



INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2022

Marzo de 2023

ÍNDICE

1	Introducción	8
2	Resumen Ejecutivo	11
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	12
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	12
3.1.1	Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)	13
3.1.2	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM).....	14
3.1.3	Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)	14
3.1.4	Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodríguez 220 kV (IM)	15
3.1.5	Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM) ...	16
3.1.6	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	17
3.1.7	Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM).....	18
3.1.8	Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)	19
3.1.9	Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)	20
3.1.10	Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual	21
3.1.11	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	23
3.1.12	Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes	23
3.1.13	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM).....	24
3.1.14	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM).....	26
3.1.15	Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo	26
3.1.16	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	27
3.1.17	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	29
3.2	OBRAS NUEVAS.....	30
3.2.1	Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos.....	30
3.2.2	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella	32
3.2.3	Nueva S/E Manuel Rodríguez	33
3.2.4	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes.....	34
3.2.5	Nueva S/E Patagual.....	36
3.2.6	Nueva S/E Digüeñes.....	37
3.2.7	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli	39
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	42
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	42

Sistema A	42
4.1.1 Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)	42
4.1.2 Seccionamiento de línea 1x110 kV Córdoros – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)	43
Sistema B.....	44
4.1.3 Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT).....	45
4.1.4 Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV.....	46
4.1.5 Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	47
Sistema C.....	48
4.1.6 Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar.....	48
4.1.7 Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)	49
4.1.8 Seccionamiento de línea 1x110 kV Alto Melipilla – San Antonio y línea 1x110 kV Leyda – San Antonio en S/E Llolleo 110 kV (2BP+BT)	50
Sistema D	51
4.1.9 Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	52
4.1.10 Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM).....	53
4.1.11 Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)	54
4.1.12 Seccionamiento de línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)	55
4.1.13 Seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT)	56
Sistema E.....	57
4.1.14 Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)	57
4.1.15 Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT).....	58
4.1.16 Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)	59
4.1.17 Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)	60
4.1.18 Seccionamiento de línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en S/E Vado Pedregoso 66 kV (2BP+BT).....	62
4.1.19 Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM)	63
4.1.20 Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)	64
4.1.21 Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS).....	65
4.1.22 Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)	66
4.1.23 Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)	67



Sistema F.....	68
4.1.24 Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT)	68
4.1.25 Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	69
4.2 OBRAS NUEVAS.....	71
Sistema C.....	71
4.2.1 Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota	71
4.2.2 Nueva S/E Montemar	73
4.2.3 Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa	75
4.2.4 Nueva S/E Lolleo	76
Sistema D	78
4.2.5 Nueva S/E Lo Campino.....	79
4.2.6 Nueva S/E Don Melchor.....	80
4.2.7 Nueva S/E Nos	82
Sistema E.....	84
4.2.8 Nueva S/E Claudio Arrau.....	85
4.2.9 Nueva S/E Talcahuano Sur	87
4.2.10 Nueva S/E Schwager	88
4.2.11 Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA	90
4.2.12 Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan	92
4.2.13 Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón	94
4.2.14 Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén.....	96
5 Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad	99
5.1 DECRETO 4/2019	99
5.1.1 Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV y Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV	99
6 Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión	100
7 Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión	102
7.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	102
7.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	102
7.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	103
7.3.1 Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	103
7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	106
7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión.....	108
7.3.4 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	111
7.3.5 Proyección de Precios de Combustibles	127

7.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas	130
7.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	138
7.3.8	Costos de Falla	140
7.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	141
7.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	141
7.4.1	Etapas de Análisis Preliminar	141
7.4.2	Etapas de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto.....	142
7.4.3	Etapas de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional.....	143
7.4.4	Etapas de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio	145
7.4.5	Etapas de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos.....	148
7.4.6	Etapas de Evaluación Económica de los Proyectos.....	150
7.4.7	Etapas de Análisis de Resiliencia	151
7.4.8	Etapas de Análisis de Mercado Eléctrico Común	155
7.4.9	Etapas de Conformación del Plan de Expansión	157
8	Evaluación de los Proyectos y Resultados.....	158
8.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	158
8.1.1	Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur.....	158
8.1.2	Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 Kv Las Palmas – Centella.....	162
8.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	163
8.2.1	Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos.....	163
8.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA	165
8.3.1	Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x110 kV Córdones – Cerro Dragón en s/E Alto Hospicio 110 kV (BS).....	165
8.3.2	Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT).....	166
8.3.3	Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV.....	166
8.3.4	Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	168
8.3.5	Nueva S/E Montemar y Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar.....	168
8.3.6	Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota, y Ampliación en S/E Quillota (BS) ...	171
8.3.7	Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa.....	173
8.3.8	Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)	175
8.3.9	Nueva S/E Llolleo y Seccionamiento de líneas 1x110 kV Alto Melipilla - San Antonio y 1x110 kV Leyda - San Antonio en S/E Llolleo 110 kV (2BP+BT)	176
8.3.10	Apoyo al abastecimiento del Gran Santiago.....	178
8.3.11	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	181

8.3.12	Nueva S/E Nos y seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT).....	181
8.3.13	Nueva S/E Don Melchor y seccionamiento de línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)	185
8.3.14	Nueva S/E Claudio Arrau, Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM) y Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera - Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)	187
8.3.15	Nueva S/E Talcahuano Sur y Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)	189
8.3.16	Nueva S/E Schwager, Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas - Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM) y Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas - Coronel y 1x66 kV Bocamina - Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)	191
8.3.17	Nueva S/E Patagual, Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa - Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM) y Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas - Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas - Patagual	193
8.3.18	Nueva S/E Vado Pedregoso 220/66 kV y nueva línea 2x220 kV MAPA - Vado Pedregoso.....	197
8.3.19	Apoyo al abastecimiento a las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli	201
8.3.20	Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT)	206
8.3.21	Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	207
8.4	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	209
8.4.1	Shock de Precios de Combustible.....	209
8.4.2	Hidrologías Extremas	210
8.5	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO	212
8.5.1	Ampliación en S/E El Algarrobal 220 kV (IM).....	212
8.5.2	Nueva S/E Manuel Rodríguez y Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodríguez 220 kV (IM)	212
8.5.3	Ampliación en S/E Entre Ríos 220 kV.....	212
8.5.4	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	213
8.5.5	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM).....	213
8.5.6	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	213
8.5.7	Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)	213
8.6	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	216
9	Valorización de las Obras de Expansión.....	218
9.1	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	219
9.2	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	222
9.3	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	223
9.4	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	230
10	Anexo 1: Proyectos No Recomendados	233

11	Anexo 2: Metodología de Valorización de Proyectos	234
12	Anexo 3: Siglas utilizadas en el Presente Informe	235
13	Anexo 4: Metodología Resiliencia	236

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° 244, de 04 de marzo de 2022.

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 2022 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 2020-2023, cuyo informe definitivo fue aprobado mediante Resolución Exenta de la

CNE N° 244, de fecha 09 de abril de 2019. 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 Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2022.

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 Preliminar consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2022, 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 Preliminar contiene un listado de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y de los sistemas de transmisión zonal. Dentro de estos listados se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

El presente plan de expansión contiene un total de 63 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 1.527 millones.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 24 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 1.116 millones, de las cuales 17 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 252 millones aproximadamente, y 7 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 864 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 411 millones, de las cuales 25 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 137 millones aproximadamente, y 14 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 274 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 2025.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

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

Tabla 3.1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)	36	5.728.293	30	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	24	2.193.654	49	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)	48	1.229.801	47	Transec S.A.	Obligatoria
4	Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodríguez 220 kV (IM)	42	9.152.066	28	Transec S.A.	Obligatoria
5	Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navía – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)	54	9.263.512	30	Transec S.A.	Obligatoria
6	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	54	60.262.768	39	Charrúa Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	24	2.697.661	46	Transec S.A.	Obligatoria
8	Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)	48	7.230.439	28	Transec S.A.	Obligatoria
9	Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)	54	11.665.844	29	Alfa Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
10	Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual	54	15.290.244	31	Arauco Bioenergía S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	24	1.496.534	47	Engie Energía Chile S.A.	Obligatoria
12	Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes	60	12.548.416	37	Alfa Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
13	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	60	39.030.970	38	Eletrans S.A.	Obligatoria
14	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	24	1.821.764	46	Eletrans S.A.	Obligatoria
15	Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo	60	33.159.026	37	Transec Concesiones S.A.	Obligatoria
16	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	60	38.229.698	38	Transec Concesiones S.A.	Obligatoria
17	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	24	1.472.548	46	Transec Concesiones S.A.	Obligatoria

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

3.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 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 Kimal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir el cambio de acometida del circuito N° 1 de la línea 2x220 kV Kimal – Laberinto, la conexión de uno de los enlaces en corriente alterna entre la subestación Kimal y la subestación convertora Kimal, asociado a la obra “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre” contenida en el decreto exento N° 231 de 2019 y modificado por los decretos exentos N° 163 de 2020 y N° 83 de 2021, todos del Ministerio de Energía, y la conexión de un nuevo proyecto en la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera el cambio de la acometida del circuito N° 1 de la línea 2x220 kV Kimal – Laberinto, el cual se encuentra actualmente conectado a la media diagonal denominada “J17-J18”, de forma tal que dicho circuito se conecte a la barra ampliada y dejando el espacio disponible para permitir la conexión de uno de los circuitos de los enlaces en corriente alterna entre la subestación Kimal y la subestación convertora Kimal.

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.

3.1.1.2 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.

3.1.1.3 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 5.728.293 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 91.653 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E ALGARROBAL 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 Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir 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.

3.1.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.2.3 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 2.193.654 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 35.098 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E QUILLOTA 110 KV (BS)

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Quillota, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota”.

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 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.3.3 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 1.229.801 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 19.677 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota”, individualizada en el numeral 4.2.1 del presente Informe.

3.1.4 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV RÍO ACONCAGUA – POLPAICO EN S/E MANUEL RODRÍGUEZ 220 KV (IM)

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en la nueva subestación Manuel Rodríguez, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas diagonales de línea de 220 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

3.1.4.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.4.3 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 9.152.066 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 146.433 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.4.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Manuel Rodríguez”, individualizada en el numeral 3.2.3 del presente Informe.

3.1.5 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CERRO NAVIA – NUEVA LAMPA EN S/E LO CAMPINO 220 KV (IM)

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en la nueva subestación Lo Campino, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 220 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

3.1.5.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.5.3 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 9.263.512 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 148.216 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM)”, “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)” y “Nueva S/E Lo Campino” individualizadas en los numerales 4.1.10, 4.1.11 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

3.1.6 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X500 KV ANCOA - CHARRÚA

3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa, junto con la construcción de sus respectivos paños de línea en las correspondientes subestaciones de llegada, manteniendo las características de diseño del primer circuito. El nuevo circuito deberá permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 1.700 MVA a 35° C con sol.

A su vez, el proyecto contempla la instalación de un equipo de compensación serie para el nuevo circuito en el extremo de subestación Ancoa de manera de permitir la compensación de, al menos, el 50% de su reactancia serie, así como la construcción de los bancos de reactores shunt para la línea, de 84 MVAR en el extremo de subestación Ancoa y de 100 MVAR en el extremo de subestación Charrúa. Los nuevos bancos de reactores compartirán sus respectivas unidades de reserva con los bancos de reactores existentes en las subestaciones de ambos 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, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

3.1.6.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.6.3 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 60.262.768 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 964.204 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 500 KV (IM) Y 220 KV (IM)

3.1.7.1 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 de la obra “Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes” y nuevos proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Entre Ríos, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir 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 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.7.3 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 2.697.661 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 43.163 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – HUALPÉN EN S/E CLAUDIO ARRAU 220 KV (IM)

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en la nueva subestación Claudio Arrau, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas posiciones de línea de 220 kV en dicha subestación, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 230 MVA a 35° C 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.

3.1.8.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.8.3 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 7.230.439 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 115.687 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)” y “Nueva S/E Claudio Arrau” individualizadas en los numerales 4.1.14 y 4.2.8 respectivamente del presente Informe.

3.1.9 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM)

3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en la nueva subestación Patagual, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas diagonales de línea de 220 kV en dicha subestación, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

3.1.9.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.9.3 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 11.665.844 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 186.654 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y

aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual” y “Nueva S/E Patagual”, individualizadas en los numerales 3.1.10 y 3.2.5 respectivamente del presente Informe.

3.1.9.5 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 de ampliación 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 las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado:

Tabla 3.2: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)

Instalación	Propietario
Línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María	Alfa Transmisora de Energía S.A.

3.1.10 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en la nueva subestación Patagual mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas diagonales de línea en 220 kV en dicha subestación, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad de la línea que se secciona para el tramo resultante entre las subestaciones Arauco MAPA y Patagual.

A su vez, el proyecto considera el aumento de capacidad del tramo resultante entre las subestaciones Lagunillas y Patagual, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 500 MVA por circuito a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

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

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

3.1.10.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.10.3 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 15.290.244 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 244.644 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)” y “Nueva S/E Patagual” individualizadas en los numerales 3.1.9 y 3.2.5 respectivamente del presente Informe.

3.1.10.5 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 de ampliación 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 las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 3.3: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual

Instalación	Propietario
Línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA	Arauco Bioenergía S.A.

3.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E EL ROSAL 220 KV (IM)

3.1.11.1 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 El Rosal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir 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.

3.1.11.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.11.3 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 1.496.534 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 23.945 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV MULCHÉN – LOS NOTROS EN S/E DIGÜEÑES 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV MULCHÉN – DIGÜEÑES

3.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en la nueva subestación Digüeñes mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas posiciones de línea en 220 kV en dicha subestación, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio.

A su vez, el proyecto considera el aumento de capacidad del tramo resultante entre las subestaciones Mulchén y Digüeñes, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 1.100 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 dichos aumentos 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.

3.1.12.2 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.

3.1.12.3 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 12.548.416 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 200.775 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12.4 Licitación

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)”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.13, 3.1.15, 3.1.16, 3.2.4, 3.2.6 y 3.2.7 respectivamente del presente Informe.

3.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI (NTR ATAT) Y NUEVO PATIO 500 KV (IM)

3.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Nueva Pichirropulli de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y los respectivos paños de conexión en 500 kV para cada banco. La conexión en 220 kV de los nuevos equipos de transformación deberá realizarse en las posiciones que quedan disponibles de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo” reutilizando, cuando sea posible, el equipamiento y estructuras existentes.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Nueva Pichirropulli, 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, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para la construcción de cinco diagonales asociadas a la conexión de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, la conexión de los nuevos equipos de transformación 500/220 kV, la conexión de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” 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.

3.1.13.2 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.

3.1.13.3 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 39.030.970 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 624.496 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.13.4 Licitación

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)”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes”, “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.12, 3.1.15, 3.1.16, 3.2.4, 3.2.6 y 3.2.7 respectivamente del presente Informe.

3.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI 220 KV (IM)

3.1.14.1 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 Pichirropulli, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir 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.

3.1.14.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.14.3 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 1.821.764 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 29.148 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.15 ENERGIZACIÓN EN 500 KV DE LÍNEA 2X220 KV NUEVA PICHIRROPULLI – TINEO

3.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la energización en 500 kV de la actual línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas posiciones de línea en los nuevos patios de 500 kV de las subestaciones Nueva Pichirropulli y Tineo, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio en ambas subestaciones. Las posiciones en 220 kV de los extremos de la línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, deberán quedar disponibles para las conexiones de la obra “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” y de la obra “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de cuatro bancos de reactores shunt para el nuevo tramo energizado en 500 kV, de al menos 80 MVAr cada uno y unidad de reserva, los cuales serán instalados en los extremos de cada circuito.

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.

3.1.15.2 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.

3.1.15.3 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 33.159.026 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 530.544 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.15.4 Licitación

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)”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.16, 3.2.4, 3.2.6 y 3.2.7 respectivamente del presente Informe.

3.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E TINEO (NTR ATAT) Y NUEVO PATIO 500 KV (IM)

3.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Tineo de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y los respectivos paños de conexión en 500 kV para cada banco. La conexión en 220 kV de los nuevos equipos de

transformación deberá realizarse en las posiciones que quedan disponibles de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo” reutilizando, cuando sea posible, el equipamiento y estructuras existentes.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Tineo, 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, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para la construcción de cinco diagonales asociadas a la conexión de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, la conexión de los nuevos equipos de transformación 500/220 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.

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.

3.1.16.2 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.

3.1.16.3 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 38.229.698 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 611.675 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.16.4 Licitación

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)”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Nueva Línea 2x500 kV

Entre Ríos – Digüeñes”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.15, 3.2.4, 3.2.6 y 3.2.7 respectivamente del presente Informe.

3.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E TINEO 220 KV (IM)

3.1.17.1 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 Tineo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir 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.

3.1.17.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.17.3 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 1.472.548 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 23.561 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional, las que deberán dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

Tabla 3.4: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Ejecución
1	Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos	36	284.932.449	39	Condicionada
2	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella	30	35.353.019	33	Obligatoria
3	Nueva S/E Manuel Rodríguez	42	7.082.297	27	Obligatoria
4	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes	60	102.512.038	41	Obligatoria
5	Nueva S/E Patagual	54	7.427.484	28	Obligatoria
6	Nueva S/E Digüeñes	60	81.366.436	36	Obligatoria
7	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli	84	345.080.672	43	Obligatoria

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

3.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo sistema de compensación de reactivos mediante el uso de condensadores sincrónicos, el cual deberá ser conectado en el patio de corriente alterna de 220 kV en la S/E Convertora Kimal.

El nuevo sistema de compensación deberá ser dimensionado de forma tal de aportar un monto equivalente a, al menos, 4.600 MVA de potencia de cortocircuito en las barras de 220 kV de la S/E Convertora Kimal, con el objetivo de mejorar los niveles de fortaleza de la red en dicha barra del sistema. Dicho aporte deberá considerar las redundancias necesarias tal que permitan entregar el aporte requerido en condición de indisponibilidad de, al menos, una de las unidades sincrónicas que conformen el sistema.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los respectivos enlaces que permitan conectar el nuevo sistema de compensación con el patio en corriente alterna de 220 kV de la S/E Convertora Kimal.

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 las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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 como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.1.2 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.

