, cuyo detalle se encuentra incluido en los anexos.

a) Sensibilidad de los valores de inversión

En la siguiente tabla, se muestra una estimación de valores de inversión con montos superiores a los referenciales, con el objetivo de identificar su posterior efecto en las evaluaciones económicas. Para esto, se aumentaron los montos referenciales en un 15% aproximadamente.

Tabla 8-12: Sensibilidad costos de inversión Apoyo Troncal Centro - Sur

| Obra | Valor de Inversión [MMUSD] |
|--|----------------------------|
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | 24 |
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | 220 |
| Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | 1.830 |

b) Sensibilidades equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar un equipo STATCOM de 200 MVAR en S/E Polpaico, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos del indicados en la Tabla 8-12.

Tabla 8-13: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 |
| 2033 | - 0.4 | 2.5 | 0.3 | - 1.7 |
| 2034 | 0.5 | 6.8 | 2.8 | - 1.6 |
| 2035 | 1.1 | 9.5 | 4.5 | - 1.5 |
| 2036 | 1.8 | 11.4 | 5.3 | - 1.5 |
| 2037 | 2.3 | 14.0 | 8.0 | - 1.4 |
| 2038 | 2.7 | 16.4 | 8.8 | - 1.3 |
| 2039 | 3.7 | 16.7 | 8.8 | - 1.2 |
| 2040 | 3.4 | 13.1 | 8.3 | - 1.2 |
| 2041 | 4.8 | 13.4 | 9.6 | - 1.1 |
| 2042 | 6.7 | 12.8 | 8.5 | - 1.1 |
| 2043 | 8.1 | 13.4 | 9.2 | - 1.0 |
| 2044 | 7.7 | 11.2 | 5.8 | - 1.0 |
| Total | 40.7 | 139.5 | 78.3 | - 17.5 |
| VP Perpetuidad | 129.9 | 214.3 | 134.7 | - 17.4 |
| Costo con Perpetuidad | 170.7 | 353.8 | 212.9 | - 34.8 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-14: Caso base evaluación anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (II)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |

Tabla 8-15: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (II)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 |
| 2033 | - 0.1 | 3.4 | 1.4 | - 1.7 |
| 2034 | 0.8 | 7.0 | 3.4 | - 1.6 |
| 2035 | 1.2 | 10.0 | 4.9 | - 1.5 |
| 2036 | 1.9 | 10.6 | 6.0 | - 1.5 |
| 2037 | 2.5 | 15.0 | 7.8 | - 1.4 |
| 2038 | 3.3 | 16.1 | 8.5 | - 1.3 |
| 2039 | 3.3 | 15.7 | 8.0 | - 1.2 |
| 2040 | 3.4 | 13.0 | 8.4 | - 1.2 |
| 2041 | 4.6 | 13.3 | 9.2 | - 1.1 |
| 2042 | 6.0 | 12.9 | 8.7 | - 1.1 |
| 2043 | 7.0 | 13.5 | 9.8 | - 1.0 |
| 2044 | 7.8 | 11.4 | 5.7 | - 1.0 |
| Total | 40.0 | 140.0 | 80.0 | - 17.5 |
| VP Perpetuidad | 120.8 | 216.8 | 137.9 | - 17.4 |
| Costo con Perpetuidad | 160.8 | 356.8 | 217.9 | - 34.8 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-16: Caso base evaluación anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (III)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2036 |

Tabla 8-17: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (III)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------|-------|--------|--------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 |
| 2033 | - 0.1 | 3.4 | 1.4 | - 1.7 |
| 2034 | 0.8 | 7.0 | 3.4 | - 1.6 |
| 2035 | 1.2 | 10.0 | 4.9 | - 1.5 |
| 2036 | - 1.1 | - 1.6 | - 1.5 | - 1.5 |
| 2037 | - 1.4 | - 1.0 | - 1.1 | - 1.4 |
| 2038 | - 1.4 | - 0.9 | - 1.3 | - 1.3 |
| 2039 | - 1.1 | - 1.0 | - 1.6 | - 1.2 |
| 2040 | - 1.1 | - 1.6 | - 1.3 | - 1.2 |
| 2041 | - 1.1 | - 0.7 | - 1.1 | - 1.1 |
| 2042 | - 1.0 | - 0.7 | - 0.9 | - 1.1 |
| 2043 | - 0.4 | - 0.5 | - 0.9 | - 1.0 |
| 2044 | - 0.9 | - 0.1 | - 0.6 | - 1.0 |
| Total | - 9.5 | 10.5 | - 2.4 | - 17.5 |
| VP Perpetuidad | - 13.6 | - 7.2 | - 13.7 | - 17.4 |
| Costo con Perpetuidad | - 23.1 | 3.3 | - 16.1 | - 34.8 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-18: Caso base evaluación anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (IV)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2036 |
| Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) | Ene-2032 |

Tabla 8-19: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (IV)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|-------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.7 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 |
| 2033 | 0.1 | 4.3 | 2.3 | - 1.7 |
| 2034 | 1.2 | 7.8 | 3.8 | - 1.6 |
| 2035 | 1.3 | 9.5 | 5.2 | - 1.5 |
| 2036 | - 1.4 | - 0.8 | - 1.2 | - 1.5 |
| 2037 | - 1.4 | - 1.0 | - 1.1 | - 1.4 |
| 2038 | - 1.3 | - 1.6 | - 1.4 | - 1.3 |
| 2039 | - 1.4 | - 1.2 | - 1.5 | - 1.2 |
| 2040 | - 1.1 | - 0.6 | - 0.9 | - 1.2 |
| 2041 | - 1.0 | - 0.4 | - 0.9 | - 1.1 |
| 2042 | - 1.0 | - 0.4 | - 0.9 | - 1.1 |
| 2043 | - 0.8 | - 0.2 | - 0.9 | - 1.0 |
| 2044 | - 0.8 | 0.0 | - 0.6 | - 1.0 |
| Total | - 9.2 | 13.6 | - 0.1 | - 17.5 |
| VP Perpetuidad | - 14.7 | - 3.1 | - 13.9 | - 17.4 |
| Costo con Perpetuidad | - 23.9 | 10.4 | - 14.0 | - 34.8 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-20: Caso base evaluación anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (V)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2038 |
| Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) | Ene-2032 |

Tabla 8-21: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (V)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|-------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.7 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 |
| 2033 | 0.1 | 4.3 | 2.3 | - 1.7 |
| 2034 | 1.2 | 7.8 | 3.8 | - 1.6 |
| 2035 | 1.3 | 9.5 | 5.2 | - 1.5 |
| 2036 | 1.8 | 11.7 | 6.1 | - 1.5 |
| 2037 | 2.6 | 14.1 | 7.9 | - 1.4 |
| 2038 | - 1.1 | - 2.2 | - 1.2 | - 1.3 |
| 2039 | - 1.5 | - 1.4 | - 1.1 | - 1.2 |
| 2040 | - 1.2 | - 0.8 | - 1.2 | - 1.2 |
| 2041 | - 1.1 | - 0.6 | - 1.1 | - 1.1 |
| 2042 | - 1.0 | - 0.6 | - 0.8 | - 1.1 |
| 2043 | - 0.9 | - 0.0 | - 0.8 | - 1.0 |
| 2044 | - 0.6 | - 0.6 | - 0.7 | - 1.0 |
| Total | - 2.2 | 39.5 | 16.5 | - 17.5 |
| VP Perpetuidad | - 14.0 | - 6.7 | - 12.9 | - 17.4 |
| Costo con Perpetuidad | - 16.2 | 32.8 | 3.6 | - 34.8 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-22: Caso base evaluación anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (VI)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2040 |
| Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) | Ene-2032 |

Tabla 8-23: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico (VI)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|------------|-------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.7 | - 1.8 | - 1.8 | - 1.8 |
| 2033 | 0.1 | 4.3 | 2.3 | - 1.7 |
| 2034 | 1.2 | 7.8 | 3.8 | - 1.6 |
| 2035 | 1.3 | 9.5 | 5.2 | - 1.5 |
| 2036 | 1.8 | 11.7 | 6.1 | - 1.5 |
| 2037 | 2.6 | 14.1 | 7.9 | - 1.4 |
| 2038 | 3.1 | 16.5 | 8.7 | - 1.3 |
| 2039 | 3.5 | 17.2 | 8.4 | - 1.2 |
| 2040 | - 1.4 | - 0.9 | - 1.2 | - 1.2 |
| 2041 | - 1.1 | - 0.9 | - 1.1 | - 1.1 |
| 2042 | - 0.9 | - 1.0 | - 0.7 | - 1.1 |
| 2043 | - 0.9 | - 0.4 | - 1.3 | - 1.0 |
| 2044 | - 0.7 | - 0.5 | - 1.4 | - 1.0 |
| Total | 7.0 | 75.8 | 34.8 | - 17.5 |
| VP Perpetuidad | - 14.1 | - 10.5 | - 19.6 | - 17.4 |
| Costo con Perpetuidad | - 7.1 | 65.2 | 15.2 | - 34.8 |

En las evaluaciones presentadas se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por sí sola. Además, existe un beneficio adicional complementario al evaluarse en conjunto con el Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias y el Apoyo Zona Concepción – Charrúa descrito en el capítulo 8.1.3.

Por otro lado, se observa un menor beneficio operacional una vez que el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos entra en operación, asociado a un menor efecto en el aumento del límite de transmisión centro – sur.

En el caso de que el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos deba considerar un estudio de franjas, desplazando su fecha de puesta en servicio, y adicionalmente a esto, sufra atrasos posteriores debido a su envergadura (2 años), se identifica que la disminución de costos operacionales del sistema es suficiente para costear el valor de inversión del proyecto, incluso en condiciones superiores a las referenciales en términos de valor de adjudicación de las obras.

De lo anterior se concluye que el proyecto es beneficioso para el sistema y se recomienda su desarrollo, ya que otorga beneficios de costo operacional, incluso en condiciones de inversión sobre las referenciales, y adiciona un beneficio complementario en conjunto con las obras promovidas en el presente plan de expansión, correspondientes al Apoyo Zona Concepción – Charrúa y Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias. A su vez, el proyecto otorga holguras, de acuerdo con lo indicado en el artículo 87° de la Ley y la

metodología señalada en el Reglamento de Planificación, en caso de que el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, promovido en el presente proceso de expansión sistema, extienda su puesta en servicio producto de ser sometido a estudio de franjas, y/o atrasos en su desarrollo producto de la gran envergadura del proyecto.

c) Sensibilidades Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar las obras del Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos del indicados en la Tabla 8-12.

Tabla 8-24: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|--------------|-------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | 3.2 | 13.6 | 14.9 | - 13.3 |
| 2034 | - 1.1 | 7.2 | 3.6 | - 12.6 |
| 2035 | - 3.1 | 9.6 | 3.2 | - 11.9 |
| 2036 | - 5.3 | 12.6 | 0.8 | - 11.3 |
| 2037 | - 0.7 | 19.1 | 5.5 | - 10.7 |
| 2038 | - 4.4 | 20.6 | 5.0 | - 10.2 |
| 2039 | - 2.6 | 28.8 | 6.4 | - 9.6 |
| 2040 | 0.5 | 18.5 | 3.4 | - 9.1 |
| 2041 | - 2.0 | 19.5 | 10.0 | - 8.7 |
| 2042 | 2.4 | 19.2 | 8.7 | - 8.2 |
| 2043 | 3.7 | 25.8 | 11.9 | - 7.8 |
| 2044 | 5.1 | 19.6 | 8.6 | - 7.4 |
| Total | - 4.1 | 214.2 | 82.0 | - 120.8 |
| VP Perpetuidad | 65.2 | 371.6 | 168.2 | - 134.1 |
| Costo con Perpetuidad | 61.0 | 585.8 | 250.2 | - 254.9 |

En la siguiente tabla, se presenta el beneficio de considerar dos transformadores 500/220 kV en S/E Tiquel, considerando como base el mismo caso con un transformador.

Tabla 8-25: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (II)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | - 0.4 | 2.2 | 0.6 | - 1.5 |
| 2034 | 0.2 | 2.1 | 1.2 | - 1.4 |
| 2035 | 0.3 | 3.0 | 1.7 | - 1.3 |
| 2036 | 0.8 | 3.4 | 1.7 | - 1.3 |
| 2037 | 1.0 | 3.5 | 1.6 | - 1.2 |
| 2038 | 1.2 | 5.4 | 1.7 | - 1.1 |
| 2039 | 1.4 | 4.0 | 2.2 | - 1.1 |
| 2040 | 2.1 | 4.6 | 2.2 | - 1.0 |
| 2041 | 3.3 | 4.0 | 2.5 | - 1.0 |
| 2042 | 1.8 | 4.5 | 2.5 | - 0.9 |
| 2043 | 2.7 | 5.2 | 2.1 | - 0.9 |
| 2044 | 2.1 | 6.0 | 2.5 | - 0.8 |
| Total | 16.5 | 48.0 | 22.6 | - 13.4 |
| VP Perpetuidad | 38.5 | 91.0 | 41.3 | - 14.9 |
| Costo con Perpetuidad | 55.0 | 139.0 | 63.8 | - 28.3 |

En la siguiente tabla, se presenta el beneficio de considerar tres transformadores 500/220 kV en S/E Tiquel, considerando como base el mismo caso con dos transformadores.

Tabla 8-26: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (III)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|-------------|------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | - 1.0 | - 0.2 | - 0.6 | - 1.5 |
| 2034 | - 0.6 | 0.3 | - 0.6 | - 1.4 |
| 2035 | - 0.6 | 0.2 | - 0.2 | - 1.3 |
| 2036 | - 0.7 | 1.8 | 0.6 | - 1.3 |
| 2037 | - 0.2 | 2.6 | 0.8 | - 1.2 |
| 2038 | - 0.2 | 2.7 | 1.0 | - 1.1 |
| 2039 | - 0.1 | 3.4 | 1.1 | - 1.1 |
| 2040 | - 0.0 | 1.3 | 2.4 | - 1.0 |
| 2041 | 0.6 | 0.7 | 1.3 | - 1.0 |
| 2042 | 0.7 | 1.3 | 1.3 | - 0.9 |
| 2043 | 0.8 | 1.9 | 1.5 | - 0.9 |
| 2044 | 1.0 | 0.3 | 0.8 | - 0.8 |
| Total | - 0.3 | 16.3 | 9.3 | - 13.4 |
| VP Perpetuidad | 14.8 | 20.0 | 20.3 | - 14.9 |
| Costo con Perpetuidad | 14.5 | 36.2 | 29.6 | - 28.3 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-27: Caso base evaluación anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (IV)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2032 |

Tabla 8-28: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (IV)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|--------------|-------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | 3.6 | 14.5 | 16.0 | - 13.3 |
| 2034 | - 0.8 | 7.4 | 4.2 | - 12.6 |
| 2035 | - 3.0 | 10.0 | 3.6 | - 11.9 |
| 2036 | - 5.2 | 11.7 | 1.4 | - 11.3 |
| 2037 | - 0.6 | 20.0 | 5.3 | - 10.7 |
| 2038 | - 3.8 | 20.2 | 4.7 | - 10.2 |
| 2039 | - 3.0 | 27.8 | 5.6 | - 9.6 |
| 2040 | 0.5 | 18.5 | 3.5 | - 9.1 |
| 2041 | - 2.1 | 19.4 | 9.6 | - 8.7 |
| 2042 | 1.8 | 19.4 | 8.9 | - 8.2 |
| 2043 | 2.6 | 25.9 | 12.5 | - 7.8 |
| 2044 | 5.2 | 19.8 | 8.5 | - 7.4 |
| Total | - 4.9 | 214.7 | 83.7 | - 120.8 |
| VP Perpetuidad | 56.0 | 374.2 | 171.4 | - 134.1 |
| Costo con Perpetuidad | 51.1 | 588.9 | 255.1 | - 254.9 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-29: Caso base evaluación anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (V)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2032 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2036 |

Tabla 8-30: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (V)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | 3.6 | 14.5 | 16.0 | - 13.3 |
| 2034 | - 0.8 | 7.4 | 4.2 | - 12.6 |
| 2035 | - 3.0 | 10.0 | 3.6 | - 11.9 |
| 2036 | 3.3 | 49.0 | 26.9 | - 11.3 |
| 2037 | 5.1 | 47.0 | 27.6 | - 10.7 |
| 2038 | 9.0 | 66.8 | 34.9 | - 10.2 |
| 2039 | 6.7 | 80.0 | 40.1 | - 9.6 |
| 2040 | 9.4 | 79.6 | 38.5 | - 9.1 |
| 2041 | 10.4 | 70.9 | 43.4 | - 8.7 |
| 2042 | 14.9 | 70.3 | 45.8 | - 8.2 |
| 2043 | 22.4 | 86.3 | 56.2 | - 7.8 |
| 2044 | 22.1 | 76.3 | 51.2 | - 7.4 |
| Total | 103.3 | 658.3 | 388.5 | - 120.8 |
| VP Perpetuidad | 344.3 | 1,341.4 | 882.7 | - 134.1 |
| Costo con Perpetuidad | 447.5 | 1,999.7 | 1,271.2 | - 254.9 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-31: Caso base evaluación anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (VI)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2032 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2036 |
| Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) | Ene-2032 |

Tabla 8-32: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias (VI)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|---------------|--------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | - 7.7 | - 2.1 | - 4.2 | - 13.3 |
| 2034 | - 7.3 | 1.1 | - 4.8 | - 12.6 |
| 2035 | - 7.2 | 3.5 | - 2.9 | - 11.9 |
| 2036 | - 5.6 | 29.4 | 9.1 | - 11.3 |
| 2037 | - 4.1 | 22.2 | 10.4 | - 10.7 |
| 2038 | - 3.4 | 37.8 | 16.7 | - 10.2 |
| 2039 | - 3.3 | 48.7 | 19.4 | - 9.6 |
| 2040 | - 1.1 | 32.5 | 17.2 | - 9.1 |
| 2041 | - 1.3 | 34.8 | 21.3 | - 8.7 |
| 2042 | 2.1 | 36.9 | 21.3 | - 8.2 |
| 2043 | 5.9 | 43.4 | 27.8 | - 7.8 |
| 2044 | 6.2 | 47.4 | 24.5 | - 7.4 |
| Total | - 26.8 | 335.5 | 155.9 | - 120.8 |
| VP Perpetuidad | 82.5 | 737.6 | 424.5 | - 134.1 |
| Costo con Perpetuidad | 55.7 | 1,073.1 | 580.4 | - 254.9 |

En las evaluaciones presentadas se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por sí sola. Además, existe un beneficio adicional complementario al evaluarse en conjunto con el equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico y el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos.

Por otro lado, se observa una disminución acotada del beneficio operacional una vez que entra en operación el Apoyo Zona Concepción – Charrúa, descrito en el capítulo 8.1.3, sin afectar su evaluación positiva en todo el horizonte analizado.

Respecto del número de transformares eficiente a considerar en S/E Tiquel, se identifica que dos transformadores presentan un beneficio relevante respecto a considerar solo uno y, si bien existe un beneficio adicional de considerar un tercer transformador, este es más acotado en los primeros 3 años desde su puesta en servicio, por lo que se posterga su inclusión para futuros procesos de expansión.

De lo anterior se concluye que el proyecto es beneficioso para el sistema, ya que otorga beneficios de costo operacional, incluso en condiciones de inversión sobre las referenciales, y adiciona un beneficio complementario en conjunto al equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico y el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos.

d) Sensibilidades Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos del indicados en la Tabla 8-12.

Tabla 8-33: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|----------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - |
| 2036 | - 57.1 | 64.2 | 6.3 | - 94.0 |
| 2037 | - 36.8 | 147.0 | 55.7 | - 89.1 |
| 2038 | - 32.0 | 166.7 | 53.6 | - 84.4 |
| 2039 | - 12.0 | 168.6 | 47.6 | - 80.0 |
| 2040 | - 6.9 | 122.7 | 55.4 | - 75.9 |
| 2041 | 16.4 | 138.9 | 67.1 | - 71.9 |
| 2042 | 41.2 | 135.1 | 63.4 | - 68.1 |
| 2043 | 58.4 | 136.2 | 52.3 | - 64.6 |
| 2044 | 76.0 | 134.9 | 27.1 | - 61.2 |
| Total | 47.2 | 1,214.2 | 428.6 | - 689.2 |
| VP Perpetuidad | 1,020.1 | 2,335.4 | 809.9 | - 1,113.2 |
| Costo con Perpetuidad | 1,067.4 | 3,549.6 | 1,238.5 | - 1,802.4 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-34: Caso base evaluación anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (II)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2032 |

Tabla 8-35: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (II)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|----------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - |
| 2036 | - 52.0 | 88.9 | 24.3 | - 94.0 |
| 2037 | - 35.1 | 158.8 | 68.6 | - 89.1 |
| 2038 | - 23.2 | 195.3 | 73.9 | - 84.4 |
| 2039 | - 7.2 | 202.1 | 71.5 | - 80.0 |
| 2040 | - 2.5 | 168.7 | 81.1 | - 75.9 |
| 2041 | 23.1 | 176.1 | 90.4 | - 71.9 |
| 2042 | 46.6 | 172.6 | 90.8 | - 68.1 |
| 2043 | 69.0 | 182.6 | 85.8 | - 64.6 |
| 2044 | 84.3 | 180.2 | 63.4 | - 61.2 |
| Total | 103.0 | 1,525.5 | 649.9 | - 689.2 |
| VP Perpetuidad | 1,160.9 | 3,081.3 | 1,371.5 | - 1,113.2 |
| Costo con Perpetuidad | 1,263.8 | 4,606.8 | 2,021.3 | - 1,802.4 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-12 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-36: Caso base evaluación anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (III)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2032 |
| Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) | Ene-2032 |

Tabla 8-37: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (III)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|----------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - |
| 2036 | - 50.0 | 112.3 | 39.9 | - 94.0 |
| 2037 | - 30.5 | 179.7 | 82.6 | - 89.1 |
| 2038 | - 18.6 | 225.0 | 95.3 | - 84.4 |
| 2039 | - 3.9 | 234.0 | 96.7 | - 80.0 |
| 2040 | 3.3 | 202.0 | 99.5 | - 75.9 |
| 2041 | 24.8 | 205.1 | 118.4 | - 71.9 |
| 2042 | 52.4 | 204.8 | 115.7 | - 68.1 |
| 2043 | 74.6 | 225.7 | 121.5 | - 64.6 |
| 2044 | 91.0 | 214.5 | 87.9 | - 61.2 |
| Total | 143.2 | 1,803.1 | 857.5 | - 689.2 |
| VP Perpetuidad | 1,265.7 | 3,711.9 | 1,860.7 | - 1,113.2 |
| Costo con Perpetuidad | 1,409.0 | 5,515.0 | 2,718.2 | - 1,802.4 |

De las evaluaciones presentadas se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por sí sola. Además, existe un beneficio adicional complementario al evaluarse en conjunto con Apoyo Zona Concepción – Charrúa, descrito en el capítulo 8.1.3.

Por otro lado, se observa una disminución acotada del beneficio operacional al considerar en operación el equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico y Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, sin afectar su evaluación positiva en todo el horizonte analizado.

De lo anterior se concluye que el proyecto es beneficioso para el sistema y se recomienda su desarrollo, ya que otorga beneficios de costo operacional, incluso en condiciones de inversión sobre las referenciales, y adiciona un beneficio complementario en conjunto al Apoyo Zona Concepción – Charrúa, descrito en el capítulo 8.1.3.

e) Beneficios anuales proyectados

A continuación, se muestra parte del anexo que contiene el beneficio proyectado anual, para todos los escenarios, en los casos considerados para el capítulo de “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”.

Los detalles respecto a las evaluaciones y bases de simulación utilizadas, se encuentran contenidos en los anexos que forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión 2024.

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar el proyecto “Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)”, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos referenciales de los capítulos 3 y 4.

Tabla 8-38: Beneficio anual Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.5 | - 1.5 | - 1.5 | - 1.5 | - 1.5 | - 1.6 |
| 2033 | - 0.2 | 2.7 | 0.5 | - 0.5 | 0.6 | - 1.5 |
| 2034 | 0.7 | 7.0 | 3.1 | - 0.6 | 4.4 | - 1.4 |
| 2035 | 1.3 | 9.8 | 4.7 | - 0.3 | 5.7 | - 1.3 |
| 2036 | 2.0 | 11.6 | 5.5 | 0.1 | 7.2 | - 1.3 |
| 2037 | 2.5 | 14.2 | 8.2 | 1.1 | 10.6 | - 1.2 |
| 2038 | 2.9 | 16.6 | 9.0 | 1.1 | 10.4 | - 1.1 |
| 2039 | 3.8 | 16.9 | 9.0 | 1.0 | 10.0 | - 1.1 |
| 2040 | 3.6 | 13.2 | 8.5 | 2.3 | 10.0 | - 1.0 |
| 2041 | 5.0 | 13.6 | 9.8 | 3.4 | 9.2 | - 1.0 |
| 2042 | 6.9 | 12.9 | 8.7 | 4.2 | 10.5 | - 0.9 |
| 2043 | 8.2 | 13.5 | 9.4 | 5.7 | 8.8 | - 0.9 |
| 2044 | 7.9 | 11.3 | 6.0 | 6.9 | 9.0 | - 0.8 |
| Total | 43.3 | 142.0 | 80.8 | 23.1 | 94.7 | - 14.9 |
| VP Perpetuidad | 132.4 | 216.8 | 137.2 | 97.9 | 161.8 | - 14.9 |
| Costo con Perpetuidad | 175.7 | 358.8 | 218.0 | 121.0 | 256.5 | - 29.8 |

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar los proyectos “Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu”; “Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias”; “Nueva S/E Tiuquilemu”, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos referenciales de los capítulos 3 y 4.

Tabla 8-39: Beneficio anual Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - | - |
| 2033 | 5.0 | 15.4 | 16.6 | 11.3 | 32.3 | - 11.5 |
| 2034 | 0.6 | 8.9 | 5.3 | 14.8 | 24.8 | - 10.9 |
| 2035 | - 1.5 | 11.1 | 4.7 | 15.7 | 25.5 | - 10.4 |
| 2036 | - 3.8 | 14.1 | 2.3 | 12.5 | 19.6 | - 9.8 |
| 2037 | 0.7 | 20.5 | 6.9 | 7.6 | 19.3 | - 9.3 |
| 2038 | - 3.0 | 21.9 | 6.3 | 10.3 | 21.1 | - 8.8 |
| 2039 | - 1.3 | 30.0 | 7.6 | 9.6 | 24.9 | - 8.4 |
| 2040 | 1.7 | 19.7 | 4.6 | 8.3 | 18.1 | - 7.9 |
| 2041 | - 0.8 | 20.7 | 11.1 | 5.0 | 21.0 | - 7.5 |
| 2042 | 3.5 | 20.3 | 9.8 | 6.1 | 25.0 | - 7.1 |
| 2043 | 4.7 | 26.9 | 13.0 | 7.5 | 27.8 | - 6.8 |
| 2044 | 6.1 | 20.5 | 9.6 | 6.1 | 31.5 | - 6.4 |
| Total | 11.7 | 230.0 | 97.8 | 114.8 | 290.9 | - 105.0 |
| VP Perpetuidad | 82.8 | 389.2 | 185.8 | 113.1 | 486.7 | - 116.5 |
| Costo con Perpetuidad | 94.5 | 619.3 | 283.6 | 227.9 | 777.6 | - 221.5 |

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos referenciales de los capítulos 3 y 4.

Tabla 8-40: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - | - | - |
| 2036 | - 44.8 | 76.5 | 18.6 | - 64.8 | 20.3 | - 81.7 |
| 2037 | - 25.2 | 158.6 | 67.3 | - 53.4 | 74.8 | - 77.4 |
| 2038 | - 21.0 | 177.7 | 64.7 | - 49.6 | 72.4 | - 73.4 |
| 2039 | - 1.5 | 179.0 | 58.1 | - 42.3 | 62.6 | - 69.6 |
| 2040 | 3.0 | 132.6 | 65.3 | - 29.4 | 71.4 | - 65.9 |
| 2041 | 25.8 | 148.3 | 76.4 | - 8.8 | 83.1 | - 62.5 |
| 2042 | 50.1 | 144.0 | 72.3 | 11.3 | 97.9 | - 59.3 |
| 2043 | 66.9 | 144.7 | 60.7 | 20.1 | 69.7 | - 56.2 |
| 2044 | 83.9 | 142.9 | 35.1 | 40.7 | 90.6 | - 53.2 |
| Total | 137.2 | 1,304.2 | 518.6 | - 176.1 | 642.9 | - 599.2 |
| VP Perpetuidad | 1,165.4 | 2,480.8 | 955.2 | 424.0 | 1,482.9 | - 967.9 |
| Costo con Perpetuidad | 1,302.7 | 3,784.9 | 1,473.8 | 247.9 | 2,125.8 | - 1,567.1 |

Adicionalmente, dada la envergadura del proyecto HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, se muestra el beneficio del proyecto incluyendo como base aquellas obras que se consideran eficientes y con alta probabilidad de concretarse con fechas de puesta en servicio previas a las del enlace.

Tabla 8-41: Caso base evaluación anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (IV)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2032 |
| Apoyo Zona Concepción – Charrúa (8.1.3) | Ene-2032 |

Tabla 8-42: Beneficio anual Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos (IV)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|--------------|----------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - | - | - |
| 2036 | - 37.7 | 124.5 | 52.2 | - 57.5 | 68.6 | - 81.7 |
| 2037 | - 18.9 | 191.3 | 94.3 | - 42.0 | 117.9 | - 77.4 |
| 2038 | - 7.6 | 236.0 | 106.3 | - 36.7 | 128.2 | - 73.4 |
| 2039 | 6.6 | 244.5 | 107.2 | - 23.4 | 127.8 | - 69.6 |
| 2040 | 13.2 | 211.9 | 109.4 | - 10.3 | 123.0 | - 65.9 |
| 2041 | 34.2 | 214.5 | 127.8 | 9.5 | 137.2 | - 62.5 |
| 2042 | 61.3 | 213.7 | 124.6 | 28.1 | 152.9 | - 59.3 |
| 2043 | 83.1 | 234.1 | 129.9 | 52.8 | 155.5 | - 56.2 |
| 2044 | 99.0 | 222.5 | 95.9 | 70.7 | 182.1 | - 53.2 |
| Total | 233.2 | 1,893.1 | 947.5 | - 8.8 | 1,193.3 | - 599.2 |
| VP Perpetuidad | 1,411.1 | 3,857.2 | 2,006.0 | 884.5 | 2,829.8 | - 967.9 |
| Costo con Perpetuidad | 1,644.3 | 5,750.3 | 2,953.5 | 875.7 | 4,023.0 | - 1,567.1 |

8.1.2.6 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 8-43: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.262 | 41.554 | 27.181 | 17.035 | 40.241 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16.056 | 41.165 | 26.933 | 16.884 | 39.955 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 16.086 | 41.195 | 26.963 | 16.914 | 39.985 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 176 | 359 | 218 | 121 | 257 |

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado 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.

El proyecto compuesto por las obras “Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu”, “Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” y “Nueva S/E Tiuquilemu” 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 8-44: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.262 | 41.554 | 27.181 | 17.035 | 40.241 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 15.946 | 40.713 | 26.676 | 16.586 | 39.242 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 16.167 | 40.935 | 26.897 | 16.807 | 39.464 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 94 | 619 | 284 | 228 | 778 |

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto compuesto por las obras “Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu”, “Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias” y “Nueva S/E Tiuquilemu” en el presente proceso de expansión.

El proyecto compuesto por las obras “Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)” 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 8-45: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.262 | 41.554 | 27.181 | 17.035 | 40.241 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 13.392 | 36.202 | 24.140 | 15.220 | 36.548 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 14.959 | 37.769 | 25.707 | 16.787 | 38.116 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 1.303 | 3.785 | 1.474 | 248 | 2.126 |

Adicionalmente, dado los plazos constructivo del enlace HVDC se considera el beneficio del proyecto compuesto por las obras “Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)”, teniendo en cuenta como base la operación de las obras “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)”; “Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu”; “Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias”; “Nueva S/E Tiuquilemu”;

“Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”; “Aumento de capacidad de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”; “Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”; “Nueva S/E La Calle”; y “Nueva S/E Cambrales”.

Tabla 8-46: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 15.583 | 39.575 | 25.975 | 16.327 | 38.052 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 12.371 | 32.258 | 21.454 | 13.884 | 32.462 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 13.938 | 33.825 | 23.021 | 15.451 | 34.029 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 1.644 | 5.750 | 2.954 | 876 | 4.023 |

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto compuesto por las obras “Nuevo Sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos”, “Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)” y “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)” en el presente proceso de expansión.

8.1.3 Apoyo Zona Concepción - Charrúa

A continuación, se describen las obras promovidas y un resumen de los análisis efectuados en el Sistema de Transmisión Nacional en la zona entre S/E Charrúa y el Gran Concepción.

8.1.3.1 Obras Promovidas

a) Nueva S/E Seccionadora La Calle

La S/E La Calle se encontrará al sur de la comuna de Hualqui, en la Región del Biobío, y seccionará la línea 2x220 kV Hualqui – Lagunillas C1 y ambos circuitos de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa.

El seccionamiento tiene por objetivo generar un apoyo al abastecimiento de la zona de Concepción, permitir la conexión de nuevos proyectos y aumentar los límites de transmisión entre la S/E Charrúa y S/E Hualqui, utilizando aproximadamente 53 km entre S/E La Calle y S/E Charrúa, de la línea dedicada 2x220 kV Santa María – Charrúa de 770 MVA a 35°C con sol.

De manera adicional, con la obra se producirá un aumento en la seguridad y la resiliencia para la zona de Concepción, debido a que los trazados de la línea 2x220 kV Hualqui – La Calle – Charrúa C1 y 2x220 kV La Calle – Charrúa no comparten la misma franja, siendo menos susceptibles a una doble contingencia producto de eventos en la zona entre Hualqui y Charrúa.

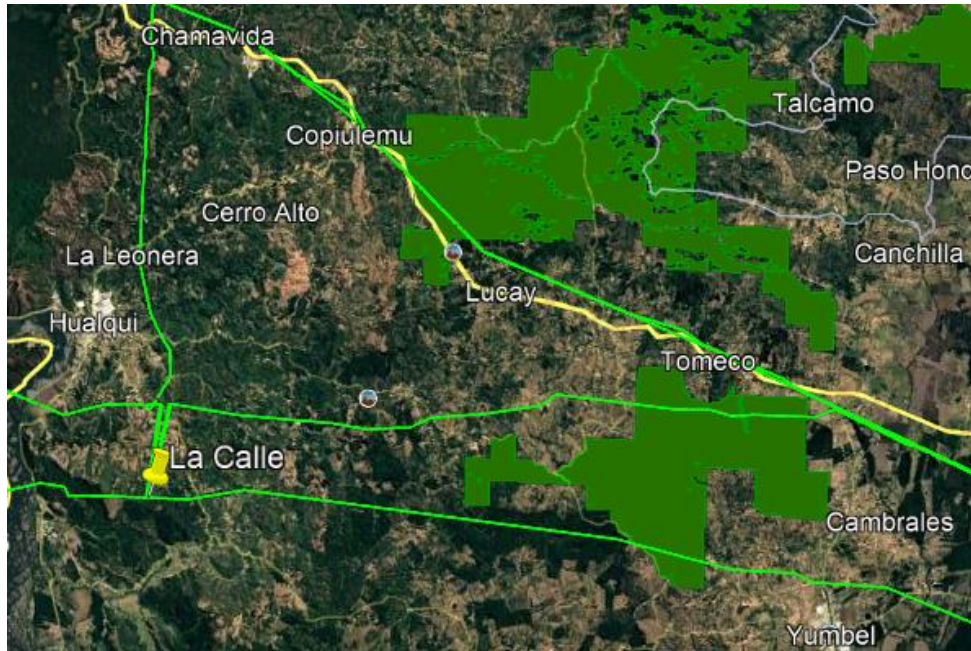


Figura 8-61: Potencial eólico y ubicación estimada de S/E Seccionadora La Calle

b) Nueva S/E Seccionadora Cambrales

La S/E Cambrales se encontrará al norte de la comuna de Yumbel, en la Región del Biobío, y seccionará ambos circuitos de la línea 2x220 kV Santa María – Charrúa.

La ubicación estimada de S/E Cambrales tiene como objetivo generar un nuevo punto de conexión para proyectos futuros entre S/E La Calle y S/E Charrúa, teniendo a la vista el potencial de generación eólica identificado en la PELP, así como antecedentes de desarrolladores en la zona.

En base a lo anterior, S/E Cambrales es promovida bajo los criterios de acceso abierto, incluyéndose de forma conservadora en el presente análisis de eficiencia operacional.

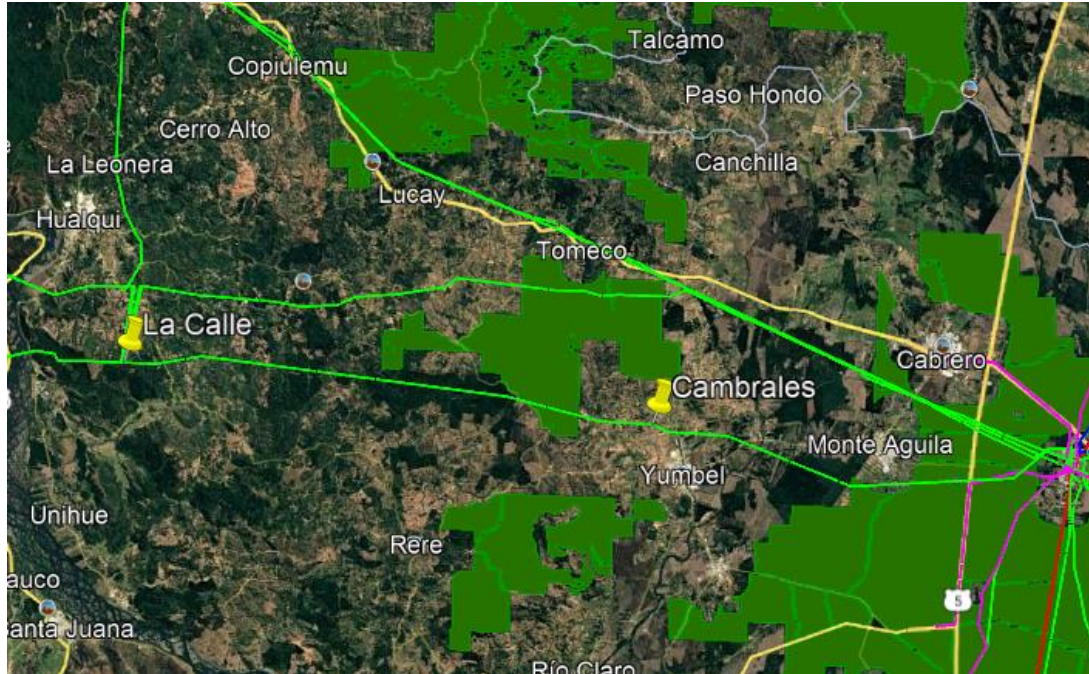


Figura 8-62: Potencial Eólico y ubicación estimada de S/E Cambrales

c) Refuerzo y tendido del segundo circuito 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – La Calle

Esta obra consiste en el aumento de capacidad del primer circuito y tendido del segundo de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui, de 21.8 km aproximadamente, y del tramo 2x220 kV Hualqui – La Calle, de 4 km aproximadamente, considerando una capacidad de, a lo menos, 700 MVA por circuito a 35°C con sol.