3.2.1.3 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 284.932.449 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 4.558.919 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.1.4 Licitación

La licitación de esta obra quedará condicionada al resultado de la licitación del servicio complementario de control de tensión realizada por el Coordinador, para lo cual deberá reevaluarse el dimensionamiento de este proyecto en función del remanente de potencia de cortocircuito en la barra de la S/E Kimal de forma tal de obtener, al menos, los 4.600 MVA de potencia de cortocircuito requeridos en la descripción del proyecto.

3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (*Static Synchronous Series Compensator*), TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*), UPFC (*Unified Power Flow Controller*) o equivalente, en las subestaciones Las Palmas y Punta Sierra, con el fin de generar una redistribución de los flujos de potencia que se transmiten a través de las líneas 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos y 2x220 kV Punta Sierra – Centella, de manera de permitir un mejor aprovechamiento de las líneas.

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 las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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 como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.2.2.3 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 35.353.019 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 565.648 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.3 NUEVA S/E MANUEL RODRÍGUEZ

3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Manuel Rodríguez, con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio. 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 cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodríguez 220 kV (IM)” 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 deberá considerar los espacios para 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 5 km al norte de la S/E Polpaico, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico, dentro de un radio de 3 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.2.3.3 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 7.082.297 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 113.317 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodríguez 220 kV (IM)", individualizada en el numeral 3.1.4 del presente Informe.

3.2.4 NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS – DIGÜEÑES

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 500 kV y, al menos, 2.300 MVA de capacidad de transmisión por circuito a 35°C con sol, entre la subestación Entre Ríos y la nueva subestación Digüeñes, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de cuatro bancos de reactores shunt de línea, de al menos 50 MVA cada uno y unidad de reserva, los cuales serán instalados en los extremos de cada circuito.

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 las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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 como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.4.2 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.

3.2.4.3 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 102.512.038 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 1.640.193 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.4.4 Licitación

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)”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva Línea 2x500 kV

Digüeñes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.15, 3.1.16, 3.2.6 y 3.2.7 respectivamente del presente Informe.

3.2.5 NUEVA S/E PATAGUAL

3.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Patagual, con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio. 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 seis diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)”, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual” 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 deberá considerar los espacios para los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 3 km al poniente de la S/E Central Santa María, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María, dentro de un radio de 3 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.5.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.2.5.3 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 7.427.484 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 118.840 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual” individualizadas en los numerales 3.1.9 y 3.1.10 del presente Informe.

3.2.6 NUEVA S/E DIGÜEÑES

3.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Digüeñes, con patios de 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de cuatro bancos de autotransformadores 500/220 kV, cada uno de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con las unidades de reserva que corresponda, las cuales deberán contar con conexión automática, y los respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión de cada banco.

La configuración del patio de 500 kV de la subestación Digüeñes 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 autotransformadores 500/220 kV, la conexión de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, la conexión de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” 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 220 kV 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 autotransformadores 500/220 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes” 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 8 km hacia el este de la subestación Mulchén, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, dentro de un radio de 3 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.6.2 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.

3.2.6.3 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 81.366.436 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 1.301.863 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.6.4 Licitación

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)”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes” y “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.15, 3.1.16, 3.2.4 y 3.2.7 respectivamente del presente Informe.

3.2.7 NUEVA LÍNEA 2X500 KV DIGÜEÑES – NUEVA PICHIRROPULLI

3.2.7.1 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 de transmisión por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Digüeñes y el nuevo patio de 500 kV de la subestación Nueva Pichirropulli, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada y considerando una futura conexión en la subestación Ciruelos.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de equipos de compensación serie para la nueva línea, de manera de permitir la compensación de, al menos, el 50% de su reactancia serie para cada circuito, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt de línea, de al menos 150 MVAR cada uno y unidad de reserva, los cuales serán instalados en los extremos de cada circuito.

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 las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. 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 como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.7.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 84 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.2.7.3 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 345.080.672 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 5.521.291 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.7.4 Licitación

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)”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes” y



“Nueva S/E Digüeñes” individualizadas en los numerales 3.1.7, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.15, 3.1.16, 3.2.4 y 3.2.6 respectivamente del presente Informe.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Las obras de expansión del Sistema de Transmisión Zonal que se describen a continuación se han dividido por los sistemas zonales definidos en la Resolución Exenta N° 244, de fecha 9 de abril de 2019, que “Aprueba Informe Técnico de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2020-2023”.

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA A

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema A de Transmisión Zonal.

Tabla 4.1: Obras de Ampliación del Sistema A

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)	30	5.022.675	30	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
2	Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)	30	3.299.556	23	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Obligatoria

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

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS) Y NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Alto Hospicio, cuya configuración corresponde a barra simple, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo equipo de transformación 110/13,8 kV y de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)”.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV de 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

A su vez, el proyecto incluye la construcción de una nueva sección de barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, considerándose 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 de 13,8 kV existente y espacio en barra para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de esta ampliación

como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

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

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.1.3 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 5.022.675 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 80.363 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.2 del presente Informe.

4.1.2 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV CÓNDORES – CERRO DRAGÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en completar el seccionamiento de la línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en la subestación Alto Hospicio mediante el desmontaje del actual Tap Off Alto Hospicio junto con la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo barra simple, reutilizando, cuando sea posible, el equipamiento y estructuras existentes. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.2.3 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 3.299.556 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 52.793 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)”, individualizada en el numeral 4.1.1 del presente Informe.

SISTEMA B

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 4.2: Obras de Ampliación del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
3	Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)	30	5.634.900	26	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV	30	5.961.787	24	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	30	3.557.679	29	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria

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

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E TALTAL (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Taltal mediante la instalación de un nuevo transformador de 110/13,2 kV y 10 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

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

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra de 13,2 kV existente y espacio en barras 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.

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.

4.1.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.3.3 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 5.634.900 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 90.158 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV

4.1.4.1 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 San Juan, cuya configuración corresponde a barra simple seccionada mediante desconectores, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV y completar el seccionamiento de la línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán.

Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 15 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto incluye completar el seccionamiento de la línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en la subestación San Juan mediante el desmontaje de la conexión en derivación actual y la construcción de los enlaces que sean necesarios, manteniendo, al menos la capacidad de la línea que se secciona y considerando completar y construir los paños de línea de 66 kV que corresponda en la subestación San Juan, en configuración tipo barra principal seccionada, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes.

Junto con lo anterior, el proyecto incluye completar los paños de conexión en ambos niveles de tensión de los transformadores existentes y la construcción de un paño seccionador de barras en el patio de 66 kV, reutilizando cuando sea posible el equipamiento existente.

Finalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva sección de barra de 13,8 kV, en configuración barra principal con barra auxiliar, considerándose 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 de 13,8 kV existente y espacio en barras 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 las posiciones futuras definidas anteriormente.

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

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.4.3 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 5.961.787 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 95.389 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E MONTE PATRIA (NTR ATMT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Monte Patria mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV de 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 una nueva sección de barra de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño de interconexión con la barra de 23 kV existente. 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.

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.

4.1.5.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.5.3 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 3.557.679 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 56.923 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA C

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema C de Transmisión Zonal.

Tabla 4.3: Obras de Ampliación del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
6	Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar	48	8.595.506	26	Chilquinta Transmisión S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)	30	3.750.652	30	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Obligatoria
8	Seccionamiento de línea 1x110 kV Alto Melipilla – San Antonio y línea 1x110 kV Leyda – San Antonio en S/E Lolloo 110 kV (2BP+BT)	42	8.517.256	30	Chilquinta Transmisión S.A.	Obligatoria

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

4.1.6 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV REÑACA – BOSQUEMAR, CONEXIÓN DE LÍNEAS TAP REÑACA EN S/E MONTEMAR 110 KV (2BP+BT) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar en la nueva subestación Montemar, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad de la línea que se secciona.

A su vez, el proyecto contempla la conexión de las líneas 1x110 kV Tap Achupallas – Tap Reñaca, 1x110 kV Reñaca – Tap Reñaca y 1x110 kV Concón – Tap Reñaca en la nueva subestación Montemar, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para realizar la

conexión de las líneas 1x110 kV Tap Achupallas – Tap Reñaca, 1x110 kV Reñaca – Tap Reñaca deberán mantener, al menos, la capacidad de las líneas que se conectan.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad del tramo resultante entre las subestaciones Concón y Montemar, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 98 MVA a 35° C 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.

4.1.6.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.6.3 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 8.595.506 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 137.528 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Montemar”, individualizada en el numeral 4.2.2 del presente Informe.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E LOS POETAS (NTR ATMT)

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Los Poetas mediante la instalación de un nuevo transformador 66/12 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra principal y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y espacio en barra 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.

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 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.7.3 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 3.750.652 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 60.010 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV ALTO MELIPILLA – SAN ANTONIO Y LÍNEA 1X110 KV LEYDA – SAN ANTONIO EN S/E LLOLLEO 110 KV (2BP+BT)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x110 kV Alto Melipilla – San Antonio y de la línea 1x110 kV Leyda – San Antonio en la nueva subestación Llolleo mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para los seccionamientos mencionados deberán mantener, al menos, la capacidad de las líneas que se seccionan.

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.

4.1.8.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.8.3 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 8.517.256 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 136.276 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Llolleo”, individualizada en el numeral 4.2.4 del presente Informe.

SISTEMA D

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema D de Transmisión Zonal.

Tabla 4.4: Obras de Ampliación del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
9	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	30	4.764.422	34	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	Obligatoria
10	Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM)	54	13.870.017	29	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	Obligatoria
11	Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)	54	9.041.807	30	Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.	Obligatoria
12	Seccionamiento de línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)	42	5.143.860	24	Transmisora Eléctrica Cordillera SpA	Obligatoria
13	Seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT)	42	6.151.803	25	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.	Obligatoria

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

4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Recoleta mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y 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 sala de celdas de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro celdas para alimentadores, la construcción de cuatro espacios para celdas de futuros alimentadores, las celdas de conexión al transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de celdas para la interconexión con las barras de media tensión 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.

4.1.9.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.9.3 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 4.764.422 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 76.231 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X110 KV CERRO NAVIA – EL SALTO Y CONEXIÓN DE LÍNEA TAP LO BOZA – LO BOZA EN S/E LO CAMPINO 110 KV (IM)

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto en la nueva subestación Lo Campino, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad de la línea que se secciona.

A su vez, el proyecto contempla la conexión de la línea 2x110 kV Tap Lo Boza – Lo Boza en la nueva subestación Lo Campino mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para realizar la conexión del tramo mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad de la línea que se conecta.

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.

4.1.10.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.10.3 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 13.870.017 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 221.920 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)”,

“Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)” y “Nueva S/E Lo Campino” individualizadas en los numerales 3.1.5, 4.1.11 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

4.1.11 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X110 KV CERRO NAVIA – TAP LIBERTADORES EN S/E LO CAMPINO 110 KV (IM)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en la nueva subestación Lo Campino, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.11.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.11.3 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 9.041.807 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 144.669 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)”, “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM)” y “Nueva S/E Lo Campino” individualizadas en los numerales 3.1.5, y 4.2.5 del presente Informe.

4.1.12 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV BAJOS DE MENA – COSTANERA EN S/E DON MELCHOR 110 KV (BPS+BT)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en la nueva subestación Don Melchor, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo barra principal seccionada y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.12.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.12.3 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 5.143.860 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 82.302 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Don Melchor”, individualizada en el numeral 4.2.6 del presente Informe.

4.1.13 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X110 KV BUIN – TAP OFF LO ESPEJO EN S/E NOS 110 KV (2BP+BT)

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento del tramo comprendido entre el Tap Off San Bernardo y la subestación Buin de la línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo, en la nueva subestación Nos, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 110 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.13.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.13.3 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 6.151.803 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 98.429 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.13.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Nos”, individualizada en el numeral 4.2.7 del presente Informe.

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 4.5: Obras de Ampliación del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
14	Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)	48	4.777.699	29	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
15	Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)	42	4.019.250	24	Transelec S.A.	Obligatoria
16	Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)	48	7.077.729	28	Transelec S.A.	Obligatoria
17	Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)	48	6.565.228	29	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
18	Seccionamiento de línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en S/E Vado Pedregoso 66 kV (2BP+BT)	54	3.136.241	23	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
19	Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM)	54	1.406.216	50	Arauco Bioenergía S.A.	Obligatoria
20	Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)	54	3.167.078	23	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
21	Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)	54	894.572	44	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
22	Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)	30	3.895.215	30	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
23	Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)	54	11.068.311	31	Transelec S.A.	Obligatoria

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

4.1.14 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 KV ALONSO DE RIBERA – PERALES EN S/E CLAUDIO ARRAU 66 KV (2BP+BT)

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en la nueva subestación Claudio Arrau, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 66 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.14.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.14.3 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 4.777.699 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 76.443 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)” y “Nueva S/E Claudio Arrau” individualizadas en los numerales 3.1.8 y 4.2.8 respectivamente del presente Informe.

4.1.15 SECCIONAMIENTO CIRCUITO N° 2 DE LÍNEA 2X154 KV SAN VICENTE – HUALPÉN EN S/E TALCAHUANO SUR 154 KV (BPS+BT)

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento del circuito N° 2 de la línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en la nueva subestación Talcahuano Sur, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas posiciones de línea de 154 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo barra principal seccionada y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.15.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.15.3 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 4.019.250 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 64.308 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Talcahuano Sur”, individualizada en el numeral 4.2.9 del presente Informe.

4.1.16 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X220 KV LAGUNILLAS – BOCAMINA EN S/E SCHWAGER 220 KV (IM)

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en la nueva subestación Schwager, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas medias diagonales de línea de 220 kV en dicha subestación, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.16.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.16.3 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 7.077.729 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 113.244 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.16.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)” y “Nueva S/E Schwager” individualizadas los numerales 4.1.17 y 4.2.10 respectivamente del presente Informe.

4.1.16.5 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 de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E 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 las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 4.6: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)

Instalación	Propietario
Línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina	Transelec S.A.

4.1.17 SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 1X66 KV ARENAS BLANCAS – CORONEL Y 1X66 KV BOCAMINA – CORONEL EN S/E SCHWAGER 66 KV (2BP+BT)

4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y de la línea 1x66 kV Bocamina – Coronel en la nueva subestación Schwager mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 66 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel deberán permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35° C con sol, mientras que los enlaces para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Bocamina – Coronel deberán mantener, a lo menos, la capacidad 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.

4.1.17.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.17.3 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 6.565.228 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 105.044 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.17.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)” y “Nueva S/E Schwager” individualizadas en los numerales 4.1.16 y 4.2.10 respectivamente del presente Informe.

4.1.17.5 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 de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E 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 las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 4.7: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)

Instalación	Propietario
Línea 1x66 kV Bocamina – Coronel	CGE Transmisión S.A.

4.1.18 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 KV CURANILAHUE NORTE – HORCONES EN S/E VADO PEDREGOSO 66 KV (2BP+BT)

4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en la nueva subestación Vado Pedregoso mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 66 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo doble barra principal y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.18.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.18.3 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 3.136.241 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 50.180 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.18.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM)” y “Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA” individualizadas en los numerales 4.1.19 y 4.2.11 respectivamente del presente Informe.

4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E ARAUCO MAPA 220 KV (IM)

4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación del galpón, plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Arauco MAPA, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA” y 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.

4.1.19.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.19.3 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 1.406.216 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 22.499 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.19.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en S/E Vado Pedregoso 66 kV (2BP+BT)” y “Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA” individualizadas en los numerales 4.1.18 y 4.2.11 respectivamente del presente Informe.

4.1.19.5 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 de ampliación 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.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 4.8: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM)

Instalación	Propietario
S/E Arauco MAPA	Arauco Bioenergía S.A.

4.1.20 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 KV VILLARRICA – PUCÓN EN S/E RUKAPILLAN 66 KV (BPS+BT)

4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en la nueva subestación Rukapillan, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de los respectivos paños de línea de 66 kV en dicha subestación, los cuales deberán poseer una configuración de tipo barra principal seccionada y barra de transferencia. Los enlaces para el seccionamiento mencionado deberán mantener, al menos, la capacidad 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.

4.1.20.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.20.3 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 3.167.078 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 50.673 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.20.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)”, “Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)”, “Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan”, “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón” y “Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén”, individualizadas en los numerales 4.1.21, 4.1.23, 4.2.12, 4.2.13 y 4.2.14 respectivamente del presente Informe.

4.1.21 AMPLIACIÓN EN S/E PUCÓN 66 KV (BS)

4.1.21.1 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 Pucón, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón”.

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.

4.1.21.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.21.3 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 894.572 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 14.313 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.21.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)”, “Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan”, “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón” y “Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén” individualizadas en los numerales 4.1.20, 4.1.23, 4.2.12, 4.2.13 y 4.2.14 respectivamente del presente Informe.

4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E VILLARRICA (NTR ATMT)

4.1.22.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Villarrica mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, la obra incluye completar el paño de 66 kV asociado al transformador existente de la subestación, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente.

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, tres paños para alimentadores, el paño de conexión del 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.

4.1.22.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.22.3 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 3.895.215 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 62.323 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.23 AMPLIACIÓN EN S/E LASTARRIA 220 KV (IM), NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT) Y NUEVO PATIO 110 KV (BPS+BT)

4.1.23.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes de la subestación Lastarria, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de un nuevo transformador 220/110 kV y nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de un transformador 220/110 kV de 90 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Además, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 110 kV, en configuración 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, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para la construcción de siete posiciones asociadas a la conexión de la obra “Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén”, el nuevo equipo de transformación 220/110 kV, la construcción de un paño acoplador, la construcción de 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.

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.

4.1.23.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.23.3 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 11.068.311 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 177.093 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.23.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)”, “Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan”, “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón” y “Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén”, individualizadas en los numerales 4.1.20, 4.1.21, 4.2.12, 4.2.13 y 4.2.14 respectivamente del presente Informe.

SISTEMA F

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema F de Transmisión Zonal.