El objetivo del proyecto es generar un apoyo a la zona de Concepción, mejorando las condiciones de abastecimiento, disminuyendo el despacho futuro de centrales térmicas y aprovechando los recursos renovables presentes en el sistema.

8.1.3.2 Plan de Obras de Generación Relevante

A continuación, se muestra un subconjunto relevante de centrales eólicas, que forman parte de los EGPT descritos en el capítulo 7.3.4, para 2 zonas de interés: Arauco y Hualqui – Charrúa.

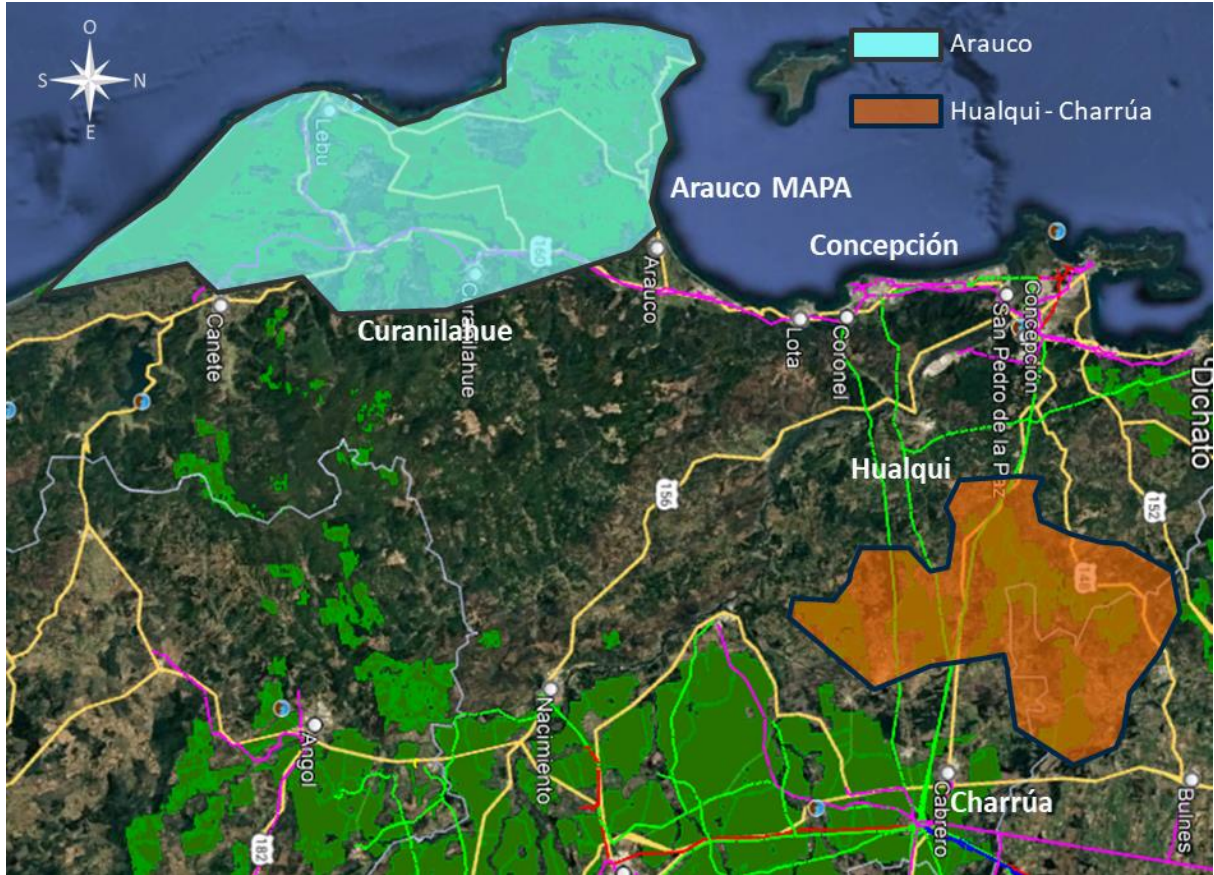


Figura 8-63: Agrupación Plan de Obras Zona Gran Concepción

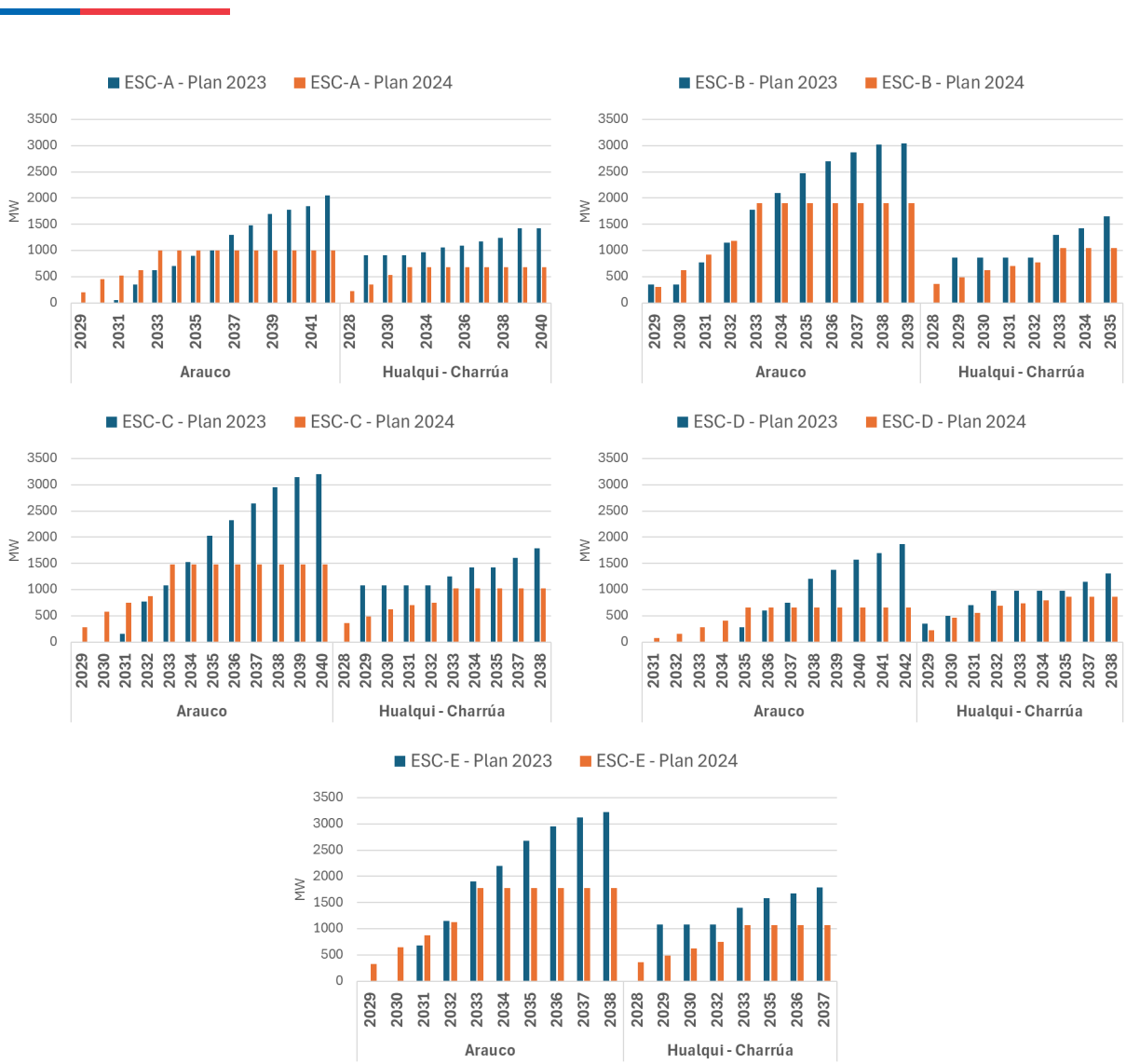


Figura 8-64: Plan de Obras Zona Gran Concepción (potencia instalada)

8.1.3.3 Portafolio de Obras

Adicionalmente a las obras promovidas se consideran las expansiones futuras que, según los antecedentes actuales, son eficientes de considerar en el sistema, sin perjuicio de que puedan ser modificadas, reemplazadas o descartadas en los siguientes procesos, y con el principal propósito de observar el equilibrio del beneficio futuro en distintos escenarios y presentar la visión de largo plazo en el desarrollo de los proyectos.

Aquellas obras no promovidas en el presente informe serán reevaluadas es los siguientes procesos de expansión.

Tabla 8-47: Portafolio de obras Apoyo Zona Concepción – Charrúa (I)

| Obras | Plan de Expansión Previsto |
|--|----------------------------|
| Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea | 2024 (actual) |
| Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle | 2024 (actual) |
| Nueva S/E La Calle | 2024 (actual) |
| Nueva S/E Cambrales | 2024 (actual) |

8.1.3.4 Modelación y Proyección de Restricciones de Transmisión

A continuación, se describe la modelación utilizada y las restricciones de transmisión considerando cada una de las obras descritas y alternativas analizadas en la zona.

a) Restricciones 2033

Para las condiciones base se consideran las restricciones de transmisión calculadas en los procesos de expansión anteriores.

Se destaca que los límites identificados están sujetos a las restricciones térmicas de las líneas a 35°C con sol, sin considerar problemas de estabilidad de tensión, dado que corresponden a tramos de transmisión con longitudes inferiores a 80 km.

Tabla 8-48: Restricciones modeladas Charrúa – Concepción (caso base)

| Tramo | Restricción [MW] |
|---|------------------|
| 1x220 kV Charrúa – Hualqui | 234 |
| 2x220 kV Hualqui – Dichato 220 kV | 485 |
| 1x220 kV Hualqui – Lagunillas 220 kV | 126 |
| 1x220 kV Lagunillas – Guindo – Hualpén 220 kV | 355 |

Bajo las estas condiciones base, se identifican las siguientes congestiones relevantes:

- Corredor Charrúa – Hualqui, con flujos hacia Charrúa.
- Corredor Hualqui – Lagunillas, en ambos sentidos de los flujos.
- Corredor Lagunillas – Guindo – Hualpén, con flujos hacia Hualpén.

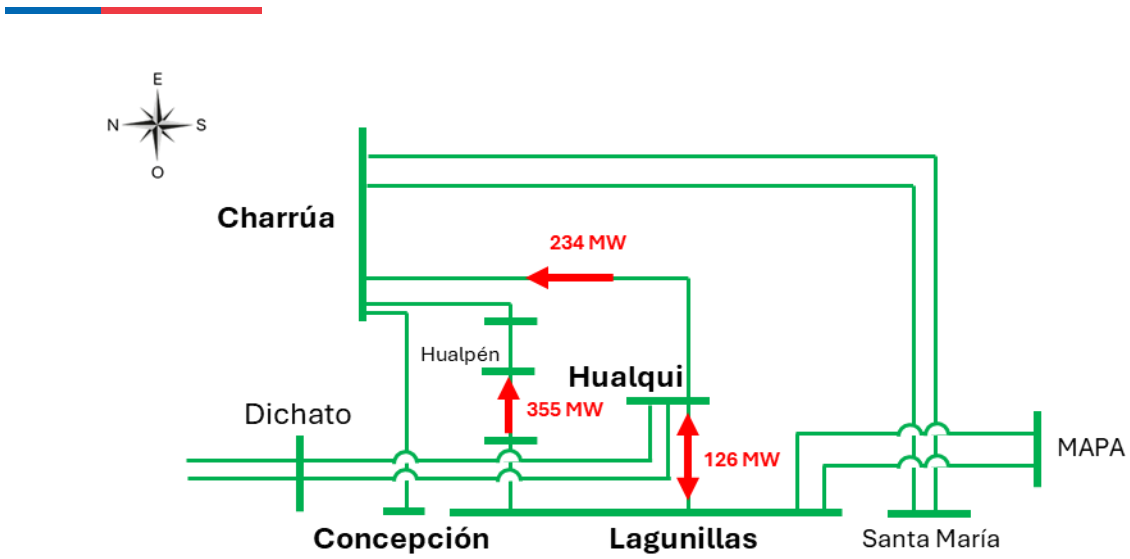


Figura 8-65: Diagrama simplificado de restricciones base 2033

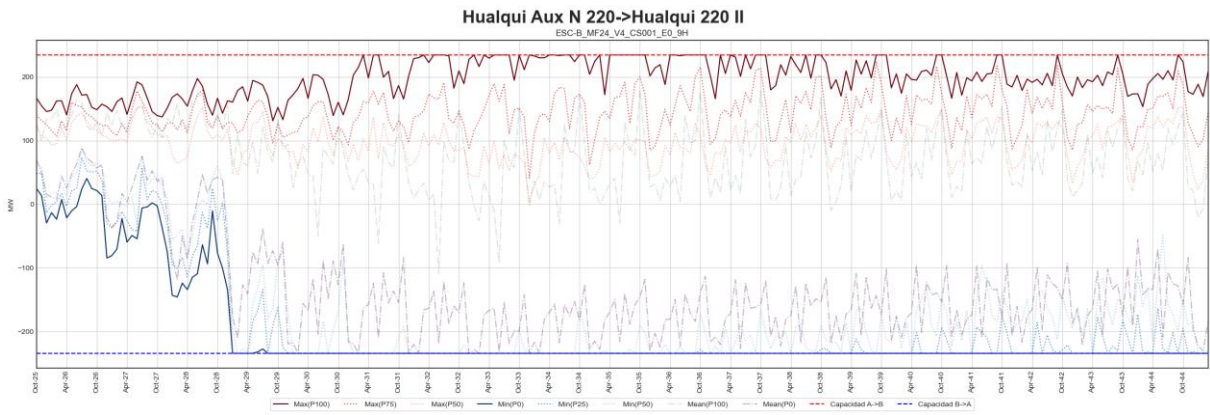


Figura 8-66: Flujos Charrúa – Hualqui (caso base)

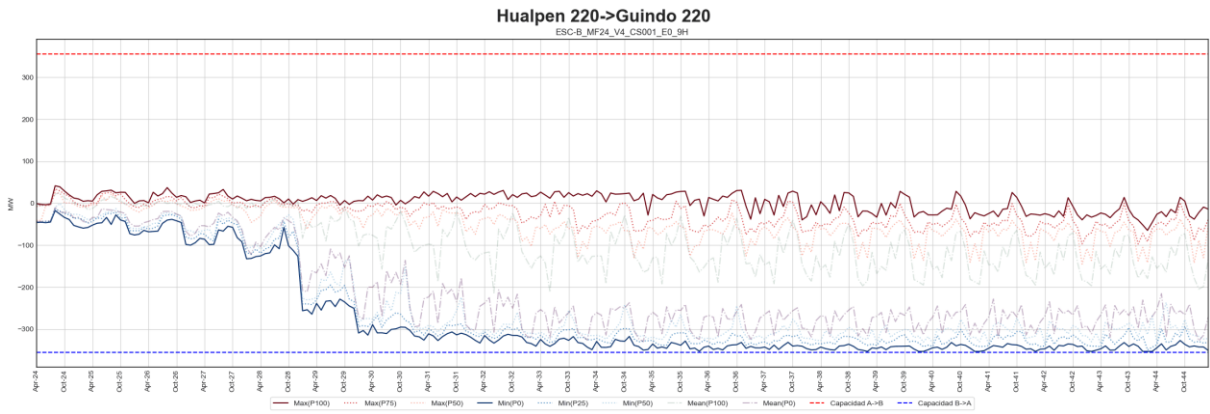


Figura 8-67: Flujos Hualpén - Lagunillas (caso base)

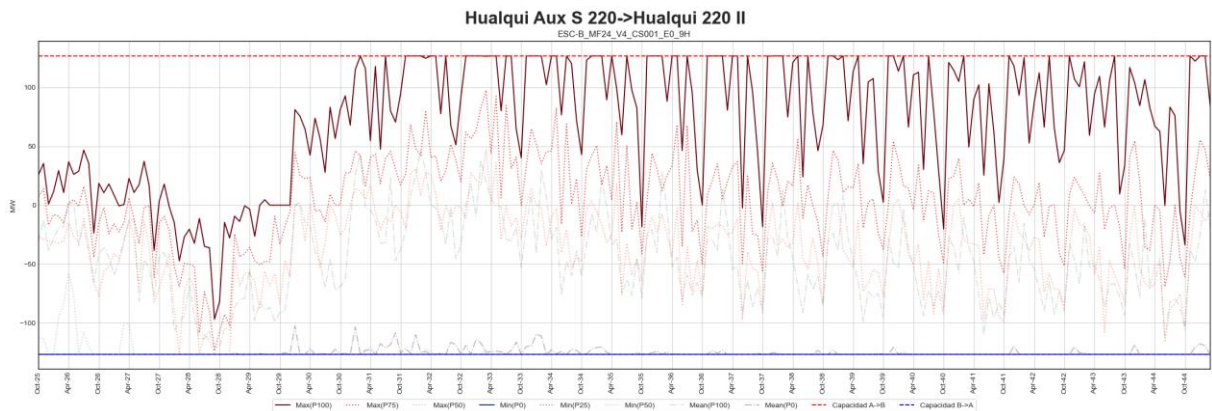


Figura 8-68: Flujos Hualqui – Lagunillas (caso base)

b) Apoyo Zona Concepción – Charrúa

Al considerar las siguientes obras, se consideran los límites que se indican en la tabla:

- Nueva S/E Seccionadora La Calle.
- Nueva S/E Seccionadora Cambrales.
- Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de Línea Lagunillas – Hualqui – La Calle a 700 MW por circuito a 35°C con sol.

Tabla 8-49: Restricciones modeladas Charrúa – Concepción (Apoyo Zona Concepción – Charrúa)

| Tramo | Restricción [MW] |
|---|------------------|
| 2x220 kV Charrúa – Cambrales | 882 |
| 2x220 kV Cambrales – La Calle | 882 |
| 1x220 kV Charrúa – La Calle | 223 |
| 2x220 kV Charrúa – Cambrales – La Calle + 1x220 kV Charrúa – La Calle | 987 |
| 2x220 kV La Calle – Hualqui | 700 |
| 2x220 kV Hualqui – Dichato | 485 |
| 2x220 kV Hualqui – Lagunillas | 700 |
| 1x220 kV Lagunillas – Guindo – Hualpén 220 kV | 355 |

Bajo las estas condiciones base, se identifican las siguientes congestiones relevantes:

- Corredor Charrúa – Hualqui, con flujos hacia Charrúa.
- Corredor Hualqui – Lagunillas, en ambos sentidos de los flujos.
- Corredor Lagunillas – Guindo – Hualpén, con flujos hacia Hualpén.

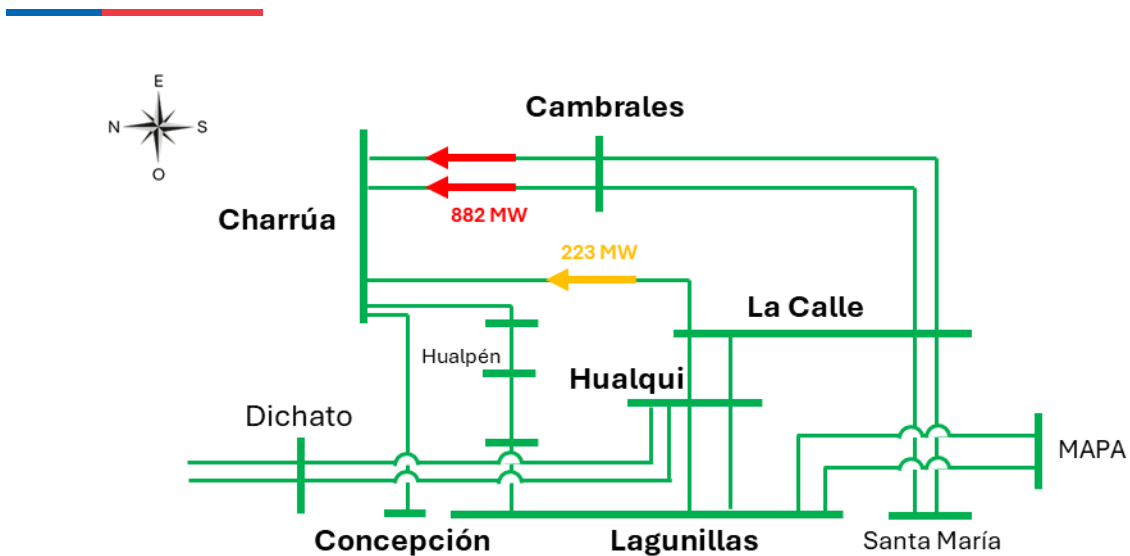


Figura 8-69: Diagrama simplificado de restricciones (Apoyo Zona Concepción – Charrúa)

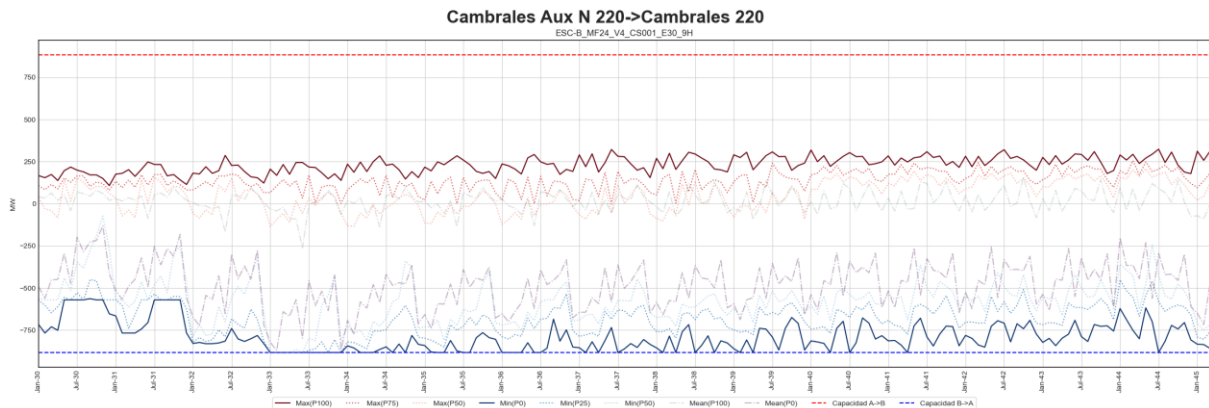


Figura 8-70: Flujos Charrúa – Cambrales (Apoyo Zona Concepción – Charrúa)

c) Alternativa 2

Al considerar las siguientes obras, se consideran los límites que se indican en la tabla:

- Nueva S/E Seccionadora Cambrales.
- Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de Línea Lagunillas – Hualqui – Charrúa a 700 MW por circuito a 35°C con sol.

Tabla 8-50: Restricciones modeladas Charrúa – Concepción (Alternativa 2)

| Tramo | Restricción [MW] |
|---|------------------|
| 2x220 kV Charrúa – Cambrales | 700 |
| 2x220 kV Cambrales – Hualqui | 700 |
| 2x220 kV Hualqui – Dichato | 485 |
| 2x220 kV Hualqui – Lagunillas | 700 |
| 1x220 kV Lagunillas – Guindo – Hualpén 220 kV | 355 |

Bajo las estas condiciones base, se identifican las siguientes congestiones relevantes:

- Corredor Charrúa – Cambrales, con flujos hacia Charrúa.

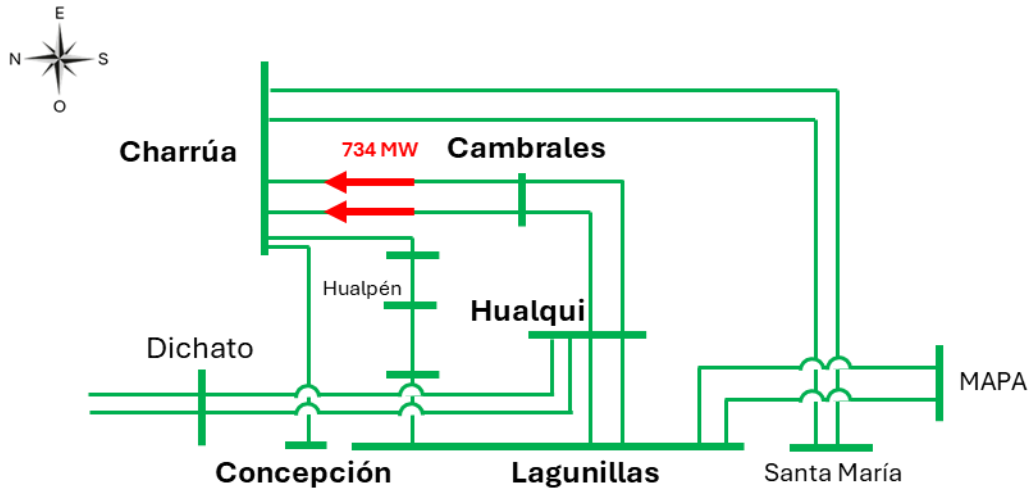


Figura 8-71: Diagrama simplificado de restricciones (Alternativa 2)

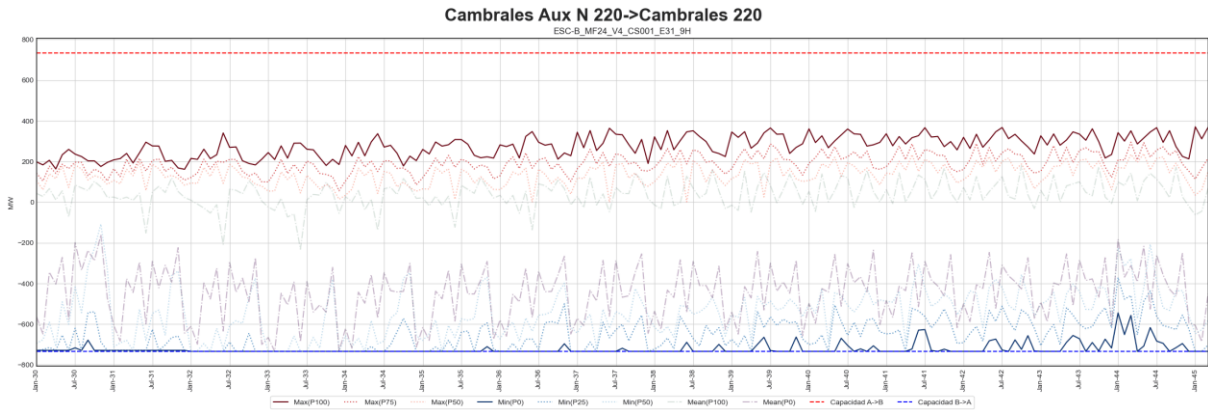


Figura 8-72: Flujos Charrúa – Cambrales (Alternativa 2).

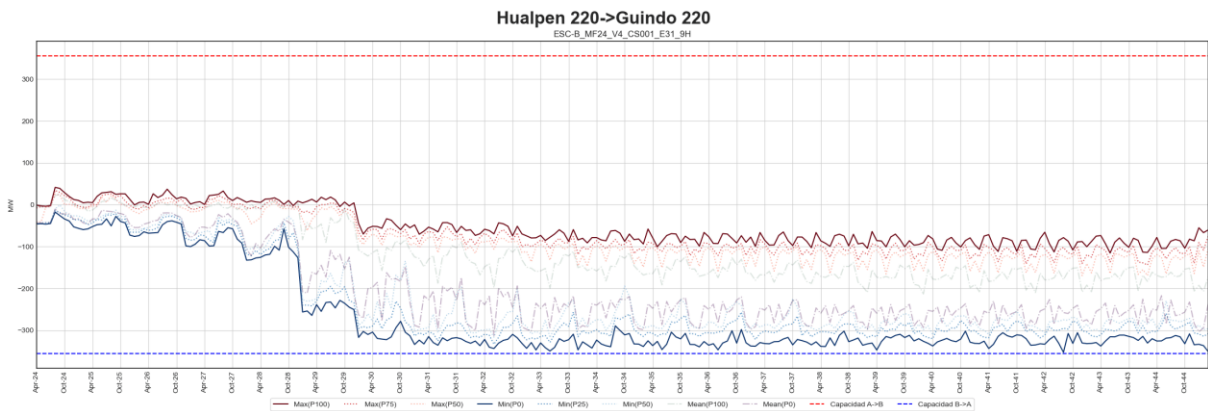


Figura 8-73: Flujos Hualpén – Lagunillas (Alternativa 2).

d) Alternativa 3

Al considerar las siguientes obras, se consideran los límites que se indican en la tabla:

Nueva S/E Seccionadora Patagual.

- Nueva S/E Seccionadora Cambrales.
- Aumento de capacidad Línea Patagual – Lagunillas a 700 MW por circuito a 35°C con sol.

Tabla 8-51: Restricciones modeladas Charrúa – Concepción (Alternativa 3)

| Tramo | Restricción [MW] |
|---|------------------|
| 2x220 kV Charrúa – Cambrales | 882 |
| 2x220 kV Cambrales – Patagual | 882 |
| 2x220 kV Patagual – Lagunillas | 700 |
| 1x220 kV Charrúa – Hualqui | 234 |
| 2x220 kV Hualqui – Dichato | 485 |
| 1x220 kV Hualqui – Lagunillas | 126 |
| 1x220 kV Lagunillas – Guindo – Hualpén 220 kV | 355 |

Bajo las estas condiciones base, se identifican las siguientes congestiones relevantes:

- Corredor Charrúa – Hualqui, con flujos hacia Charrúa.
- Corredor Hualqui – Lagunillas, en ambos sentidos de los flujos.
- Corredor Patagual – Lagunillas, con flujos hacia Lagunillas.

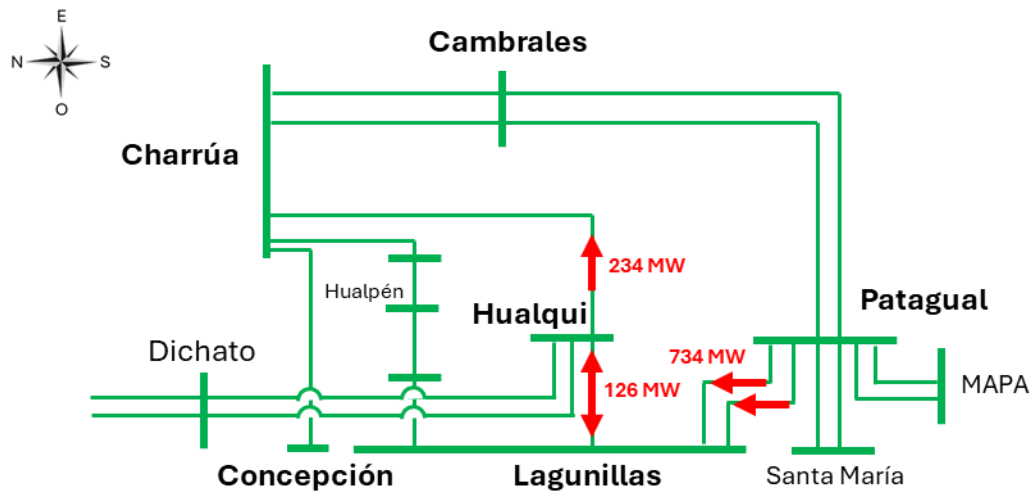


Figura 8-74: Diagrama simplificado de restricciones (Alternativa 3)

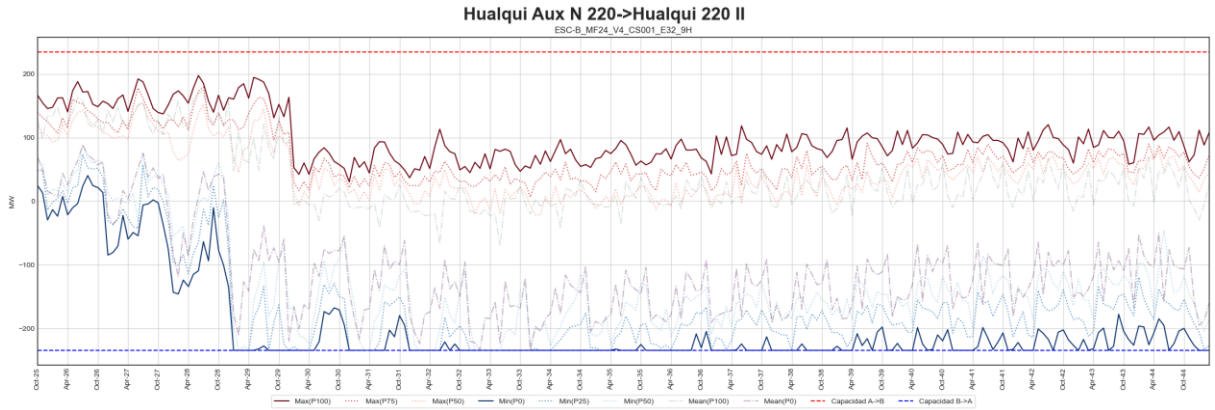


Figura 8-75: Flujos Charrúa – Hualqui (Alternativa 3)

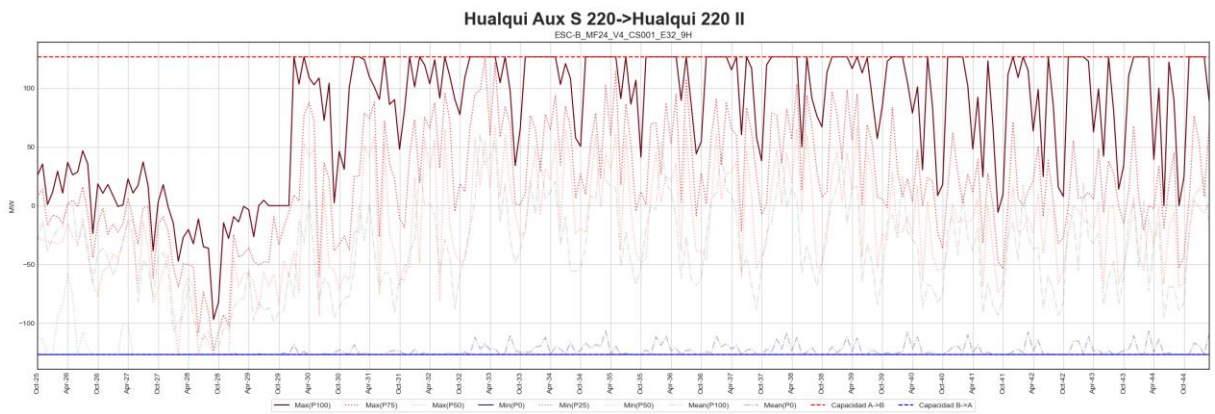


Figura 8-76: Flujos Hualqui – Lagunillas (Alternativa 3)

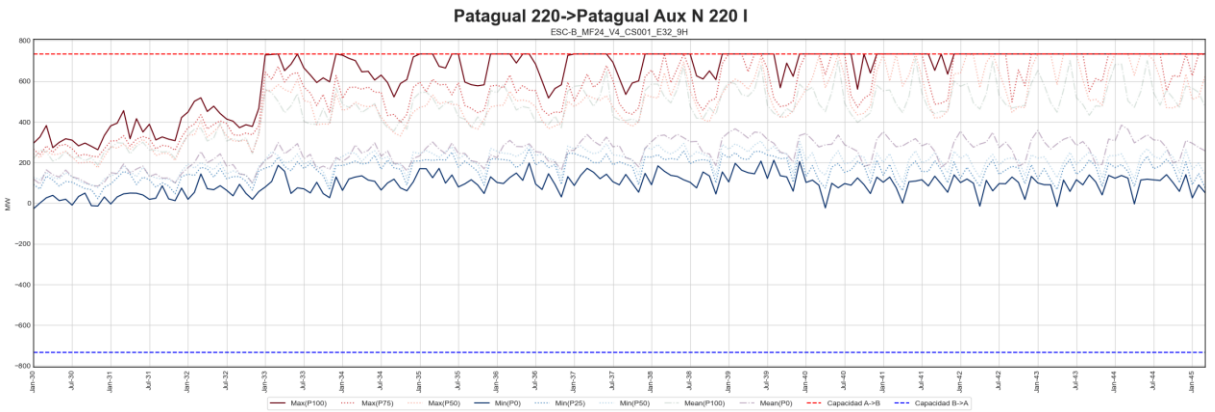


Figura 8-77: Flujos Patagual – Lagunillas (Alternativa 3)

e) Alternativa 4

Al considerar las siguientes obras, se consideran los límites que se indican en la tabla:

- Nueva S/E Seccionadora Cambrales.
- Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de Línea Lagunillas – Hualqui – Cambrales 700 MW por circuito a 35°C con sol.