Tabla 4.9: Obras de Ampliación del Sistema F

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Propietario	Ejecución
24	Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT)	30	3.716.956	29	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
25	Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	30	3.907.696	33	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

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

4.1.24 AMPLIACIÓN EN S/E PURRANQUE (NTR ATMT)

4.1.24.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Purranque mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV y 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el

proyecto considera completar el paño de 66 kV asociado al transformador N° 2 de la subestación, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva barra de 23 kV, en configuración barra simple seccionada, contemplándose la construcción de, al menos, dos paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, espacio en barras para la construcción de dos paños futuros y la conexión del transformador N° 2 con sus alimentadores asociados a una de las secciones de la nueva barra. 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.

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.

4.1.24.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.24.3 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 3.716.956 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 59.471 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.25 AMPLIACIÓN EN S/E ANCUD (NTR ATMT)

4.1.25.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Ancud mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV y 16 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 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos paños para

alimentadores, el paño de conexión del 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 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.

4.1.25.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.25.3 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 3.907.696 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 62.523 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA C

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema C de Transmisión Zonal.

Tabla 4.10: Obras Nuevas del Sistema C

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Ejecución
1	Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota	48	18.874.730	29	Obligatoria
2	Nueva S/E Montemar	48	9.166.929	31	Obligatoria
3	Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa	48	25.580.247	30	Obligatoria
4	Nueva S/E Llole	42	10.537.193	33	Obligatoria

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

4.2.1 NUEVA S/E OLMUÉ Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV OLMUÉ – QUILLOTA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Olmué, con patios de 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/12 kV de 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 Olmué 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 110/12 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota, 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 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/12 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de tres 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 6 km al sur de la subestación Quillota, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Polpaico – Quillota, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 75 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Olmué y la subestación Quillota, 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.1.3 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 18.874.730 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 301.996 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)”, individualizada en el numeral 3.1.3 del presente Informe.

4.2.2 NUEVA S/E MONTEMAR

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Montemar, con patios de 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/12 kV de 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 Montemar corresponderá a doble barra principal 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 10 posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/12 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar”, 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 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/12 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 dentro de un radio de 4 km respecto del Tap Off Reñaca, considerando únicamente el sector que queda al poniente de la ruta 64.

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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.2.3 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 9.166.929 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 146.671 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar”, individualizada en el numeral 4.1.6 del presente Informe.

4.2.3 NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA – AGUA SANTA

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Margarita, con patios de 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/12 kV de 50 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 Margarita 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 110/12 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa, 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 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/12 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 al sur de la autopista troncal sur, dentro de un radio de 2,5 km respecto del peaje troncal sur correspondiente a la autopista antes indicada.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 100 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Margarita y la subestación Agua Santa, 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.3.3 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 25.580.247 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 409.284 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.4 NUEVA S/E LLOLLEO

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Llolleo, con patios de 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/12 kV de 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 Llolleo corresponderá a doble barra principal 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 10 posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/12 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Alto Melipilla – San Antonio y línea 1x110 kV Leyda – San Antonio en S/E Llolleo 110 kV (2BP+BT)”, 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 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/12 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.

Adicionalmente, la nueva subestación Lollole deberá considerar espacio con terreno nivelado para la construcción a futuro de un patio de 220 kV dimensionado para cuatro diagonales, y espacio en terreno nivelado para la instalación a futuro de un banco de autotransformadores 220/110 kV con su unidad de reserva.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 1 km al este de la S/E San Antonio siguiendo el trazado de la línea 1x110 kV San Antonio – Leyda, dentro de un radio de 1,5 km respecto de.

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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.4.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.4.3 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 10.537.193 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 168.595 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.4.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Alto Melipilla – San Antonio y línea 1x110 kV Leyda – San Antonio en S/E Llolleo 110 kV (2BP+BT)”, individualizada en el numeral 4.1.8 del presente Informe.

SISTEMA D

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema D de Transmisión Zonal.

Tabla 4.11: Obras Nuevas del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida Útil (años)	Ejecución
5	Nueva S/E Lo Campino	54	22.950.757	34	Obligatoria
6	Nueva S/E Don Melchor	42	9.307.008	30	Obligatoria
7	Nueva S/E Nos	42	8.313.337	30	Obligatoria

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

4.2.5 NUEVA S/E LO CAMPINO

4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Lo Campino, con patios de 220 kV y 110 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV de 400 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Lo Campino 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 banco de autotransformadores 220/110 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)” 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 110 kV 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 siete diagonales, de manera de permitir la conexión del banco de autotransformadores 220/110 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM)”, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)” 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 3 km hacia el norte de la subestación Cerro Navia, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa, dentro de un radio de 2,5 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.5.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.5.3 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 22.950.757 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 367.212 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)”, “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)” individualizadas en los numerales 3.1.5, 4.1.10 y 4.1.11 respectivamente del presente Informe.

4.2.6 NUEVA S/E DON MELCHOR

4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Don Melchor, con patios de 110 kV y 13,2 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un

transformador 110/13,2 kV de 20 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 Don Melchor 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 obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)”, 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, tres 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 dentro de un radio de 2 km desde la intersección de las avenidas Concha y Toro, Ramón Subercaseaux y Virginia Subercaseaux. Adicionalmente, la subestación debe emplazarse al sur del río Maipo.

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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.6.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.6.3 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 9.307.008 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 148.912 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.6.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)”, individualizada en el numeral 4.1.12 del presente Informe.

4.2.7 NUEVA S/E NOS

4.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Nos, con patios de 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/12 kV de 50 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 Nos corresponderá a doble barra principal 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 nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/12 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT)”, 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 y espacios 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 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/12 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de tres 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 aproximadamente a 6 km al norte de la subestación Buin, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo, dentro de un radio de 2 km respecto de ese punto y en el lado norte del Río Maipo.

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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.7.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.7.3 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 8.313.337 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 133.013 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.7.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT)”, individualizada en el numeral 4.1.13 del presente Informe.

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 4.12: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Ejecución
8	Nueva S/E Claudio Arrau	48	19.037.695	34	Obligatoria
9	Nueva S/E Talcahuano Sur	42	7.892.965	28	Obligatoria
10	Nueva S/E Schwager	48	18.528.168	33	Obligatoria
11	Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA	54	46.148.215	34	Obligatoria
12	Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan	54	23.790.077	30	Obligatoria
13	Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón	54	21.372.168	29	Obligatoria
14	Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén	54	32.428.490	34	Obligatoria

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

4.2.8 NUEVA S/E CLAUDIO ARRAU

4.2.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Claudio Arrau, con patios de 220 kV, 66 kV y 15 kV. A su vez el proyecto considera la instalación de un banco de transformadores 220/66 kV de 200 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática; y la instalación de un transformador 66/15 kV de 50 MVA de capacidad con CDBC, ambos con sus respectivos paños de conexión en sus correspondientes niveles de tensión.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Claudio Arrau corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barra 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 tres diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)”, la conexión del banco de transformadores 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 doble barra principal 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 banco de transformadores 220/66 kV, la conexión del transformador 66/15 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)”, 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 nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro alimentadores, la conexión del transformador 66/15 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para, al menos, cuatro 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 7,5 km al este de la S/E Hualpén siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, dentro de un radio de 2 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.8.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.8.3 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 19.037.695 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 304.603 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.8.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)” individualizadas en los numerales 3.1.8 y 4.1.14 del presente Informe.

4.2.9 NUEVA S/E TALCAHUANO SUR

4.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Talcahuano Sur, con patios de 154 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 154/15 kV de 30 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 154 kV de la subestación Talcahuano Sur 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 154/15 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)”, 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 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 154/15 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 1,5 km al norte de la S/E Hualpén siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Hualpén – San Vicente, dentro de un radio de 1,5 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.9.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.9.3 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 7.892.965 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 126.287 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)”, individualizada en el numeral 4.1.15 del presente Informe.

4.2.10 NUEVA S/E SCHWAGER

4.2.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Schwager, con patios de 220 kV, 66 kV y 15 kV. A su vez el proyecto considera la instalación de un banco de transformadores 220/66 kV de 150 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática; y la instalación de un transformador 66/15 kV de 50 MVA de capacidad con CDBC, ambos con sus respectivos paños de conexión en sus correspondientes niveles de tensión.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Schwager corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barra 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 tres diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)”, la conexión del banco de transformadores 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 doble barra principal 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 diez posiciones, de manera de permitir la conexión del banco de transformadores 220/66 kV, la conexión del transformador 66/15 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)”, 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 nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro alimentadores, la conexión del transformador 66/15 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para, al menos, cuatro 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 2 km al norte de la subestación Bocamina siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina, dentro de un radio de 1,5 km respecto de 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.10.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.10.3 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 18.528.168 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 296.451 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)” individualizadas en los numerales 4.1.16 y 4.1.17 respectivamente del presente Informe.

4.2.11 NUEVA S/E VADO PEDREGOSO Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV VADO PEDREGOSO – ARAUCO MAPA

4.2.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Vado Pedregoso, con patios de 220 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de transformadores 220/66 kV de 150 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación

Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Vado Pedregoso 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 banco de transformadores 220/66 kV, la conexión de la nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA 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 doble barra principal 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 banco de transformadores 220/66 kV, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en S/E Vado Pedregoso 66 kV (2BP+BT)”, 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 8 km al norte de la subestación Curanilahue Norte, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones, dentro de un radio de 4 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 690 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Vado Pedregoso y la subestación Arauco MAPA, 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.11.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.11.3 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 46.148.215 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 738.371 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.11.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en S/E Vado Pedregoso 66 kV (2BP+BT)” y “Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 4.1.18 y 4.1.19 respectivamente del presente Informe.

4.2.12 NUEVA S/E RUKAPILLAN Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV CALAFQUÉN – RUKAPILLAN

4.2.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Rukapillan, con patios de 110 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/66 kV de 75 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 Rukapillan 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 110/66 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan, 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 corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/66 kV, la conexión de la obra “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón”, la conexión de la obra “Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)”, 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 16 km hacia el este de la subestación Villarrica, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Villarrica – Pucón, dentro de un radio de 2 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre las nuevas subestaciones Calafquén y Rukapillan, 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.12.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.12.3 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 23.790.077 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 380.641 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.12.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)”, “Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)”, “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón” y “Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén”, individualizadas en los numerales 4.1.20, 4.1.21, 4.1.23, 4.2.13 y 4.2.14 respectivamente del presente Informe.

4.2.13 NUEVA S/E PADRE PANCHO Y NUEVAS LÍNEAS 2X66 KV PADRE PANCHO – RUKAPILLAN Y 1X66 KV PADRE PANCHO – PUCÓN

4.2.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Padre Pancho, con patios de 66 kV y 23 kV. A su vez el proyecto considera la instalación de un transformador 66/23 kV de 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 Padre Pancho corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de barra 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 del transformador de poder 66/23 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan, la conexión de la nueva línea 1x66 kV Padre Pancho – Pucón, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/23 kV antes mencionado y espacio en barra 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 dentro de un radio de 2 km respecto de la rotonda que conecta las rutas Variante Camino Internacional y ruta 199, en la localidad de Pucón a aproximadamente 2 km al oriente de la S/E Pucón, considerando únicamente el sector que queda al sur de la ruta 199.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 75 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre las nuevas subestaciones Padre Pancho y Rukapillan, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

A su vez, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 66 kV, y al menos, 75 MVA de capacidad a 35°C con sol, entre la nueva subestación Padre Pancho y la subestación Pucón, 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.13.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.13.3 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 21.372.168 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 341.955 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.13.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)”, “Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)”, “Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan” y “Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén”, individualizadas en los numerales 4.1.20, 4.1.21, 4.1.23, 4.2.12 y 4.2.14 respectivamente, todas del Sistema E del presente Informe.

4.2.14 NUEVA S/E CALAFQUÉN Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV LASTARRIA – CALAFQUÉN

4.2.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Calafquén, con patios de 110 kV y 23 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/23 kV de 20 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 Calafquén 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 nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/23 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén, la conexión de la obra “Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan”, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

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

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 km respecto de la intersección de las rutas S-95-T y S-953, ubicadas al norte de la localidad de Lican Ray.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Calafquén y la subestación Lastarria, 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. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.14.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.14.3 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 32.428.490 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 518.856 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.14.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)”, “Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)”, “Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan” y “Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón”, individualizadas en los numerales 4.1.20, 4.1.21, 4.1.23, 4.2.12 y 4.2.13 respectivamente 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 4/2019

5.1.1 NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV Y NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI, ENERGIZADA EN 220 KV

5.1.1.1 Modificaciones

Reemplácese las obras de expansión descritas en el numeral 1.1 y 1.2 del artículo segundo del Decreto 4/2019, "NUEVA LÍNEA 2x500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV" y "NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI, ENERGIZADA EN 220 kV", modificada por lo indicado en el numeral 3.2.1 del artículo primero del Decreto 200/2022, por las obras descritas en los numerales 3.2.4, 3.2.6 y 3.2.7 del presente informe técnico, en términos de su título, descripción, fecha de entrada en operación, valor de inversión referencial y condiciones para su licitación y adjudicación.

5.1.1.2 Justificación

La modificación a la obra se justifica en los resultados de los análisis realizados con motivo del presente proceso de planificación anual de la transmisión, los que dan cuenta de la pertinencia de realizar la energización en 500 kV lo antes posible, sin una etapa previa en 220 kV. Asimismo, se opta por esta modificación en desmedro de la incorporación de una obra de ampliación que la complemente, con el propósito de capturar eficiencias en términos de economías de escala y ámbito en su ejecución, así como la generación de condiciones de mayor competencia en su proceso de licitación y adjudicación, en atención a la ampliación del alcance de la obra.

Por su parte, y en línea con lo anterior, adicionalmente a las modificaciones asociadas a la energización en 500 kV de la obra, la modificación de los tramos que componen el corredor se fundamenta en la necesidad de contar lo antes posible con un aumento en la capacidad de transmisión desde la zona en donde se emplazará la S/E Digüeñes hacia la actual S/E Entre Ríos.

Finalmente, cabe señalar que, para efectos del procedimiento establecido en los artículos 93º y siguientes de la Ley, así como en el Decreto 139/2016, la presente modificación fue debidamente comunicada al Ministerio de Energía.

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, 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 2022.

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° 244, del 4 de marzo de 2022, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para la Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2022”, en adelante: “Informe VAT 2022”. 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 2022 (IAA 2022); 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 7.1) y territoriales (Figura 7.2) consideradas en la elaboración del Informe VAT 2022.