Tabla 8-52: Restricciones modeladas Charrúa – Concepción (Alternativa 4)

| Tramo | Restricción [MW] |
|---|------------------|
| 2x220 kV Charrúa – Cambrales | 1200 |
| 2x220 kV Cambrales – Hualqui | 700 |
| 2x220 kV Hualqui – Dichato | 485 |
| 2x220 kV Hualqui – Lagunillas | 700 |
| 1x220 kV Lagunillas – Guindo – Hualpén 220 kV | 355 |

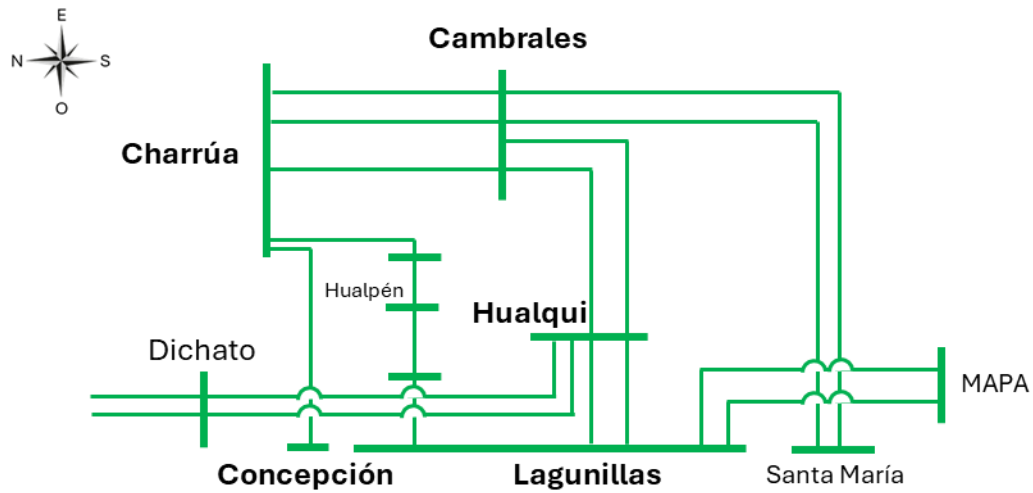


Figura 8-78: Diagrama simplificado de restricciones (Alternativa 4).

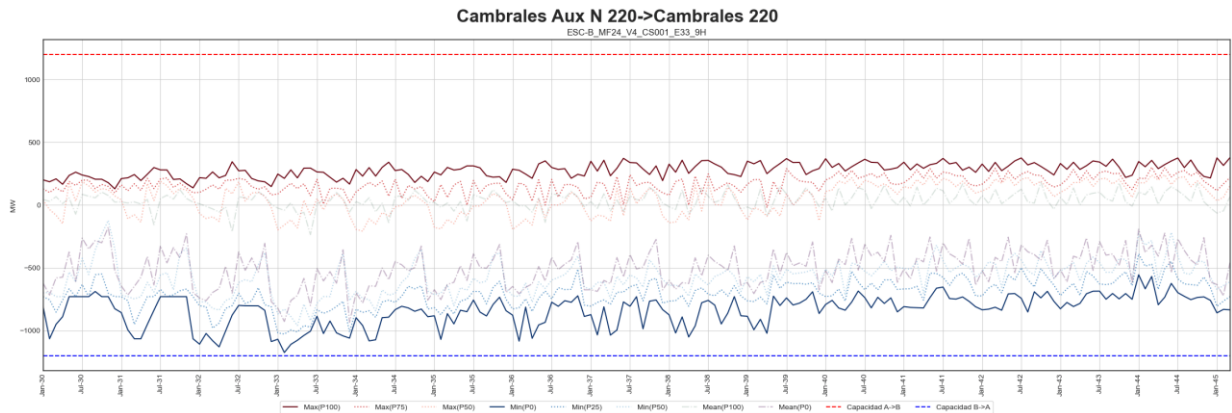


Figura 8-79: Flujos Charrúa – Cambrales (Alternativa 4)

8.1.3.5 Beneficios Proyectados y Sensibilidades

A continuación, se presentan sensibilidades y su efecto sobre las evaluaciones económicas para tres escenarios representativos, correspondientes a los escenarios A, B y C, de demanda baja, alta y media, respectivamente.

Adicionalmente, se muestra el beneficio proyectado anual para todos los escenarios, en los casos considerados en el capítulo 8.1.3.6 de “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, cuyo detalle se encuentra incluido en los anexos.

a) Análisis de alternativas

Se analizan cuatro alternativas con el objetivo de identificar la opción que maximice los beneficios operacionales del sistema.

Con el fin de identificar la oportunidad de incluir la obra en el presente plan de expansión, las evaluaciones comparativas se realizan a partir del año 2030, considerando un caso conservador respecto de los efectos en las tarifas de clientes.

La alternativa 1 o “Apoyo Zona Concepción – Charrúa” se compone de las siguientes obras:

Tabla 8-53: Costos de inversión Apoyo Zona Concepción – Charrúa

| Obra | Valor de Inversión [MMUSD] |
|--|----------------------------|
| Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea | 2,9 |
| Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas | 10,7 |
| Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle y seccionamiento en S/E Hualqui | 14,5 |
| Nueva S/E La Calle | 33,3 |
| Nueva S/E Cambrales | 19,8 |
| Nacionalizar Charrúa – Santa María (Seccionamiento en S/E La Calle) (50 km) | 35,7 |
| Total | 116,9 |

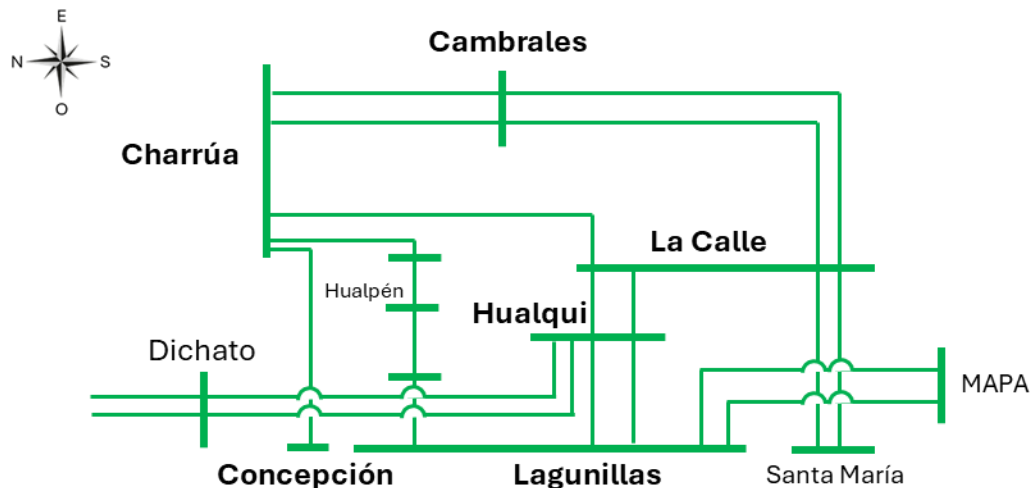


Figura 8-80: Diagrama simplificado Apoyo Zona Concepción – Charrúa

La alternativa 2 o “Refuerzo Lagunillas – Charrúa” se compone de las siguientes obras:

Tabla 8-54: Costos de inversión Refuerzo Lagunillas – Charrúa

| Obra | Valor de Inversión [MMUSD] |
|---|----------------------------|
| Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui | 36,4 |
| Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea | 2,9 |
| Nueva S/E Cambrales | 19,8 |
| Total | 59,0 |

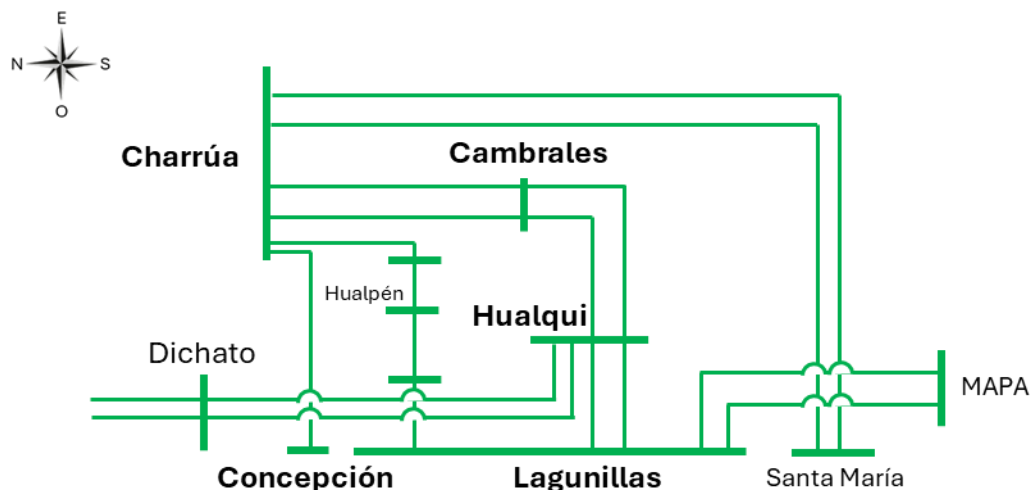


Figura 8-81: Diagrama simplificado Refuerzo Lagunillas – Charrúa

La alternativa 3 o “Proyecto Patagual” se compone de las siguientes obras:

Tabla 8-55: Costos de inversión Proyecto Patagual

| Obra | Valor de Inversión [MMUSD] |
|---|----------------------------|
| Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM) | 11,7 |
| Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual | 15,3 |
| Nueva S/E Patagual | 7,4 |
| Nueva S/E Cambrales | 19,8 |
| Nacionalización Santa María – Charrúa | 50,0 |
| Nacionalización Lagunillas – Patagual | 5,0 |
| Total | 109,2 |

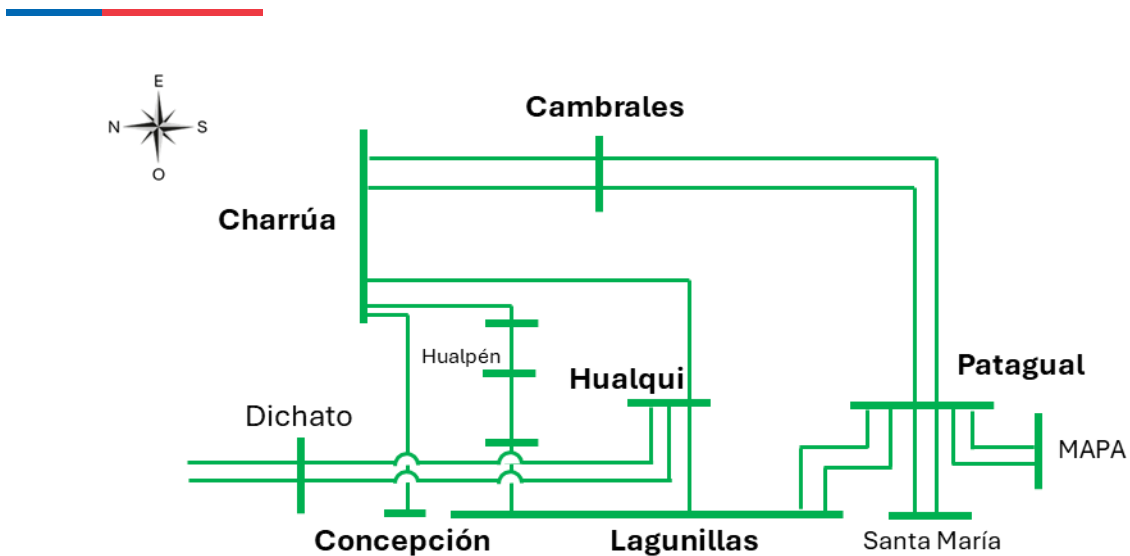


Figura 8-82: Diagrama simplificado Proyecto Patagual

La alternativa 4 o “Seccionamiento Cambrales” se compone de las siguientes obras:

Tabla 8-56: Costos de inversión Seccionamiento Cambrales

| Obra | Valor de inversión [MMUSD] |
|---|----------------------------|
| Aumento y tendido segundo circuito - Lagunillas - Hualqui - Cambrales | 36,1 |
| Nueva S/E Cambrales | 33,3 |
| Nacionalización Santa María – Charrúa (Seccionamiento Cambrales) | 21,4 |
| Total | 90,9 |

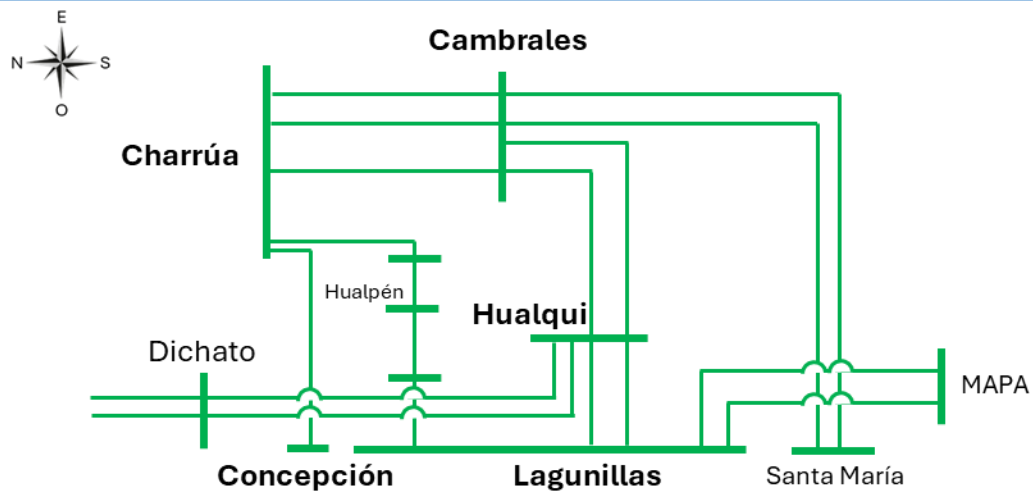


Figura 8-83: Diagrama simplificado Seccionamiento Cambrales

Cabe destacar que, 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°”.

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, los tramos de transporte dedicados intervenidos por el proyecto y que cambiarán la naturaleza de su uso a Nacional, se incorporan, de manera conservadora, en los costos del proyecto para identificar en la evaluación social de costo – beneficio, si realmente es conveniente incorporar el pago de dichos tramos a la tarifa de clientes finales, a través del cargo de transmisión a que se refiere el artículo 115 de la Ley.

En las siguientes tablas se muestra el beneficio anual de incorporar cada una de las alternativas descritas anteriormente.

Tabla 8-57: Beneficio anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|----------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - 3.5 | 0.5 | 6.1 | - 9.0 |
| 2031 | - 1.7 | 5.4 | 13.9 | - 8.5 |
| 2032 | - 0.3 | 27.0 | 23.1 | - 8.1 |
| 2033 | 8.1 | 27.7 | 30.0 | - 7.7 |
| 2034 | 2.3 | 9.7 | 14.0 | - 7.3 |
| 2035 | - 0.1 | 11.9 | 6.8 | - 6.9 |
| 2036 | 2.1 | 8.1 | 8.0 | - 6.5 |
| 2037 | 5.0 | 12.0 | 5.2 | - 6.2 |
| 2038 | 1.3 | 13.9 | 6.2 | - 5.9 |
| 2039 | 3.5 | 24.4 | 12.9 | - 5.6 |
| 2040 | 6.3 | 22.4 | 9.5 | - 5.3 |
| 2041 | 2.4 | 24.0 | 11.0 | - 5.0 |
| 2042 | 2.2 | 27.7 | 13.8 | - 4.7 |
| 2043 | 2.1 | 32.4 | 11.6 | - 4.5 |
| 2044 | 2.0 | 34.8 | 16.5 | - 4.3 |
| Total | 31.9 | 281.7 | 188.7 | - 95.4 |
| VP Perpetuidad | 36.2 | 547.4 | 242.2 | - 77.4 |

Tabla 8-58: Beneficio anual Refuerzo Lagunillas – Charrúa (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | 0.6 | 4.8 | 10.6 | - 4.6 |
| 2031 | 2.3 | 9.8 | 18.8 | - 4.4 |
| 2032 | 3.5 | 26.1 | 24.2 | - 4.1 |
| 2033 | 8.8 | 19.6 | 23.7 | - 3.9 |
| 2034 | 4.3 | 8.5 | 13.2 | - 3.7 |
| 2035 | 2.9 | 7.4 | 8.0 | - 3.5 |
| 2036 | 5.0 | 7.9 | 9.1 | - 3.3 |
| 2037 | 8.0 | 12.5 | 7.5 | - 3.2 |
| 2038 | 3.9 | 13.1 | 8.0 | - 3.0 |
| 2039 | 5.8 | 23.6 | 14.2 | - 2.9 |
| 2040 | 8.5 | 19.6 | 12.6 | - 2.7 |
| 2041 | 4.5 | 22.7 | 11.9 | - 2.6 |
| 2042 | 4.5 | 26.0 | 15.1 | - 2.4 |
| 2043 | 4.3 | 29.1 | 12.2 | - 2.3 |
| 2044 | 4.1 | 28.4 | 16.3 | - 2.2 |
| Total | 70.8 | 259.2 | 205.5 | - 48.9 |
| VP Perpetuidad | 73.5 | 481.2 | 250.6 | - 39.7 |
| Costo con Perpetuidad | 144.3 | 740.4 | 456.1 | - 88.5 |

Tabla 8-59: Beneficio anual Proyecto Patagual (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - 11.0 | - 7.6 | - 9.8 | - 8.7 |
| 2031 | - 10.3 | - 5.6 | - 6.2 | - 8.2 |
| 2032 | - 7.0 | 12.2 | 4.9 | - 7.8 |
| 2033 | 3.8 | 22.5 | 21.7 | - 7.4 |
| 2034 | - 1.9 | 7.5 | 7.1 | - 7.0 |
| 2035 | - 3.3 | 6.7 | 2.6 | - 6.6 |
| 2036 | - 0.7 | 5.8 | 1.5 | - 6.3 |
| 2037 | 1.4 | 9.6 | 2.0 | - 6.0 |
| 2038 | - 1.6 | 11.1 | 2.4 | - 5.6 |
| 2039 | 0.2 | 20.0 | 7.1 | - 5.3 |
| 2040 | 2.4 | 13.4 | 6.7 | - 5.1 |
| 2041 | - 0.4 | 16.3 | 6.7 | - 4.8 |
| 2042 | - 0.3 | 18.2 | 8.8 | - 4.6 |
| 2043 | - 0.2 | 23.1 | 6.6 | - 4.3 |
| 2044 | - 1.0 | 23.6 | 10.4 | - 4.1 |
| Total | - 29.9 | 176.9 | 72.5 | - 91.7 |
| VP Perpetuidad | - 8.8 | 374.9 | 148.4 | - 74.4 |
| Costo con Perpetuidad | - 38.7 | 551.8 | 220.9 | - 166.1 |

Tabla 8-60: Beneficio anual Seccionamiento Cambrales (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - 1.8 | 2.4 | 8.1 | 7.1 |
| 2031 | - 0.0 | 7.4 | 16.3 | 6.7 |
| 2032 | 1.3 | 24.3 | 22.7 | 6.4 |
| 2033 | 7.6 | 18.4 | 24.1 | 6.0 |
| 2034 | 2.6 | 7.0 | 11.6 | 5.7 |
| 2035 | 1.1 | 6.6 | 6.1 | 5.4 |
| 2036 | 3.2 | 6.2 | 7.4 | 5.1 |
| 2037 | 6.3 | 11.0 | 5.8 | 4.9 |
| 2038 | 2.3 | 12.0 | 6.4 | 4.6 |
| 2039 | 4.3 | 22.8 | 12.7 | 4.4 |
| 2040 | 7.1 | 18.7 | 10.8 | 4.1 |
| 2041 | 3.1 | 21.4 | 10.5 | 3.9 |
| 2042 | 3.1 | 24.9 | 13.8 | 3.7 |
| 2043 | 3.0 | 27.9 | 10.8 | 3.5 |
| 2044 | 2.8 | 27.3 | 15.3 | 3.3 |
| Total | 46.0 | 238.3 | 182.4 | 75.0 |
| VP Perpetuidad | 51.6 | 461.5 | 230.1 | 60.8 |
| Costo con Perpetuidad | 97.6 | 699.8 | 412.6 | 135.8 |

A continuación, se muestra un análisis comparativo de los beneficios operacionales de las alternativas descritas anteriormente.

En la siguiente figura se muestra el beneficio operacional de incorporar cada alternativa, sin descontar el valor de inversión y sin considerar la perpetuidad de la obra, con el objetivo de identificar la opción que, independientemente del costo, genera el mayor beneficio sistémico.

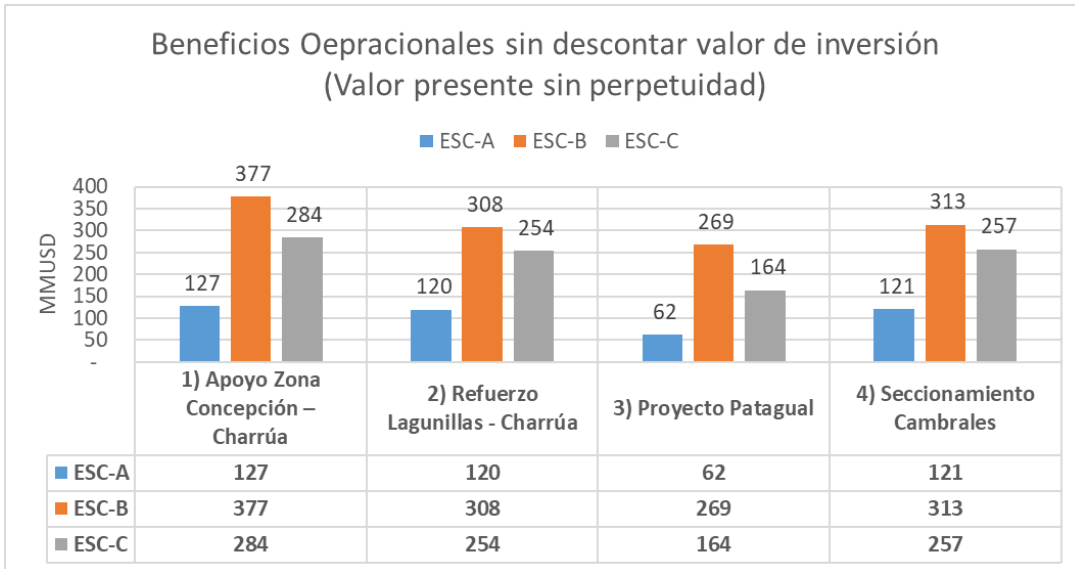


Figura 8-84: Valor presente sin perpetuidad alternativas Apoyo Concepción

En la siguiente figura se muestra el beneficio operacional de incorporar cada alternativa, descontando el valor de inversión y sin considerar la perpetuidad de la obra, con el objetivo de identificar la opción que, al considerar su costo estimado, genera el mayor beneficio sistémico.

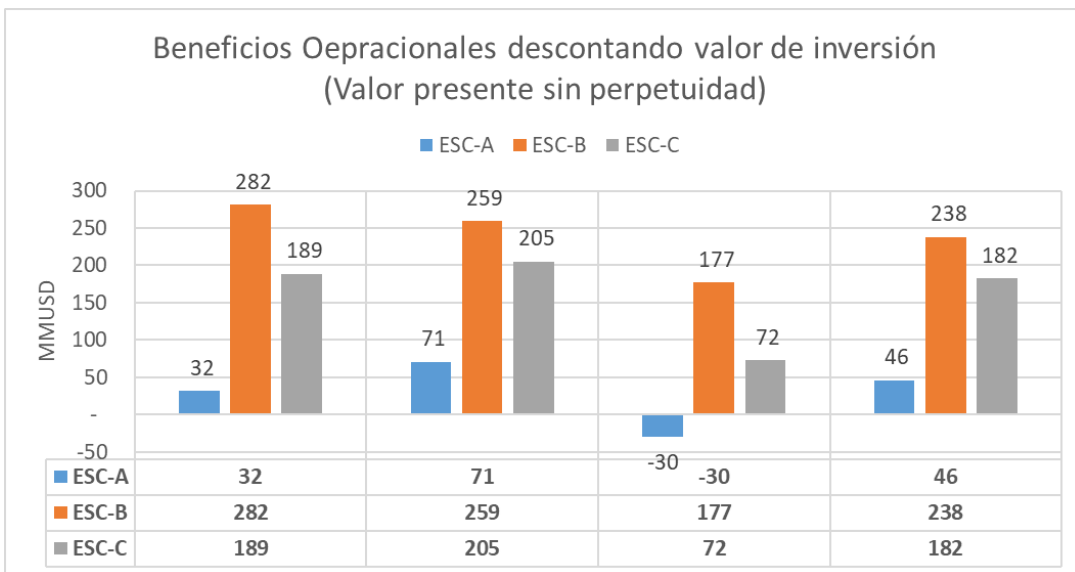


Figura 8-85: Valor presente beneficios sin perpetuidad alternativas Apoyo Concepción

En la siguiente figura se muestra el beneficio operacional de incorporar cada alternativa, descontando el valor de inversión y considerando la perpetuidad de la obra, con el objetivo de identificar la opción que genera el mayor beneficio sistémico, considerando su costo y el beneficio proyectado considerando la tendencia del final del horizonte.

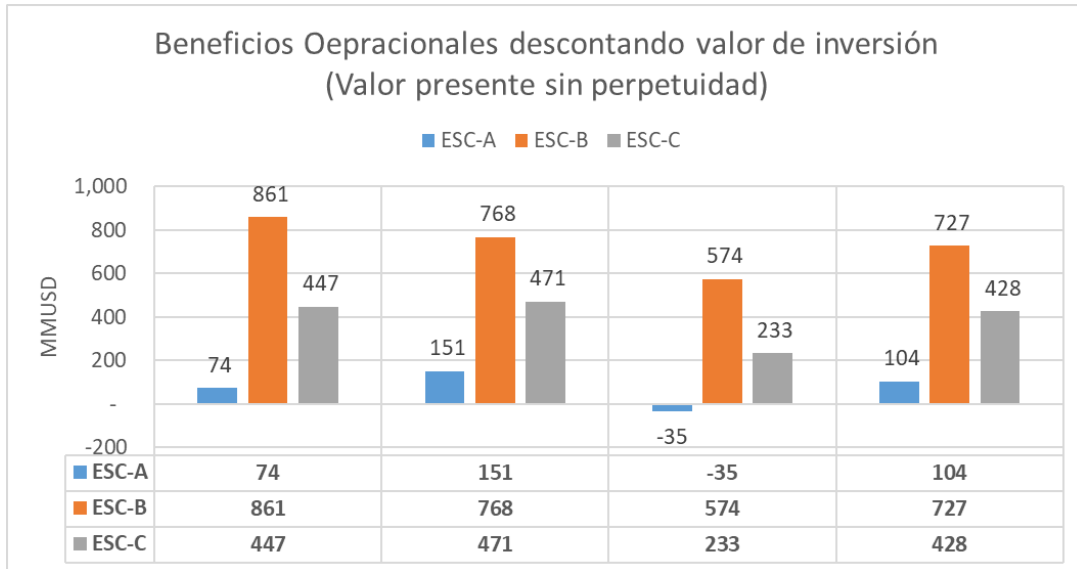


Figura 8-86: Valor presente beneficios con perpetuidad alternativas Apoyo Concepción

En las evaluaciones presentadas se identifica que la alternativa que genera el mayor beneficio operacional es la alternativa 1 o “Apoyo Zona Concepción – Charrúa”, considerando su valor de inversión estimado y su efecto a lo largo de todo el horizonte de análisis.

La alternativa que tiene el segundo mayor beneficio es la alternativa 4 o “Seccionamiento Cambrales”, siendo levemente inferior en su desempeño operacional. Además, la alternativa 4 tiene un menor aporte a la resiliencia de la zona, debido a que el seccionamiento se genera en un punto más alejado de la zona de Gran Concepción en comparación a la alternativa 1.

La alternativa que tiene el tercer mayor beneficio es la alternativa 2 o “Refuerzo Lagunillas – Charrúa”, siendo inferior en su desempeño operacional, principalmente en el largo plazo. Además, la alternativa 2 tiene un relevante menor aporte a la resiliencia, debido a que la zona del Gran Concepción sería abastecida por una única línea, en comparación a las alternativas 1 y 2 que utilizan dos líneas.

La alternativa que tiene el menor beneficio es la alternativa 3 o “Proyecto Patagual”, siendo inferior en su desempeño operacional, principalmente en escenarios de menor demanda. Si bien la alternativa 3 es la que otorga mayores niveles de resiliencia, es a su vez la que produce menores beneficios operacionales, debido a que no resuelve las congestiones de los corredores paralelos y genera lazos de mayor impedancia entre los nuevos puntos de conexión, S/E Charrúa y el sistema troncal costero.

De lo anterior se concluye que la alternativa 1 o “Apoyo Zona Concepción – Charrúa” es la mejor alternativa evaluada, ya que otorga los mayores beneficios operacionales. Adicionalmente, es la alternativa que genera el segundo mejor nivel de resiliencia para el abastecimiento del Gran Concepción.

b) Sensibilidad de los valores de inversión

En la siguiente tabla se muestra una estimación de valores de inversión con montos superiores a los referenciales, con el objetivo de identificar su posterior efecto en las evaluaciones económicas. Para esto, se aumentaron los montos referenciales en un 15% aproximadamente.

Tabla 8-61: Sensibilidad costos de inversión Apoyo Zona Concepción - Charrúa

| Obra | Valor de Inversión [MMUSD] |
|-----------------------|----------------------------|
| Apoyo Zona Concepción | 133,9 |

c) Apoyo Zona Concepción – Charrúa

Las evaluaciones presentadas a continuación consideran un valor de inversión un 15% mayor a los montos referenciales estimados, con el objetivo de identificar su efecto en las evaluaciones económicas.

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar las obras descritas del proyecto Apoyo Zona Concepción – Charrúa, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos indicados en la Tabla 8-61.

Tabla 8-62: Beneficio anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 3.1 | 19.2 | 20.5 | 9.3 |
| 2033 | 6.9 | 26.2 | 27.0 | 8.8 |
| 2034 | 0.5 | 8.2 | 11.6 | 8.3 |
| 2035 | - 1.5 | 9.2 | 5.5 | 7.9 |
| 2036 | 1.2 | 6.9 | 6.3 | 7.5 |
| 2037 | 4.0 | 11.2 | 4.4 | 7.1 |
| 2038 | 0.4 | 11.9 | 5.2 | 6.7 |
| 2039 | 2.4 | 24.8 | 12.1 | 6.4 |
| 2040 | 5.3 | 19.8 | 8.7 | 6.0 |
| 2041 | 1.5 | 23.2 | 10.4 | 5.7 |
| 2042 | 1.4 | 26.8 | 12.9 | 5.4 |
| 2043 | 1.4 | 31.2 | 11.5 | 5.1 |
| 2044 | 1.4 | 33.0 | 15.8 | 4.9 |
| Total | 21.7 | 251.6 | 151.8 | 89.2 |
| VP Perpetuidad | 24.3 | 525.0 | 232.1 | 88.7 |
| Costo con Perpetuidad | 46.0 | 776.6 | 383.9 | 177.9 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-61 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-63: Caso base evaluación anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (II)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2033 |
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |

Tabla 8-64: Beneficio anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (II)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------|-------|-------|-------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 3.1 | 19.2 | 20.5 | 9.3 |
| 2033 | - 3.8 | 11.5 | 8.4 | 8.8 |
| 2034 | - 5.4 | 3.0 | 3.6 | 8.3 |
| 2035 | - 5.4 | 3.4 | 0.2 | 7.9 |
| 2036 | 0.3 | 5.7 | 3.3 | 7.5 |
| 2037 | - 0.4 | 4.4 | 1.8 | 7.1 |
| 2038 | - 1.0 | 11.9 | 4.8 | 6.7 |
| 2039 | 2.0 | 14.1 | 9.7 | 6.4 |
| 2040 | 0.7 | 12.7 | 9.0 | 6.0 |
| 2041 | 1.5 | 17.2 | 6.8 | 5.7 |
| 2042 | - 0.2 | 19.6 | 10.8 | 5.4 |
| 2043 | 0.2 | 20.5 | 5.5 | 5.1 |
| 2044 | 0.6 | 28.4 | 13.5 | 4.9 |
| Total | - 14.0 | 171.6 | 97.9 | 89.2 |
| VP Perpetuidad | 3.5 | 396.7 | 172.3 | 88.7 |
| Costo con Perpetuidad | - 10.5 | 568.3 | 270.2 | 177.9 |

La siguiente evaluación considera los costos indicados en la Tabla 8-61 y las siguientes obras en su caso base:

Tabla 8-65: Caso base evaluación anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (III)

| Proyecto | PES |
|--|----------|
| Equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico | Ene-2033 |
| Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Ene-2033 |
| HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Ene-2035 |

Tabla 8-66: Beneficio anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa (III)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 3.1 | 19.2 | 20.5 | - 9.3 |
| 2033 | - 3.8 | 11.5 | 8.4 | - 8.8 |
| 2034 | - 5.4 | 3.0 | 3.6 | - 8.3 |
| 2035 | - 5.4 | 3.4 | 0.2 | - 7.9 |
| 2036 | 2.3 | 29.1 | 18.8 | - 7.5 |
| 2037 | 4.2 | 25.3 | 15.8 | - 7.1 |
| 2038 | 3.7 | 41.6 | 26.2 | - 6.7 |
| 2039 | 5.3 | 46.0 | 34.9 | - 6.4 |
| 2040 | 6.6 | 46.0 | 27.4 | - 6.0 |
| 2041 | 3.2 | 46.1 | 34.8 | - 5.7 |
| 2042 | 5.7 | 51.8 | 35.7 | - 5.4 |
| 2043 | 5.8 | 63.6 | 41.2 | - 5.1 |
| 2044 | 7.3 | 62.7 | 38.0 | - 4.9 |
| Total | 26.3 | 449.2 | 305.6 | - 89.2 |
| VP Perpetuidad | 108.4 | 1,027.3 | 661.5 | - 88.7 |
| Costo con Perpetuidad | 134.7 | 1,476.5 | 967.1 | - 177.9 |

En las evaluaciones presentadas se identifica un beneficio operacional relevante de la obra por sí sola. Además, existe un beneficio adicional complementario al evaluarse en conjunto con el equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico y el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos, descritos en el capítulo 8.1.2.

Por otro lado, se observa una disminución acotada del beneficio operacional una vez que entra en operación el proyecto Sistema de 2x500 kV Tiuquilemu – Tiquel y 2x220 kV Tiquel – Las Delicias, descrito en el capítulo 8.1.2, sin afectar su evaluación positiva en todo el horizonte analizado.

De lo anterior se concluye que el proyecto es beneficioso para el sistema, ya que otorga beneficios de costo operacional, incluso en condiciones de inversión sobre las referenciales, y adiciona un beneficio complementario en conjunto al equipo de compensación dinámica de reactivos en S/E Polpaico y el sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos. Además, la obra otorga mejores niveles de resiliencia para el abastecimiento de la demanda de la zona del Gran Concepción.

d) Beneficios anuales proyectados

A continuación, se muestra parte del anexo que contiene el beneficio proyectado anual, para todos los escenarios, en los casos considerados en el capítulo de “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”.

Los detalles respecto a las evaluaciones y bases de simulación utilizadas se encuentran contenidos en los anexos que forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión 2024.

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar los proyectos “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”; “Aumento de capacidad de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”; “Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”; “Nueva S/E La Calle”; “Nueva S/E Cambrales”, sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando un caso conservador respecto de los efectos en las tarifas de clientes, junto a los costos referenciales de los capítulos 3 y 4.

Tabla 8-67: Beneficio anual Apoyo Zona Concepción – Charrúa

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI |
|-----------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.9 | 20.4 | 21.7 | 9.2 | 19.9 | - 8.1 |
| 2033 | 8.0 | 27.3 | 28.1 | 15.5 | 46.1 | - 7.7 |
| 2034 | 1.6 | 9.3 | 12.6 | 18.6 | 25.0 | - 7.3 |
| 2035 | - 0.5 | 10.2 | 6.5 | 19.2 | 26.8 | - 6.9 |
| 2036 | 2.1 | 7.9 | 7.2 | 15.4 | 17.7 | - 6.5 |
| 2037 | 4.9 | 12.1 | 5.3 | 7.8 | 13.3 | - 6.2 |
| 2038 | 1.3 | 12.8 | 6.1 | 11.0 | 19.8 | - 5.9 |
| 2039 | 3.2 | 25.6 | 12.9 | 10.3 | 25.2 | - 5.6 |
| 2040 | 6.0 | 20.5 | 9.4 | 6.6 | 24.7 | - 5.3 |
| 2041 | 2.2 | 24.0 | 11.1 | 2.0 | 29.7 | - 5.0 |
| 2042 | 2.1 | 27.5 | 13.6 | 2.2 | 37.5 | - 4.7 |
| 2043 | 2.1 | 31.8 | 12.2 | 1.7 | 40.4 | - 4.5 |
| 2044 | 2.0 | 33.6 | 16.4 | 0.7 | 53.7 | - 4.3 |
| Total | 33.1 | 262.9 | 163.1 | 120.3 | 379.9 | - 77.9 |
| VP Perpetuidad | 35.6 | 536.3 | 243.4 | 25.8 | 762.4 | - 77.4 |
| Costo con Perpetuidad | 68.7 | 799.2 | 406.5 | 146.1 | 1,142.3 | - 155.3 |

8.1.3.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El proyecto compuesto por las obras “Aumento de Capacidad de Línea Charrúa – Lagunillas, Tramo Hualqui – Punto de Seccionamiento de Línea”, “Aumento de Capacidad y Tendido de Segundo Circuito de Línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”, “Nueva S/E La Calle” y “Nueva S/E Cambrales”, 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 8-68: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16,262 | 41,554 | 27,181 | 17,035 | 40,241 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16,038 | 40,599 | 26,619 | 16,734 | 38,944 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 16,193 | 40,755 | 26,774 | 16,889 | 39,099 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 69 | 799 | 407 | 146 | 1,142 |

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto compuesto por las obras “Aumento de Capacidad de Línea Charrúa – Lagunillas, Tramo Hualqui – Punto de Seccionamiento de Línea”, “Aumento de Capacidad y Tendido de Segundo Circuito de Línea Lagunillas – Hualqui – La Calle”, “Nueva S/E La Calle” y “Nueva S/E Cambrales” en el presente proceso de expansión.