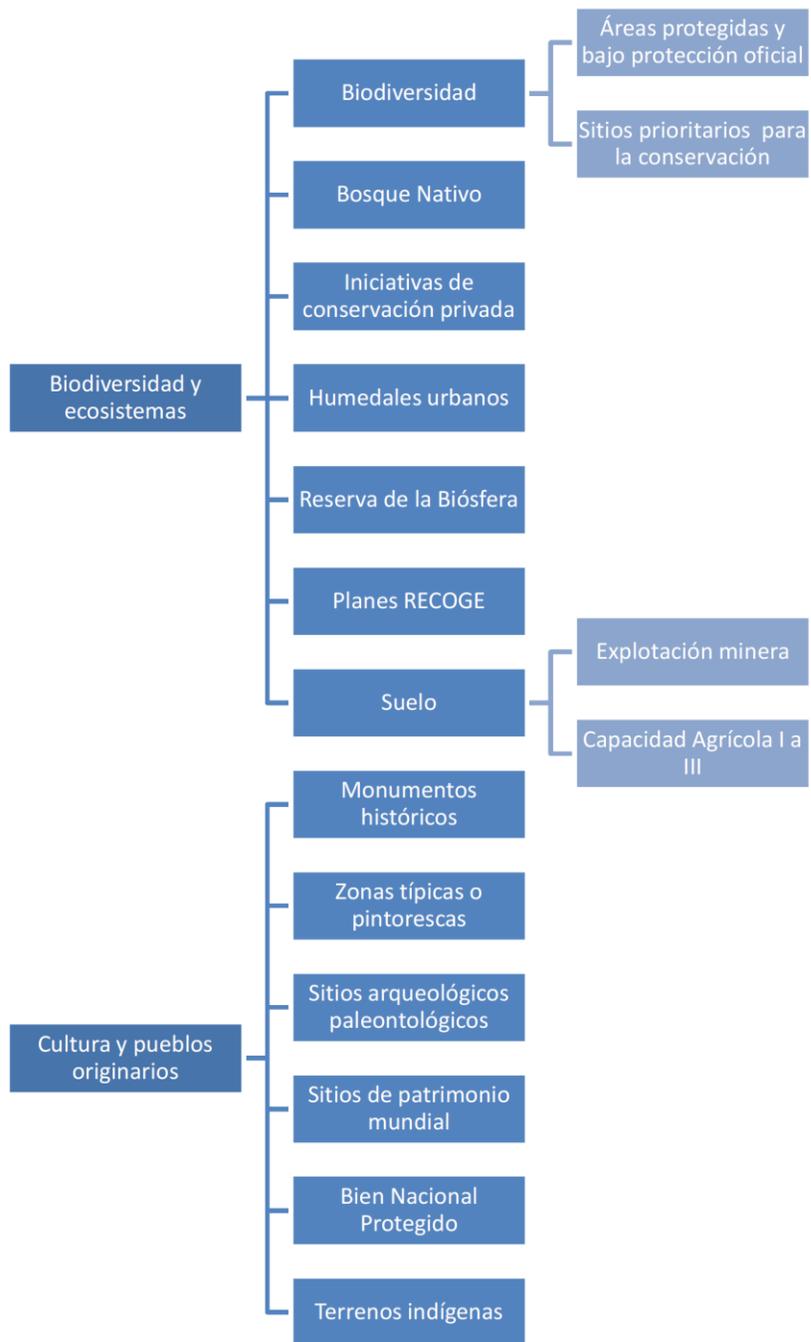


Figura 7.1: Variables ambientales consideradas en el Informe VAT 2022

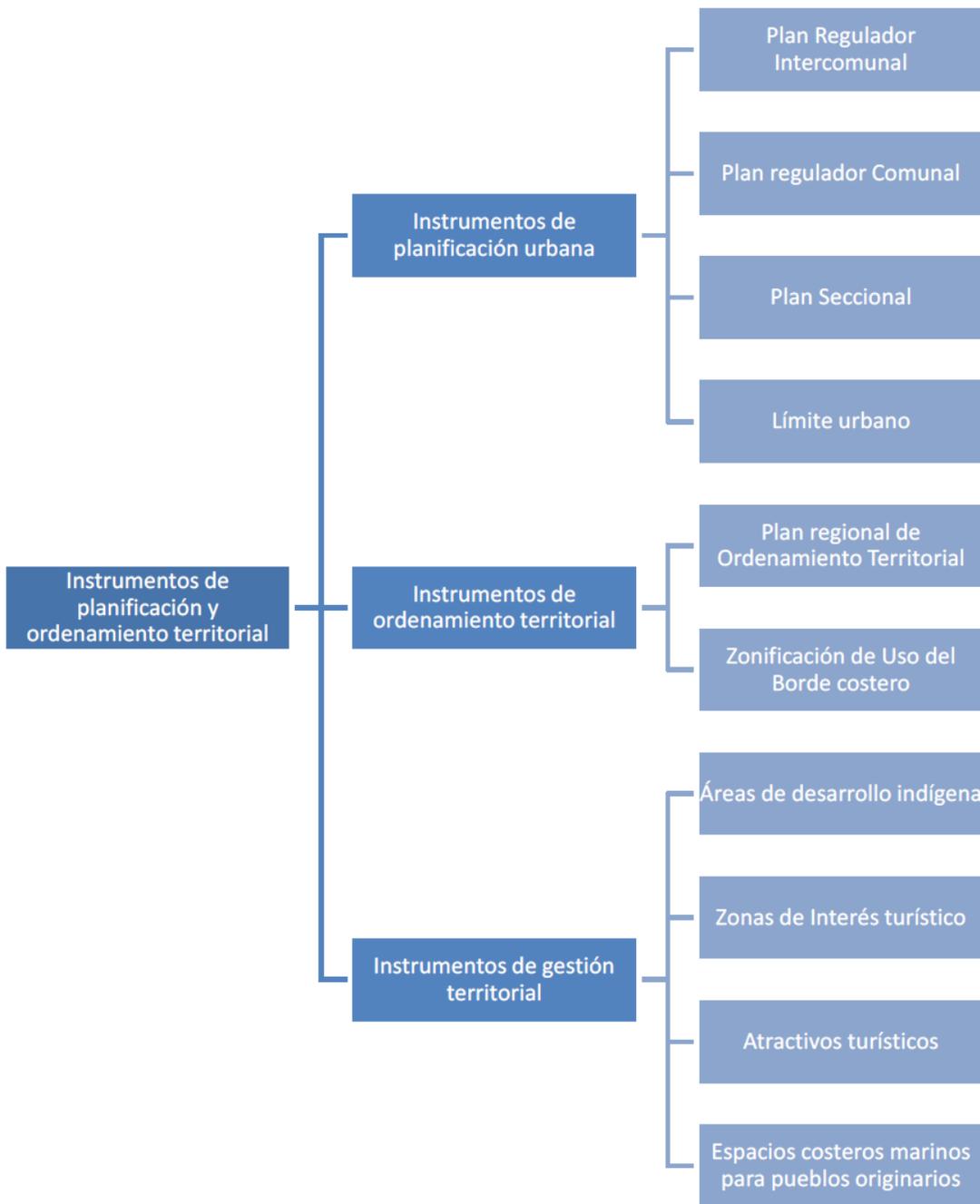


Figura 7.2: Variables territoriales consideradas en el Informe VAT 2022

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 2022 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 neutralidad² 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 a utilizar 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 siguientes años, 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 Preliminar, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041³, 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 los escenarios de demanda baja, durante los primeros ocho años, se utiliza la demanda energética del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041, mientras que en los escenarios de demanda media y alta solo se utiliza durante los cuatro 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 SEN

Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2022	76.891	76.891	76.891

² Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/Res.Exta_.N%C2%B0-37_Aprueba-Informe-Def-Prev-Dda._19-01-2022.pdf

³ Aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 37, de 19 de enero de 2022.

Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2023	80.121	80.121	80.121
2024	83.588	83.588	83.588
2025	86.456	87.869	89.913
2026	88.332	89.061	90.989
2027	90.147	90.613	92.551
2028	91.235	91.508	93.977
2029	91.531	92.803	96.334
2030	92.537	93.774	98.737
2031	94.489	95.806	103.975
2032	96.586	98.070	109.837
2033	98.741	101.861	114.336
2034	101.061	105.690	118.700
2035	103.573	109.732	122.921
2036	105.929	113.785	127.634
2037	108.403	118.119	132.522
2038	110.936	122.234	137.408
2039	113.489	126.587	142.147
2040	116.040	130.936	147.008
2041	118.310	135.181	152.087
2042	120.561	139.411	157.208

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 Planificación⁴.

7.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión

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

1. Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, para las obras necesarias para el abastecimiento de la demanda.
2. Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de 29 de febrero de 2012, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses 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.

⁴ 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".

-
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° 257, del Ministerio de energía, del 13 de diciembre de 2022, 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 2021.

7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se han considerado como antecedente para el presente plan de expansión aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 308 de la Comisión, de 27 de abril de 2022, las que se singularizan en la misma resolución.

7.3.3.3 Proyectos Comprometidos

Asimismo, se han considerado los proyectos de generación “comprometidos”, esto es, 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.

En consecuencia, en este plan se consideraron los proyectos comprometidos en la licitación de suministro 2013/03, 2015/01 y en la licitación del año 2017 (2017/01 y 2017/02), los que se detallan a continuación:

Tabla 7.2: Proyectos de generación comprometidos

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia Instalada [MW]	Fecha de Ingreso
CEME1	Miraje 220	Solar	480	dic-23
Caman	Cerros de Huichahue 220	Eólica	150	ago-22
Cerro Tigre	Cerro Tigre 220	Eólica	184,8	jul-21
Tchamma	Pallata 220	Eólica	155,4	jul-21

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia Instalada [MW]	Fecha de Ingreso
Alena	Los Angeles 154	Eólica	84	ene-21
Ckani	El Abra 220	Eólica	108	oct-21
Valle Escondido	Cardones 220	Solar	105	jul-21
Pampa Tigre	Tigre 220	Solar	100	jul-21
Puelche Sur	Frutillar Norte 220	Eólica	152,4	oct-21
Llanos del Viento	O Higgins 220	Eólica	156,1	oct-21
Meseta de Los Andes	Los Maquis 220	Solar	138	dic-22
Sol de Los Andes	Diego de Almagro 110	Solar	89,4	jun-21
La Estrella	Litueche 110	Eólico	50	dic-20
Lomas de Duqueco	Duqueco 220	Eólica	57,4	nov-20
Parque Eólico Malleco	Rio Malleco 220	Eólica	135,1	nov-20
Parque Eólico Malleco II	Rio Malleco 220	Eólica	137,9	nov-20
Parque Eólico Negrete	Negrete 066	Eólica	36	nov-20
Parque Solar Punta del Viento	Punta Colorada 220	Solar	165	dic-23
Parque Eólico San Rarincó	Santa Fe CMPC 220	Eólica	99	dic-23
Sol de Vallénar - Fase II	Algarrobal 220	Solar	250	dic-23
Parque Eólico Punta de Talca	La Cebada 220	Eólica	86,4	may-23
Socompa Solar	Likanantai 220	Solar	250	dic-25
Arboleda Solar	Teno 154	Solar	80	dic-25
Don Carlos	Nueva Maitencillo 220	Solar	196	dic-25
Vientos del Lago	Frutillar Norte 220	Eólica	125,4	dic-25
Dañicalqui	Nueva Charrua 220	Eólica	68,4	dic-25
Parque Eólico San Andrés	Rio Malleco 220	Eólica	119,7	nov-25
Colinas	Hualqui 220	Eólica	188,1	dic-25
Tagua Tagua	Polpaico 220	Solar	176	dic-25
Andino Occidente	Loica 220	Solar	147	dic-25

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 2022 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022”, en adelante e indistintamente “IAA 2022”, emitido en junio de 2022 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.

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 el IAA 2022, dentro del factor “disposición social de proyectos”, 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.

Para la conformación de los cinco EGPT, 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 2022 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 a 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	854	ene-24
PF_Tocopilla	Maria Elena 220	Solar	428	ene-22
PF_Quillagua	Quillagua 220	Solar	90	ene-22
Lascar	Kimal 220	Solar	65	ene-22
Carrera_Pinto_II	Cumbre 220	Solar	50	ene-23
Guanaco_Solar	Diego de Almagro 110	Solar	77	ene-24
Eolica_Marmoleras	Kimal 220	Eólica	150	ene-27
Eolica_Pampa_Fidelia	Parinas 500	Eólica	920	ene-27
Eolica_Horizonte	Parinas 220	Eólica	980	ene-24
Eolica_Lomas_de_Taltal	Parinas 220	Eólica	353	ene-26
Eolica_Nolana	Parinas 220	Eólica	280	ene-26
Eolica_Pampa_Yolanda	Parinas 220	Eólica	532	ene-27
Total		Solar	2.128	
Total		Eólica	3.215	

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 2022 de la PELP, los cuales fueron adaptados por esta Comisión mediante el uso del mismo software⁵ con el cual el Ministerio de Energía realiza

⁵ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

la proyección de la oferta de generación en el IAA 2022, pero adaptando la modelación⁶ 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 2022, 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)

2020-2041	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	23.847	32.742	32.355	22.586	35.585
EGPT Preliminar	14.502	32.727	25.827	17.114	40.336
Diferencia	9.345	15	6.528	5.472	-4.751

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

⁶ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

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, 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 cada 5 años a partir del año 2025, 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	300
2030	300
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

2020-2041	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	23.847	32.742	32.355	22.586	35.585
EGPT Preliminar	14.502	32.727	25.827	17.114	40.336
Central Punta	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
EGPT	15.702	33.927	27.027	18.314	41.536
Diferencia⁷ (PELP - ITP)	8.145	-1.185	5.328	4.272	-5.951

⁷ 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 a 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 2022.
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:

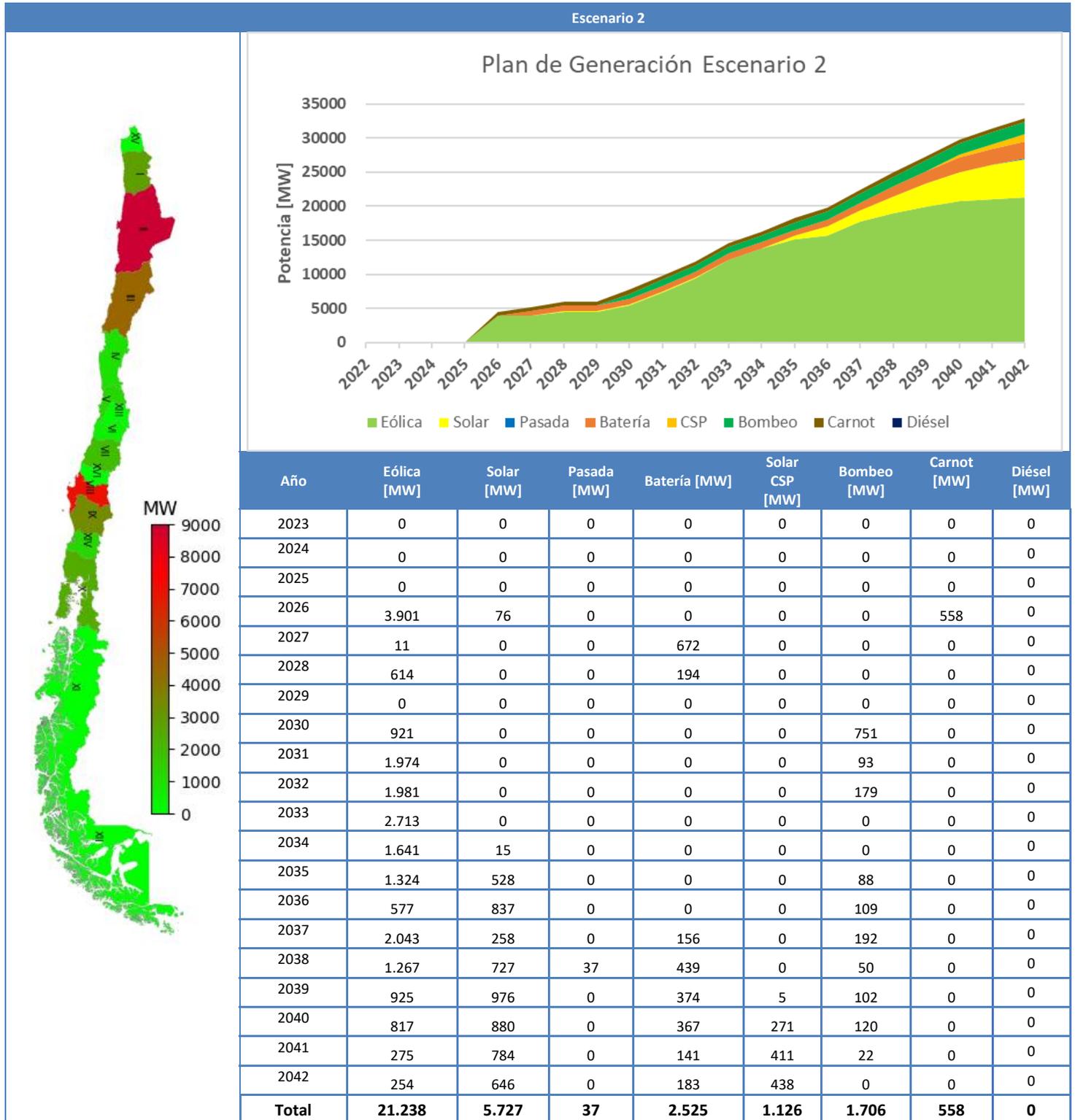
7.3.4.3 Escenario 1

El plan de obra de generación denominado “Escenario 1”, considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja y una proyección de precios de combustibles fósiles medio. Este escenario considera una proyección baja para los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que en este escenario las baterías entran en operación a partir del año 2027, alcanzándose un desarrollo importante de esta tecnología.

7.3.4.4 Escenario 2

El plan de obra de generación denominado “Escenario 2”, considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta y una proyección de precios de combustibles fósiles alta. Este escenario considera una proyección baja para los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. También es relevante señalar el desarrollo de almacenamientos a partir del año 2026 y que aumentan de manera importante a lo largo del horizonte.

Tabla 7.8: Plan de Obra de Generación Escenario 2

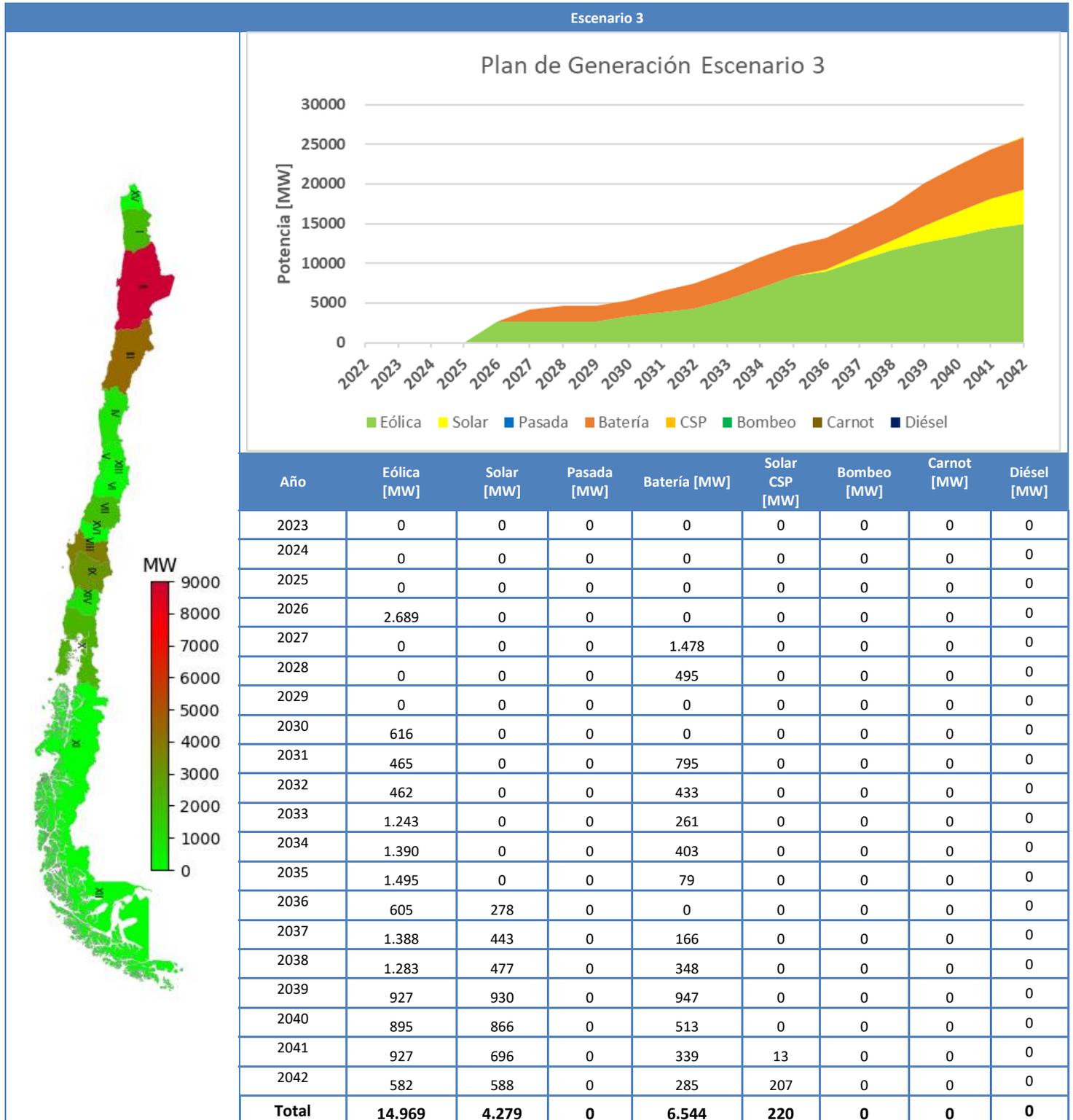




7.3.4.5 Escenario 3

El plan de obra de generación denominado “Escenario 3”, considera una proyección de demanda de energía eléctrica media y una proyección de precios de combustibles fósiles baja. Este escenario considera una proyección media de evolución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante mencionar que a partir del año 2027 hacen ingreso baterías al sistema de manera relevante.