8.1.4 Apoyo Sistema Troncal Antofagasta

A continuación, se describen las obras promovidas y un resumen de los análisis efectuados en el Sistema de Transmisión Nacional en la zona de S/E Jadresic.

8.1.4.1 Obras Promovidas

a) Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)

Consiste en la instalación del cuarto transformador 500/220 kV de 750 MVA con características similares a los ya instalados o en vías de instalarse.

El equipo de transformación tiene por objetivo aliviar las congestiones de transformación en la S/E Jadresic.

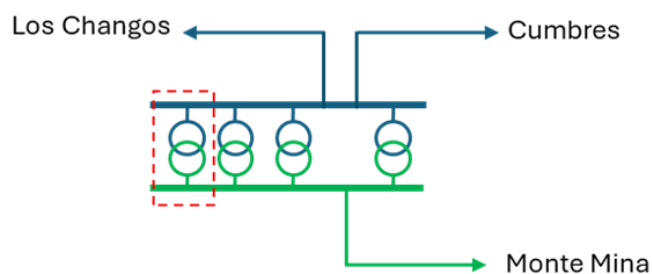


Figura 8-87: Diagrama simplificado Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)

8.1.4.2 Plan de Obras de Generación Relevante

A continuación, se muestran los resultados generales del sistema y un subconjunto relevante de centrales instaladas, que incluye centrales de base y parte de los EGPT descritos en el capítulo 7.3.4 para la zona de interés.

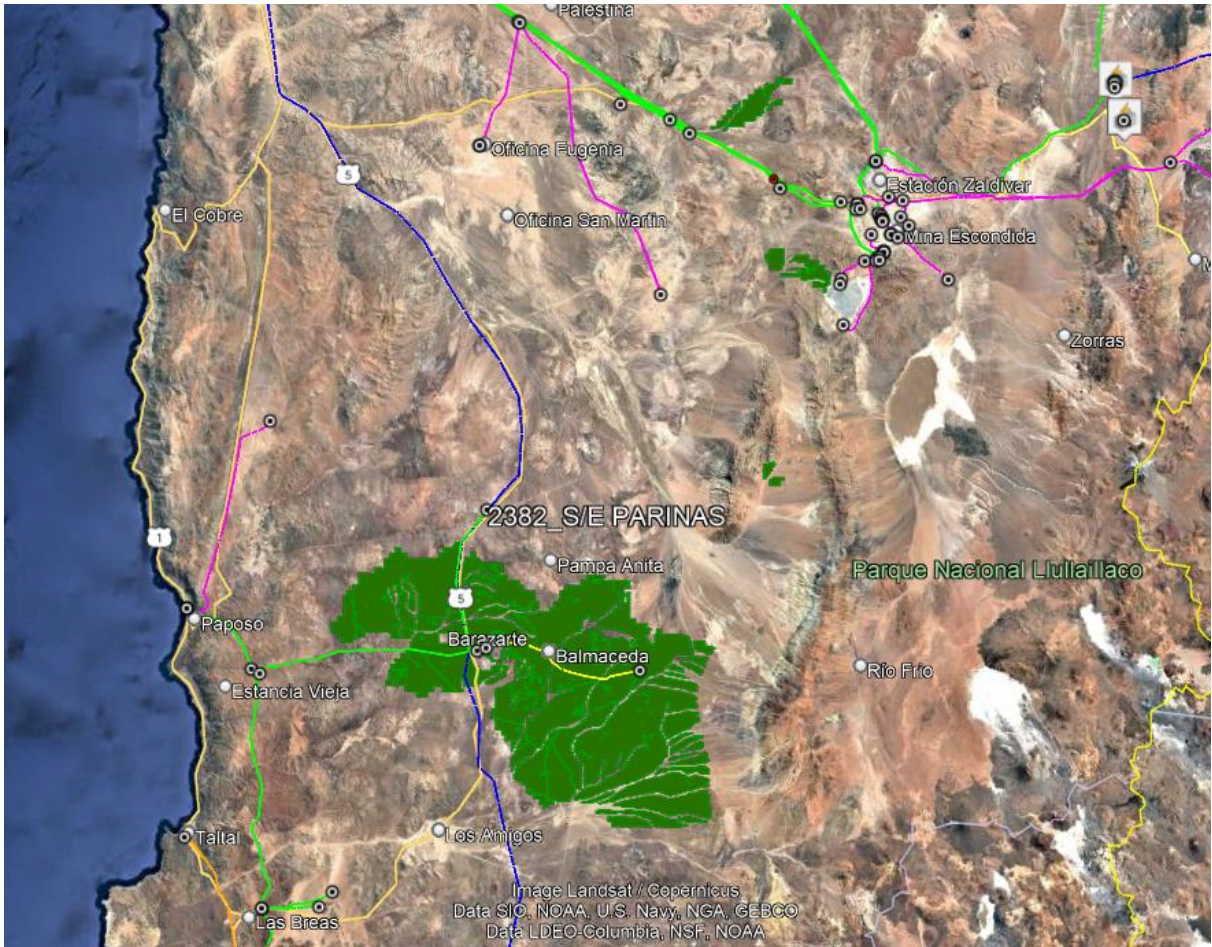


Figura 8-88: Plan de obras zona S/E Jadresic

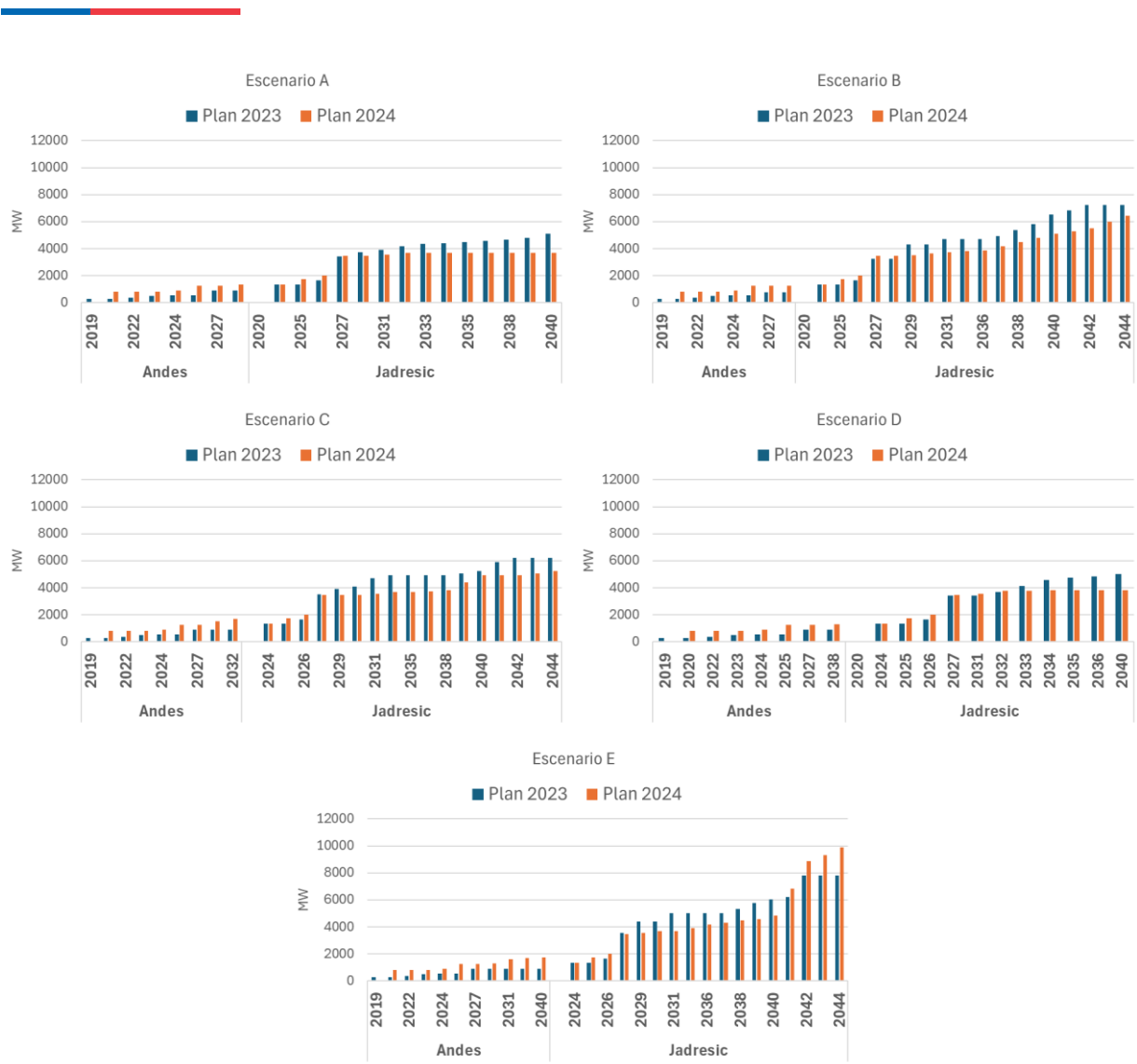


Figura 8-89: Plan de obras zona S/E Jadresic (potencia instalada)

8.1.4.3 Portafolio de Obras

Adicionalmente a las obras promovidas se consideran las expansiones futuras que, según los antecedentes actuales, son eficientes de considerar en el sistema, sin perjuicio de que puedan ser modificadas, reemplazadas o descartadas en los siguientes procesos, y con el principal propósito de observar el equilibrio del beneficio futuro en distintos escenarios y presentar la visión de largo plazo en el desarrollo de los proyectos.

Aquellas obras no promovidas en el presente informe serán reevaluadas en los siguientes procesos de expansión.

Tabla 8-69: Portafolio de obras Apoyo Troncal Jadresic

| Obras | Plan de Expansión Previsto |
|---------------------------------------|----------------------------|
| Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT) | 2024 (actual) |
| Apoyo Zona Monte Mina - Jadresic | 2025 |

8.1.4.4 Modelación y Proyección de Restricciones de Transmisión

A continuación, se describe la modelación utilizada y las restricciones de transmisión considerando cada una de las obras descritas.

a) Restricciones 2033

Para las condiciones base se consideran las restricciones de transmisión calculadas en los procesos de expansión anteriores, a excepción de los límites de transformación 500/220 kV utilizados en S/E Jadresic, los cuales fueron informados por el propietario y corroborados, considerando un límite de 750 MVA sin capacidad de sobrecarga.

Tabla 8-70: Restricciones modeladas Zona Jadresic

| Tramo | Restricción [MW] |
|--------------------------------|------------------|
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T1 | 516 |
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T2 | 516 |
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T3 | 516 |
| 2x220 kV Monte Mina - Jadresic | 667 |

Bajo estas condiciones base, se identifican las siguientes congestiones relevantes:

- Corredor Andes – Monte Mina, con flujos hacia Monte Mina.
- Corredor Monte Mina – Nueva Zaldívar, con flujos hacia Nueva Zaldívar.

Respecto a las limitaciones del sistema se identifica lo siguiente:

- Transformación 500/220 kV S/E Jadresic, con flujos hacia la barra de 500 kV.

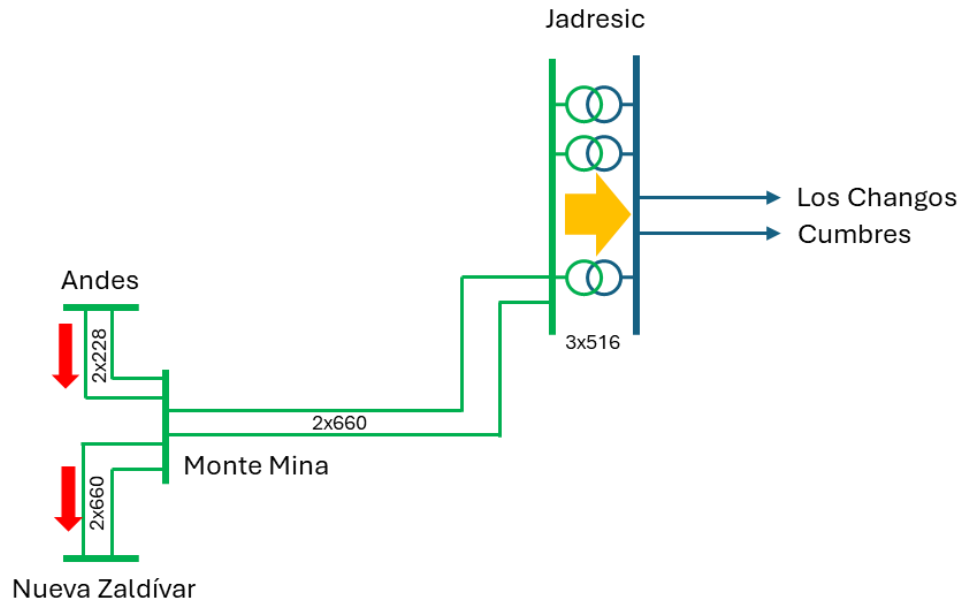


Figura 8-90: Diagrama simplificado de restricciones base 2033

b) Apoyo Sistema Troncal Antofagasta

Al considerar las siguientes obras, se consideran los límites que se indican en la tabla:

- Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)

Tabla 8-71: Restricciones modeladas zona Jadresic (II)

| Tramo | Restricción [MW] |
|--------------------------------|------------------|
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T1 | 574 |
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T2 | 574 |
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T3 | 574 |
| Jadresic 500/220 kV 750 MVA T4 | 574 |
| 2x220 kV Monte Mina - Jadresic | 667 |

Bajo estas condiciones base, se identifican las siguientes congestiones relevantes:

- Corredor Andes – Monte Mina, con flujos hacia Monte Mina.
- Corredor Monte Mina – Nueva Zaldívar, con flujos hacia Nueva Zaldívar.

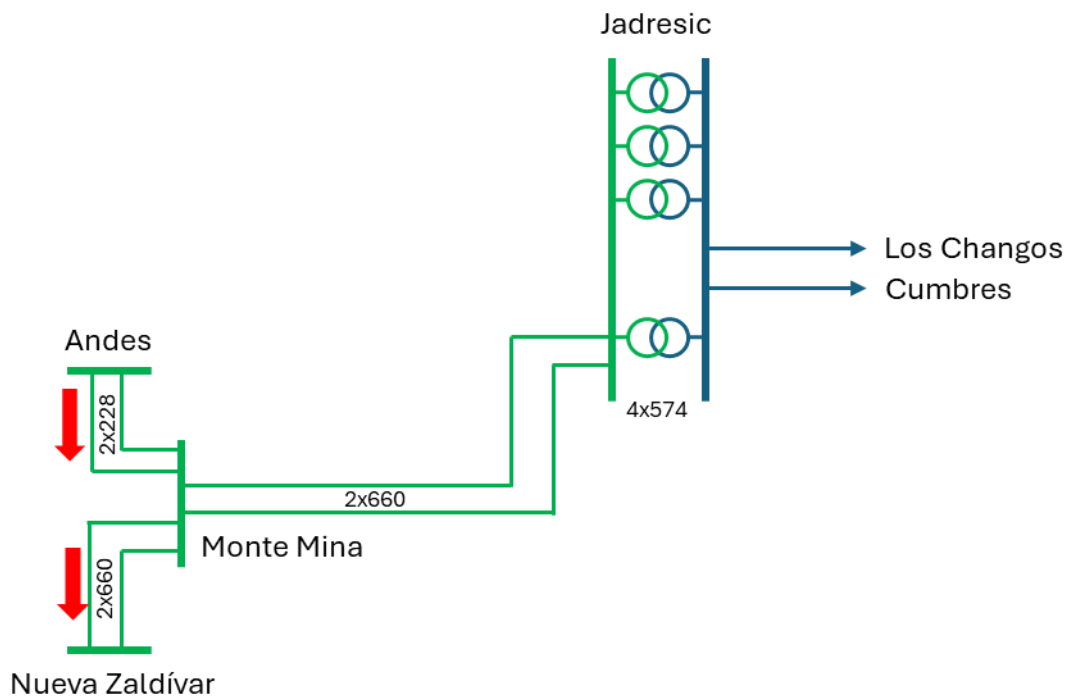


Figura 8-91: Diagrama simplificado de restricciones base 2033

De lo anterior se observa una disminución de las limitaciones del sistema identificadas en el caso base.

8.1.4.5 Beneficios Proyectados y Sensibilidades

A continuación, se presentan sensibilidades y su efecto sobre las evaluaciones económicas para tres escenarios representativos, correspondientes a los escenarios A, B y C, de demanda baja, alta y media, respectivamente.

Adicionalmente, se muestra el beneficio proyectado anual para todos los escenarios, en los casos considerados en el capítulo 8.1.4.6 de “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”, cuyo detalle se encuentra incluido en los anexos.

a) Sensibilidad de los valores de inversión

En la siguiente tabla se muestra una estimación de valores de inversión con montos superiores a los referenciales, con el objetivo de identificar su posterior efecto en las evaluaciones económicas. Para esto, se aumentaron los montos referenciales en un 15% aproximadamente.

Tabla 8-72: Sensibilidad costos de Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)

| Obra | Valor de Inversión [MMUSD] |
|---------------------------------------|----------------------------|
| Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT) | 26,5 |

b) Sensibilidades Nuevo Transformador 500/220 en S/E Jadresic

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar la obra Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT), sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos del indicados en la Tabla 8-72.

Tabla 8-73: Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT) (I)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | AVI |
|-----------------------|--------------|--------------|-------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - |
| 2026 | - | - | - | - |
| 2027 | - | - | - | - |
| 2028 | - | - | - | - |
| 2029 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - |
| 2032 | - 1.8 | - 0.5 | - 0.1 | - 1.9 |
| 2033 | - 1.7 | - 0.2 | 0.0 | - 1.8 |
| 2034 | - 1.6 | 0.4 | 1.0 | - 1.7 |
| 2035 | - 1.4 | 0.1 | 0.6 | - 1.6 |
| 2036 | - 1.4 | 0.9 | 1.2 | - 1.6 |
| 2037 | - 1.1 | 3.6 | 1.6 | - 1.5 |
| 2038 | - 1.0 | 5.7 | 2.1 | - 1.4 |
| 2039 | - 0.9 | 10.7 | 5.6 | - 1.3 |
| 2040 | - 0.2 | 16.7 | 10.8 | - 1.3 |
| 2041 | 0.1 | 18.0 | 10.2 | - 1.2 |
| 2042 | 0.5 | 20.6 | 10.7 | - 1.1 |
| 2043 | 0.5 | 24.7 | 10.6 | - 1.1 |
| 2044 | 0.5 | 16.8 | 7.7 | - 1.0 |
| Total | - 9.4 | 117.4 | 62.0 | - 18.6 |
| VP Perpetuidad | 8.8 | 356.1 | 165.4 | - 18.5 |
| Costo con Perpetuidad | - 0.6 | 473.5 | 227.4 | - 37.1 |

c) Beneficios anuales proyectados

A continuación, se muestra parte del anexo que contiene el beneficio proyectado anual, para todos los escenarios, en los casos considerados en el capítulo de 8.1.4.6 “Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica”.

Los detalles respecto de las evaluaciones y bases de simulación utilizadas se encuentran contenidos en los anexos que forman parte del Plan de Expansión de la Transmisión 2024.

En la siguiente tabla se muestra el beneficio anual de incorporar el proyecto “Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)” sin considerar obras de transmisión adicionales en el caso base, y considerando los costos referenciales de los capítulos 3 y 4.

Tabla 8-74: Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E | AVI | |
|-----------------------|-------|------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| 2024 | - | - | - | - | - | - | |
| 2025 | - | - | - | - | - | - | |
| 2026 | - | - | - | - | - | - | |
| 2027 | - | - | - | - | - | - | |
| 2028 | - | - | - | - | - | - | |
| 2029 | - | - | - | - | - | - | |
| 2030 | - | - | - | - | - | - | |
| 2031 | - | - | - | - | - | - | |
| 2032 | - | 1.5 | - 0.2 | 0.1 | - 1.4 | 0.4 | - 1.7 |
| 2033 | - | 1.4 | 0.0 | 0.3 | - 1.0 | 1.3 | - 1.6 |
| 2034 | - | 1.3 | 0.6 | 1.2 | - 0.5 | 2.1 | - 1.5 |
| 2035 | - | 1.2 | 0.3 | 0.8 | - 0.8 | 4.3 | - 1.4 |
| 2036 | - | 1.2 | 1.1 | 1.4 | - 0.9 | 7.5 | - 1.4 |
| 2037 | - | 0.9 | 3.8 | 1.8 | - 0.6 | 7.8 | - 1.3 |
| 2038 | - | 0.8 | 5.8 | 2.3 | - 0.5 | 9.5 | - 1.2 |
| 2039 | - | 0.7 | 10.9 | 5.8 | - 0.0 | 10.1 | - 1.2 |
| 2040 | - | 0.1 | 16.9 | 11.0 | 0.2 | 7.2 | - 1.1 |
| 2041 | | 0.3 | 18.1 | 10.4 | 0.5 | 17.6 | - 1.0 |
| 2042 | | 0.6 | 20.7 | 10.8 | 1.0 | 40.6 | - 1.0 |
| 2043 | | 0.6 | 24.9 | 10.7 | 1.4 | 54.7 | - 0.9 |
| 2044 | | 0.7 | 17.0 | 7.8 | 0.7 | 55.2 | - 0.9 |
| Total | - | 7.0 | 119.8 | 64.5 | - 2.0 | 218.2 | - 16.2 |
| VP Perpetuidad | | 11.2 | 358.5 | 167.8 | 17.5 | 869.7 | - 16.1 |
| Costo con Perpetuidad | | 4.2 | 478.4 | 232.2 | 15.5 | 1,087.9 | - 32.3 |

8.1.4.6 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El proyecto “Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)” 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 8-75: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

| Valor Presente en millones de US\$ | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 16.361 | 42.351 | 27.624 | 17.148 | 41.078 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 16.325 | 41.840 | 27.359 | 17.100 | 39.958 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 16.357 | 41.873 | 27.391 | 17.133 | 39.990 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 4 | 478 | 232 | 16 | 1.088 |

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)” 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 que sean exclusivamente justificadas e incorporadas 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 analizados de acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3 del presente informe.

SISTEMA A

8.3.1 Nueva S/E Palca

El proyecto “Nueva S/E Palca” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 0,22 kV de la localidad de Cuya, perteneciente a la comuna de Camarones, Región de Arica y Parinacota.

A modo de contexto, se recibió en agosto de 2024 una carta del alcalde de la comuna de Camarones, señor Cristian Javier Zavala Soto, donde se exponen las deficiencias en el suministro de energía eléctrica que afectan a la comuna, particularmente a la comunidad de Cuya. Entre las principales problemáticas destacan la falta de equipamiento trifásico para abastecer la red de distribución local y la insuficiente capacidad de transformación, lo que impide energizar la planta de tratamiento de aguas y limita la cobertura de las redes de distribución. Como consecuencia, algunas viviendas carecen de suministro eléctrico.

Respecto a los antecedentes técnicos del sistema que abastece este pueblo, se ve que al proyectar la demanda al año 2030, se espera que la cargabilidad de la unidad de transformación TR1 110/0,22 kV de capacidad nominal 0,1 MVA de SE Tap Off Cuya, supera el 105,8%, evidenciando los problemas de suficiencia a los que se enfrenta la subestación, tal como se muestra en la siguiente figura:

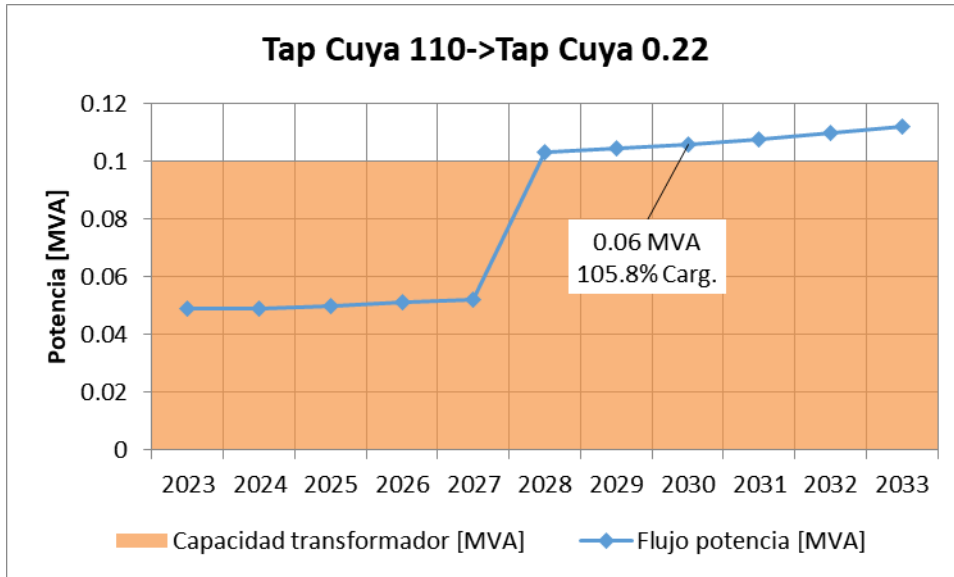


Figura 8-92:Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación TR1 110/0.22 kV de capacidad nominal 0,1 MVA de SE Tap Off Cuya

La información más reciente disponible para esta Comisión indica que, en 2017, la empresa CGE reemplazó el transformador de S/E Tap Off Cuya, debido al incremento de la demanda en la zona, instalando un transformador monofásico de 110/0,22 kV y 100 kVA. Es importante señalar que, debido a su capacidad de 100 kVA, este transformador es altamente sensible a la incorporación de nuevas cargas. La conexión de nuevos consumos domiciliarios, comercios o la planta de tratamiento de agua de la zona incrementa significativamente su carga, superando su capacidad nominal e impidiendo la viabilidad de nuevas conexiones.

Actualmente, la planta de tratamiento de aguas por ósmosis inversa (50 kW) opera mediante generadores diésel, ya que la empresa CGE emitió una “No Factibilidad” (N°196/2023), debido a la falta de un empalme trifásico y de capacidad suficiente para su conexión a la red.

Cabe destacar que, además de la planta de tratamiento de agua, la comuna de Camarones presenta sectores sin suministro eléctrico, en particular, la localidad de Caleta Camarones, ubicados en la zona costera de la comuna. Esta área posee un alto potencial turístico al formar parte del circuito arqueológico de la cultura Chinchorro, reconocida como Patrimonio de la Humanidad por la UNESCO en 2021.

Por otro lado, es importante destacar que las condiciones geográficas y topográficas de la zona imposibilitan el abastecimiento de la localidad de Cuya desde otra subestación, ya que el alimentador más cercano se encuentra a más de 20 km de distancia, como se muestra en la siguiente figura:

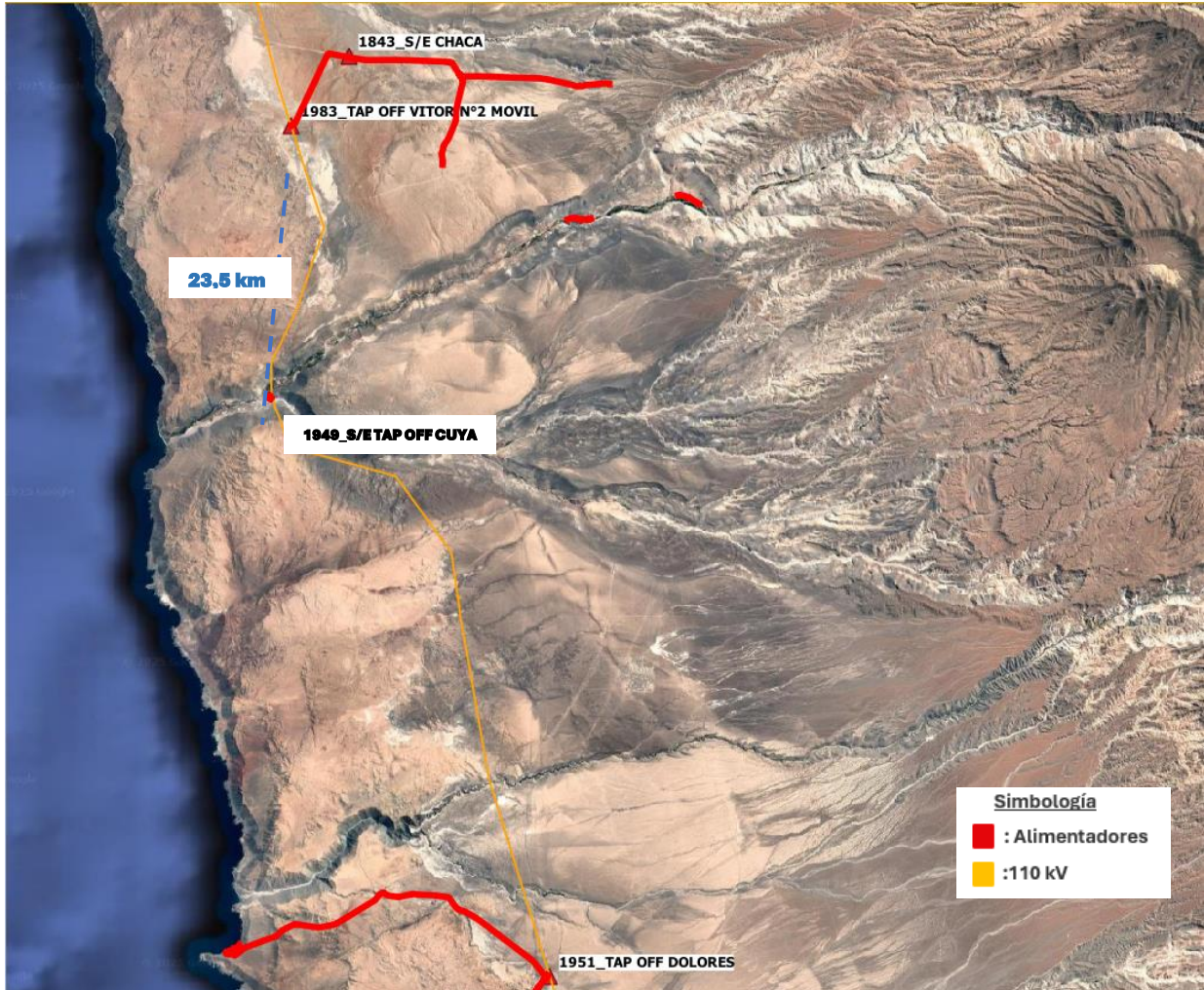


Figura 8-93: Imagen satelital que muestra la ubicación de alimentadores de los consumos de la localidad de Cuya y su entorno

En virtud de lo anterior, esta Comisión propone la obra “Nueva S/E Palca”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

SISTEMA B

8.3.2 Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Cerrillos (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 parte de la demanda de la comuna de Tierra Amarilla, perteneciente a la Región de Atacama. Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 110/23 kV de capacidad nominal 30 MVA de SE Cerrillos, supera el 85%, tal como se muestra en la siguiente figura:

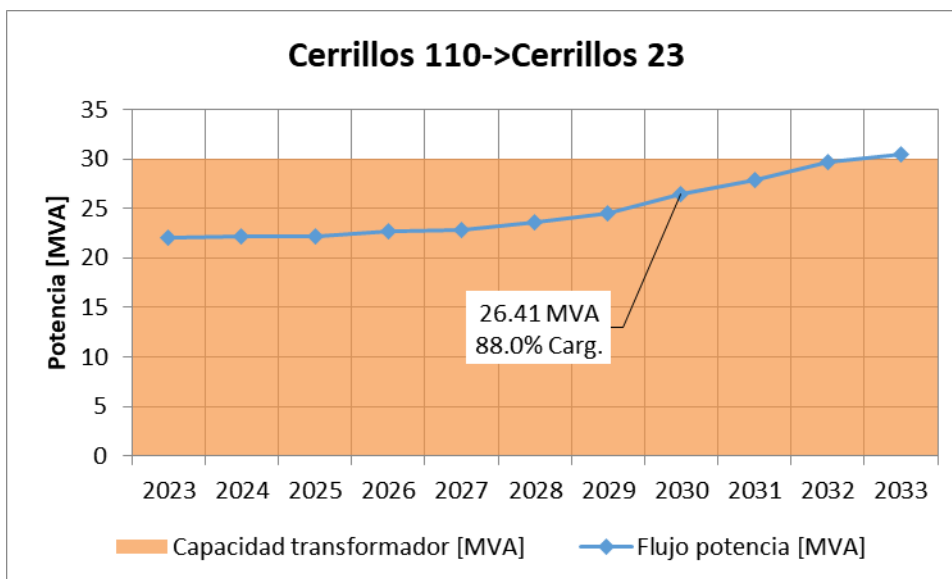


Figura 8-94:Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 110/23 kV 30 MVA en la S/E Cerrillos

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de un nuevo transformador de 110/23 kV de 30 MVA, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el Capítulo 4.

8.3.3 Apoyo Coquimbo

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

- Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Boldos.
- Nueva S/E Los Boldos.

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

Estas obras se fundamentan en el proyecto de una planta desalinizadora que está licitando actualmente el Ministerio de Obras Públicas²⁹, la cual tiene por objetivo el abastecimiento de agua potable para el consumo humano de las comunas de Coquimbo y La Serena, con potencial expansión hacia otros sistemas.

De acuerdo con la información proporcionada por el Ministerio de Obras Públicas, se proyecta que la planta desalinizadora tenga tres etapas de producción, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

²⁹ https://concesiones.mop.gob.cl/proyectos/Paginas/detalle_adjudicacion.aspx?item=267

Tabla 8-76: Toma de carga proyectada para la planta desalinizadora

| Etapa | Producción planta [l/s] | Demanda total [MW] | Año de puesta en servicio |
|---------|-------------------------|--------------------|---------------------------|
| Etapa 1 | 800 | 16.436 | 2029 |
| Etapa 2 | 1000 | 20.008 | 2030 |
| Etapa 3 | 1200 | 23.573 | 2031 |

Al proyectar la demanda al año 2030, y considerando la conexión del proyecto planta desaladora Coquimbo en las etapas señaladas, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T2 110/66 kV 60 MVA en la S/E Pan de Azúcar prácticamente llega al 100% de su capacidad nominal, presentando problemas de suficiencia.

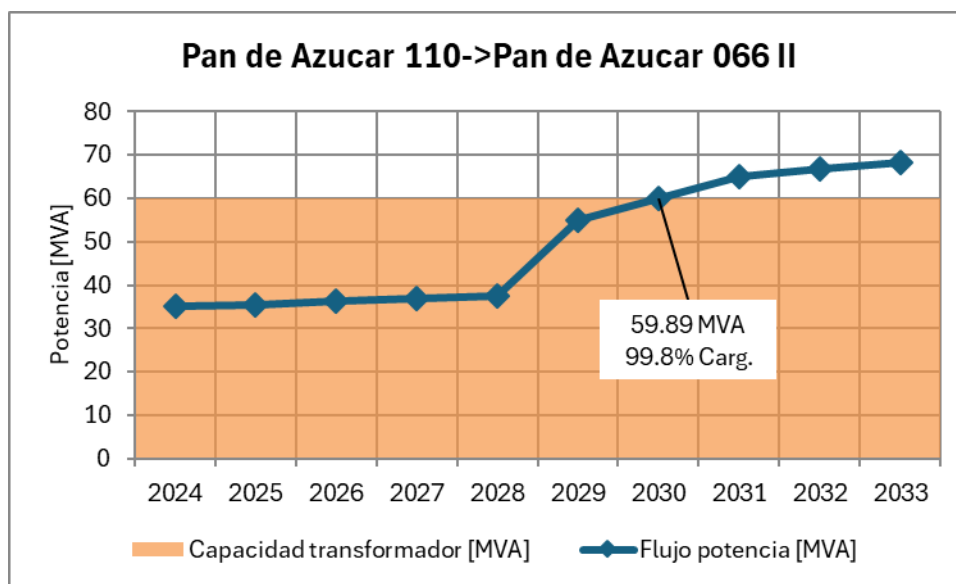


Figura 8-95: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T2 110/66 kV 60 MVA en la S/E Pan de Azúcar

Por otra parte, considerando que el punto de conexión de la planta desalinizadora sería la S/E San Juan, se proyectan problemas de suficiencia en la línea de transmisión 2x66 kV Pan de Azúcar – San Juan C1, que actualmente abastece radialmente a dicha subestación.

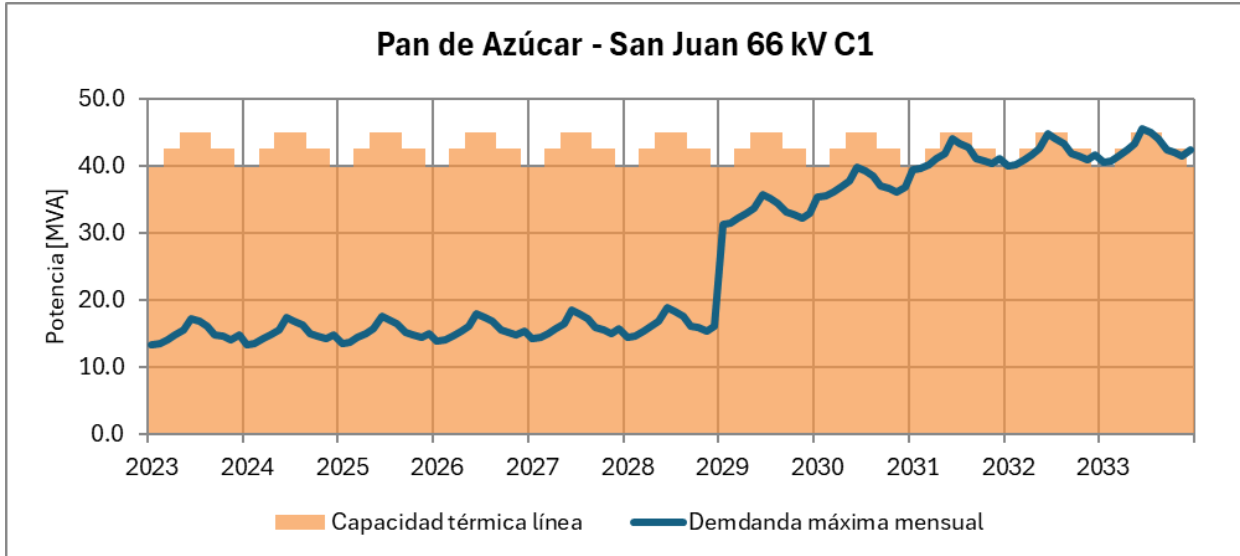


Figura 8-96: Proyección de demanda máxima mensual y capacidad térmica mensual del circuito 1 de la línea 2x66 kV Pan de Azúcar – San Juan

En función de lo anterior, el abastecimiento de la planta desalinizadora requeriría el refuerzo tanto del transformador 110/66 kV en la S/E Pan de Azúcar, además del refuerzo del circuito 1 de la línea 2x66 kV Pan de Azúcar – San Juan. Por lo tanto, y tomando en cuenta que la S/E Pan de Azúcar no cuenta con espacio para ser ampliada en 110 kV, esta Comisión propone la creación de un nuevo sistema de apoyo a la zona, el cual responde a los problemas de suficiencia en la S/E Pan de Azúcar.

8.3.4 Apoyo Monte Patria

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

- Nueva S/E Las Juntas.
- Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas.

Las obras de apoyo mencionadas nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda de la comuna de Monte Patria de la Región de Coquimbo y sus alrededores, actualmente abastecidas a través las S/E Monte Patria.

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 66/23 kV 10 MVA en la S/E Monte Patria supera el 91,9% de su capacidad nominal, presentando problemas de suficiencia.

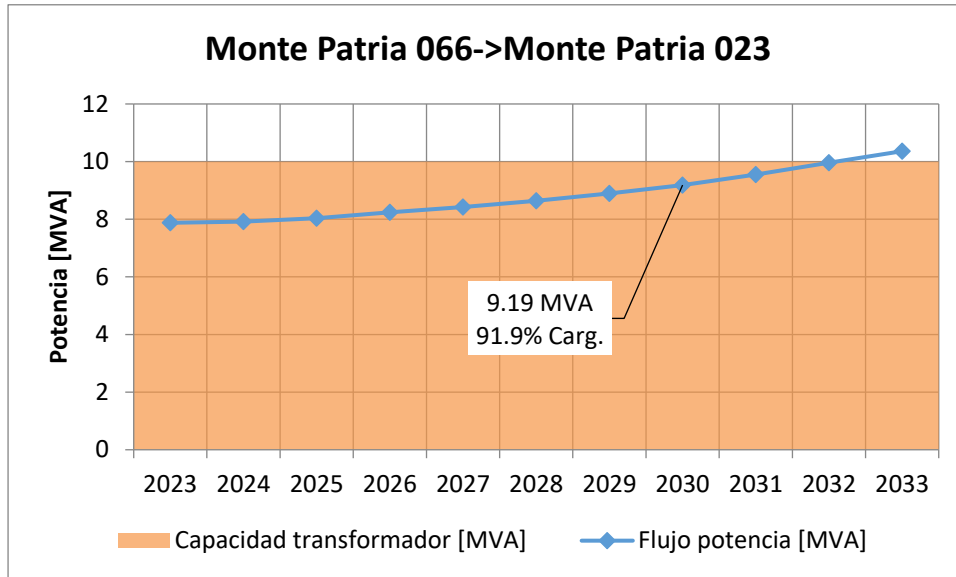


Figura 8-97: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 66/23 kV 10 MVA en la S/E Monte Patria

El lugar de emplazamiento de la S/E Monte Patria, en la ladera del Cerro de la Cruz, tiene una pendiente de, aproximadamente, 14 metros en el terreno utilizado por la subestación, lo cual dificulta la ampliación de la subestación.

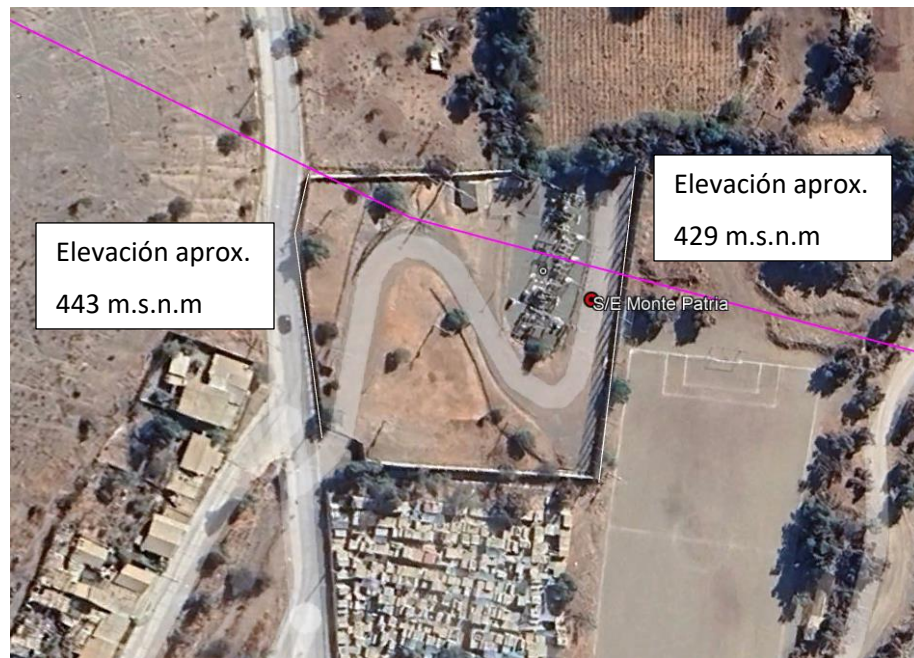


Figura 8-98: Detalle emplazamiento de la S/E Monte Patria y elevación territorial

Por otra parte, se identifica que las redes de distribución abastecidas desde S/E Monte Patria en 23 kV se desarrollan hacia la zona sur de la comuna de Monte Patria, en dirección a la localidad de El Palqui.

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone las obras: “Nueva S/E Las Juntas” que permite seccionar la LT 2x66 kV Los Molles – Ovalle, otorgando una vía de alimentación por medio de la “Nueva LTx Las Juntas - El Palqui 2x66 kV”, y la “Nueva S/E El Palqui”, la cual responde a los problemas de suficiencia en la comuna de Monte Patria.

SISTEMA D

8.3.5 Ampliación en S/E Maipú

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 12 kV de dicha subestación, que corresponde a parte de la comuna de Maipú y de la comuna de Cerrillos, pertenecientes a la Región Metropolitana de Santiago.

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de las unidades de transformación T2 110/12 kV 22,4 MVA, y T4 110/12 kV 22,4 MVA en la S/E Maipú superan el 102,2% y 95,2% de su capacidad nominal, respectivamente, presentando problemas de suficiencia.

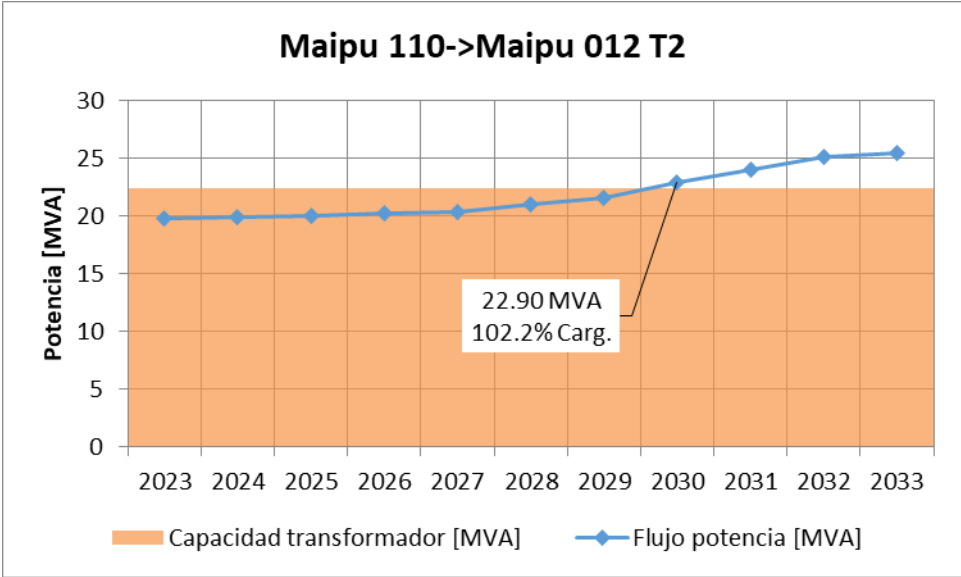


Figura 8-99: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T2 110/12 kV 22,4 MVA en la S/E Maipú

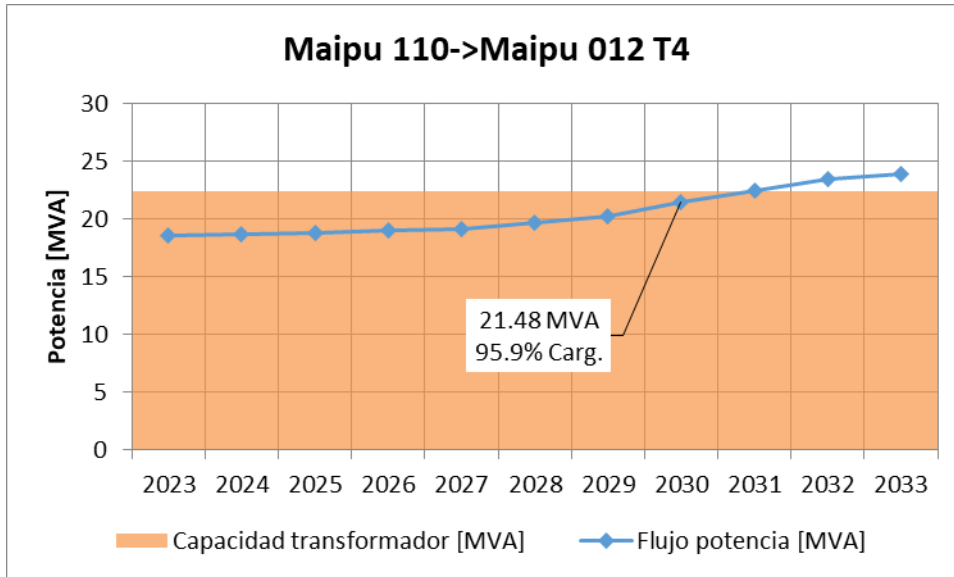


Figura 8-100: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T4 110/12 kV 22,4 MVA en la S/E Maipú

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone el aumento de capacidad de la S/E Maipú mediante la instalación de una nueva unidad de transformación, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.6 Ampliación en S/E Padre Hurtado

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo el suministro de energía de las cargas conectadas en 23 kV de dicha subestación, las cuales corresponden a parte de la comuna de Padre Hurtado, pertenecientes a la Región Metropolitana de Santiago.

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 110/23 kV 30 MVA de la S/E Padre Hurtado supera el 85,3% de su capacidad nominal, presentando problemas de suficiencia.

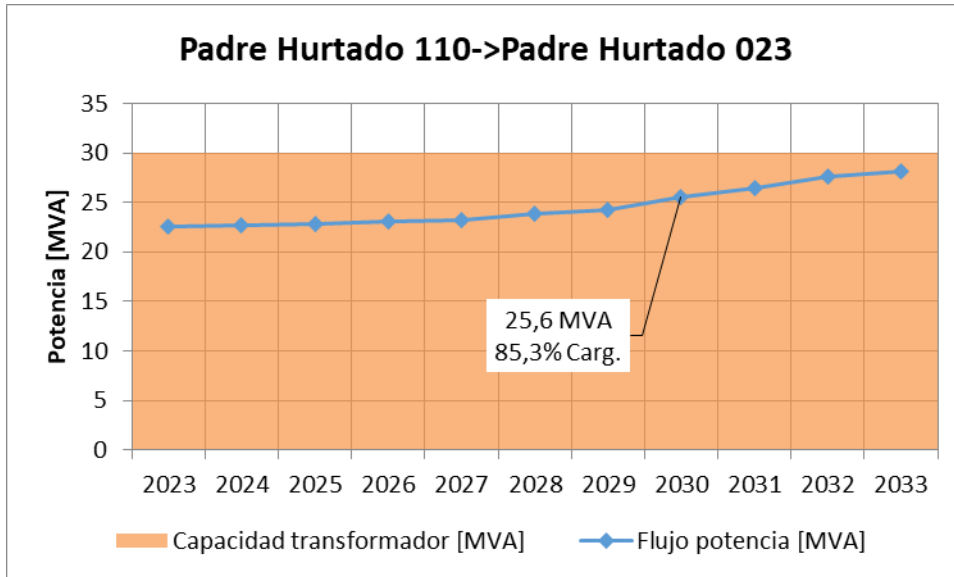


Figura 8-101: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 110/23 kV 30 MVA en la S/E Padre Hurtado

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone el aumento de capacidad de la S/E Padre Hurtado mediante la instalación de una nueva unidad de transformación, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

SISTEMA E

8.3.7 Nueva S/E Longovilo

La obra de expansión del sistema zonal “Nueva S/E Longovilo” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, asegurando el abastecimiento de la demanda de las subestaciones El Peumo, Santa Rosa y Alhué hasta, al menos, el año 2043.

Al proyectar la demanda al año 2032, se tiene que la cargabilidad de Línea 1x66 kV Las Arañas - El Peumo supera el 85%, tal como se muestra en la siguiente figura.

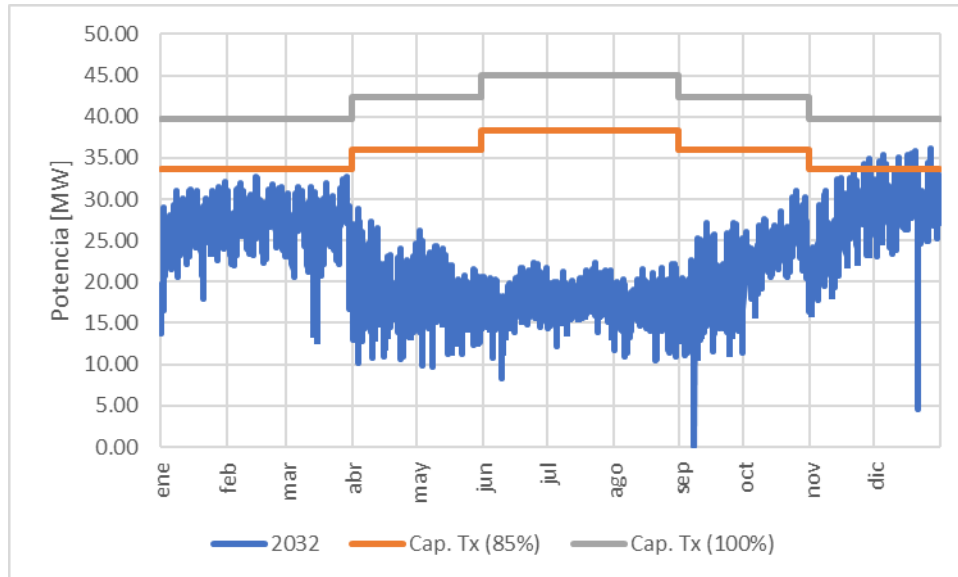


Figura 8-102: Proyección de demanda horaria al año 2032 en las SS/EE aguas abajo de la línea 1x66 kV Las Arañas – El Peumo y capacidad térmica a temperatura máxima mensual de la misma línea

Con el objetivo de disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Las Arañas - El Peumo y de contar con una subestación desde la cual desarrollar futuros proyectos para el sector, se propone la nueva S/E Longovilo, la que debe seccionar la línea 1x66 kV El Peumo – Santa Rosa.

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de la “Nueva S/E Longovilo”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.8 Apoyo Navidad

El proyecto “Apoyo Navidad” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer el consumo de la carga conectada en la comuna de Navidad, en la Región de O’Higgins.

El proyecto se sustenta técnicamente al proyectar la demanda de la unidad de transformación 69/15 kV 20 MVA de S/E La Manga, la cual superaría el 90,1% de su capacidad nominal el año 2030, presentando problemas de suficiencia.

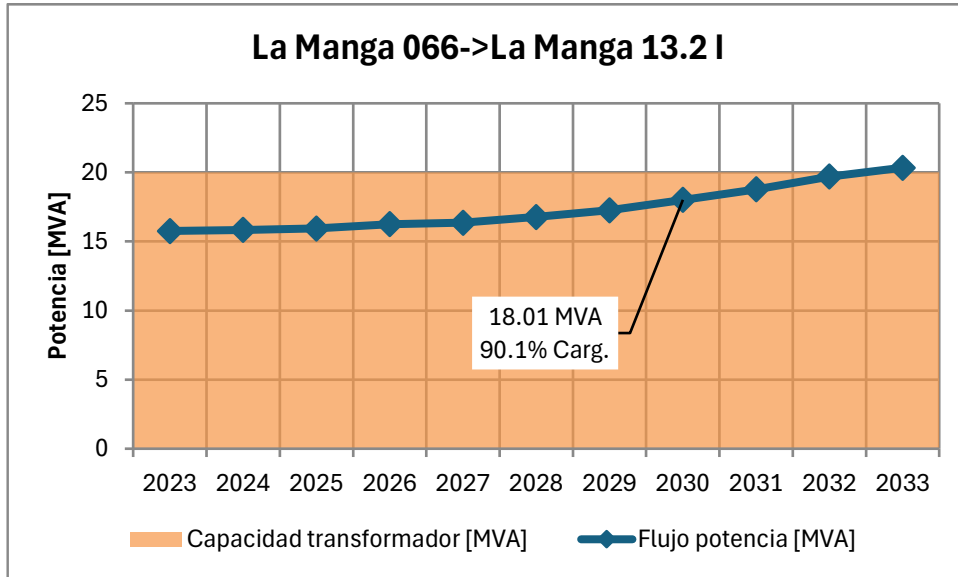


Figura 8-103: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 20 MVA en S/E La Manga

Adicionalmente, se prevén altos niveles de carga en la línea de transmisión Las Arañas - Tap Nihue 66 kV. En este contexto, y de acuerdo con los estudios de esta Comisión, ya se observan niveles de carga superiores al 85% de su capacidad nominal para los meses de verano.

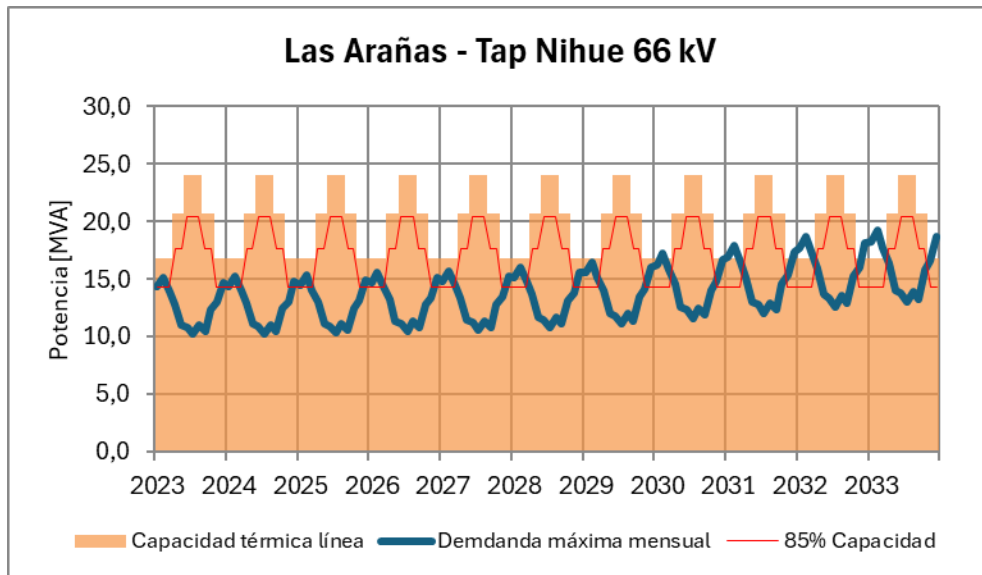


Figura 8-104: Proyección de demanda máxima y capacidad de la línea de transmisión Las Arañas – Tap Nihue 66 kV

Siguiendo esta misma línea, para el periodo de análisis se observan niveles de carga sobre la capacidad nominal de la línea para el año 2032.

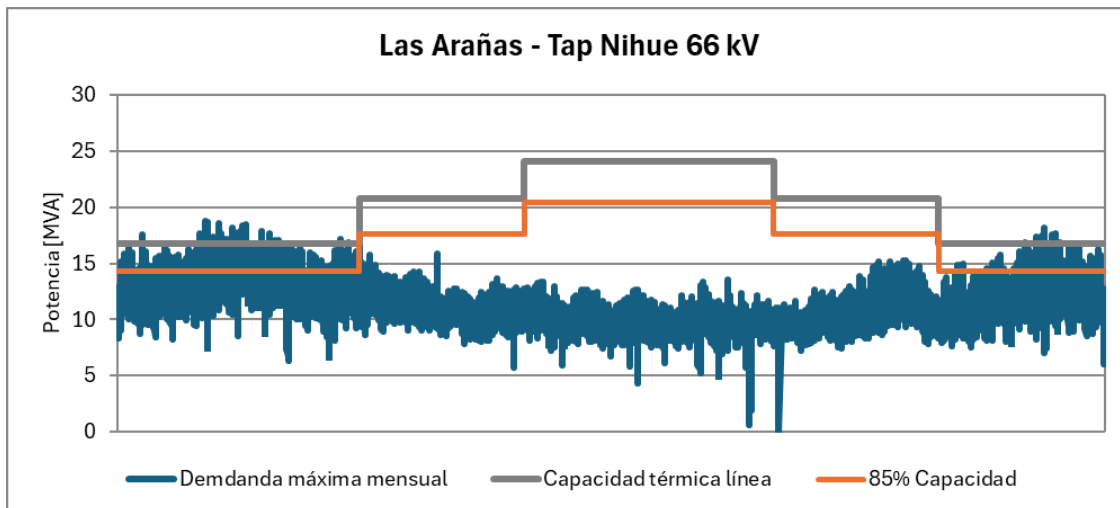


Figura 8-105: Demanda esperada al año 2032 en línea de transmisión Las Arañas – Tap Nihue 66 kV; Proyección de demanda vegetativa

Otro punto relevante dentro del análisis corresponde a la topología de la red que suministra la comuna de Navidad, donde se puede apreciar que dicha carga depende exclusivamente del alimentador Navidad, sin existir redes de transmisión u otras subestaciones cercanas o interconectadas.

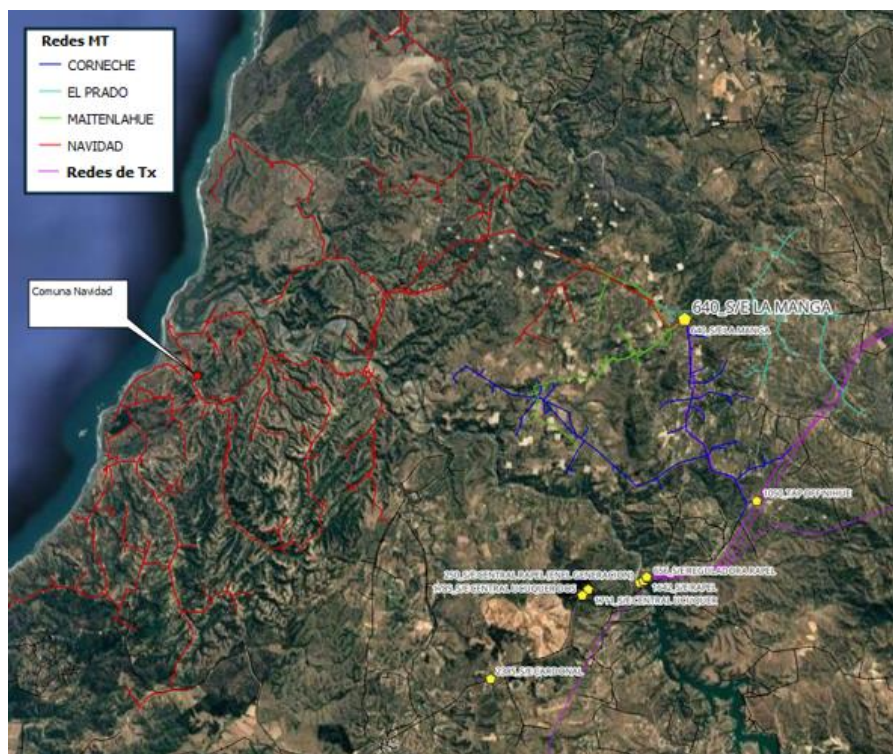


Figura 8-106: Vista aérea del sistema eléctrico dentro del entorno de la comuna de Navidad

En consideración de estos antecedentes, y en base a los análisis realizados, esta Comisión propone el proyecto “Apoyo Navidad”, el cual incluye las siguientes obras de expansión:

- Nueva S/E Navidad 66/13.2 kV: Construcción de nueva S/E Navidad 66/13.2 kV, con el objetivo de permitir el desarrollo de redes de distribución, que solucionen los problemas de suficiencia y mejoren la calidad de suministro eléctrico.
- Nueva LTx Longovilo - Navidad 2x66 kV: Construcción de la línea de transmisión entre la nueva S/E Longovilo y la nueva S/E Navidad.

La especificación técnica de ambas obras se encuentra dentro de la descripción del proyecto en el capítulo 4.

8.3.9 Apoyo Rengo

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

- Nueva S/E La Brava
- Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo

Las obras de apoyo a la zona de Rengo nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Rengo, la cual se encuentra ubicada en la comuna de Rengo y en parte de la comuna de Quinta de Tilcoco, pertenecientes a la Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

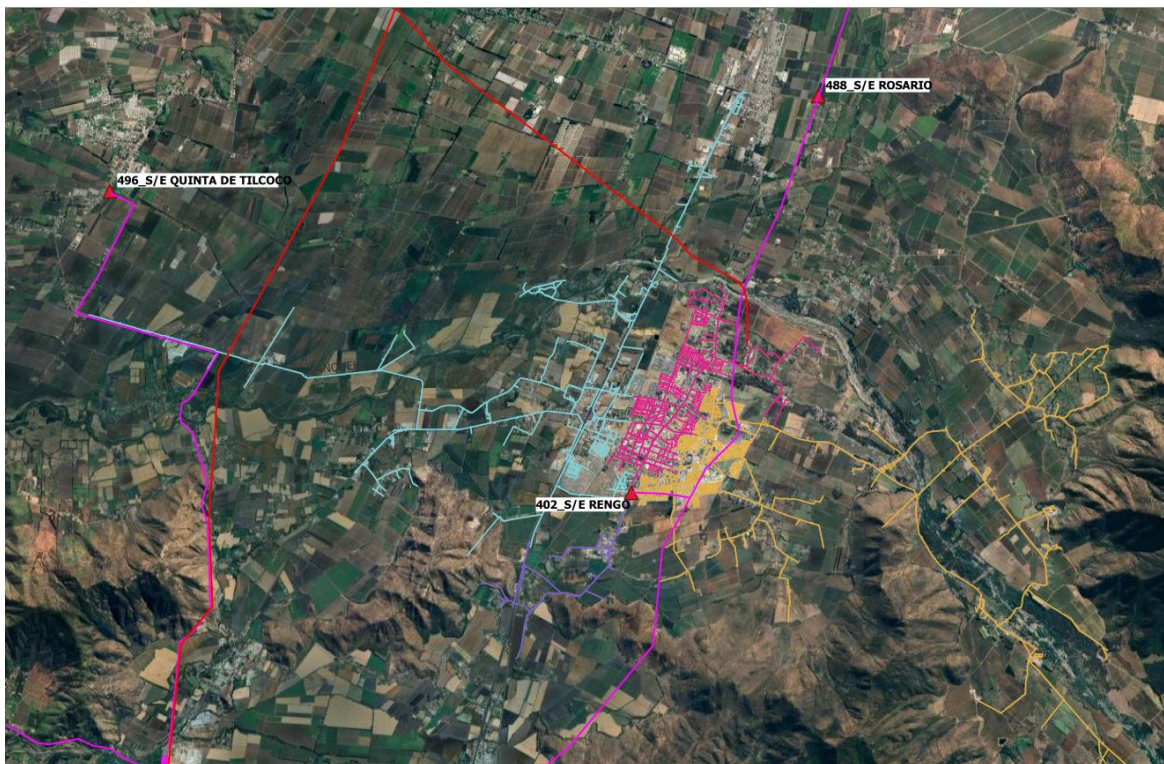


Figura 8-107: Mapa zona Rengo con alimentadores de distribución de la comuna de Rengo e instalaciones de transmisión relevantes

Debido a los problemas de suficiencia identificados a partir de la proyección de la demanda, al 2027, se tendrían cargabilidades por sobre el 85% en el transformador 66/15 kV de 30 MVA de S/E Rengo, y al año 2030 se tendría el 98,3% de cargabilidad en el mismo transformador.

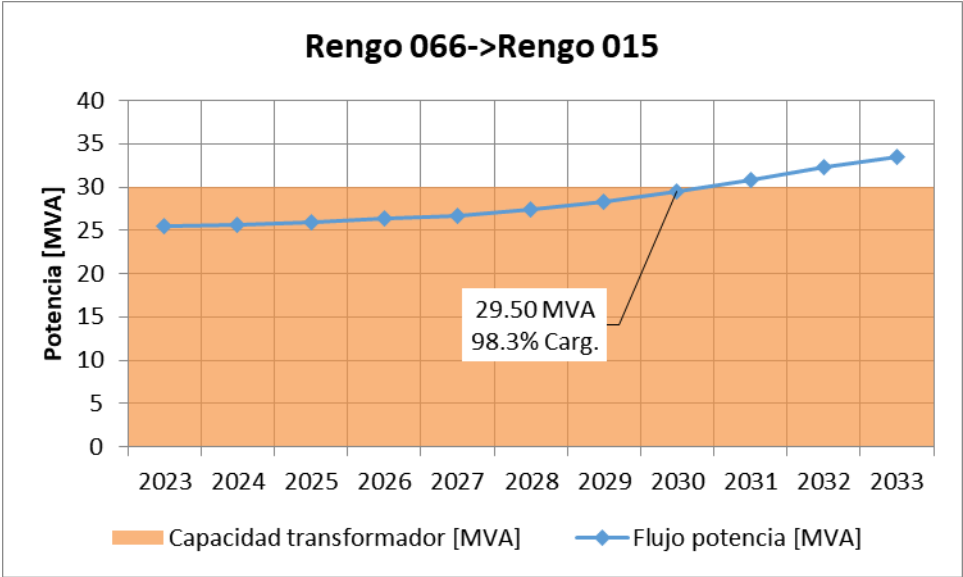


Figura 8-108: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 66/15 kV 30 MVA en la S/E Rengo

Considerando la capacidad térmica informada por la empresa CGE en el portal de Información Técnica del Coordinador, se visualizan problemas de suficiencia en la línea de transmisión 1x66 kV Tap Rengo – Rengo para todo el periodo de análisis.

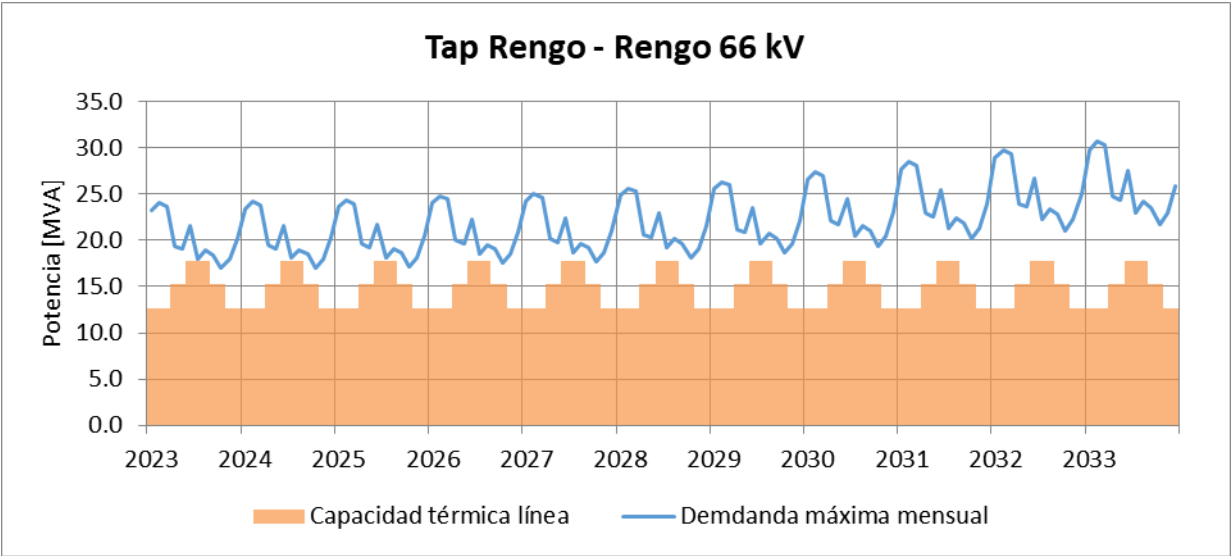


Figura 8-109: Proyección de demanda máxima y capacidad de la línea de transmisión 1x66 kV Tap Rengo - Rengo

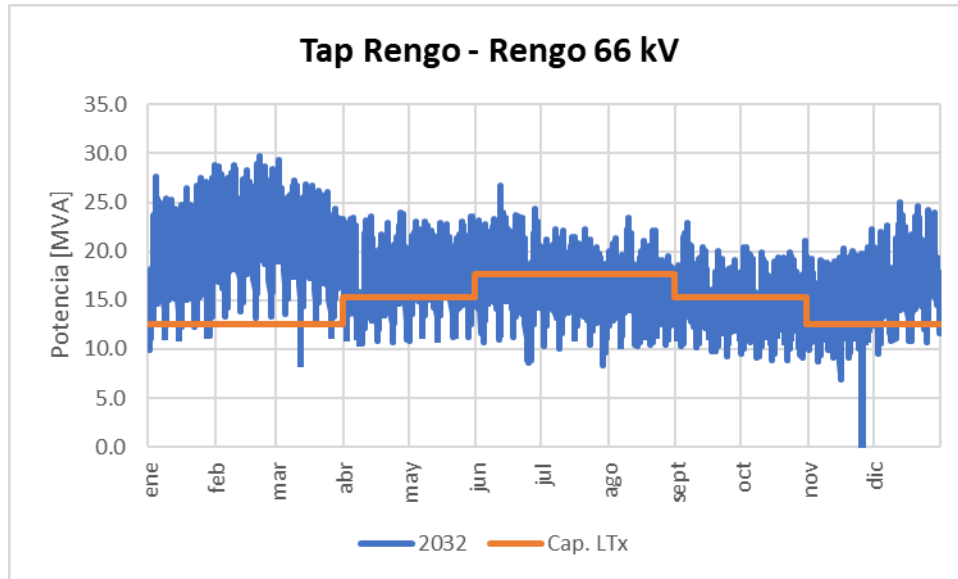


Figura 8-110: Proyección de demanda horaria al año 2032 en línea de transmisión 1x66 kV Tap Rengo - Rengo y capacidad térmica a temperatura máxima mensual de la misma línea

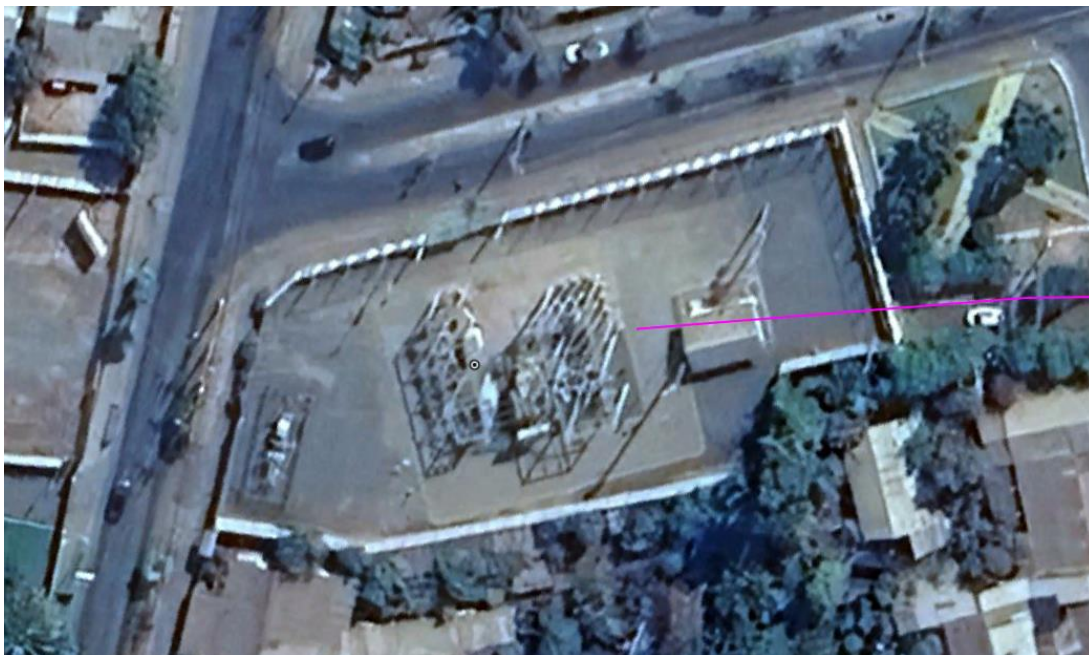


Figura 8-111: Imagen satelital que muestra la vista aérea de la S/E Rengo, sus espacios y la disposición de sus equipos

Al presentarse dificultades en una eventual ampliación de la S/E Rengo, debido a no contar con el espacio adecuado para la incorporación de la infraestructura necesaria para resolver los problemas de suficiencia, se identifica la necesidad de crear una nueva subestación que permita descargar la S/E Rengo, por lo que se propone la “Nueva S/E La Brava”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

Con el objetivo de corregir las congestiones existentes en la línea de transmisión que abastece a la S/E Rengo, se requiere de la ampliación de la capacidad de esta línea de transmisión, por lo que esta Comisión propone la obra “Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – Rengo”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

La zona de Rengo cuenta con la obra de ampliación “Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, en segmento Tap Rengo – Pelequén”, que forma parte de las obras de ampliación del plan de expansión 2017, fijadas en el Decreto Supremo N° 293, de 2018, del Ministerio de Energía. Por lo tanto, con el objetivo de aumentar la seguridad del suministro eléctrico de la zona, y considerando las sinergias constructivas con la obra Nueva S/E La Brava, se propone la obra “Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava - Rosario”.