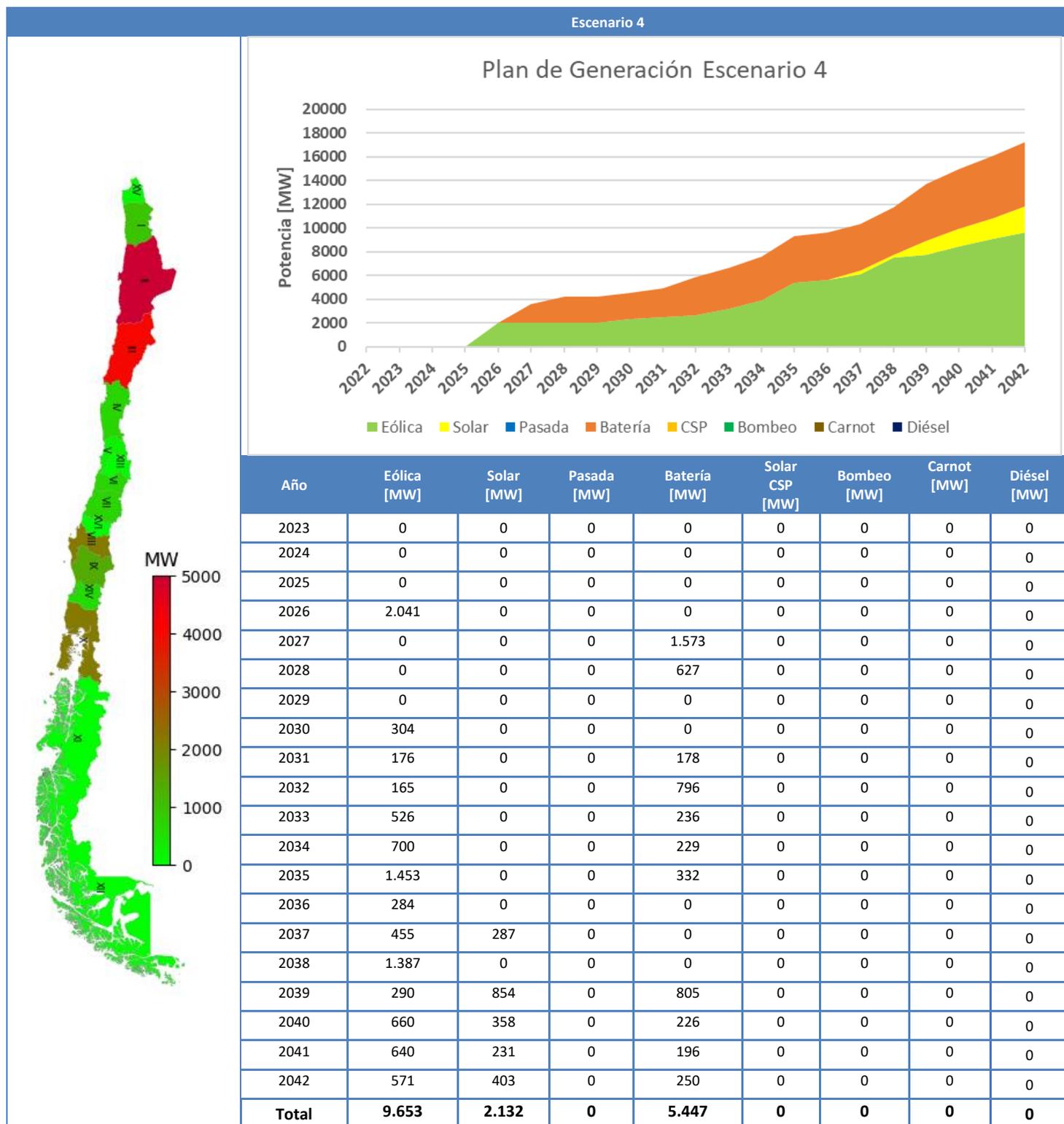
Tabla 7.9: Plan de Obra de Generación Escenario 3



7.3.4.6 Escenario 4

El plan de obra de generación denominado “Escenario 4”, considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja y una proyección de precios de combustibles fósiles baja. Este escenario considera una proyección alta en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo de estas tecnologías, principalmente en base a centrales eólicas y fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante mencionar que en el año 2027 hacen ingreso baterías al sistema de forma relevante.

Tabla 7.10: Plan de Obra de Generación Escenario 4

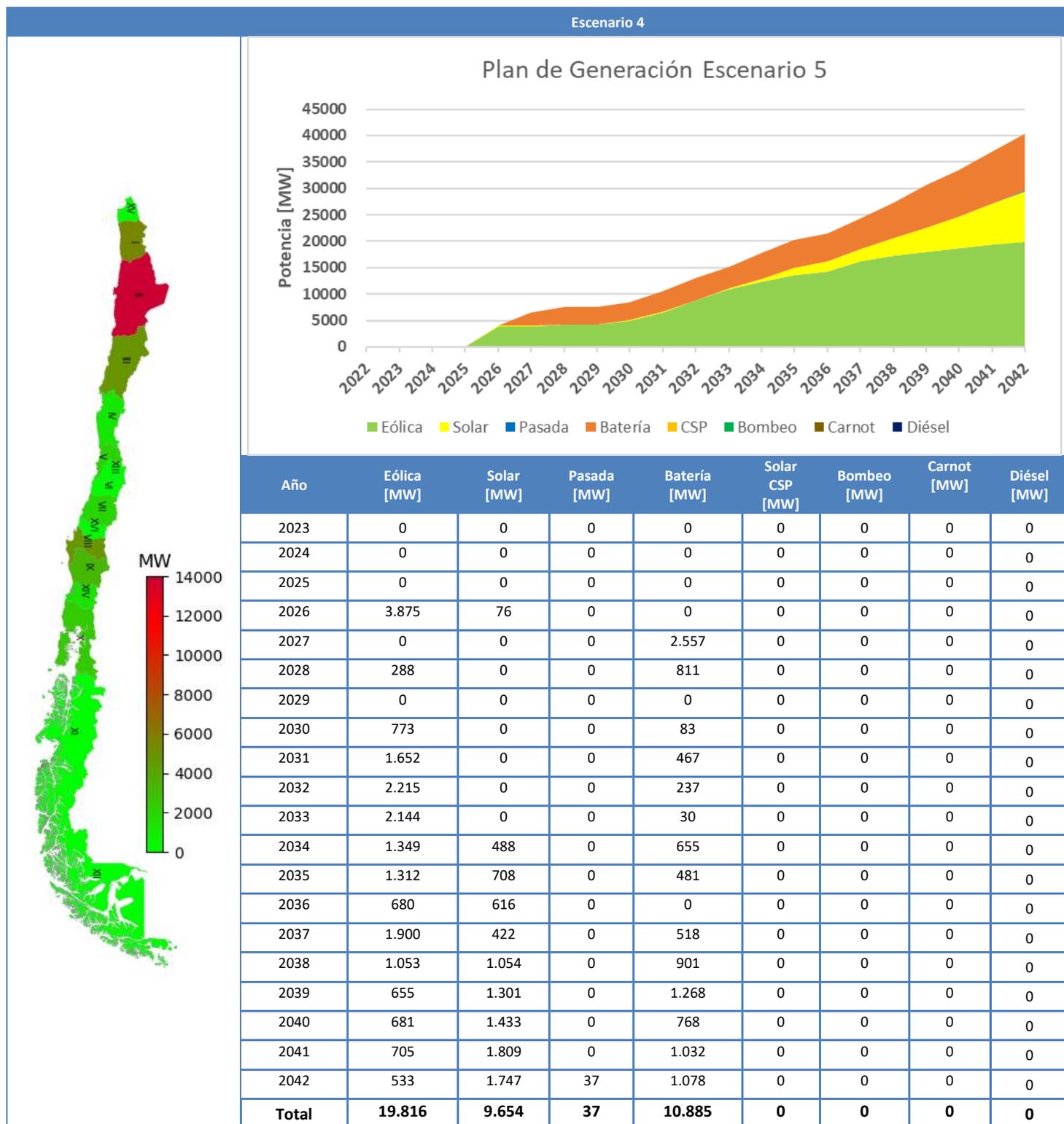




7.3.4.7 Escenario 5

El plan de obra de generación denominado “Escenario 5”, considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta y una proyección de precios de combustibles fósiles alta. Este escenario considera una proyección baja en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías entran en operación a partir del año 2027 en este escenario, alcanzando un desarrollo importante de esta tecnología.

Tabla 7.11: Plan de Obra de Generación Escenario 5



A modo de resumen, a continuación, se muestra la oferta de generación que se incorpora al sistema para cada uno de los EGPT:

Tabla 7.12: Resumen de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (Preliminares)⁸

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]	Escenario 4 [MW]	Escenario 5 [MW]
Eólica	9.819	21.238	14.969	9.653	19.816
Solar	41	5.727	4.279	2.132	9.654
Pasada	0	37	0	0	37
Batería	4.701	2.525	6.544	5.447	10.885
Termosolar	0	1.126	220	0	0
Bombeo	0	1.706	0	0	0
Carnot	0	0	0	0	0
Diésel	0	558	0	0	0
TOTAL	14.561	32.916	26.012	17.232	40.392

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 2025, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N° 84, de

⁸ No se incluye la generación diésel de la Tabla en este resumen, pero los EGPT definitivos si lo consideran.

09 de febrero de 2022, extendiéndose a partir del año 2026 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento consideradas 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 7.13: Costo del GNL usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2022	8,44	8,44	8,44
2023	8,15	8,15	8,15
2024	7,92	7,92	7,92
2025	8,02	8,02	8,02
2026	8,21	8,14	8,05
2027	8,32	8,21	8,07
2028	8,49	8,36	8,21
2029	8,64	8,49	8,33
2030	8,71	8,56	8,38
2031	8,75	8,57	8,37
2032	8,84	8,65	8,42
2033	8,94	8,72	8,47
2034	8,99	8,76	8,49
2035	9,02	8,78	8,49
2036	9,04	8,78	8,49
2037	9,04	8,77	8,46
2038	9,09	8,80	8,45
2039	9,13	8,80	8,41
2040	9,15	8,79	8,39
2041	9,15	8,79	8,38

Tabla 7.14: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN⁹

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2022	81,87	81,87	81,87
2023	79,79	79,79	79,79
2024	79,67	79,67	79,67
2025	80,25	80,25	80,25
2026	80,08	79,71	79,11
2027	80,39	79,89	78,49

⁹ Precio del carbón térmico 6350 [kcal/kg]

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2028	79,92	78,87	76,88
2029	79,58	78,21	76,88
2030	79,30	77,72	77,09
2031	79,90	78,31	77,73
2032	80,12	78,52	77,77
2033	79,94	78,35	77,81
2034	79,98	78,40	77,96
2035	80,57	78,97	78,35
2036	81,05	79,44	78,58
2037	81,69	80,06	78,57
2038	83,28	81,62	79,25
2039	83,26	81,61	79,35
2040	84,11	82,44	79,64
2041	84,24	82,57	80,40

Tabla 7.15: Costo del Crudo Brent usado en la modelación del SEN¹⁰

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2022	81,87	81,87	81,87
2023	79,79	79,79	79,79
2024	79,67	79,67	79,67
2025	80,25	80,25	80,25
2026	80,08	79,71	79,11
2027	80,39	79,89	78,49
2028	79,92	78,87	76,88
2029	79,58	78,21	76,88
2030	79,30	77,72	77,09
2031	79,90	78,31	77,73
2032	80,12	78,52	77,77
2033	79,94	78,35	77,81
2034	79,98	78,40	77,96
2035	80,57	78,97	78,35
2036	81,05	79,44	78,58
2037	81,69	80,06	78,57
2038	83,28	81,62	79,25
2039	83,26	81,61	79,35
2040	84,11	82,44	79,64

¹⁰ Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI.

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2041	84,24	82,57	80,40

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:

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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 7.3 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

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

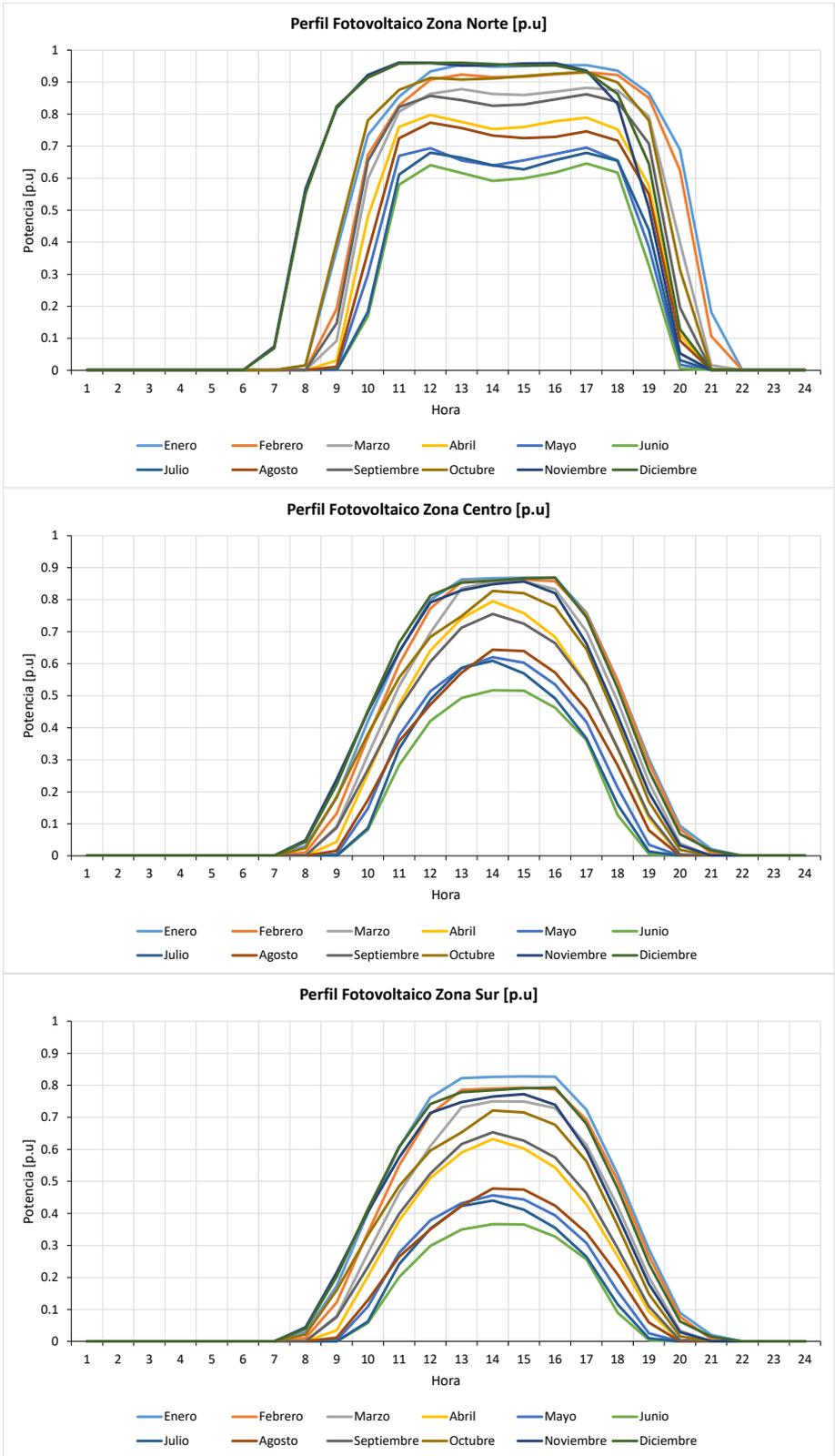


Figura 7.3: Perfil fotovoltaico para las distintas zonas

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:

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

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla 7.16, 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 7.16: 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:

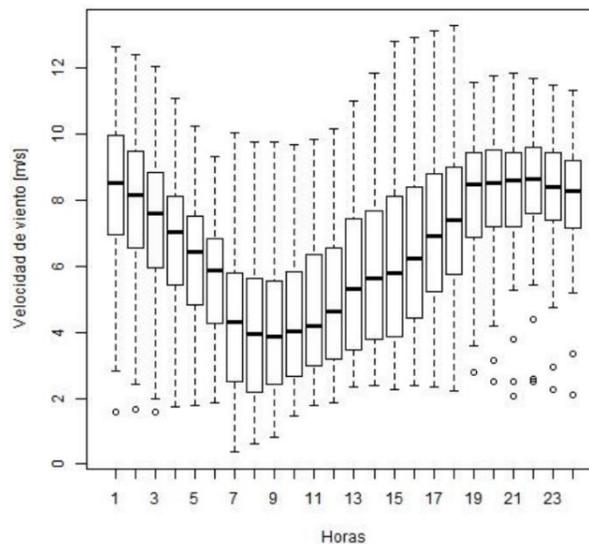


Figura 7.4: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero

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 7.5 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.