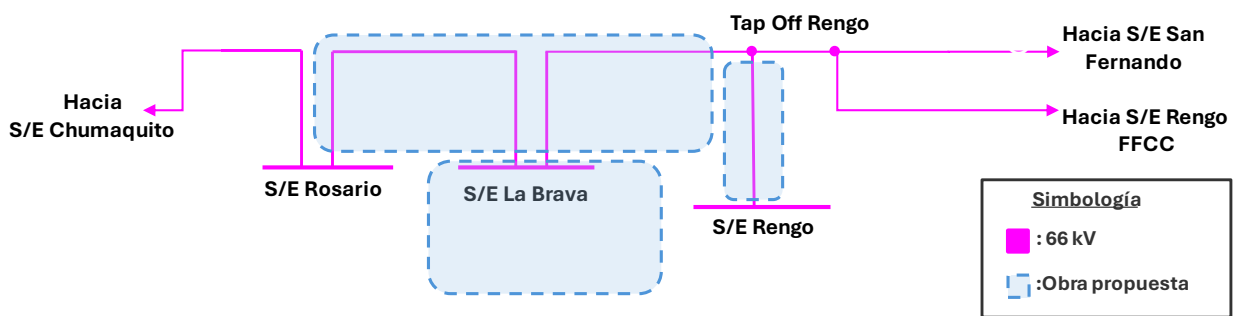


Figura 8-112: Diagrama unilineal simplificado del apoyo a la zona de Rengo

8.3.10 Nueva S/E Pichilemu 110/13,2 kV y Nueva línea 2x110 kV Portezuelo – Pichilemu

El proyecto “Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer el consumo de la carga conectada en la ciudad de Pichilemu y sus alrededores.

Actualmente, la localidad de Pichilemu se abastece desde la S/E Alcones, la cual cuenta con dos transformadores 66/23 kV. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, al año 2030 se supera el 80% de cargabilidad en la unidad T1 de 10 MVA.

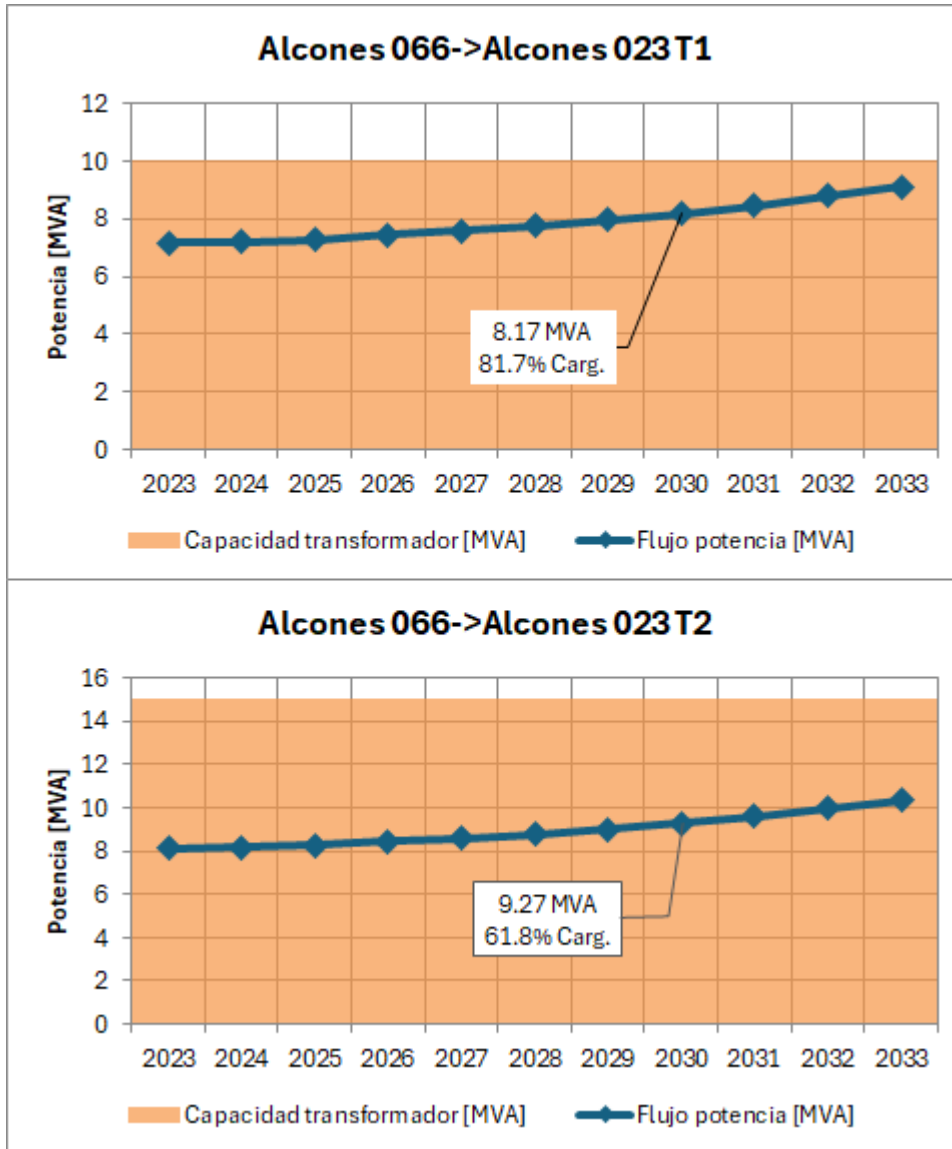


Figura 8-113: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 66/23 kV 10 MVA y T2 66/23 kV 15 MVA de la S/E Alcones

Pese a que se proyecta que la unidad T2 tiene capacidad remanente, la manera en que se desarrollan geográficamente los alimentadores dificulta la posibilidad de balancear la demanda (Figura 8-114). Adicionalmente, el diagrama de planta de la S/E Alcones muestra que el transformador T1 de 10 MVA no cuenta con una barra de 23 kV, y se encuentra físicamente en una posición que dificulta su ampliación, al estar muy cercano al cierre perimetral de la S/E (Figura 8-115).

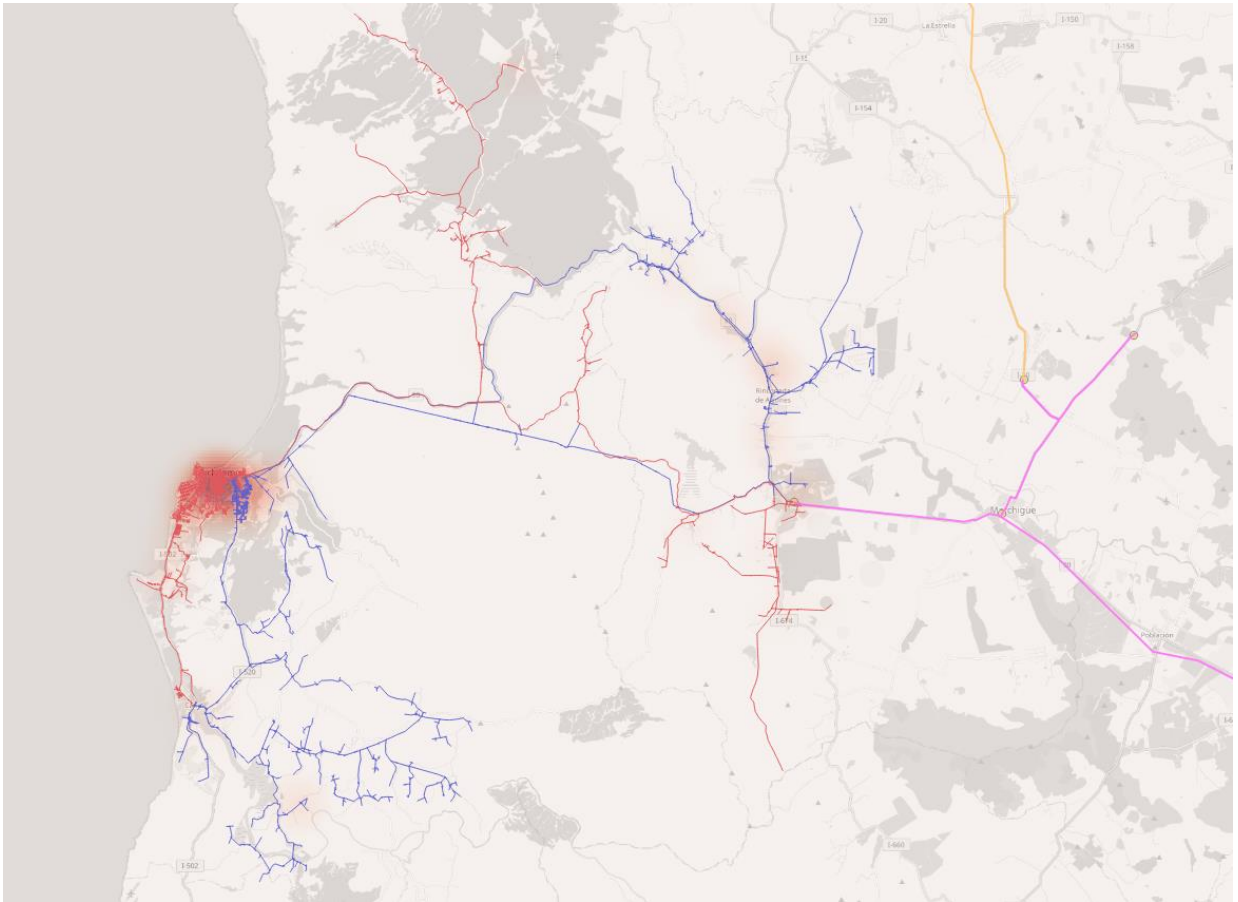


Figura 8-114: Desarrollo geográfico de los dos alimentadores que abastecen a la localidad de Pichilemu, ubicación de la S/E Alcones y mapa de calor en función de la capacidad nominal de los transformadores de distribución en los alimentadores, lo que muestra que la concentración de la demanda está en la localidad de Pichilemu

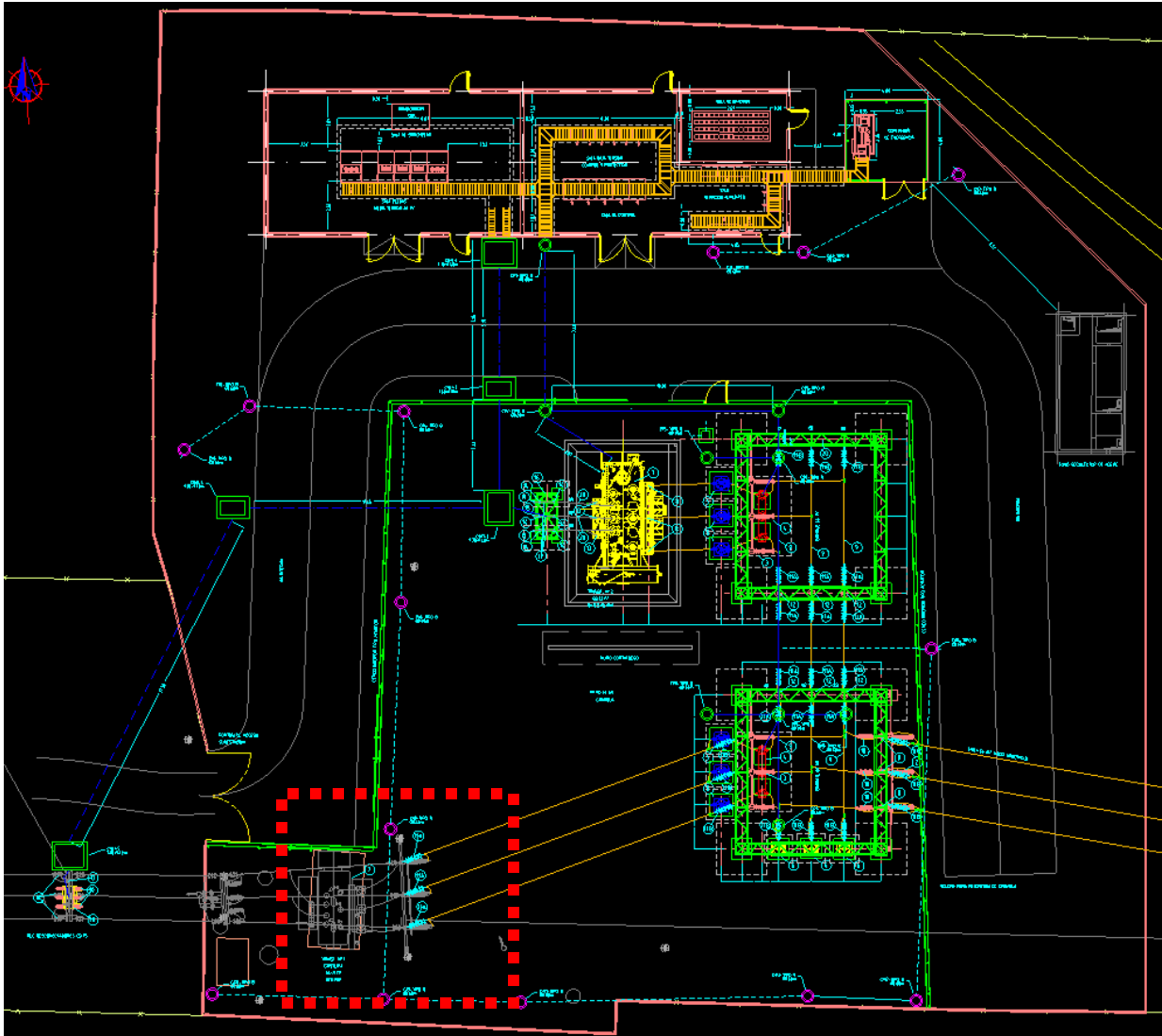


Figura 8-115: Plano de planta de la S/E Alcones y ubicación del transformador T1, 10 MVA (caja roja con línea segmentada)

Por otra parte, mediante una carta recibida el día 2 de julio de 2024, el Seremi de la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins presentó dos factibilidades de consumo a conectarse en la localidad de Pichilemu, correspondientes al nuevo hospital de la ciudad, con una demanda máxima de 1.5 MW, y el desarrollo de viviendas por parte del Ministerio de Vivienda, con una demanda proyectada de 1.8 MW.

Tomando en cuenta que la ciudad de Pichilemu se encuentra a más de 20 kilómetros de la S/E Alcones, y con el objetivo de resolver los problemas de suficiencia proyectados y mejorar la calidad de servicio de los alimentadores de dicha localidad, se proponen las nuevas obras según lo definido en el capítulo 4.

8.3.11 Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue

Las obras de Apoyo Sagrada Familia nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Villa Prat, la cual se encuentra ubicada en la comuna de Sagrada Familia y sus alrededores, pertenecientes a la Región del Maule.

Esta obra se fundamenta en el retraso de las obras de expansión que tendrían como objetivo corregir los problemas de suficiencia en los consumos abastecidos por la línea de transmisión 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat, en particular, la Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito, la Nueva S/E Mataquito 220/66 kV y el Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Parronal – Hualañé en la S/E Mataquito, los cuales presentan retrasos significativos en su fecha de puesta en servicio.

A lo anterior se agrega la indisponibilidad de la Central “Ter Licanten”, la cual estaba conectada a la subestación Licantén y ayudaba a disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat. Esta central se encuentra indisponible desde mediados de 2023, y en noviembre de 2024 la empresa propietaria presentó a esta Comisión una carta en la que informa el retiro, desconexión y cese de operaciones de la central a enero de 2025.

Tomando en cuenta lo anterior, la proyección de demanda realizada por esta Comisión al año 2032 muestra que la línea de transmisión 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat se vería muy sobrepasada, tal como se presenta en la siguiente figura.

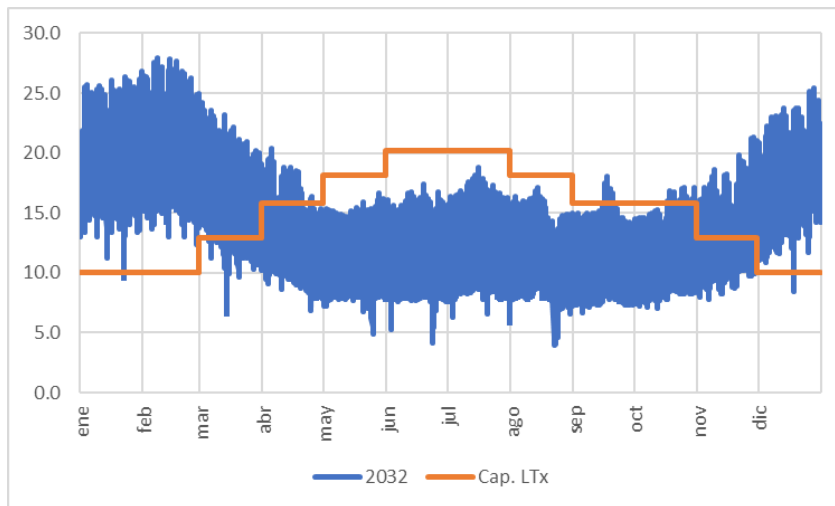


Figura 8-116: Proyección de demanda horaria al año 2032 en las SS/EE aguas debajo de la línea 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat y capacidad térmica a temperatura máxima mensual de la misma línea

Dentro de los principales consumos abastecidos por la línea de transmisión 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat está la localidad de Sagrada Familia, actualmente abastecida por la S/E Villa Prat, por lo que traspasar este consumo a alguna otra subestación del sistema ayudaría a disminuir la cargabilidad de la línea de transmisión en cuestión.

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone el conjunto de obras llamado “Apoyo Sagrada Familia”, mediante la construcción de una “Nueva S/E Sagrada Familia 66/13.8 kV”, que permita descargar los sistemas de transmisión de la zona, y evacuar esta carga por medio de la “Nueva línea Itahue - Sagrada Familia 2x66 kV”.

8.3.12 Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 13,8 kV de la S/E Maule, que corresponde a parte de la demanda de la comuna de San Clemente y sus alrededores, pertenecientes a la Región del Maule.

Debido a los incrementos en la demanda de la zona, y para aliviar los problemas de carga de la línea de transmisión 2x66kV Maule-Talca, desde marzo de 2024 se han realizado traspasos de carga desde la S/E San Clemente a la S/E Maule y, por ende, se ha utilizado la S/E Móvil Maule con el objetivo de descongestionar la S/E Maule. Esta situación operacional queda respaldada en la intervención ID 2024021726, consultable en la página web del Coordinador³⁰, que determinó el uso de la S/E Móvil Maule, y su energización en S/E Maule.

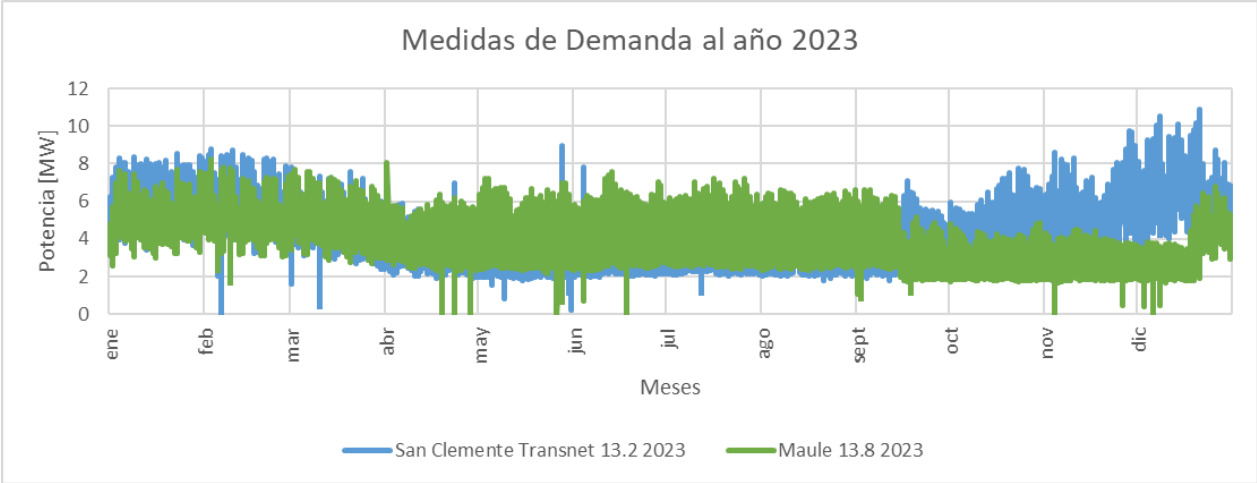


Figura 8-117: Medidas de demanda en S/E Maule y S/E San Clemente al año 2023

³⁰ <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/desconexiones-e-intervenciones/>

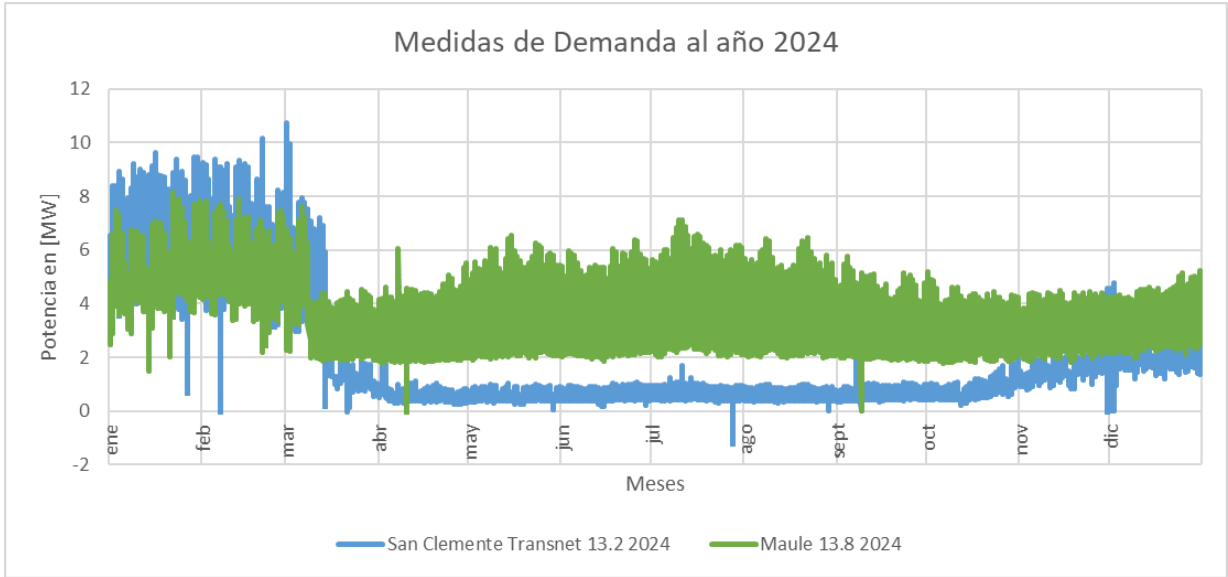


Figura 8-118: Medidas de demanda en S/E Maule y S/E San Clemente al año 2024

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T4 66/13,8 kV de capacidad nominal 10 MVA de S/E Maule supera el 85%, tal como se muestra en la siguiente figura:

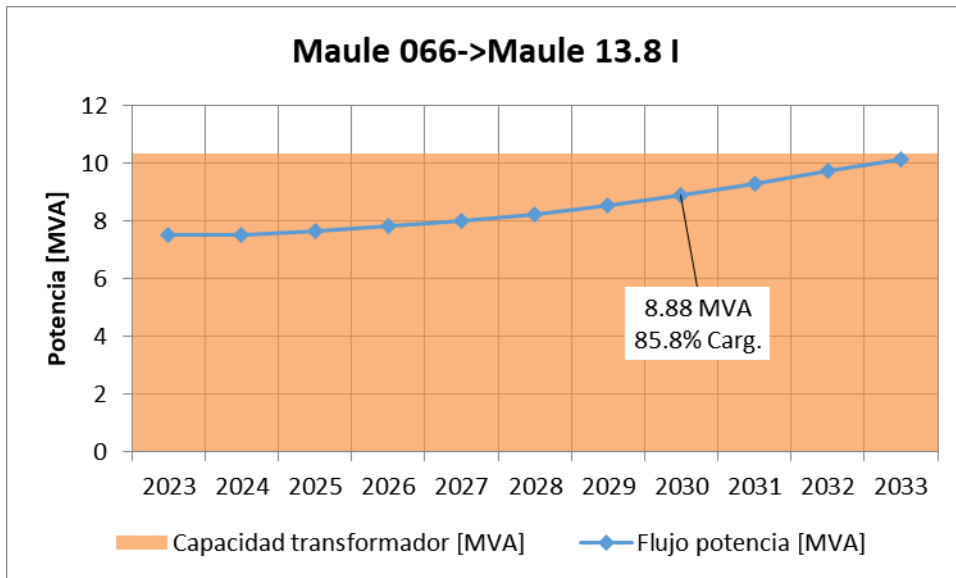


Figura 8-119: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T4 66/13,8 kV de capacidad nominal 10 MVA de S/E Maule

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra “Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT)”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el Capítulo 4.

8.3.13 Apoyo Maule

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

- Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil.
- Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente.
- Nueva S/E Pelarco.
- Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco.
- Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca.

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

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

- Demanda máxima coincidente proyectada al año 2030 en las SS/EE Los Maquis, San Rafael, Panguilemo, Talca, Piduco, El Ruil, San Clemente y San Miguel.
- S/E Mataquito 220/66 kV en servicio, y abasteciendo el sistema entre Villa Prat y Hualañe.
- Está en servicio el proyecto “Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule – Talca”, contenida en el Decreto Supremo N° 418, de 2017, del Ministerio de Energía, actualmente en relicitación.

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 las siguientes tablas.

Tabla 8-77: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de las líneas relevantes del sistema que abastece a Talca y sus alrededores

| Línea | Capacidad a 35°C con sol [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|---------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Itahue - Los Maquis 2x66 kV C1 | 36.2 | 40.2 | 111.0% |
| Itahue - Los Maquis 2x66 kV C2 | 36.2 | 40.2 | 111.0% |
| Los Maquis - Panguilemo 1x66 kV | 36.2 | 26.7 | 73.6% |
| Panguilemo - Talca 2x66 kV C1 | 36.2 | 18.9 | 52.0% |
| Los Maquis - San Rafael 1x66 kV | 36.2 | 40.4 | 111.4% |
| San Rafael - Panguilemo 1x66 kV | 36.2 | 21.4 | 59.1% |
| Panguilemo - Talca 2x66 kV C2 | 36.2 | 21.1 | 58.3% |
| Maule - Talca 1x66 kV | 85.3 | 59.9 | 70.3% |
| Maule - San Miguel 1x66 kV | 85.3 | 62.3 | 73.0% |
| San Miguel - Talca 1x66 kV | 85.3 | 43.7 | 51.2% |

Tabla 8-78: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de los transformadores relevantes del sistema que abastece a Talca y sus alrededores

| Transformador | Capacidad [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|---------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
| Itahue 154/66 kV T1 | 75.0 | 59.2 | 78.9% |
| Itahue 154/66 kV T2 | 56.0 | 44.7 | 79.8% |
| Itahue 154/66 kV T5 | 100.0 | 71.5 | 71.5% |
| Maule 154/66 kV T1 | 60.0 | 76.4 | 127.3% |
| Maule 154/66 kV T2 | 25.0 | 27.3 | 109.2% |

Para solucionar los problemas de suficiencia en los tramos de transmisión Maule - Talca y Talca - El Ruil, se propone una solución integral compuesta por las subestaciones El Chequén, Pelarco y Trueno, así como varias nuevas líneas de transmisión y ampliación de líneas existentes, tal como se definen en el capítulo 4. El diagrama unilíneal resultante al considerar las obras propuestas se presenta en la siguiente figura.

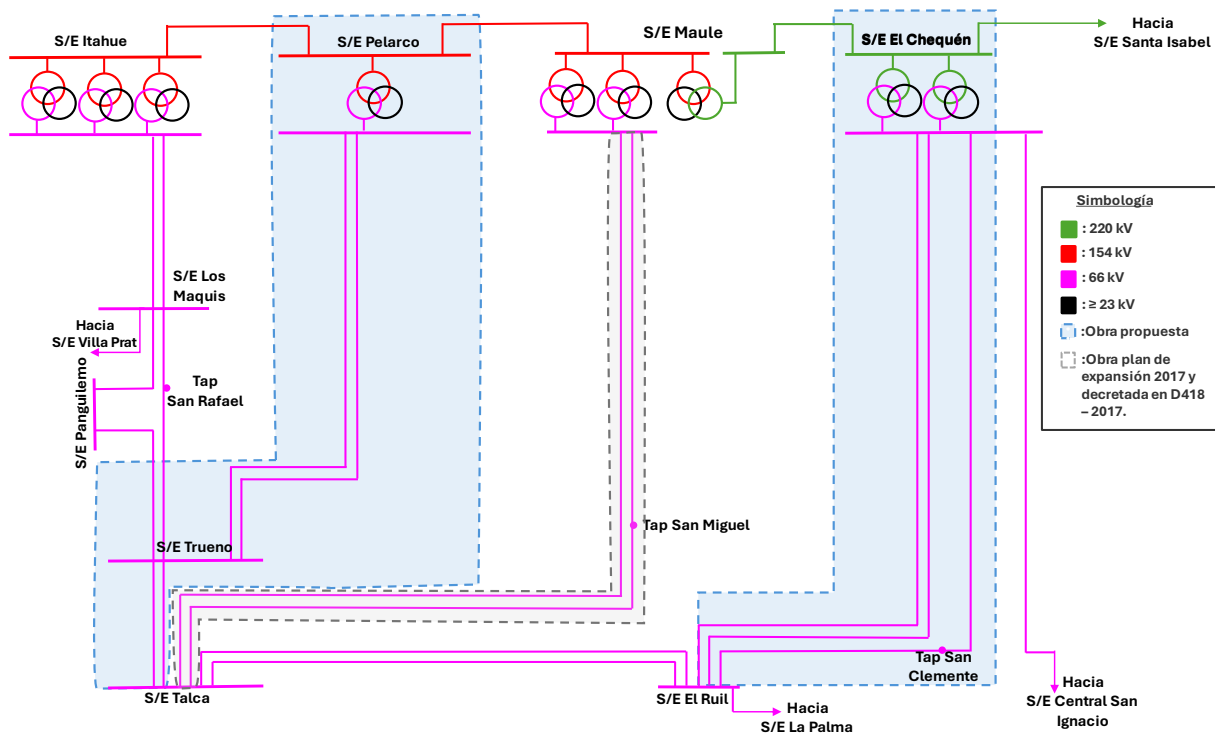


Figura 8-120: Diagrama unilíneal simplificado del apoyo a la zona de Maule

El sistema propuesto asegura el suministro de demanda con criterio de suficiencia hasta, al menos, el año 2040, tal como se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 8-79: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de las líneas relevantes del sistema que abastece a Talca y sus alrededores, considerando las nuevas obras propuestas. Escenario demanda máxima coincidente del sistema relevante proyectada al año 2040

| Línea | Capacidad a 35°C con sol [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|--|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Santa Isabel - Chequén 1x220 kV L1 | 294.9 | 94.7 | 32.1% |
| Santa Isabel - Chequén 1x220 kV L2 | 294.9 | 94.7 | 32.1% |
| Chequén - Maule 1x220 kV | 294.9 | 71.8 | 24.3% |
| Itahue - Pelarco 1x154 kV | 119.0 | 24.7 | 20.7% |
| Pelarco - Maule 1x154 kV | 119.0 | 42.9 | 36.1% |
| Maule - Tap Yervas Buenas 1x154 kV | 72.3 | 24.3 | 33.6% |
| Tap Yervas Buenas - Valentín Letelier 1x154 kV | 72.3 | 32.3 | 44.7% |
| Tap Yervas Buenas - Linares 1x154 kV | 72.3 | 39.3 | 54.4% |
| Itahue - Los Maquis 2x66 kV C1 | 36.2 | 14.3 | 39.3% |
| Itahue - Los Maquis 2x66 kV C2 | 36.2 | 14.3 | 39.3% |
| Los Maquis - Panguilemo 1x66 kV | 36.2 | 2.9 | 7.9% |
| Panguilemo - Trueno 2x66 kV C1 | 36.2 | 8.9 | 24.7% |
| Los Maquis - San Rafael 1x66 kV | 36.2 | 17.5 | 48.2% |
| San Rafael - Panguilemo 1x66 kV | 36.2 | 5.0 | 13.7% |
| Panguilemo - Trueno 2x66 kV C2 | 36.2 | 5.0 | 13.8% |
| Trueno - Talca 2x66 kV C1 | 85.3 | 14.9 | 17.5% |
| Trueno - Talca 2x66 kV C2 | 85.3 | 14.9 | 17.5% |
| Maule - Talca 1x66 kV | 46.1 | 19.4 | 42.2% |
| Maule - San Miguel 1x66 kV | 46.1 | 22.0 | 47.8% |
| San Miguel - Talca 1x66 kV | 46.1 | 8.2 | 17.8% |
| El Chequen - El Ruil 2x66 kV C1 | 79.0 | 37.2 | 47.1% |
| El Chequen - El Ruil 2x66 kV C2 | 79.0 | 37.2 | 47.1% |
| El Chequen - San Clemente 1x66 kV | 85.3 | 43.1 | 50.6% |
| San Clemente - El Ruil 1x66 kV | 85.3 | 29.7 | 34.9% |

Tabla 8-80: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de los transformadores relevantes del sistema que abastece a Talca y sus alrededores, considerando las nuevas obras propuestas. Escenario demanda máxima coincidente del sistema relevante proyectada al año 2040.

| Transformador | Capacidad [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|---------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
| Itahue 154/66 kV T1 | 75.0 | 39.9 | 53.1% |
| Itahue 154/66 kV T2 | 56.0 | 34.6 | 61.8% |
| Itahue 154/66 kV T5 | 100.0 | 46.8 | 46.8% |
| Maule 154/66 kV T1 | 60.0 | 32.0 | 53.3% |

| Transformador | Capacidad [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|----------------------|-----------------|----------------------------------|------------------|
| Maule 154/66 kV T2 | 25.0 | 13.6 | 54.2% |
| Pelarco 154/66 kV T1 | 90.0 | 43.7 | 48.6% |
| Chequen 220/66 kV T1 | 90.0 | 59.2 | 65.8% |
| Chequen 220/66 kV T2 | 90.0 | 59.2 | 65.8% |

8.3.14 Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 13,8 kV de la S/E Parral, que corresponde a parte de la demanda de la comuna de Parral, perteneciente a la Región del Maule.

Considerando que las obras de expansión que darían apoyo a la zona de Parral, a saber, “Subestación Nueva Cauquenes 220/66 kV” y “Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes”, cuentan con atrasos significativos en su construcción, dada la interferencia con proyectos inmobiliarios en la zona, es necesario encontrar alternativas que den solución a los problemas de suficiencia, que no podrán ser corregidos debido a estas incertezas constructivas de los proyectos mencionados.

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 154/66/14.8 kV de capacidad nominal 75 MVA de S/E Parral supera el 80%, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 8-81: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de los transformadores en S/E Parral

| Transformador | Capacidad de transmisión [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| PARRAL 154/66/14.8 75MVA N°1 | 75.0 | 60.8 | 81.1% |

Al revisar los planos de la subestación se identifica la existencia de espacio disponible en barra, el cual fue previamente utilizado por el transformador N°2 154/66 kV de 22 MVA, actualmente fuera de servicio, por lo cual se propone la reutilización del espacio en barra para la incorporación de un nuevo transformador en la subestación Parral, de manera de corregir los problemas de suficiencia en la zona.

Al proyectar la demanda al año 2030, considerando la incorporación del reemplazo de la unidad de transformación en la S/E Parral, por un transformador 154/66 kV y al menos 75 MVA, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 8-82: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de los transformadores en S/E Parral

| Transformador | Capacidad de transmisión [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| PARRAL 154/66/14.8 75MVA N°1 | 75.0 | 33.4 | 44.53% |
| PARRAL 154/66/14.8 75MVA N°2 | 75.0 | 37.4 | 49.87% |

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra “Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)”, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el capítulo 4.

8.3.15 Apoyo Ñuble

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

- Nueva S/E Río Viejo.
- Nueva S/E Guangalí y nueva línea 2x66 kV Guangalí – Río Viejo.
- Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa.
- Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea.

Las obras de apoyo a la zona de Ñuble nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Chillán, cumpliendo el criterio de suficiencia.

El diagnóstico de la zona se realizó considerando el escenario operacional a demanda máxima coincidente proyectada a diciembre del año 2032 en la S/E Chillán, de manera de obtener la máxima cargabilidad en la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán. La simulación muestra que no es posible asegurar el cumplimiento del criterio de suficiencia, en particular, en la línea Pueblo Seco – Tap Chillán – Chillán 154 kV, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8-83: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de las líneas relevantes del sistema que abastece a Chillán y sus alrededores

| Línea | Capacidad a 35°C con sol [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|----------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Charrúa - Montenegro 154 kV | 205.4 | 124.0 | 60.4% |
| Montenegro - Tap Chillán 154 kV | 205.4 | 85.5 | 41.6% |
| Tap Chillán - Monterrico 154 kV | 205.1 | 85.0 | 41.4% |
| Charrúa - Pueblo Seco 154 kV | 119.0 | 64.9 | 54.5% |
| Pueblo Seco - Tap Chillán 154 kV | 73.3 | 62.6 | 85.4% |
| Tap Chillán - Chillán 154 kV | 65.3 | 62.0 | 94.9% |

Por otra parte, y si bien no se proyectan problemas de suficiencia al 2032 en los transformadores 154/66 kV del sistema relevante, es importante notar que en el mediano plazo

no sería posible asegurar el criterio de suficiencia, ya que en el transformador 154/66 kV de la S/E Chillán se encuentra cercano al 85% de cargabilidad.