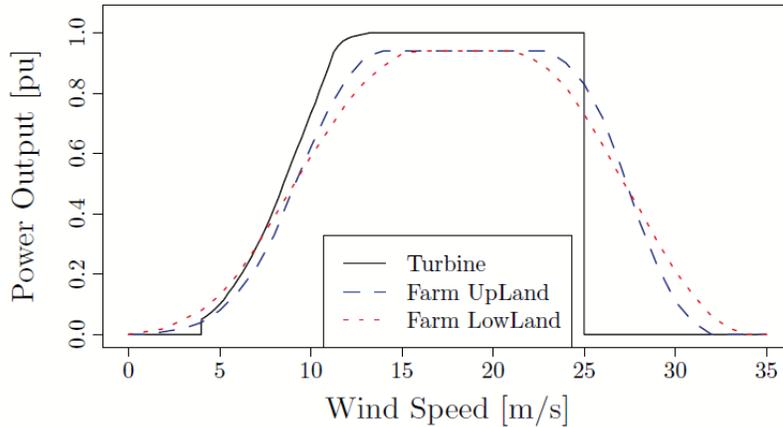


Figura 7.5: Potencia de acuerdo con la velocidad del viento

En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica utilizados para el plan de expansión 2021, 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:

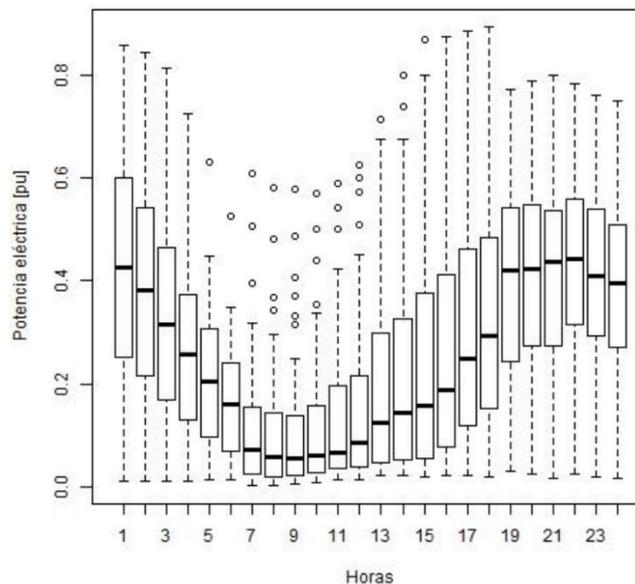


Figura 7.6: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero

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 el informe final de licitaciones de suministro de clientes regulados, aprobado mediante Resolución Exenta N° 250, de 15 de mayo de 2017. 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 sistemas de transmisión zonales 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 Albers¹⁴.

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.

¹⁴Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

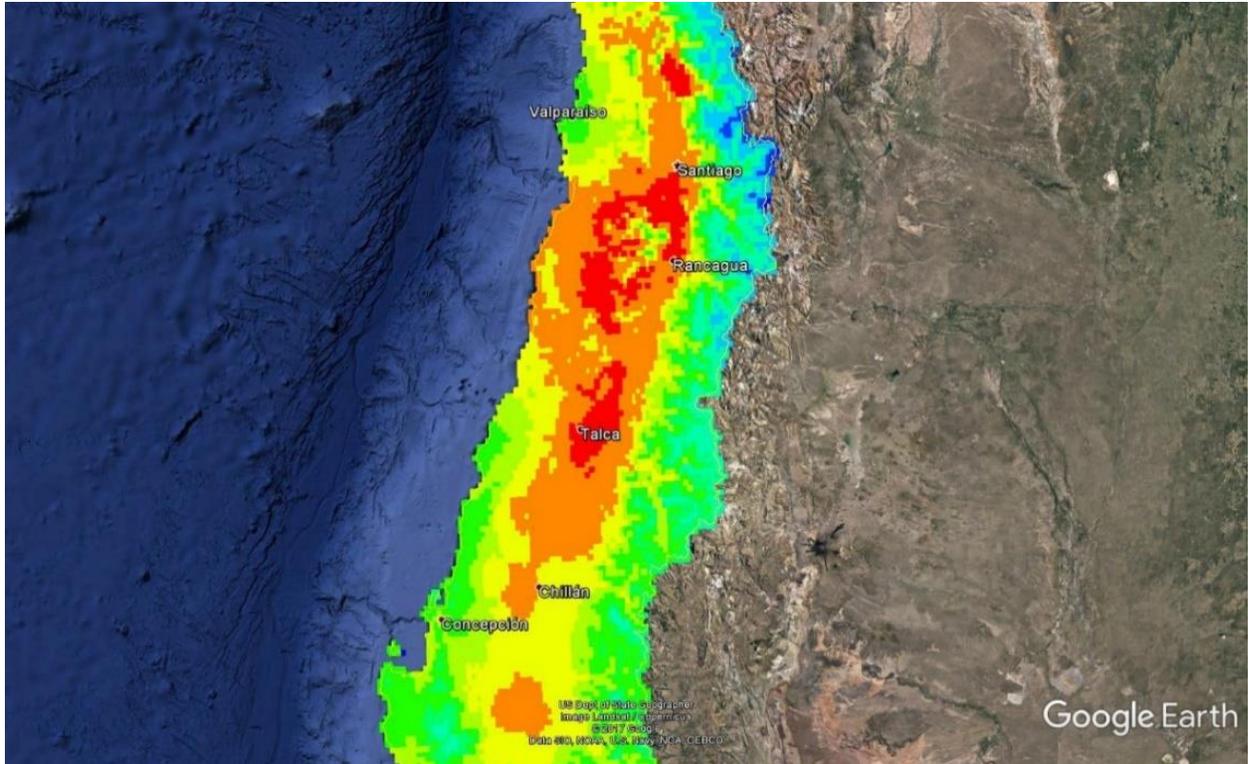


Figura 7.7: Zonas geográficas térmicas – Chile central

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.

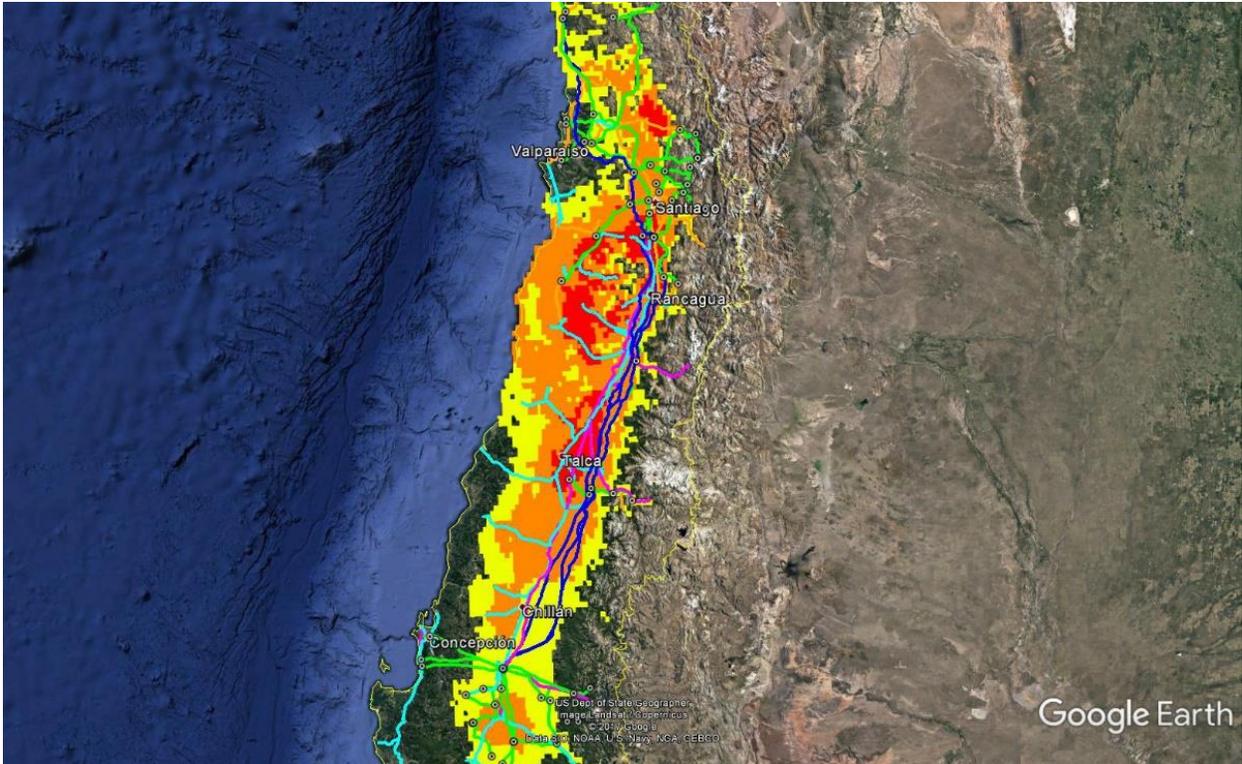


Figura 7.8: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central

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 son los que se encuentran contenidos en la Resolución Exenta N° 105 de la Comisión, de 24 de febrero de 2022, que “Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos”. 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 7.17: Costo de Falla de Larga Duración SEN

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	399,5
5-10%	430,8
10-20%	500,58
Sobre 20%	558,99

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 7.18: Costo de Falla de Corta Duración SEN

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	6,33

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 (2015 a 2021) 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).

7.4 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 2022.

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:

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 incluida en un plan de expansión definitivo, esta no puede ser presentada 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 a 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 siguientes etapas de análisis.

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

- ENSE: Aporte en términos de disminución de la Energía No Suministrada Esperada.
- Calidad de suministro: Aporte en la mejora de indicadores de confiabilidad en los segmentos de transmisión y distribución.
- Criterio N-1: Aporte a la mantención o restitución de un nivel de seguridad acorde con el 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 2023, 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, conjuntamente 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, los que serán desarrollados a contar del proceso de planificación anual correspondiente al año 2023.

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 2022”.

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 cubicar 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 Proyectos” 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 2021” de marzo de 2021, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

- 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 del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, aprobadas por Resolución Exenta N° 272 de la Comisión, de 26 de abril de 2019. 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%.

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 procesos previos, estimando su implementación con motivo del Proceso de Expansión de la Transmisión correspondiente año 2023.

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)¹⁵, 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 inundación¹⁶ y cota 30¹⁷
- Incendios, a través de datos de densidad de incendios¹⁸

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.

¹⁵ <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

¹⁶ Carta de inundación de tsunami elaborada por SHOA. Disponible en <http://www.shoa.cl/php/citsu.php>

¹⁷ <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

¹⁸ 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/>

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 semanas¹⁹, 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.

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.

¹⁹ 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”.

7.4.7.2.1 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 al 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 2027 o durante el año 2035²⁰, 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), 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 en este informe hacen uso de 34 posibles escenarios hidrológicos²¹. 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

²⁰ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

²¹ 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).

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 a lo establecido en el artículo 87° letra b) de la Ley, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores, en cuanto reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema.

El análisis consiste en una comparación entre los escenarios considerando los proyectos de expansión que han resultado de las etapas anteriores y el escenario sin ellos, realizando simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por 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*²², 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:

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

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 análisis²³.

²² 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.

²³ Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

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 año²⁴, 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.

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.

²⁴ Corresponde a años hidrológicos.

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 ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO - SUR

El proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur” consiste en el desarrollo de 11 obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Se identifican, como parte del proyecto, las siguientes:

1. Nueva S/E Digüeñes (Nueva Mulchén)
2. Seccionamiento línea 2x220 kV Mulchén - Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad líneas 2x220 kV Mulchén - Digüeñes y 2x220 kV Digüeñes - Los Notros
3. Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes
4. Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV y 220 kV (IM)
5. Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli
6. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)
7. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)
8. Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo
9. Ampliación en S/E Tineo (NTR ATMT) y nuevo patio 500 kV (IM)
10. Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)
11. Tendido de segundo circuito de línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa

Este proyecto tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión entre la Región Metropolitana y la Región de Los Lagos, para permitir la evacuación de las inyecciones de generación de las nuevas obras que realicen su conexión en la zona sur del Sistema Eléctrico Nacional.

El conjunto de obras necesarias incluye la modificación de las obras del DE 4/2019 correspondiente a las líneas 2x500 kV Entre Ríos – Rio Malleco – Ciruelos – Pichirropulli – Tineo, cuyo detalle se describe a continuación:

El proyecto “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, reemplaza al numeral 1.1 NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV del Decreto 4/2019. Consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la subestación Entre Ríos y la nueva subestación Digüeñes, cuyo trazado tiene una longitud aproximada de 80 kilómetros con una capacidad de a lo menos 2.300 MVA por circuito a 35° C con sol con sus respectivos paños de conexión en los patios de 500 kV en las subestaciones antes mencionadas.

El proyecto “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli” reemplaza al numeral 1.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI, ENERGIZADA EN 220 KV del Decreto 4/2019. Consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV, entre la

subestación Digüeñes y la subestación Nueva Pichirropulli, cuyo trazado tiene una longitud aproximada de 300 kilómetros con una capacidad de a lo menos 1.700 MVA por circuito a 35º C con sol con sus respectivos paños de conexión en los patios de 500 kV en las subestaciones antes mencionadas.

El proyecto “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, consiste en la energización en 500 kV de la línea de transmisión 2x500 kV Nueva Pichirropulli – Tineo de 144 kilómetros, energizada en 220 kV, ampliando la capacidad de al menos 1.700 MVA por circuito a 35º C con sol con sus respectivos paños de conexión en los patios de 500 kV en las subestaciones antes mencionadas.

Por su parte, el proyecto “Nueva S/E Digüeñes (Nueva Mulchén)”, consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Digüeñes, con patios de 500 kV y 220 kV, para la conexión de las líneas 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes y 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli, y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Los Notros – Mulchén. A su vez, la obra considera la instalación de cuatro transformadores 500/220 kV de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

En tanto., la obra “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)”, consiste en la construcción de un nuevo paño en 500 kV para la conexión de las líneas 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli y 2x500 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, y la instalación de dos transformadores 500/220 kV de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).

La obra “Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)” consiste en la construcción de un nuevo paño en 500 kV para la línea 2x500 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, y la instalación de dos transformadores 500/220 kV de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).

La obra “Tendido de segundo circuito de línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa” consiste en la construcción del segundo circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa cuyo trazado tiene una longitud aproximada de 200 kilómetros con una capacidad de lo menos 1700 MVA a 35º C con sol.

La obra “Seccionamiento línea 2x220 kV Mulchén - Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad líneas 2x220 kV Mulchén - Digüeñes y 2x220 kV Digüeñes - Los Notros” consiste en el refuerzo del segundo circuito de la línea 2x220 kV Los Notros – Mulchén, a ser seccionada por la “Nueva S/E Digüeñes” a una capacidad de a lo menos 1100 MVA a 35º C con sol.

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

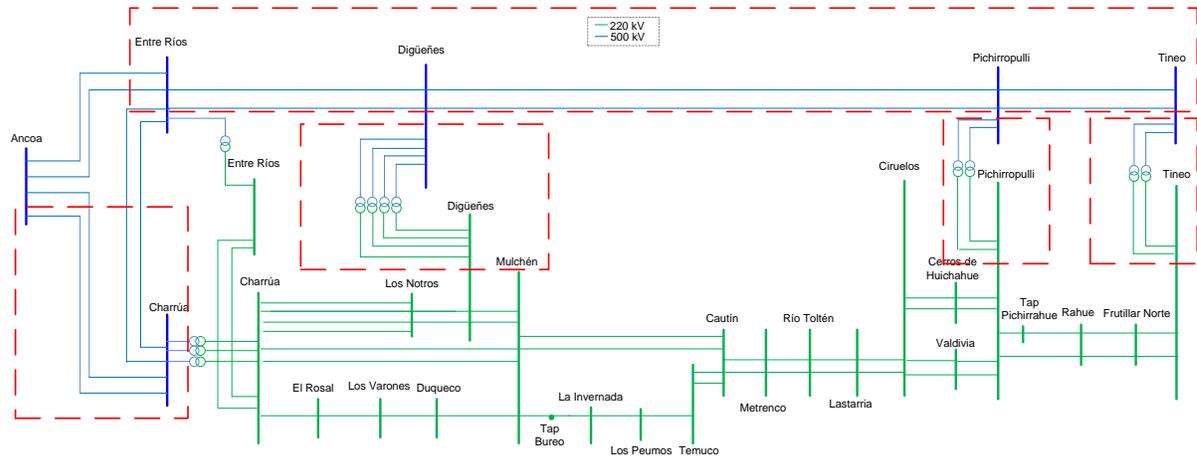


Figura 8.1: Diagrama referencial del proyecto apoyo al sistema de transmisión zona centro-sur.

De forma complementaria, se presenta el diagrama referencial con obras consideradas en Decreto 4/2019, previo a modificaciones realizadas en el presente Informe Técnico.

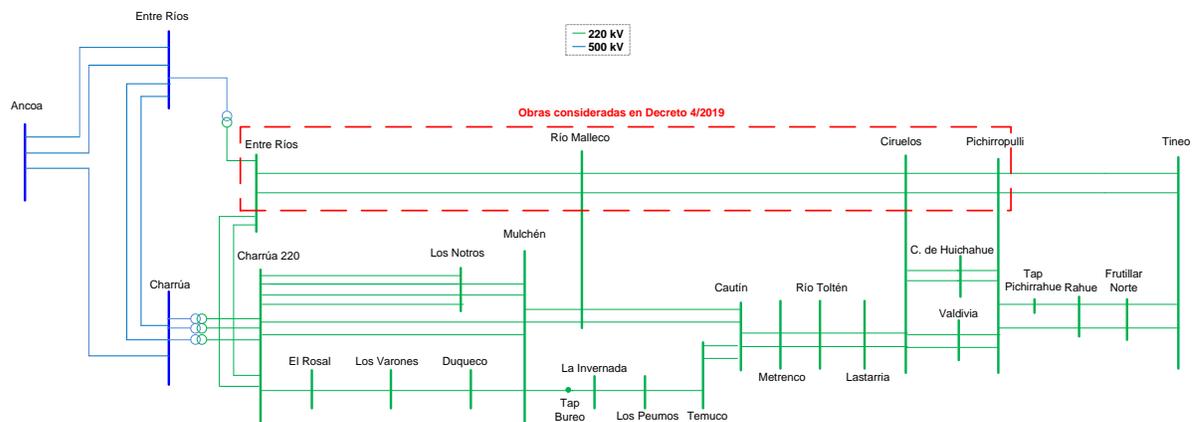


Figura 8.2: Diagrama referencial de obras consideradas en numerales 1.1 y 1.2 del Decreto 4/2019.