Tabla 8-84: Flujo de potencia aparente y cargabilidad de los transformadores relevantes del sistema que abastece a Chillán y sus alrededores

| Transformador | Capacidad de transmisión [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|----------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Charrúa 154/66 kV | 75.0 | 54.5 | 72.7% |
| Montenegro 154/66 kV | 75.0 | 36.4 | 48.5% |
| Chillán 154/66 kV | 75.0 | 62.0 | 82.6% |

Adicionalmente, la demanda proyectada al año 2030 muestra que no sería posible asegurar el criterio de suficiencia en el transformador 66/15 kV T2 de 30 MVA de la S/E Chillán.

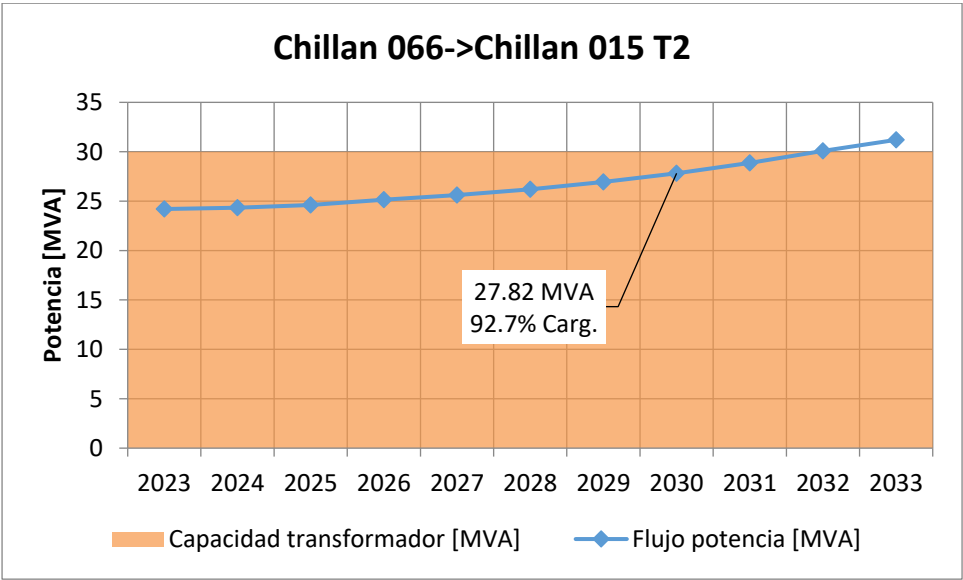


Figura 8-121: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T2 66/15 kV 30 MVA en la S/E Chillán

Tomando en cuenta los antecedentes presentados, es relevante mencionar las grandes dificultades existentes para ampliar la subestación Chillán, tanto por su ubicación geográfica dentro de la ciudad de Chillán, que dificulta la expansión territorial, como por su disposición de equipos, que dificulta la ampliación de la subestación en sí misma (ver Figura 8-122).



Figura 8-122: Emplazamiento de la S/E Chillán dentro de la ciudad del mismo nombre. Se destacan los transformadores 154/66 kV (cuadrilátero rojo, línea punteada en la figura) y 66/15 kV (cuadrilátero celeste, línea continua en la figura)

Las dificultades señaladas implican que no sería conveniente reforzar la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán, ya sea mediante el aumento de su capacidad de transmisión o bien mediante una segunda línea 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán, pues, en ese caso, el elemento que limitaría sería el transformador 154/66 kV, equipo ubicado en una subestación que presenta muchas dificultades para ser ampliado. Similar es el caso de los transformadores 66/15 kV, cuya capacidad también presentan dificultades para ser ampliados en la misma subestación Chillán.

Para corregir los problemas de suficiencia en la zona, y en virtud de que parece inconveniente ampliar la S/E Chillán, se proponen las nuevas SS/EE Río Viejo y Guangualí, además de todas las líneas de transmisión asociadas, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 4.

La S/E Río Viejo permite disminuir las congestiones en la línea 1x154 Charrúa – Pueblo Seco – Chillán, al habilitar un segundo corredor de suministro a la S/E Chillán y, por lo tanto, descargar la línea 1x154 kV Pueblo Seco - Chillán, mientras que la nueva S/E Guangualí permite disminuir la cargabilidad del transformador 66/15 kV T2. El diagrama unilineal simplificado resultante se presenta en la siguiente figura.

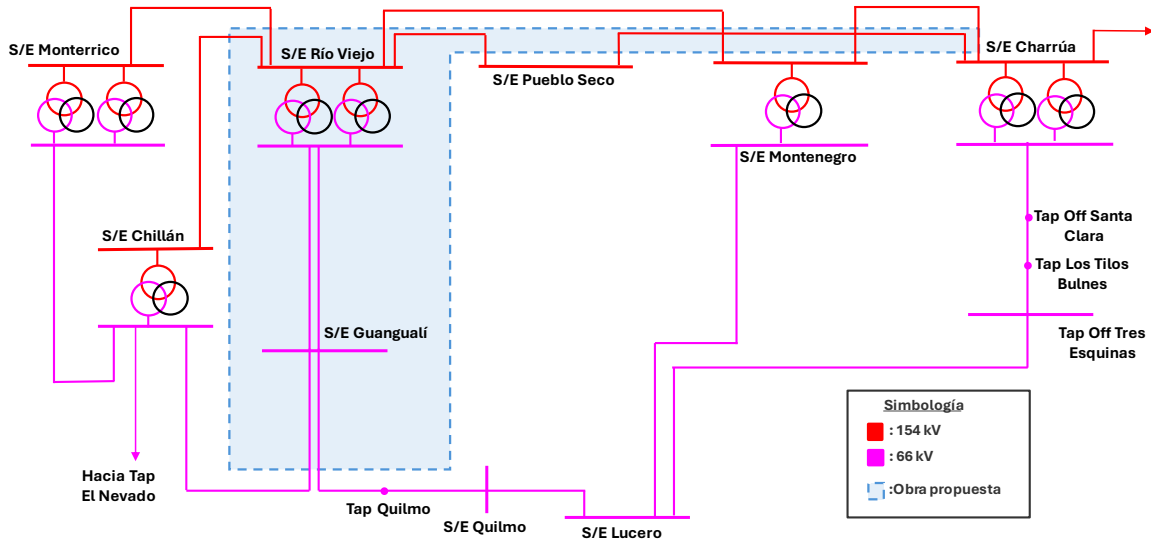


Figura 8-123: Diagrama unilínea simplificado del apoyo a la zona de Ñuble

8.3.16 Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en 13,8 kV de dicha subestación, que corresponde a parte de la demanda de las comunas de Molina y Río Claro, pertenecientes a la Región del Maule.

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T3 66/13,8 kV de capacidad nominal 6,25 MVA de S/E Itahue, supera el 85%, tal como se muestra en la siguiente figura:

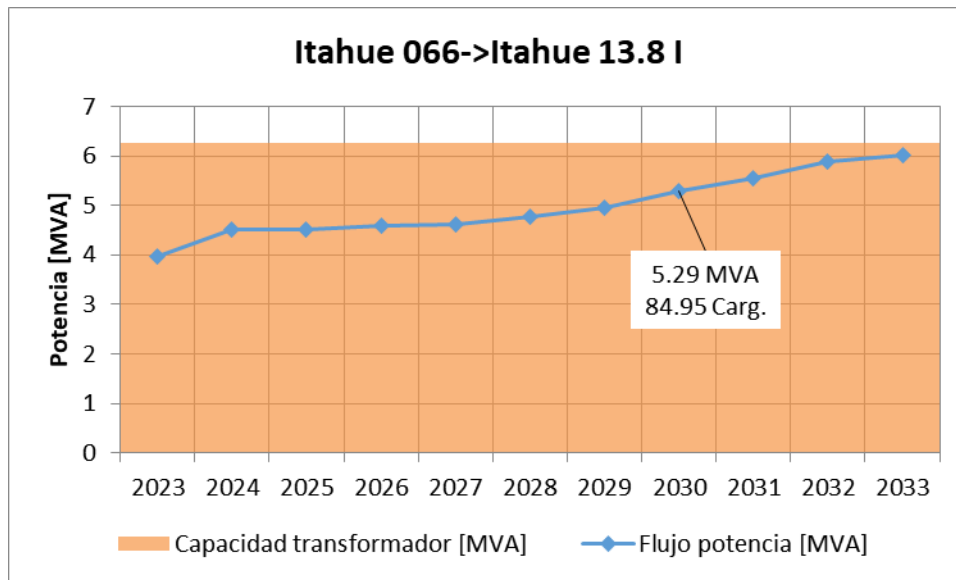


Figura 8-124: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T3 66/13,8 kV de capacidad nominal 6,25 MVA de S/E Itahue

En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra “Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.17 Ampliación S/E Llama

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Llama (NTR ATMT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco y nuevo transformador (ATAT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo el suministro de energía de la demanda asociada a las subestaciones Pillanlelún, Llama y Lautaro, las cuales corresponden a parte de la ciudad de Temuco, en la Región de la Araucanía, y son actualmente abastecidas a través de la línea 1x66 kV Temuco – Pillanlelún.

De acuerdo con la proyección de demanda al año 2032 realizada por esta Comisión, al año 2032 se superaría el 85% de cargabilidad en la línea 1x66 kV Temuco – Pillanlelún en los meses de mayor temperatura, tal como se presenta en la siguiente figura.

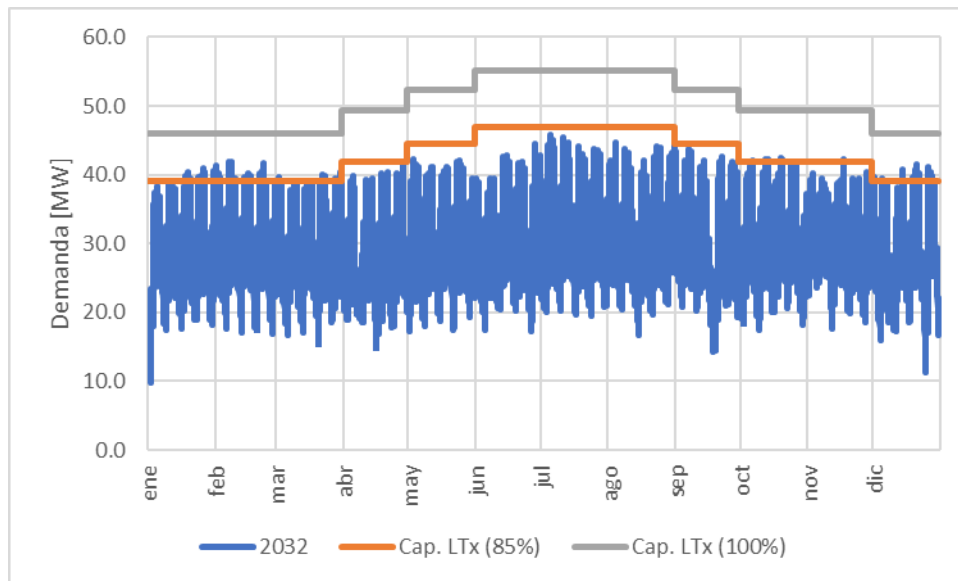


Figura 8-125: Proyección de demanda horaria al año 2032 en las SS/EE aguas abajo de la línea 1x66 kV Temuco – Pillanlelún y capacidad térmica a temperatura máxima mensual de la misma línea

Por otra parte, si bien en la S/E Lautaro existe una central de biomasa, desde el año 2022 ha experimentado períodos de generación nula en el mes de diciembre, como se ve en la siguiente figura.

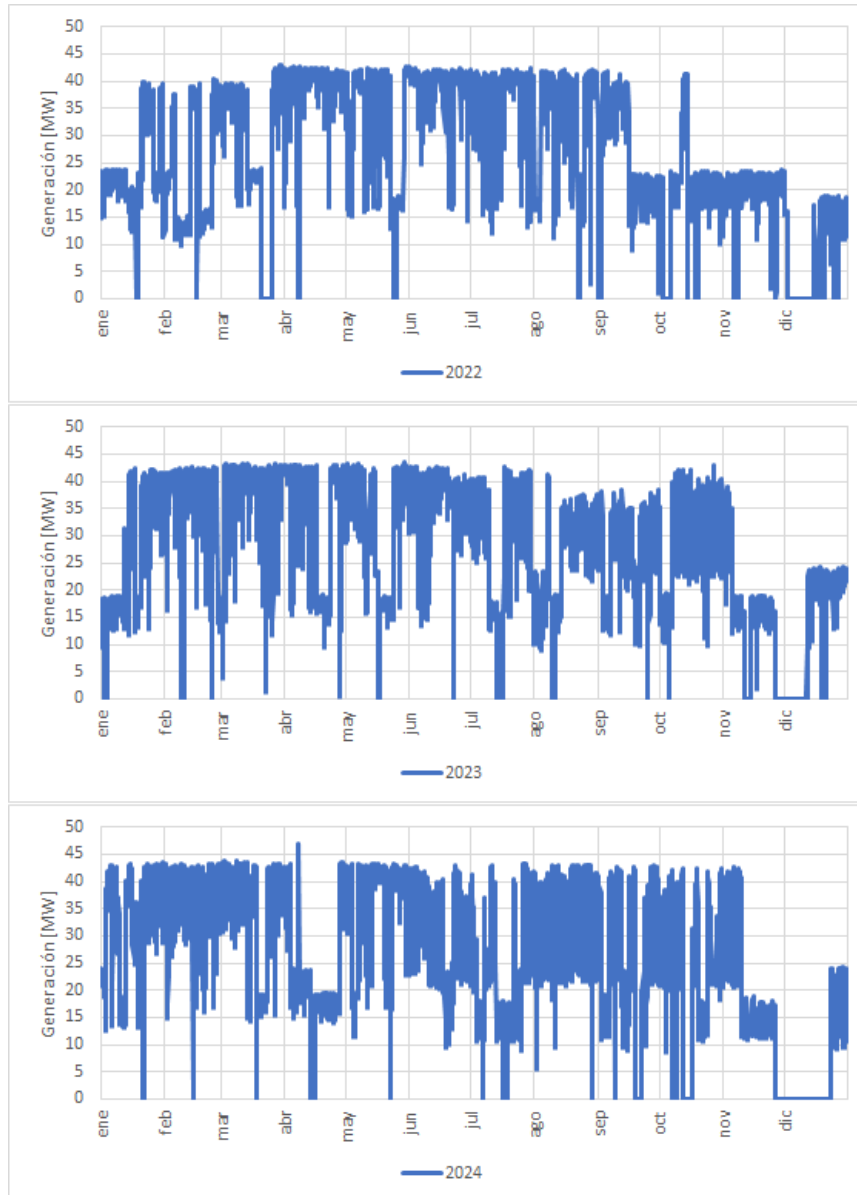


Figura 8-126: Generación horaria histórica de la central de biomasa Lautaro, 2022 a 2024

Si bien la generación de la central de biomasa en la S/E Lautaro tiene el efecto de disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Temuco – Pillanlelbún, no es posible garantizar que la central no esté realizando algún mantenimiento en el mes de diciembre y, por lo tanto, no es posible garantizar la operación con criterio de suficiencia en la línea 1x66 kV Temuco – Pillanlelbún, tal como se presenta en la Figura 8-125.

Por otro lado, de acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, se proyecta que el transformador T2 de la S/E Pillanlelbún, geográficamente cercana a la S/E Llama (Figura 8-128), perdería el criterio de suficiencia al año 2030, como se presenta en la Figura 8-127. Con el objetivo de aprovechar las sinergias constructivas, se propone que la

ampliación en la S/E Llaima considere equipos para dar suministro a las redes de distribución de la zona, y así descargar los transformadores 66/15 kV en la S/E Pillanlelbún.

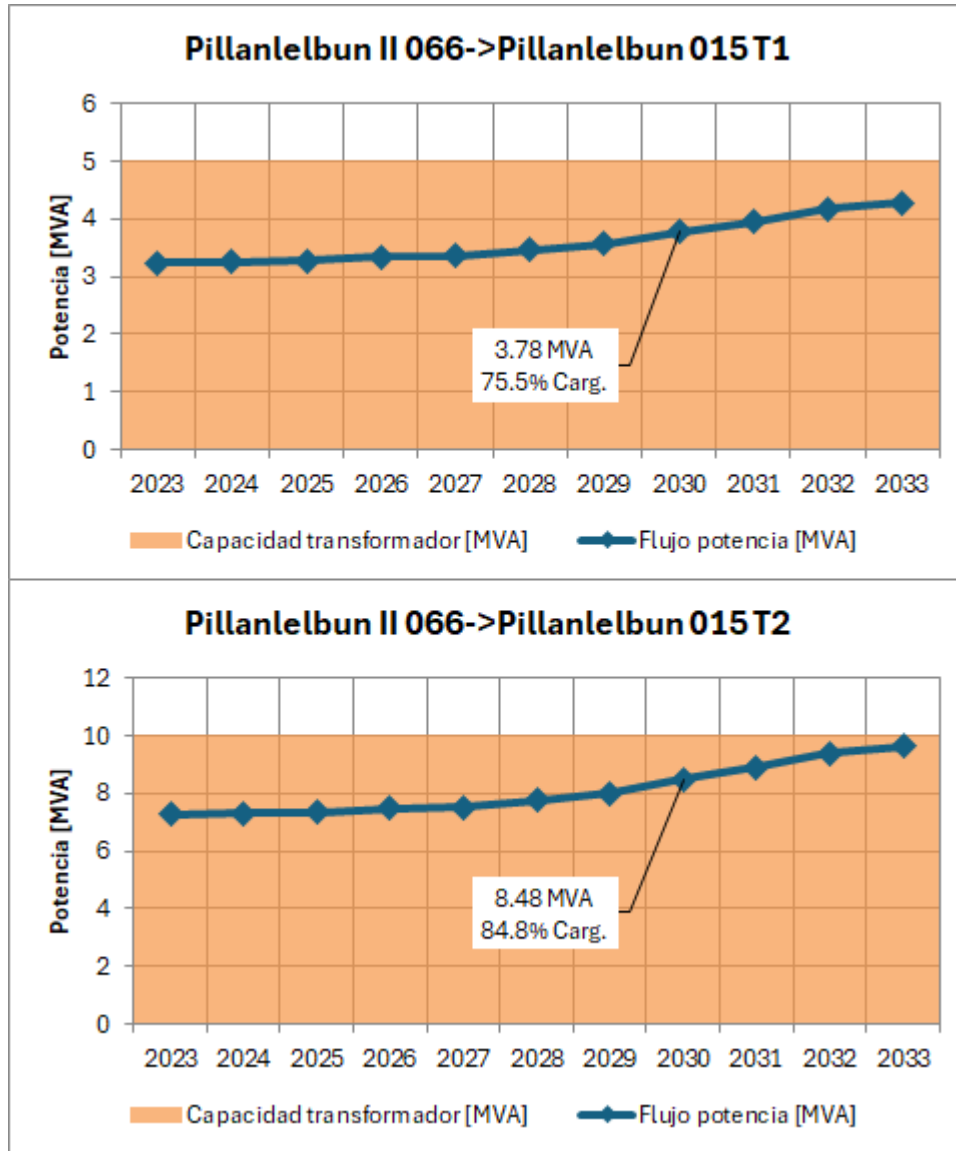


Figura 8-127: Cargabilidad máxima proyectada de los transformadores 66/15 kV en la S/E Pillanlelbún

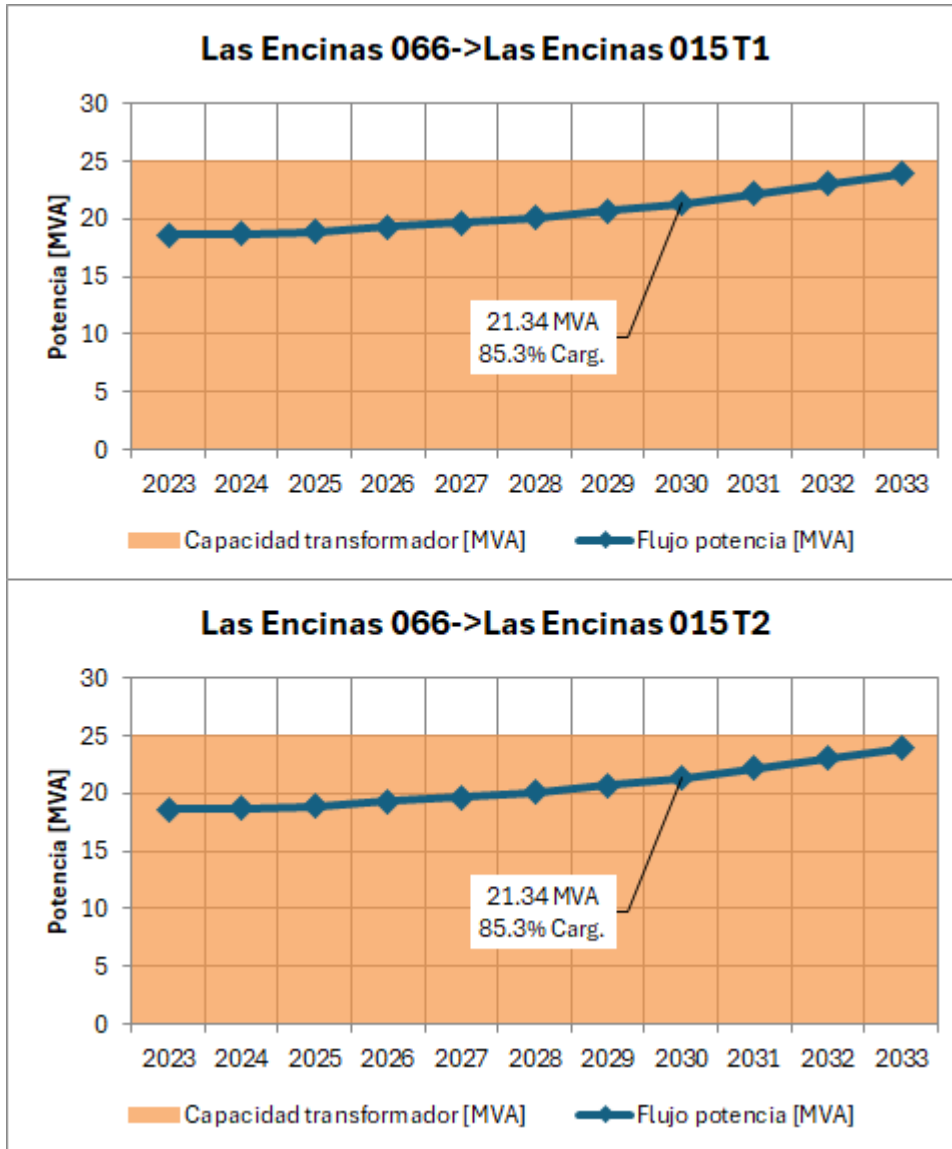


Figura 8-129: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en las unidades de transformación 66/15 kV 25 MVA en S/E Las Encinas

A pesar de que la criticidad se produce en la S/E Las Encinas, de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, esta no cuenta con espacios suficientes que permitan una ampliación.



Figura 8-130: Vista aérea S/E Las Encinas, Temuco

Por esta razón, el análisis de capacidad se ha ampliado a las subestaciones aledañas, donde se puedan desarrollar descargas por distribución de la S/E Las Encinas.

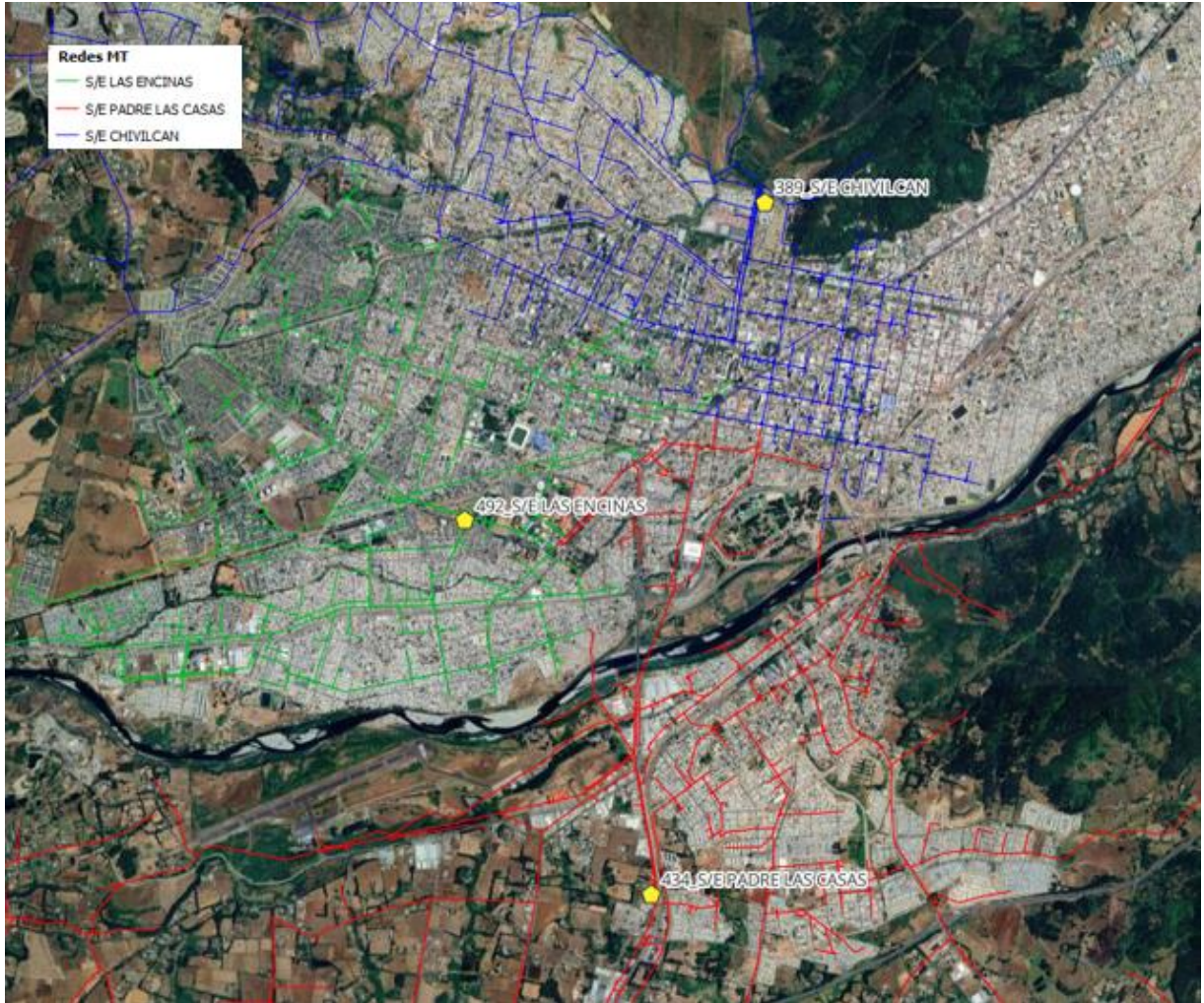


Figura 8-131: Redes MT aledañas a S/E Las Encinas

Desde el análisis realizado respecto de la S/E Chivilcan, se ha podido constatar que los niveles de carga de las unidades transformadoras no mantienen capacidad suficiente, dentro del periodo de análisis, para viabilizar una descarga permanente por distribución de la S/E Las Encinas. Adicionalmente, la S/E Chivilcan no cuenta con espacios suficientes para un proyecto de ampliación.



Figura 8-132: Vista aérea S/E Chilvan

Por su parte, a partir del análisis de demanda de S/E Padre Las Casas, se ha constatado que dicha subestación no cuenta con capacidad suficiente para viabilizar una descarga permanente por distribución de S/E Las Encinas. Sin embargo, S/E Padre Las Casas sí cuenta con espacio suficiente para desarrollar un proyecto de ampliación.

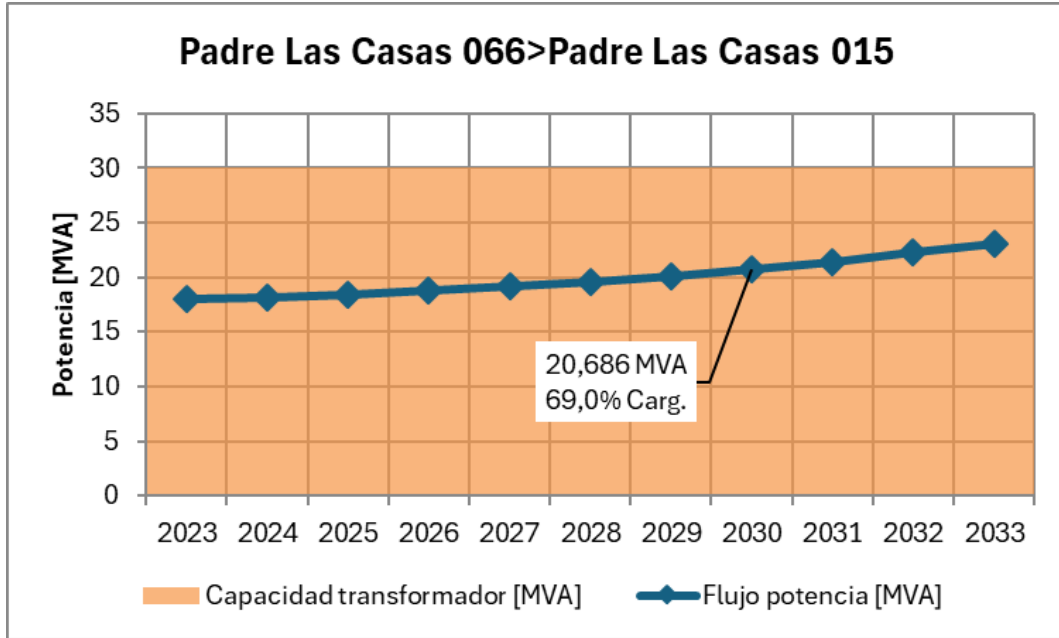


Figura 8-133: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV 30 MVA en S/E Padre Las Casas



Figura 8-134: Vista aérea S/E Padre Las Casas

En base a los antecedentes expuestos, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone el aumento de capacidad de la S/E Padre Las Casas, mediante la instalación de una nueva unidad de transformación, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4.

8.3.19 Nueva línea de transmisión La Unión – Los Tambores

La obra de expansión del sistema de transmisión zonal “Nueva línea de transmisión La Unión-Los Tambores” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer el consumo de la carga conectada en la comuna de La Unión.

El proyecto se sustenta técnicamente al estudiar los flujos de potencia de la línea de transmisión “Los Tambores – La Unión”, en función de la proyección de demanda para el periodo en estudio. De acuerdo con la proyección de demanda vegetativa, se estima que el año 2027 la línea de transmisión superaría el 85% de su capacidad nominal.

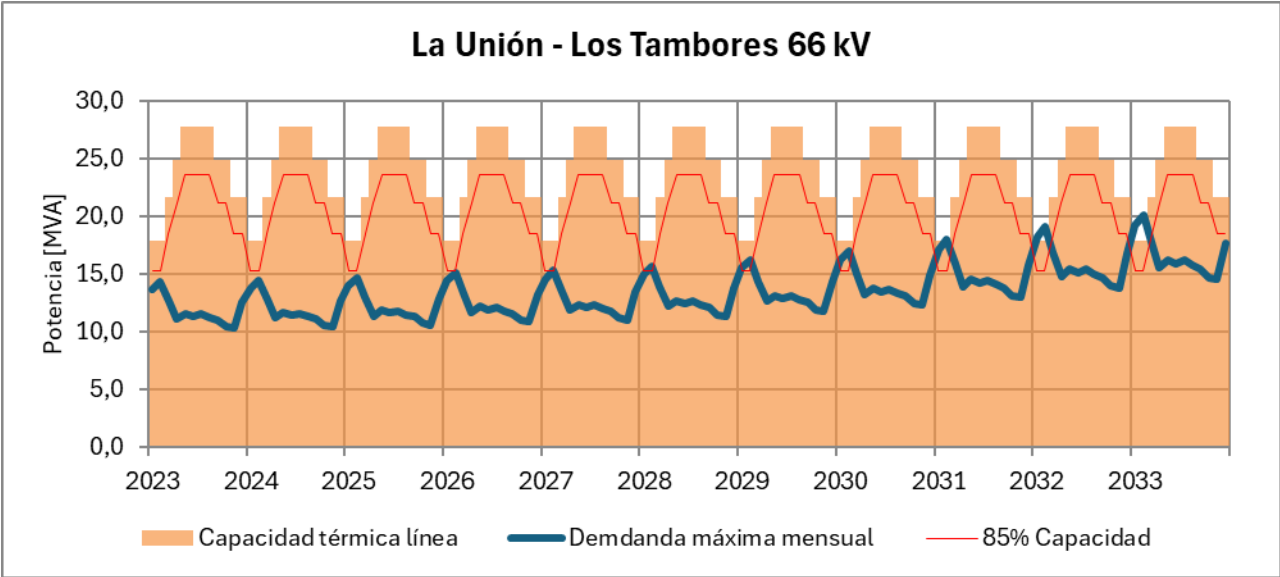


Figura 8-135: Proyección de demanda máxima mensual y capacidad de la línea de transmisión La Unión – Los Tambores 66 kV

Según la proyección de demanda vegetativa, durante los meses de verano del año 2032 se obtendrían niveles de carga superiores a la capacidad de la línea.

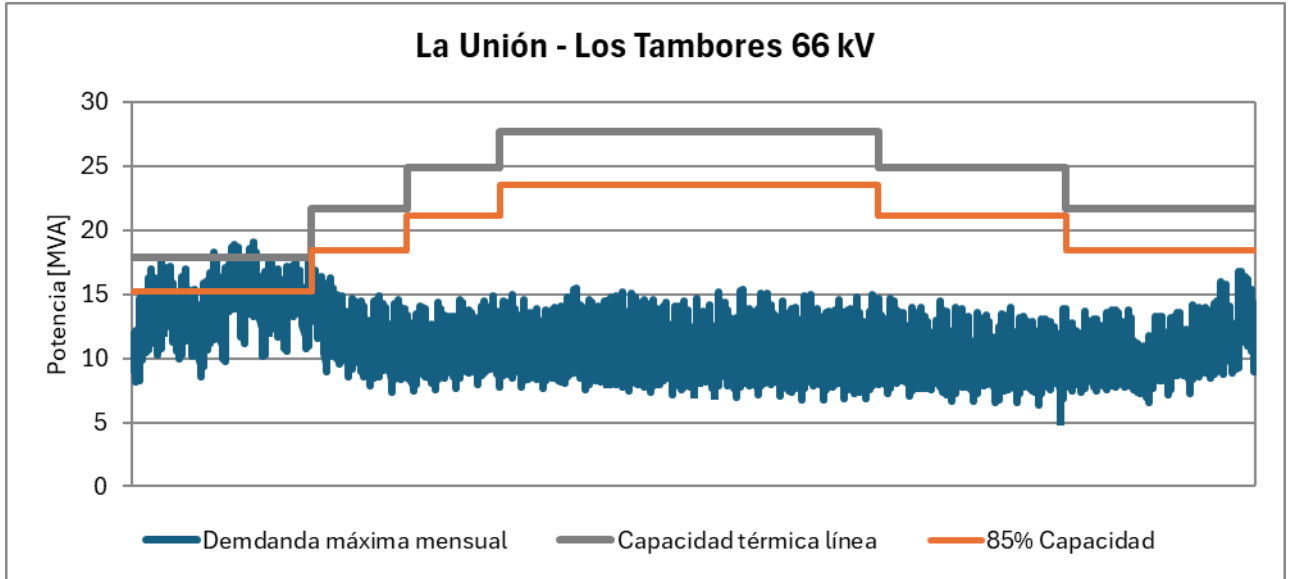


Figura 8-136: Demanda esperada al año 2032 en línea de transmisión La Unión – Los Tambores 66 kV; proyección de demanda vegetativa

Adicionalmente, se presentó a esta Comisión documentación formal asociada a una factibilidad técnica de suministro mediante la cual la carga de S/E Los Tambores se incrementaría en un total de 9 [MVA], aproximadamente. Con base en lo anterior, se ha elaborado una proyección de demanda para la línea de transmisión, donde se observa que los niveles de carga superan el 111% de su capacidad nominal.

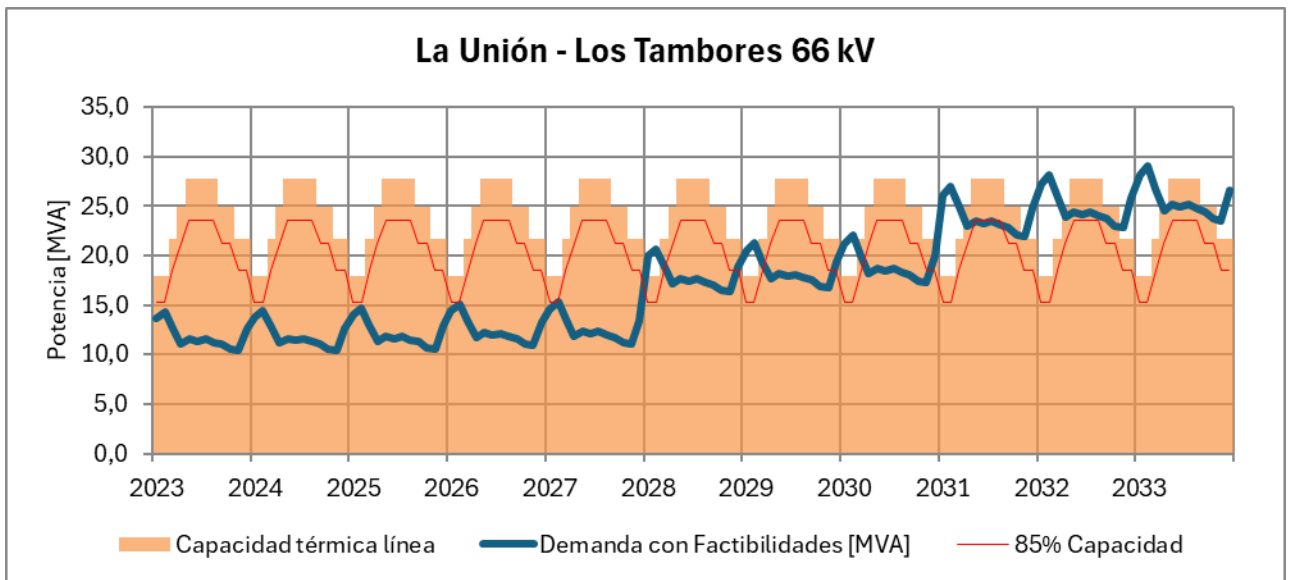


Figura 8-137: Demanda esperada al año 2032 en línea de transmisión La Unión – Los Tambores 66 kV; proyección con factibilidad técnica de suministro

Con base en los antecedentes expuestos, y de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, se propone la obra de expansión “Nueva línea de transmisión La Unión – Los Tambores”, de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el Capítulo 4.