8.1.1.1 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 8.1 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

Tabla 8.1: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	18.412	32.126	23.077	16.762	37.678
Costo Operacional Con Proyecto	14.902	23.516	17.780	13.971	29.129
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.313	23.928	18.191	14.382	29.540
Beneficios (Base – Proyecto)	3.099	8.199	4.885	2.380	8.138

Los resultados anteriores muestran los beneficios de la obra al considerar un adelanto en la puesta en servicio de las obras que comprenden los tramos entre las subestaciones Entre Ríos y Digüeñes, respecto al resto de obras del proyecto, dado a que los EGPT dan cuenta de un desarrollo importante en la zona cercana a la S/E Mulchén, generando beneficios en los años de adelanto, y que un plazo de 60 meses resulta factible para el desarrollo de la obra, dada la zona de emplazamiento estimada para la Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes.

Por otro lado, al realizar la evaluación considerando la obra completa en un plazo de de 84 meses (como estaba dispuesto originalmente) se obtienen los beneficios que se muestran en la Tabla 8.2.

Tabla 8.2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	18.412	32.126	23.077	16.762	37.678
Costo Operacional Con Proyecto	14.980	23.638	17.870	14.028	29.266
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	15.346	24.004	18.236	14.394	29.633
Beneficios (Base – Proyecto)	3.065	8.122	4.841	2.368	8.045

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.

A su vez, es conveniente indicar que para el desarrollo de los análisis que dan origen a los resultados expuestos se utilizó un valor de inversión referencial que considera únicamente aquellas obras destinadas a permitir la energización en 500 kV de las líneas en cuestión, y no el valor asociado a la construcción de las líneas, en el entendido que éstas ya fueron incorporadas como parte de planes de expansión previos, además de formar parte del caso base contra el que fue comparado el caso con el proyecto. De esta forma, el valor de inversión utilizado para las evaluaciones asciende a alrededor de USD 352 millones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur” en el presente proceso de expansión.

8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de reactancia en las subestaciones Las Palmas y Nueva Los Pelambres, con el propósito de disminuir las restricciones de los corredores paralelo y optimizar los flujos de potencia en las líneas 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos y 2x220 kV Punta Sierra – Nueva Los Pelambres.

8.1.2.1 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.

Tabla 8.3: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares.

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	14.996	23.636	17.882	14.040	29.239
Costo Operacional Con Proyecto	14.920	23.273	17.749	13.973	28.883
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.961	23.313	17.790	14.014	28.923
Beneficios (Base – Proyecto)	35	323	92	26	316

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. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella”.

8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

La seguridad de servicio de un sistema interconectado se define como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos. En esta sección se listan las obras de expansión de la transmisión que necesita el sistema para evitar la degradación, o bien aumentar, su nivel de seguridad, conforme lo descrito en el numeral 7.4.4.

8.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS

Esta obra tiene como propósito garantizar las condiciones mínimas de fortaleza de red requeridas para la correcta operación de la futura Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, actualmente en ejecución.

Lo anterior se basa en lo indicado en las bases de licitación de la obra, en donde se indica el nivel de cortocircuito mínimo que se tendría en los nodos de conexión del proyecto²⁵.

En dicho documento se indica que el mínimo valor de potencia de cortocircuito en el nodo Kimal 220 kV alcanzaría los 7.506 MVA, monto que, de acuerdo a las estimaciones que ha realizado esta Comisión, no se alcanzaría en la medida en que no se considere un despacho forzado de unidades de generación sincrónicas, particularmente en las cercanías de la S/E Kimal.

Lo anterior resulta consistente con lo señalado por el Coordinador en su propuesta de Expansión de la transmisión del año 2022, así como en los resultados de los estudios de determinación de requerimientos para la fortaleza de la red, los que decantaron en un proceso de licitación de infraestructura para la provisión de elementos de red que contribuyeran al atributo de fortaleza de la red en la zona norte del sistema.

En este sentido, es conveniente indicar que esta Comisión ha determinado la pertinencia de incorporar en el presente proceso de expansión esta obra, consistente en la instalación de condensadores sincrónicos que aporten el nivel de potencia de cortocircuito requerido para alcanzar el monto mínimo indicado en las bases de licitación señaladas previamente, pero considerando que el proceso de licitación que llevará adelante el Coordinador proveerá una parte del monto requerido, de modo que el monto definitivo a ser licitado como parte de las obras de expansión del presente Plan de Expansión, deberá ser determinado en una instancia posterior, una vez conocido el resultado del proceso de licitación referido.

Finalmente, el monto de compensación máximo requerido, para los efectos señalados anteriormente, se ha estimado en base a condiciones de despacho de unidades sincrónicas similares a las utilizadas por el Coordinador para la determinación de los requerimientos de fortaleza de red mencionados, los que consideran las siguientes unidades en servicio en el norte del sistema (S/E Maitencillo al norte): Guacolda (4 unidades) y Cochrane (1 unidad).

²⁵Numeral 7.6.2 del documento “Bases de Licitación para la adjudicación de los derechos de ejecución y explotación del proyecto Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre contemplada en el Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por el Decreto Exento N°163 de 2020, ambos del Ministerio de Energía. Anexo 5 Especificaciones Técnicas Funcionales HVDC”, de febrero de 2021.

Bajo esas condiciones, y considerando un escenario de demanda alta en horas del día, se estimó un aporte de potencia de cortocircuito del orden de los 3.000 MVA, para el caso sin proyecto, de modo que se requiere incorporar un valor del orden de los 4.600 MVA para alcanzar el valor indicado en las bases de licitación del proyecto.

Lo anterior, utilizando supuestos²⁶ similares a los descritos por el Coordinador en los estudios mencionados previamente, representan un requerimiento del orden de los 690 MVar en condensadores sincrónicos.

Finalmente, y dado los montos de potencia instalada involucrados, se considera pertinente utilizar un criterio N-1 para el desarrollo de esta obra, por lo que se contemplan redundancias de modo tal que el conjunto de máquinas sincrónicas, considerando una unidad indisponible, entregue un aporte equivalente a los 4.600 MVA de potencia de cortocircuito requerida.

²⁶ Considera una reactancia equivalente para el conjunto la máquina sincrónica (reactancia subsincrónica) y su transformador elevador $X_t = 0,15$ pu.

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 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 ZONAL A

8.3.1 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV CÓNDORES – CERRO DRAGÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)”, tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Alto Hospicio durante todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima del transformador T1 de 30 MVA en la subestación Alto Hospicio, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85%, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8.3 se muestra la proyección de demanda en la instalación señalada.

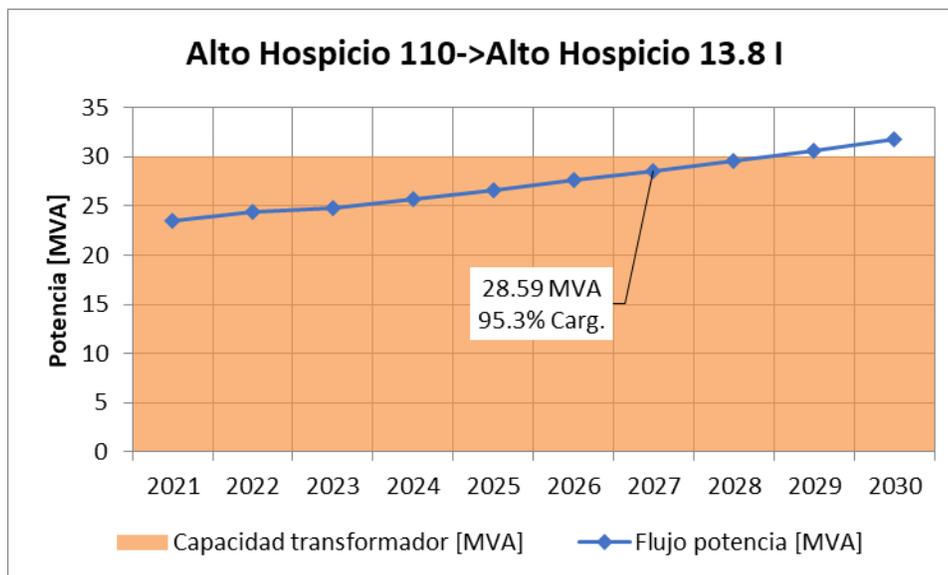


Figura 8.3: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Alto Hospicio.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de un nuevo transformador de 30 MVA, en conjunto a las obras descritas en el numeral 4.1.1. y 4.1.2.

SISTEMA ZONAL B

8.3.2 AMPLIACIÓN EN S/E TALTAL (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar la unidad de transformación existente en dicha subestación, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Taltal, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en la unidad existente, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8.4 se muestra la proyección de demanda para la subestación Taltal.

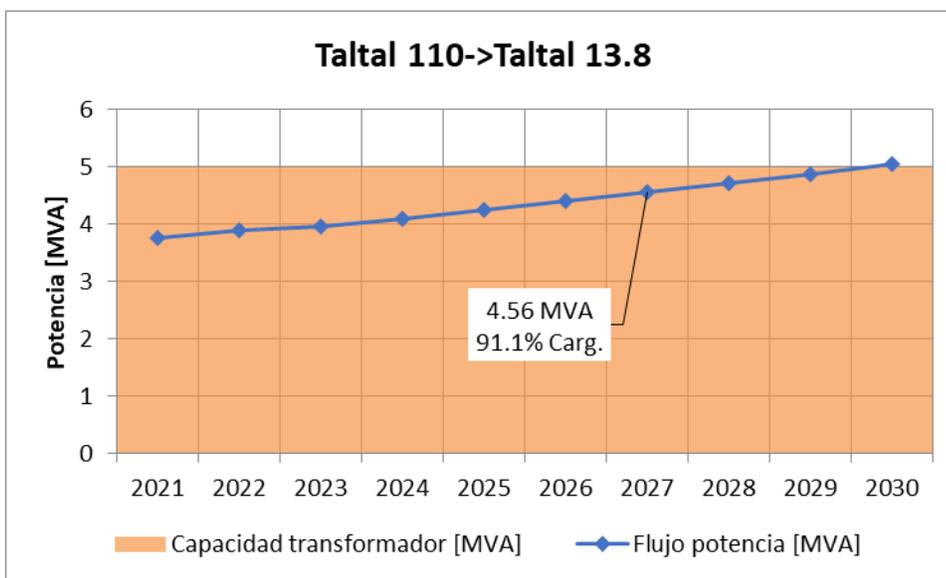


Figura 8.4: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Taltal.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone incorporar un nuevo transformador de 10 MVA, en conjunto a todas las obras descritas en el numeral 4.1.3.

8.3.3 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E San Juan (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar las unidades de transformación existentes en

dicha subestación, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en las unidades de la S/E San Juan, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en las dos unidades existentes, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8.5 se muestra la proyección de demanda de los transformadores existentes para la S/E San Juan.

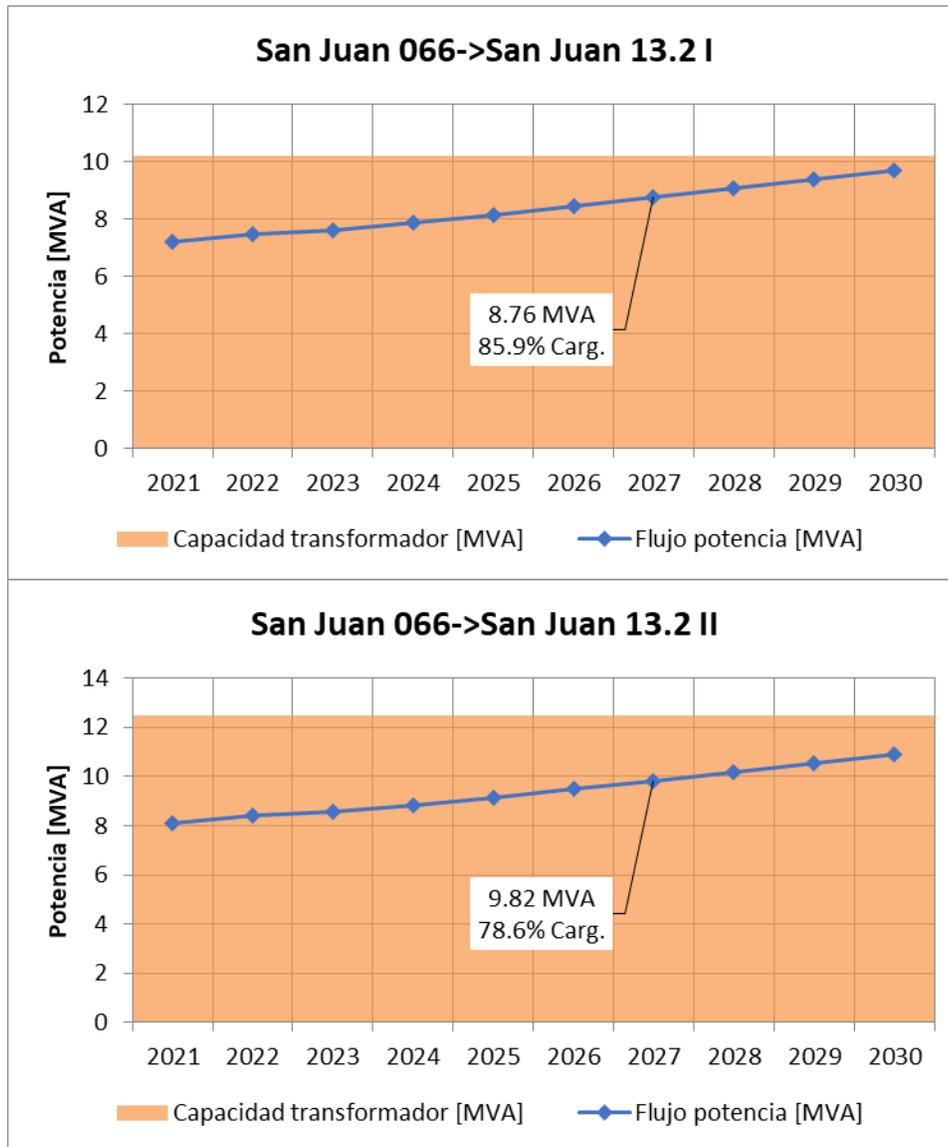


Figura 8.5: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E San Juan.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone incorporar un nuevo transformador de 15 MVA, en conjunto a todas las obras descritas en el numeral 4.1.4.

8.3.4 AMPLIACIÓN EN S/E MONTE PATRIA (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar las unidades de transformación existentes en dicha subestación, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la unidad de la S/E Monte Patria, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en la unidad que abastece en 23 kV, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8.6 se muestra la proyección de demanda del transformador existente para la S/E Monte Patria.

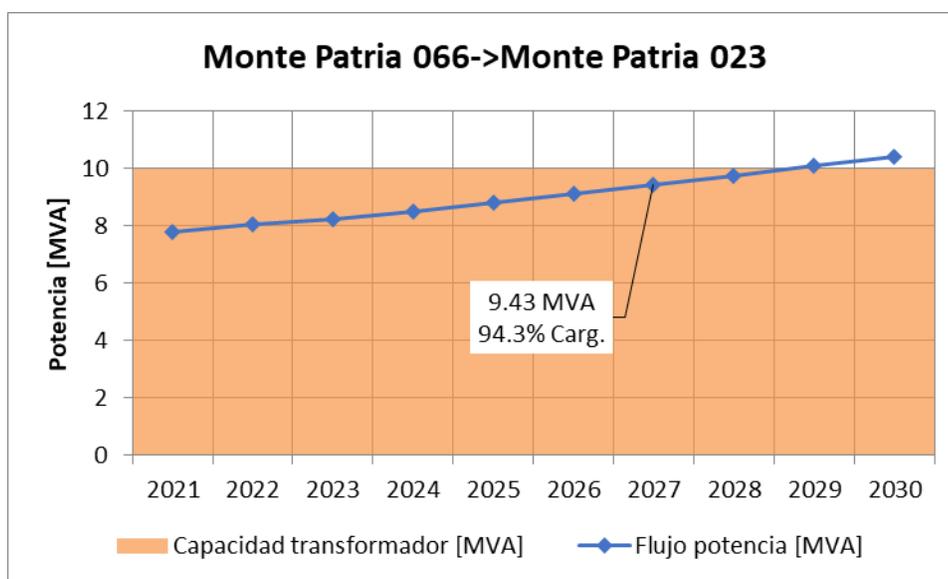


Figura 8.6: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Monte Patria.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone incorporar un nuevo transformador de 15 MVA, en conjunto a todas las obras descritas en el numeral 4.1.5.

SISTEMA ZONAL C

8.3.5 NUEVA S/E MONTEMAR Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV REÑACA – BOSQUEMAR, CONEXIÓN DE LÍNEAS TAP REÑACA EN S/E MONTEMAR 110 KV (2BP+BT) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Montemar” y “Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar”, tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Reñaca y sus

alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 110 kV en las cercanías del actual Tap Off Reñaca, la cual incluye un transformador 110/12 kV de 30 MVA.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima de los transformadores 110/12 kV en la S/E Reñaca, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85%, tal como se presenta en la Figura 8.7, y por lo tanto se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de suficiencia y seguridad en el sistema.