SISTEMA F

8.3.20 Apoyo Puerto Octay

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

- Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT).
- Nueva S/E Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay – Frutillar Norte.

Las obras de apoyo nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a la localidad de Puerto Octay y sus alrededores, actualmente abastecidas a través la S/E Pichil.

Al proyectar la demanda al año 2030, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación 66/23 kV de capacidad nominal 16 MVA de la S/E Pichil supera el 85%, tal como se muestra en la siguiente figura.

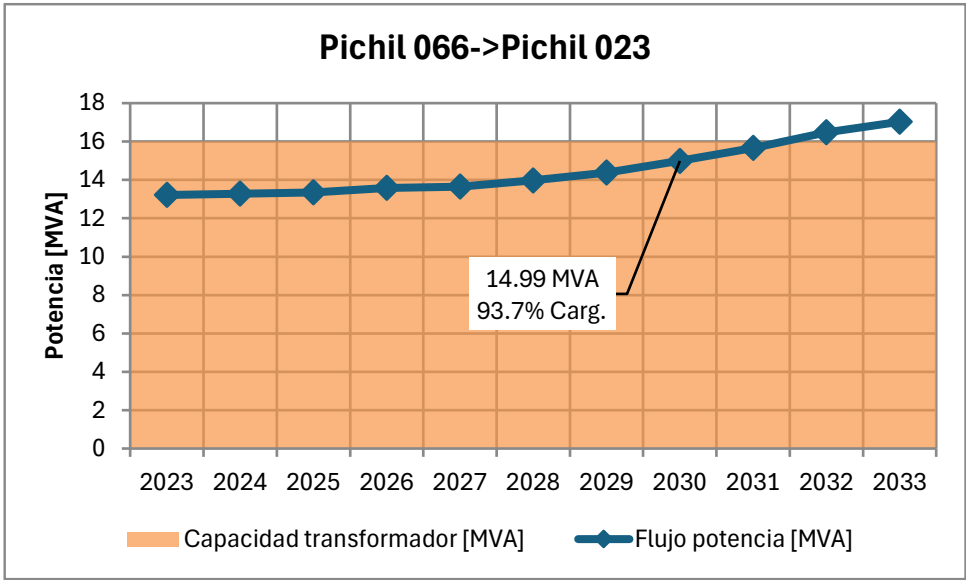


Figura 8-138: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA en la S/E Pichil

Por otro lado, las simulaciones realizadas por esta Comisión, proyectando la demanda a los años 2030 y 2032, muestran que la línea Pilauco – Barro Blanco 66 kV superaría el 85% de cargabilidad (ver siguiente tabla).

Tabla 8-85: Cargabilidad proyectada del sistema relevante a los años 2030 y 2032

| Línea | Capacidad a 35°C con sol [MVA] | Potencia aparente [MVA] | | Cargabilidad | |
|-----------------------------------|--------------------------------|-------------------------|------|--------------|--------|
| | | 2030 | 2032 | 2030 | 2032 |
| Pilauco - Barro Blanco 66 kV | 43.1 | 40.8 | 44.8 | 94.6% | 104.0% |
| Barro Blanco - Pichil 66 kV | 50.0 | 15.4 | 16.9 | 30.8% | 33.9% |
| Barro Blanco - Río Negro 66 kV C1 | 25.0 | 8.5 | 9.3 | 33.9% | 37.1% |
| Barra Blanco - Río Negro 66 kV C2 | 25.0 | 8.5 | 9.3 | 33.9% | 37.1% |
| Río Negro - Purranque 66 kV C1 | 25.0 | 5.9 | 6.5 | 23.6% | 25.8% |
| Río Negro - Purranque 66 kV C2 | 25.0 | 5.9 | 6.5 | 23.6% | 25.8% |

Complementando lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el centro de carga de la localidad de Puerto Octay se encuentra a más de 30 km de la S/E Pichil, y que, de acuerdo con información suministrada por la empresa Saesa, los indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador superan ampliamente los límites establecidos en el Artículo 4-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente³¹ (Tabla 8-86), por lo que se visualiza la conveniencia de solucionar los problemas de transmisión diagnosticados mediante una nueva línea de transmisión, que ayude a mejorar los indicadores SAIFI y SAIDI.

Tabla 8-86: Indicadores SAIFI y SAIDI de los alimentadores de Saesa en la comuna de Puerto Octay y límite establecido en la NTCSD (abril de 2024)

| Índice | Comuna | Límite NTCSD | Tipo indicador de falla | | | Total índice |
|--------|--------------|--------------|-------------------------|----------------|-------------|--------------|
| | | | Interna_Anormal | Interna_Normal | No_Contable | |
| SAIFI | Puerto Octay | 8 | 1.12 | 1.37 | 7.28 | 9.77 |
| SAIDI | Puerto Octay | 14 | 26.67 | 4.29 | 11.70 | 42.67 |

En virtud de lo anterior, y de manera de aprovechar la sinergia con la ampliación de barra de 220 kV en la S/E Frutillar Norte, se proponen las obras del denominado “Apoyo Puerto Octay”.

8.3.21 Ampliación en S/E El Empalme y seccionamiento de la LT 1x220 kV Melipulli – Pargua en la S/E El Empalme.

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Melipulli – Pargua y nuevo transformador (ATAT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas que forman parte del sistema de 110 kV entre las SS/EE Melipulli y S/E Pargua, el cual entrega suministro a la comuna de Calbuco, Región de Los Lagos.

A partir de las simulaciones realizadas considerando demanda máxima coincidente en las SS/EE Reloncaví, Alto Bonito, Trapén, Calbuco, El Empalme, Colaco y Pargua, proyectada al año 2030, se observa que no existe una operación del sistema de 110 kV de forma tal que los

³¹ Versión de abril de 2024.

transformadores 220/110 kV en las SS/EE Melipulli y Pargua operen con criterio de suficiencia. En efecto, el estado de los transformadores, al considerar que la línea Molino – El Empalme 110 kV opera abierta, es el siguiente:

Tabla 8-87: Cargabilidad de los transformadores proyectada al año 2030, línea Molino – El Empalme 110 kV abierta

| Transformador | Capacidad de transmisión [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|--------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Melipulli 220/110 kV T11 | 60 | 42.6 | 70.99% |
| Pargua 220/110 kV T1 | 60 | 53.2 | 88.70% |

Por otro lado, el estado de los transformadores al considerar que la línea El Empalme - Colaco 110 kV opera abierta, es el siguiente:

Tabla 8-88: Cargabilidad de los transformadores proyectada al año 2030, línea El Empalme - Colaco 110 kV abierta

| Transformador | Capacidad de transmisión [MVA] | Flujo de potencia aparente [MVA] | Cargabilidad [%] |
|--------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|
| Melipulli 220/110 kV T11 | 60 | 70.7 | 117.82% |
| Pargua 220/110 kV T1 | 60 | 26.7 | 44.58% |

Para corregir los problemas de suficiencia en la zona se propone ampliar la S/E El Empalme mediante la creación de un patio en 220 kV, que permita el seccionamiento de la línea Melipulli – Pargua 220 kV, y un banco de autotransformadores 220/110 kV, lo cual permite un nuevo punto de suministro en 220 kV para el sistema de 110 kV entre las SS/EE Melipulli y S/E Pargua, De acuerdo con la especificación de la obra contenida en el capítulo 4.

El diagrama unilineal simplificado del sistema resultante al considerar la ampliación propuesta se presenta a continuación.

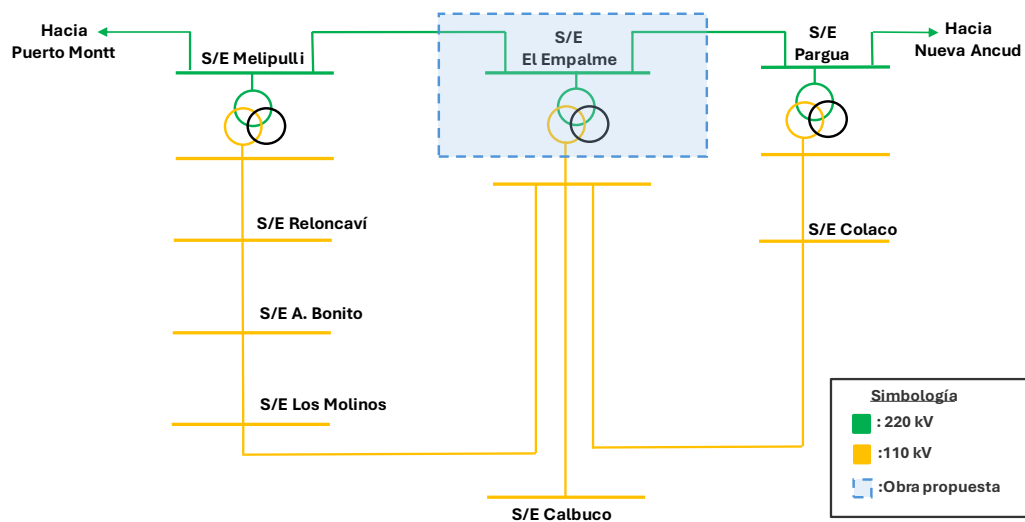


Figura 8-139: Diagrama unilineal simplificado del proyecto “Ampliación Subestación El Empalme”

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, es necesario indicar 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 a 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 durante el año 2029 y el año 2037, de manera independiente, 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 8-89 y la Tabla 8-90 muestran los costos operacionales e inversiones y las diferencias obtenidas al enfrentar el sistema de transmisión al shock de precios de los combustibles el año 2029 y año 2037, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.1.

Tabla 8-89: Beneficios frente a un shock de precios en año 2029

| VP Costo Total Millones de US\$ | Base | | | | | Con Expansión | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | Esc E |
| Costo Operacional Sin Shock | 16.904 | 44.880 | 28.141 | 18.075 | 44.296 | 14.197 | 37.149 | 23.986 | 15.716 | 36.948 |
| Costo Operacional Con Shock año 2029 | 16.797 | 44.759 | 27.959 | 17.943 | 44.151 | 14.090 | 37.027 | 23.805 | 15.584 | 36.818 |
| Diferencia de Costo Operacional | -107 | -121 | -182 | -132 | -145 | -107 | -122 | -180 | -132 | -130 |
| Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2029 | 0,44 | -1,05 | 1,40 | -0,23 | 14,59 | | | | | |

La tabla anterior muestra que al enfrentar un shock de precios de combustibles el año 2029, el sistema presenta menores costos de operación en el caso con expansión. A su vez, no presenta mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios, principalmente porque las obras estructurales de transmisión nacional tienen su puesta en servicio con posterioridad al año 2029.

Tabla 8-90: Beneficios frente a un shock de precios en año 2037

| VP Costo Total Millones de US\$ | Base | | | | | Con Expansión | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E |
| Costo Operacional Sin Shock | 16.904 | 44.880 | 28.141 | 18.075 | 44.296 | 14.197 | 37.149 | 23.986 | 15.716 | 36.948 |
| Costo Operacional Con Shock año 2036 | 16.752 | 44.483 | 27.809 | 17.852 | 43.885 | 14.090 | 36.856 | 23.731 | 15.537 | 36.626 |
| Diferencia de Costo Operacional | -153 | -397 | -332 | -223 | -411 | -107 | -293 | -255 | -180 | -322 |
| Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2037 | 45,46 | 103,96 | 76,97 | 43,38 | 89,42 | | | | | |

La tabla anterior muestra que, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2037, el sistema presenta una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios en los cuales cuenta con las expansiones propuestas para el presente plan de expansión (los montos varían entre los 40 y 110 millones). En este caso, los beneficios se amplifican respecto al shock de precios realizados el año 2029, lo que obedece principalmente a dos factores: primero, el ingreso de obras estructurales que permiten incrementar la capacidad de evacuación de energías renovables en cualquier escenario, generando una mayor libertad para lograr un óptimo uso de los recursos de la matriz diversa de generación, y segundo, al crecimiento de la demanda, puesto que, incluso en escenarios de demanda baja, se advierte la necesidad de contar con un sistema con mayores holguras para lograr un abastecimiento eficiente.

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 dos eventualidades: la primera, utilizando una serie hidrológica extrema seca y que hace uso de la mayor cantidad de combustibles fósiles para lograr abastecer la demanda; y la segunda, una serie hidrológica extrema húmeda y que hace uso de la menor cantidad de combustibles fósiles para lograr abastecer la demanda durante el período de análisis.

El efecto se analizará considerando el sistema sin proyectos de expansión y con proyectos de expansión.

En primera instancia, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar el sistema de transmisión a la serie hidrológica seca, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.2.

La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso base y con proyectos de expansión.

Tabla 8-91: Variación costos operacionales frente a una serie hidrológica seca

| VP Costo Total Millones de US\$ | Base | | | | | Con Expansión | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E |
| Costo Operacional | 16.904 | 44.880 | 28.141 | 18.075 | 44.296 | 14.197 | 37.149 | 23.986 | 15.716 | 36.948 |
| Costo Operacional Con Serie Hid Seca | 23.085 | 64.521 | 40.960 | 25.092 | 64.056 | 18.940 | 52.476 | 34.570 | 21.250 | 54.103 |
| Diferencia de Costo Operacional | 6.181 | 19.640 | 12.819 | 7.017 | 19.760 | 4.743 | 15.327 | 10.584 | 5.534 | 17.155 |
| Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca | -1.438 | -4.314 | -2.235 | -1.483 | -2.605 | | | | | |

La Tabla 8-91 muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión frente a una hidrología extrema seca en todos los escenarios. Además, el sistema con expansiones cuenta con una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios al enfrentarse a una condición extrema seca, dado que las holguras en transmisión le permiten optimizar de mejor manera la matriz de generación diversa con la que cuenta el Sistema Eléctrico Nacional.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema eléctrico obtiene con las obras de expansión para la hidrología analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, razón por la cual no se incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

Finalmente, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar al sistema a la serie hidrológica extrema húmeda, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso base y con el caso con expansiones.

Tabla 8-92: Variación costos operacionales frente a una serie hidrológica húmeda

| VP Costo Total Millones de US\$ | Base | | | | | Con Expansión | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E | ESC A | ESC B | ESC C | ESC D | ESC E |
| Costo Operacional | 16.904 | 44.880 | 28.141 | 18.075 | 44.296 | 14.197 | 37.149 | 23.986 | 15.716 | 36.948 |
| Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda | 16.289 | 48.029 | 28.571 | 17.680 | 44.103 | 13.061 | 39.201 | 24.195 | 14.825 | 34.734 |
| Diferencia de Costo Operacional | -615 | 3.149 | 430 | -395 | -193 | -1.136 | 2.052 | 209 | -892 | -2.214 |
| Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Húmeda | -521 | -1.097 | -221 | -497 | -2.021 | | | | | |

La Tabla 8-92 muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión, en todos los escenarios, frente a una hidrología extrema húmeda.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión para la hidrología extrema húmeda analizada, se observa que el sistema puede responder de buena forma ante tales eventos, razón por la cual no se incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

8.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO

Conforme establece el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios. En este sentido, existen zonas del país donde las características geográficas, disponibilidad de recursos renovables y capacidad del sistema de transporte hacen deseable que agentes privados desarrollen proyectos de generación. A continuación, se desarrolla una descripción de los proyectos promovidos en este plan de expansión, teniendo en consideración los criterios establecidos en la sección 7.4.2 del presente informe.

8.5.1 Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Portezuelo, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de O'Higgins, en particular, la comuna de Marchigüe y sus alrededores.

Cabe destacar que, además de las propuestas recibidas para la incorporación de esta obra, a partir del análisis de las solicitudes de acceso abierto presentadas ante el Coordinador, se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación en torno a la S/E Portezuelo.

8.5.2 Nueva S/E Cambrales 220 kV (IM)

El proyecto tiene como objetivo proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo de nuevos proyectos de generación, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Bío-Bío, en particular, la comuna de Yumbel.

Esta subestación estará ubicada a aproximadamente 30 kilómetros al sureste de la subestación Hualqui y seccionará ambos circuitos de la línea 2x220 kV La Calle – Charrúa, incorporada en el presente plan de expansión.

Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, lo que se condice con el volumen de propuestas recibidas con el mismo objetivo.

8.5.3 Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Frutillar Norte, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Los Lagos, en particular, la comuna de Frutillar y sus alrededores.

Cabe destacar que, a partir de las propuestas recibidas para la incorporación de esta obra, de los antecedentes recibidos con motivo de las observaciones al Informe Técnico Preliminar del presente plan de expansión, y del análisis de las solicitudes de acceso abierto presentadas ante el Coordinador, se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación y almacenamiento en torno a la S/E Frutillar Norte.

Adicionalmente, la ampliación incluye un nuevo patio de 66 kV y un transformador 220/66 kV de manera de permitir nuevos apoyos para el sistema zonal.

8.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN


Al realizar la comparación del indicador “Riesgo de Transmisión” 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, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones.

La Tabla 8-93 muestra el efecto monetario de la reducción del Riesgo de Transmisión producto del plan de expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario A, Escenario B, Escenario C, Escenario D y Escenario E en el horizonte de planificación.

Tabla 8-93: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

| Año | ESC-A | ESC-B | ESC-C | ESC-D | ESC-E |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2030 | 198 | -2,1 | -193 | -34 | -2.002 |
| 2031 | -96 | -441 | -281 | -520 | -596 |
| 2032 | -55 | -1.116 | -986 | -379 | -1.294 |
| 2033 | -588 | -1.141 | -707 | -1.426 | -1.031 |
| 2034 | -1.650 | -1.319 | -2.551 | -589 | -1.392 |
| 2035 | -1.287 | -2.201 | -1.317 | -504 | -2.503 |
| 2036 | -462 | -2.883 | -2.178 | -474 | -2.276 |
| 2037 | -3.536 | -3.863 | -1.870 | -1.243 | -3.129 |
| 2038 | -4.801 | -4.019 | -2.367 | -2.136 | -3.132 |
| 2039 | -1.156 | -3.859 | -2.189 | -919 | -2.783 |
| 2040 | -1.871 | -3.424 | -2.982 | -592 | -3.041 |
| 2041 | -1.172 | -4.041 | -2.555 | -1.025 | -3.097 |
| 2042 | -2.279 | -3.622 | -2.540 | -3.677 | -3.729 |
| 2043 | -3.208 | -4.057 | -4.167 | -3.254 | -4.513 |
| Total | -21.963 | -35.989 | -26.884 | -16.771 | -34.518 |

En la tabla anterior se observa que todos los escenarios reducen el índice de Riesgo de Transmisión, producto del plan de expansión propuesto.



En general, el beneficio promedio para todos los escenarios es de alrededor de USD 27.225 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 índice de Riesgo de Transmisión para los cinco 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 N° 2 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

| | | Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM) | Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM) | Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje | Ampliación en S/E Jadrésic (NTR ATAT) | Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT) | Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguire 500 kV (IM) | Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT) | Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) |
|---------------------------------|-------------------------------------|---|--------------------------------------|---|---------------------------------------|--|---|---|--|
| 1 | Costos Directos | 3.049.527 | 1.769.311 | 10.547.261 | 16.549.627 | 16.234.957 | 1.634.590 | 646.778 | 1.293.808 |
| 1.1 | Ingeniería | 298.232 | 178.659 | 900.481 | 1.208.718 | 1.175.365 | 149.244 | 77.126 | 131.767 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 152.808 | 145.005 | 569.594 | 808.583 | 386.034 | 325.405 | 127.176 | 176.212 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 2.598.487 | 1.445.647 | 9.077.187 | 14.532.326 | 14.673.558 | 1.159.941 | 442.475 | 985.830 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 1.626.589 | 1.438.218 | 4.844.042 | 5.458.256 | 3.389.760 | 1.976.083 | 1.095.811 | 1.930.171 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 742.633 | 703.950 | 2.437.887 | 3.182.129 | 1.775.138 | 1.063.770 | 560.517 | 1.058.609 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 539.300 | 539.300 | 1.436.319 | 1.611.259 | 917.228 | 715.781 | 457.307 | 715.781 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 168.780 | 95.399 | 464.299 | 335.111 | 325.328 | 96.544 | 38.246 | 76.390 |
| 2.4 | Contingencias | 175.877 | 99.569 | 505.537 | 247.894 | 372.066 | 99.988 | 39.740 | 79.391 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 | 0 | 0 | 81.861 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 4.676.116 | 3.207.529 | 15.391.304 | 22.007.883 | 19.624.716 | 3.610.673 | 1.742.589 | 3.223.979 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 233.806 | 160.376 | 461.739 | 1.100.394 | 981.236 | 180.534 | 87.129 | 161.199 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 4.909.922 | 3.367.905 | 15.853.043 | 23.108.277 | 20.605.952 | 3.791.206 | 1.829.719 | 3.385.178 |

| | | Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea | Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas – Hualqui – La Calle y seccionamiento en S/E Hualqui | Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas | Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT) |
|---------------------------------|-------------------------------------|--|--|---|--|
| 1 | Costos Directos | 1.914.167 | 9.620.160 | 4.967.507 | 3.242.588 |
| 1.1 | Ingeniería | 221.039 | 821.444 | 392.543 | 309.536 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 110.831 | 574.081 | 1.202.628 | 176.212 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 1.582.296 | 8.224.635 | 3.372.335 | 2.756.841 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 863.665 | 4.423.421 | 5.447.353 | 2.148.656 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 305.325 | 2.292.942 | 3.156.788 | 1.110.474 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 379.481 | 1.436.319 | 1.796.219 | 715.781 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 85.606 | 327.590 | 241.403 | 157.451 |
| 2.4 | Contingencias | 93.253 | 366.569 | 252.943 | 164.950 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 2.777.831 | 14.043.581 | 10.414.860 | 5.391.244 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 83.335 | 421.307 | 312.446 | 269.562 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 2.861.166 | 14.464.888 | 10.727.306 | 5.660.806 |

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 B

| | | Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT) |
|---------------------------------|-------------------------------------|--|
| 1 | Costos Directos | 3.298.690 |
| 1.1 | Ingeniería | 255.080 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 386.034 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 2.657.576 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 2.606.587 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.497.116 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 917.228 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 90.754 |
| 2.4 | Contingencias | 101.489 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 5.905.276 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 295.264 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 6.200.540 |

Tabla 9-3: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D

| | | Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT) | Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT) |
|---------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--|
| 1 | Costos Directos | 3.282.501 | 4.561.129 |
| 1.1 | Ingeniería | 254.182 | 325.067 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 386.034 | 386.034 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 2.642.285 | 3.850.029 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 2.597.465 | 2.733.175 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.495.851 | 1.530.797 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 917.228 | 917.228 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 86.843 | 135.835 |
| 2.4 | Contingencias | 97.543 | 149.316 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 | 0 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 5.879.966 | 7.294.304 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 293.998 | 364.715 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 6.173.964 | 7.659.019 |

Tabla 9-4: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

| | | Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo – La Brava – Rosario y 1x66 kV Tap Rengo – Rengo | Ampliación en S/E Portezuela 220 kV (IM) y 110 kV (BS) | Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT) | Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT) | Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo – Talca, tramo Trueno – Talca | Ampliación en S/E El Ruil 66 kV (BPS+BT) | Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil – San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente | Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS) |
|---------------------------------|-------------------------------------|---|--|-------------------------------------|------------------------------------|---|--|--|---|
| 1 | Costos Directos | 2.107.981 | 1.778.584 | 2.198.584 | 2.970.363 | 1.718.477 | 495.072 | 2.973.433 | 475.121 |
| 1.1 | Ingeniería | 325.883 | 181.953 | 197.867 | 246.255 | 299.609 | 94.777 | 374.582 | 59.632 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 408.297 | 110.831 | 325.405 | 386.034 | 408.297 | 176.212 | 551.817 | 143.521 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 1.373.801 | 1.485.800 | 1.675.311 | 2.338.075 | 1.010.571 | 224.083 | 2.047.034 | 271.967 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 2.412.231 | 1.240.926 | 1.923.992 | 2.622.405 | 2.388.744 | 1.813.383 | 4.005.738 | 1.260.754 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.276.517 | 505.474 | 1.065.008 | 1.493.638 | 1.268.577 | 1.032.037 | 2.266.542 | 666.202 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 917.228 | 379.481 | 715.781 | 917.228 | 917.228 | 715.781 | 1.436.319 | 539.300 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 98.830 | 101.151 | 67.655 | 101.059 | 91.538 | 30.831 | 140.133 | 27.336 |
| 2.4 | Contingencias | 119.656 | 105.422 | 75.549 | 110.480 | 111.402 | 34.733 | 162.744 | 27.917 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 | 149.397 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 4.520.212 | 3.019.510 | 4.122.576 | 5.592.768 | 4.107.221 | 2.308.454 | 6.979.171 | 1.735.875 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 135.606 | 150.975 | 206.129 | 279.638 | 123.217 | 115.423 | 209.375 | 86.794 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 4.655.818 | 3.170.485 | 4.328.705 | 5.872.407 | 4.230.438 | 2.423.877 | 7.188.546 | 1.822.669 |

| | | Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT) | Ampliación en S/E Las Delicias 220 kV (IM) | Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa | Aumento de capacidad de línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa, tramo Pueblo Seco – Punto de seccionamiento de línea | Ampliación en S/E Padre Las Casas (NTR ATMT) | Ampliación en S/E Llaima (NTR ATMT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Los Peumos – Temuco y nuevo transformador (ATAT) |
|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--|---|--|--|---|
| 1 | Costos Directos | 3.589.236 | 1.649.796 | 7.613.749 | 519.490 | 2.808.334 | 13.953.754 |
| 1.1 | Ingeniería | 306.843 | 167.222 | 1.570.349 | 87.853 | 228.356 | 1.038.182 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 386.034 | 143.521 | 1.081.371 | 176.212 | 386.034 | 737.636 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 2.896.359 | 1.339.053 | 4.962.029 | 255.426 | 2.193.944 | 12.177.936 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 2.675.873 | 1.499.430 | 4.329.421 | 597.195 | 2.609.759 | 4.798.802 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.508.071 | 702.036 | 2.338.700 | 177.651 | 1.490.053 | 2.783.536 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 917.228 | 539.300 | 1.436.319 | 357.890 | 917.228 | 1.436.319 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 119.644 | 95.172 | 201.783 | 28.688 | 96.728 | 334.671 |
| 2.4 | Contingencias | 130.930 | 99.071 | 352.619 | 32.965 | 105.750 | 244.276 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 | 63.852 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 6.265.109 | 3.149.227 | 11.943.171 | 1.116.685 | 5.418.092 | 18.752.556 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 313.255 | 157.461 | 358.295 | 33.501 | 270.905 | 937.628 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 6.578.364 | 3.306.688 | 12.301.466 | 1.150.186 | 5.688.997 | 19.690.184 |

Tabla 9-5: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal F

| | | Ampliación en S/E La Unión 66 kV (Bs) | Ampliación en S/E Los Tambores 66 kV (BPS) | Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT) | Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Melipulli – Pargua y nuevo transformador (ATAT) |
|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--|--|--|
| 1 | Costos Directos | 364.720 | 491.185 | 4.485.705 | 16.340.186 |
| 1.1 | Ingeniería | 52.401 | 64.169 | 394.788 | 1.256.948 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 110.831 | 110.831 | 208.902 | 507.290 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 201.488 | 316.185 | 3.882.015 | 14.575.947 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 804.952 | 902.527 | 2.699.861 | 5.134.053 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 378.022 | 381.804 | 1.528.020 | 2.843.064 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 379.481 | 379.481 | 917.228 | 1.436.319 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 23.622 | 30.918 | 118.255 | 386.089 |
| 2.4 | Contingencias | 23.827 | 31.736 | 136.358 | 281.937 |
| 2.5 | Servidumbre | 0 | 78.587 | 0 | 186.644 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 1.169.672 | 1.393.712 | 7.185.566 | 21.474.239 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 58.484 | 69.686 | 359.278 | 1.073.712 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 1.228.155 | 1.463.398 | 7.544.844 | 22.547.951 |

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 línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata – Miraje, energizada en 220 kV | Nuevo sistema HVDC Lo Aguirre – Entre Ríos | Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu | Nueva línea 2x220 kV Tiquel – Las Delicias | Nueva S/E Tiuquilemu | Nueva S/E La Calle | Nueva S/E Cambrales |
|---------------------------------|-------------------------------------|--|--|---|--|----------------------|--------------------|---------------------|
| 1 | Costos Directos | 62.119.084 | 1.040.985.471 | 83.805.439 | 28.968.177 | 15.543.152 | 17.791.707 | 11.516.901 |
| 1.1 | Ingeniería | 3.845.041 | 59.611.871 | 5.323.176 | 3.002.995 | 1.098.800 | 1.212.734 | 843.450 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 2.110.004 | 7.651.272 | 1.869.798 | 955.884 | 825.775 | 567.919 | 567.919 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 56.164.039 | 973.722.328 | 76.612.466 | 25.009.298 | 13.618.577 | 15.440.593 | 9.535.070 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 570.462 | 570.462 |
| 2 | Costos Indirectos | 25.694.335 | 479.542.423 | 36.544.098 | 11.202.699 | 7.944.218 | 13.955.877 | 7.344.792 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 5.105.206 | 31.664.123 | 9.033.957 | 3.575.619 | 3.701.519 | 3.752.570 | 3.608.468 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 2.196.198 | 4.797.294 | 3.992.417 | 1.796.219 | 1.796.219 | 1.796.219 | 1.796.219 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 805.079 | 10.649.845 | 1.224.496 | 484.712 | 422.654 | 478.222 | 339.536 |
| 2.4 | Contingencias | 2.868.150 | 17.384.898 | 2.124.627 | 839.385 | 304.737 | 344.196 | 243.915 |
| 2.5 | Servidumbre | 14.719.702 | 415.046.263 | 20.168.600 | 4.506.764 | 1.719.089 | 7.544.346 | 1.316.331 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40.323 | 40.323 |
| 3 | Monto Contrato | 87.813.420 | 1.520.527.895 | 120.349.538 | 40.170.876 | 23.487.370 | 31.747.584 | 18.861.693 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 2.634.403 | 63.161.937 | 4.740.772 | 1.205.126 | 1.174.368 | 1.587.379 | 943.085 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 90.447.822 | 1.583.689.831 | 125.090.310 | 41.376.002 | 24.661.738 | 33.334.963 | 19.804.777 |

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 A

| | | Nueva S/E Palca |
|---------------------------------|-------------------------------------|------------------|
| 1 | Costos Directos | 5.242.807 |
| 1.1 | Ingeniería | 413.567 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 249.620 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 4.405.571 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 174.049 |
| 2 | Costos Indirectos | 1.556.245 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 805.339 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 497.783 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 131.598 |
| 2.4 | Contingencias | 94.817 |
| 2.5 | Servidumbre | 13.337 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 13.371 |
| 3 | Monto Contrato | 6.799.052 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 339.953 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 7.139.005 |

Tabla 9-8: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal B

| | | <i>Nueva S/E Los Baldos</i> | <i>Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul – Los Baldos</i> | <i>Nueva S/E Las Juntas</i> | <i>Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui – Las Juntas</i> |
|--|---------------------------------------|-----------------------------|--|-----------------------------|---|
| 1 | <i>Costos Directos</i> | <i>7.262.815</i> | <i>15.632.384</i> | <i>5.449.069</i> | <i>13.580.799</i> |
| 1.1 | Ingeniería | 526.019 | 2.465.985 | 379.963 | 2.364.825 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 476.976 | 937.851 | 567.919 | 1.103.634 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 6.259.819 | 12.228.548 | 4.177.696 | 10.112.339 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 323.490 | 0 |
| 2 | <i>Costos Indirectos</i> | <i>4.111.736</i> | <i>10.768.653</i> | <i>5.720.293</i> | <i>12.639.860</i> |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 2.332.225 | 3.919.086 | 3.468.622 | 4.927.996 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.271.400 | 2.353.547 | 1.796.219 | 2.872.639 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 216.703 | 337.582 | 157.389 | 292.243 |
| 2.4 | Contingencias | 153.880 | 472.628 | 111.039 | 394.113 |
| 2.5 | Servidumbre | 137.527 | 3.685.809 | 163.723 | 4.152.869 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 | 23.301 | 0 |
| 3 | <i>Monto Contrato</i> | <i>11.374.551</i> | <i>26.401.036</i> | <i>11.169.362</i> | <i>26.220.659</i> |
| 4 | <i>Intereses Intercalarios</i> | <i>568.728</i> | <i>957.338</i> | <i>558.468</i> | <i>1.000.478</i> |
| <i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i> | | <i>11.943.278</i> | <i>27.358.374</i> | <i>11.727.830</i> | <i>27.221.137</i> |

Tabla 9-9: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal E

| | | Nueva S/E Longovilo | Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad – Longovilo | Nueva S/E La Brava | Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu – Portezuelo | Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue | Nueva S/E Pelarco | Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno – Pelarco | Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén – Santa Isabel y 2x66 kV Chequén – El Ruil |
|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------|---|--------------------|---|--|-------------------|---|---|
| 1 | Costos Directos | 14.227.030 | 17.869.283 | 6.051.475 | 23.289.660 | 12.966.799 | 12.518.417 | 16.307.068 | 30.146.254 |
| 1.1 | Ingeniería | 1.054.238 | 2.531.858 | 462.562 | 2.843.082 | 2.319.893 | 926.033 | 2.566.699 | 3.411.130 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 476.976 | 1.566.398 | 567.919 | 937.851 | 982.378 | 567.919 | 1.643.128 | 1.853.438 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 12.434.701 | 13.771.027 | 5.020.994 | 19.508.727 | 9.664.528 | 11.024.465 | 12.097.241 | 24.572.643 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 261.116 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 309.043 |
| 2 | Costos Indirectos | 6.568.351 | 23.375.828 | 5.646.577 | 19.575.797 | 16.349.585 | 6.620.079 | 15.917.279 | 19.984.631 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 2.357.948 | 4.796.622 | 3.485.415 | 4.096.610 | 3.862.594 | 3.632.849 | 5.817.347 | 7.365.151 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.271.400 | 2.713.447 | 1.796.219 | 2.353.547 | 2.353.547 | 1.796.219 | 3.232.538 | 3.787.418 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 363.924 | 396.248 | 162.993 | 512.952 | 285.563 | 312.672 | 387.947 | 663.575 |
| 2.4 | Contingencias | 264.118 | 600.003 | 115.995 | 749.744 | 419.905 | 223.449 | 498.654 | 786.001 |
| 2.5 | Servidumbre | 2.292.119 | 14.869.508 | 85.954 | 11.862.944 | 9.427.977 | 654.891 | 5.980.793 | 7.359.421 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 18.843 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 23.065 |
| 3 | Monto Contrato | 20.795.381 | 41.245.112 | 11.698.053 | 42.865.457 | 29.316.384 | 19.138.496 | 32.224.347 | 50.130.885 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 1.039.769 | 1.370.474 | 584.903 | 1.457.001 | 1.018.073 | 956.925 | 1.216.822 | 1.962.875 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 21.835.150 | 42.615.586 | 12.282.955 | 44.322.458 | 30.334.457 | 20.095.421 | 33.441.169 | 52.093.760 |

| | | Nueva S/E Guangualí y nueva línea 2x66 KV Guangualí – Río Viejo | Nueva S/E Río Viejo |
|---------------------------------|-------------------------------------|--|---------------------|
| 1 | Costos Directos | 11.822.399 | 17.271.018 |
| 1.1 | Ingeniería | 1.509.237 | 1.261.453 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 998.479 | 507.290 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 9.314.683 | 15.502.274 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 8.737.339 | 5.723.204 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 4.280.017 | 2.869.184 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 2.584.112 | 1.436.319 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 327.973 | 408.268 |
| 2.4 | Contingencias | 257.557 | 292.735 |
| 2.5 | Servidumbre | 1.287.680 | 716.696 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 20.559.738 | 22.994.222 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 811.185 | 1.149.711 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 21.370.923 | 24.143.933 |

Tabla 9-10: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal F

| | | Nueva línea 2x66 kV La Unión – Los Tambores | Nueva S/E Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay – Frutillar Norte |
|---------------------------------|-------------------------------------|--|--|
| 1 | Costos Directos | 6.267.858 | 14.103.075 |
| 1.1 | Ingeniería | 1.905.370 | 2.377.660 |
| 1.2 | Instalación de faenas | 543.766 | 982.378 |
| 1.3 | Suministros, Obras Civiles, Montaje | 3.818.722 | 10.743.037 |
| 1.4 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 |
| 2 | Costos Indirectos | 6.893.622 | 16.824.054 |
| 2.1 | Gastos generales y Seguros | 1.867.080 | 3.888.236 |
| 2.2 | Inspección técnica de obra | 1.271.400 | 2.353.547 |
| 2.3 | Utilidades del contratista | 123.328 | 309.421 |
| 2.4 | Contingencias | 256.383 | 454.476 |
| 2.5 | Servidumbre | 3.375.432 | 9.818.374 |
| 2.6 | Intervención instalación dedicada | 0 | 0 |
| 3 | Monto Contrato | 13.161.480 | 30.927.129 |
| 4 | Intereses Intercalarios | 394.844 | 1.068.251 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | | 13.556.325 | 31.995.379 |



10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS



11 ANEXO 2: METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE PROYECTOS



12 ANEXO 3: SIGLAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE INFORME



13 ANEXO 4: METODOLOGÍA RESILIENCIA