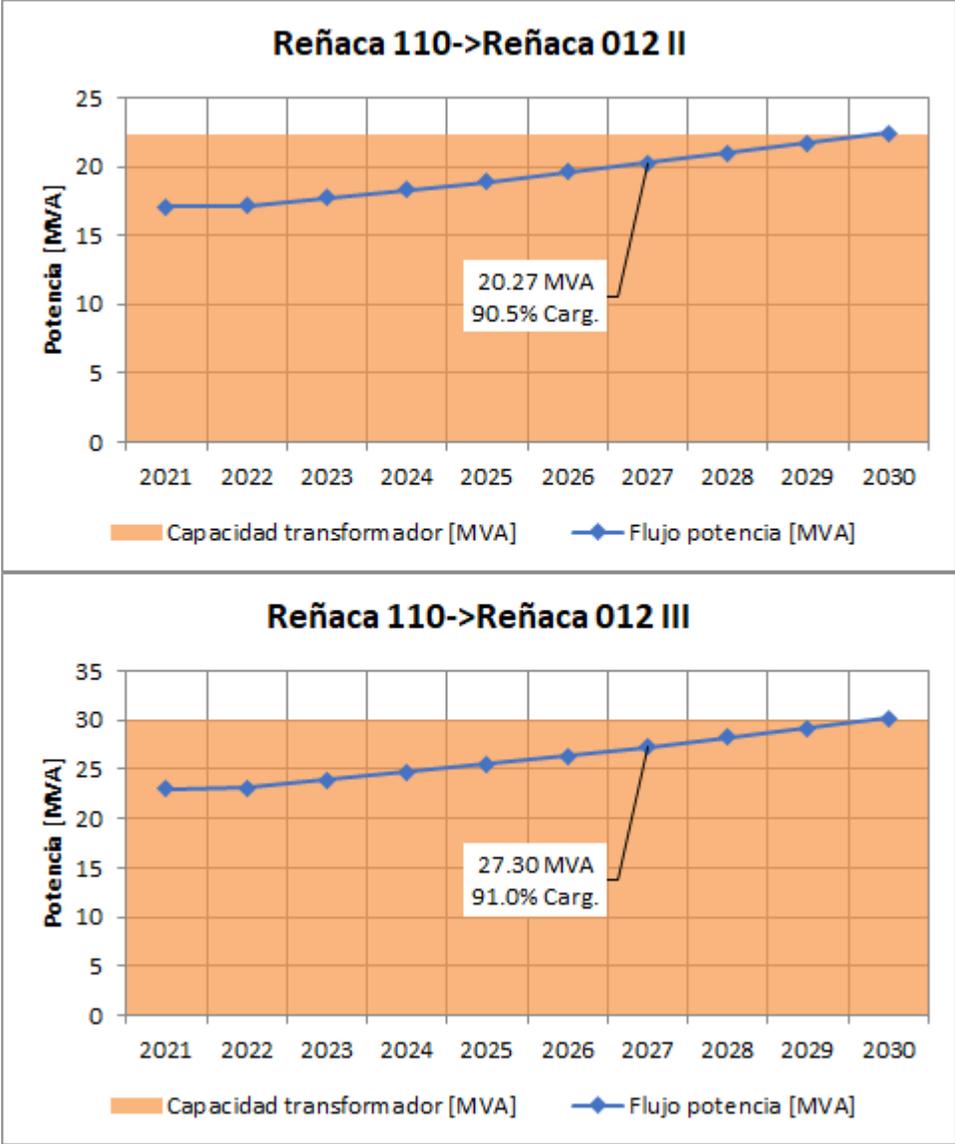


Figura 8.7: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E Reñaca.

Por otra parte, debido al limitado espacio existente, tanto para ampliar la S/E Reñaca como para la llegada de nuevos alimentadores, esta Comisión propone la construcción de la S/E Montemar, en las cercanías del Tap Off Reñaca, permitiendo el acceso a parte de los

alimentadores actualmente suministrados por la S/E Reñaca, y permitiendo, con ello, descargar los transformadores en dicha subestación.

Asimismo, como complemento a la nueva S/E Montemar, y con el objetivo de mejorar las condiciones de seguridad en el suministro eléctrico de la zona, esta Comisión propone el refuerzo de la actual línea 1x110 kV Concon – Tap Reñaca (la cual, luego de la construcción de la nueva subestación, pasaría a ser 1x110 kV Concon – Montemar), con el objetivo de aumentar su capacidad de transmisión a al menos 98 MVA a 35°C con sol.

En relación a lo anterior, y de acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, el refuerzo indicado en el párrafo precedente podría ser realizado desenergizando la línea en cuestión, toda vez que la demanda coincidente en las SS/EE Bosquemar y Reñaca podría ser abastecida por la actual línea 1x110 kV Concón – Bosquemar y por la futura línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca, incluida en el Decreto Exento 198 de 2019 del Ministerio de Energía, tal como se presenta en la siguiente figura.

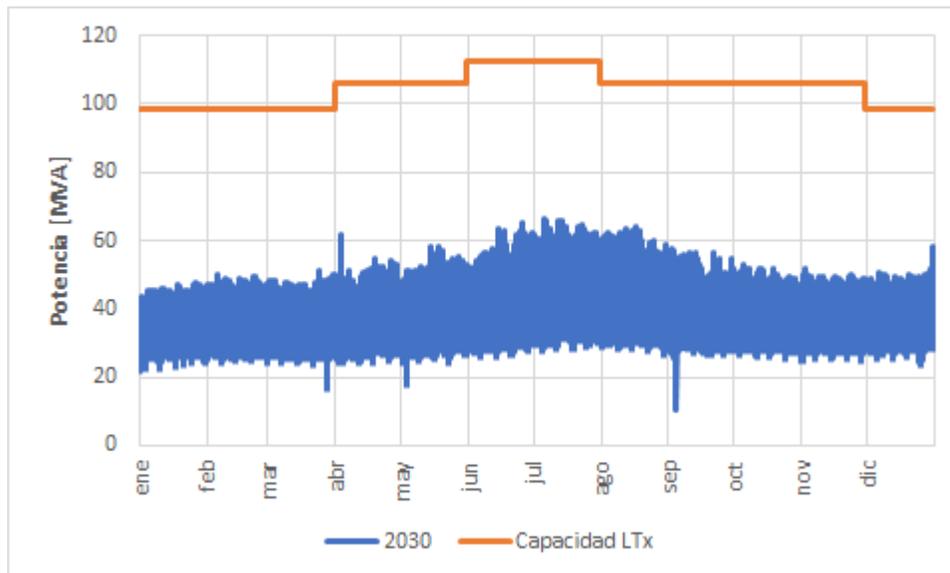


Figura 8.8: Proyección de demanda coincidente al año 2030 en las SS/EE Bosquemar y Reñaca y capacidad térmica de la línea 1x110 kV Concon - Bosquemar según la temperatura ambiente estimada mensual.

En la siguiente figura se presenta un diagrama unilineal simplificado que presenta el sistema eléctrico cercano, antes y después de la puesta en servicio de la propuesta S/E Montemar.

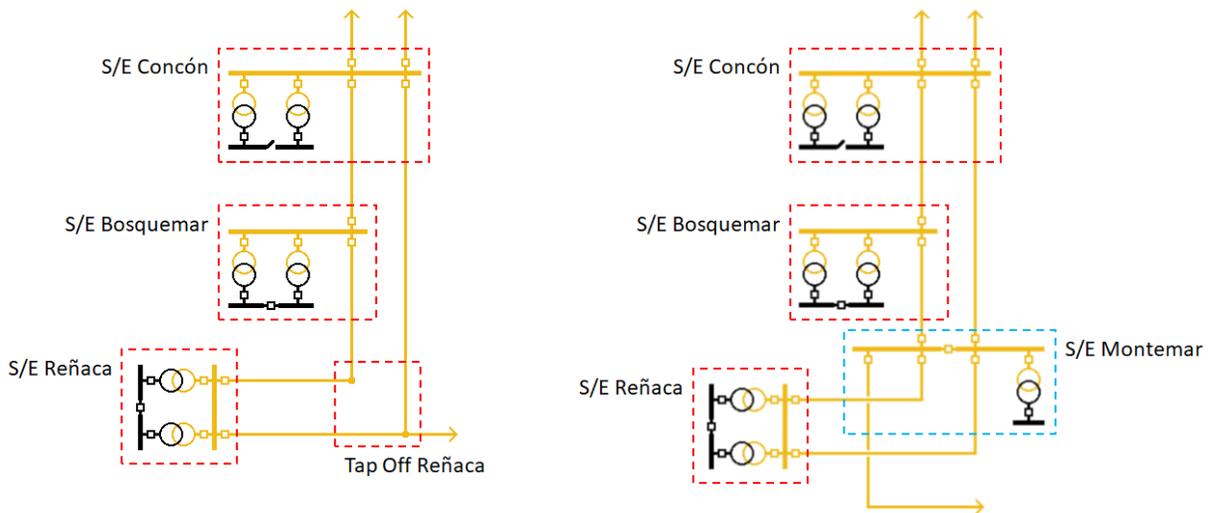


Figura 8.9: Diagrama unilineal simplificado del sistema en torno a la S/E Reñaca antes (izquierda) y después (derecha) de la construcción de la S/E Montemar.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Montemar” y “Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar” en el presente proceso de expansión.

8.3.6 NUEVA S/E OLMUÉ Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV OLMUÉ – QUILLOTA, Y AMPLIACIÓN EN S/E QUILLOTA (BS)

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué - Quillota” y “Ampliación en S/E Quillota (BS)” tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Olmué y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación, la cual debe incluir un transformador 110/12 kV de 30 MVA.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima de los transformadores 110/12 kV en la S/E San Pedro, al año 2027, alcanza valores 68% en el transformador de 25 MVA, y de 65% en el transformador de 30 MVA. No obstante, la empresa Chilquinta informa una solicitud de factibilidad de conexión a incorporarse durante el año 2023, la cual considera una demanda máxima de 10 MW. De esta forma, al considerar la materialización del nuevo servicio solicitado, las holguras con las que cuentan los equipos de transformación de la instalación no serían suficientes para atender la demanda, toda vez que la cargabilidad proyectada al año 2027, para cualquiera de las unidades, rondaría el 100%, por lo que se requiere una obra de expansión orientada a mantener el criterio de suficiencia en el sistema (ver Figura 8.10).

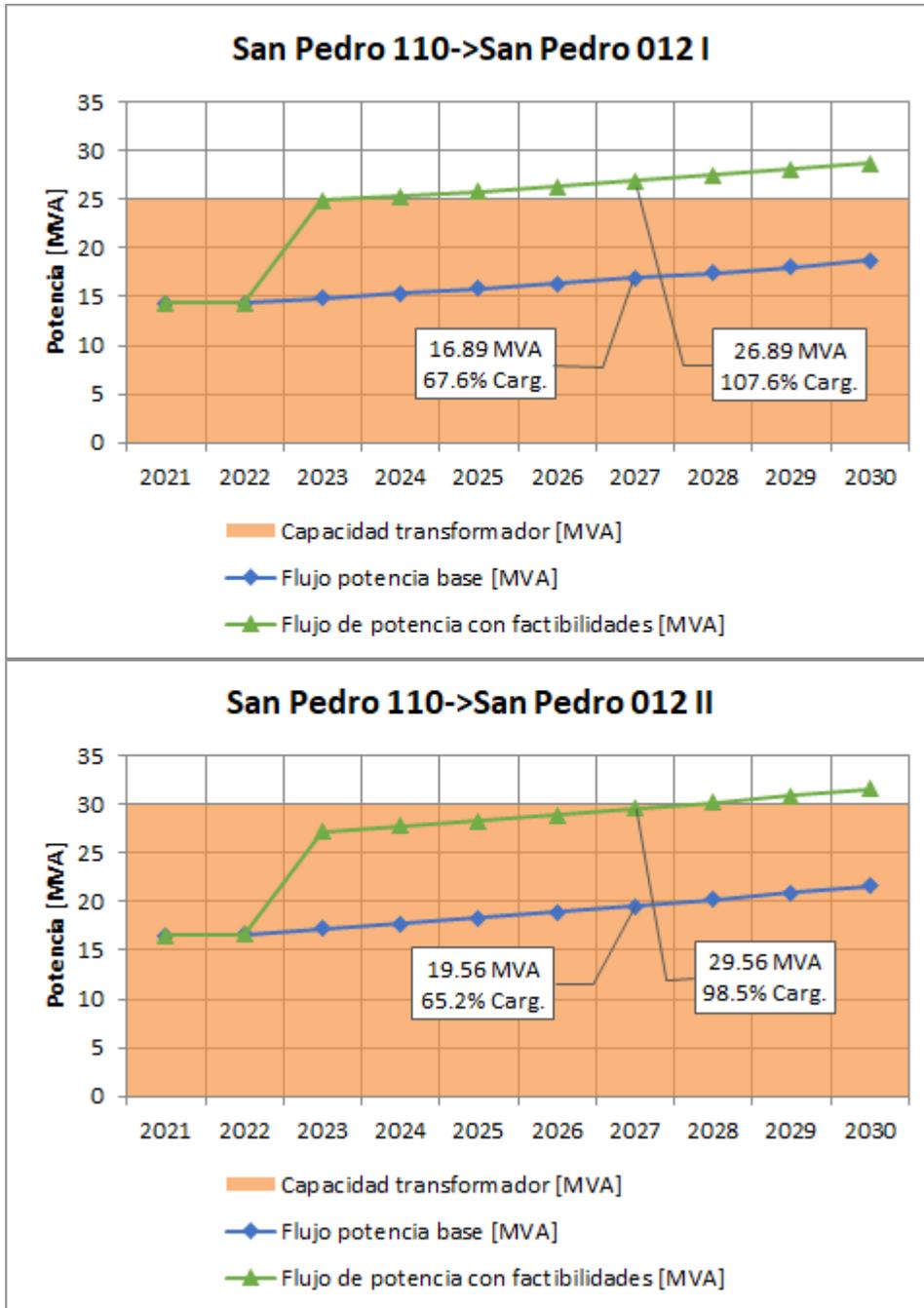


Figura 8.10: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E San Pedro, en el caso base (sin factibilidad) e incluyendo la factibilidad.

Por otra parte, los alimentadores que abastecen a las ciudades de Olmué y Limache provienen desde la S/E San Pedro (ver Figura 8.11), llegando a tener una distancia superior a los 30 kilómetros desde dicha subestación, lo que se traduce en problemas de seguridad de servicio y bajos niveles de respaldo por distribución. Adicionalmente, esta Comisión estima que sería difícil construir nuevos alimentadores hacia las ciudades de Olmué y Limache, debido a que la S/E San Pedro y las ciudades mencionadas se encuentran separadas por un cerro, lo que

dificulta el tendido de nuevos alimentadores. Esta característica geográfica sugiere la necesidad de contar con un nuevo punto de abastecimiento más cercano a la demanda y con mejores accesos a la construcción de nuevos alimentadores.

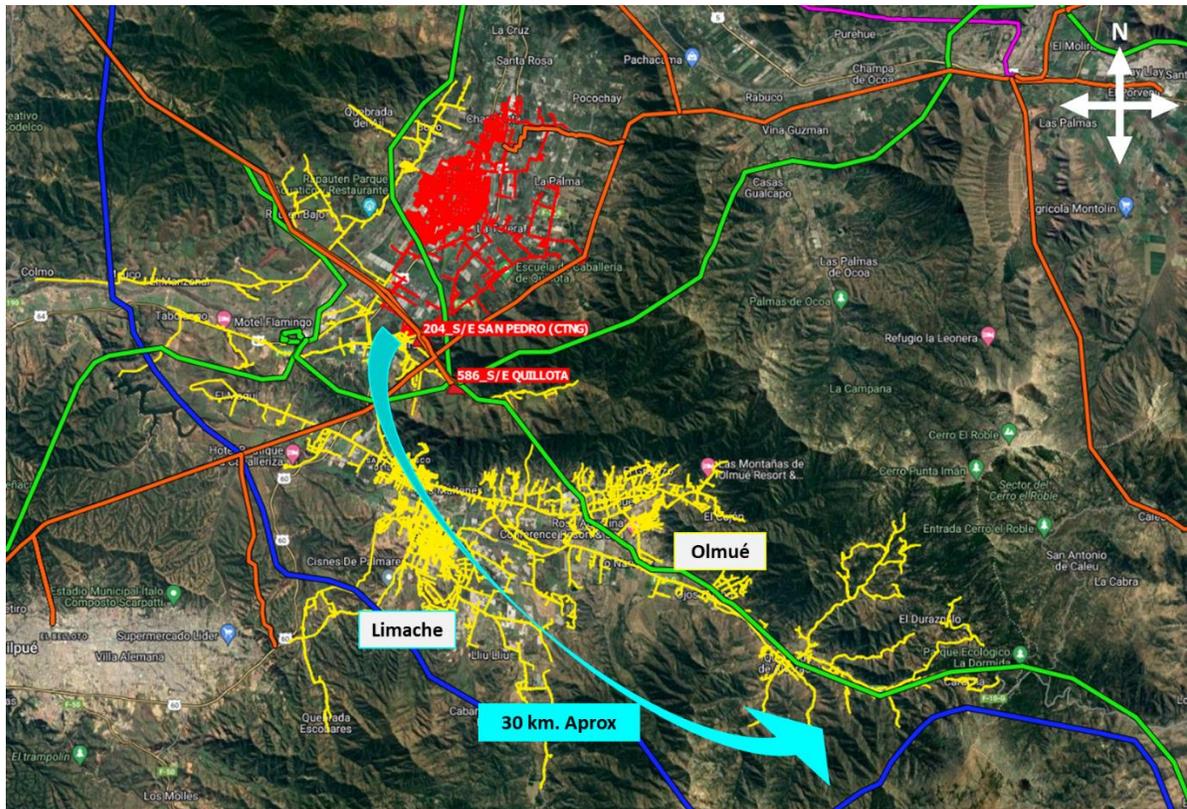


Figura 8.11: Imagen georreferenciada de los alimentadores del lado norte (en color rojo) y del lado sur (en color amarillo) de la S/E San Pedro.

Tomando en cuenta los argumentos antes presentados, esta Comisión considera que es conveniente aprovechar la sinergia entre la necesidad de descargar los transformadores 110/12 kV en la S/E San Pedro con la posibilidad de acercar la transmisión a la ciudad de Olmué y sus alrededores.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué - Quillota” y “Ampliación en S/E Quillota (BS)” en el presente proceso de expansión.

8.3.7 NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA - AGUA SANTA

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada principalmente a las comunas de Quilpué y Villa Alemana, durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación denominada Margarita, la cual debe incluir un transformador 110/12 kV de 50 MVA y la construcción de una nueva LT 2x110 kV Agua Santa – Margarita para conectar la nueva subestación primaria de distribución.

Actualmente, las comunas de Quilpué y Villa Alemana son abastecidas por la S/E Quilpué y S/E Peñablanca. A continuación, se muestra una imagen georreferenciada de las SS/EE y los alimentadores que abastecen la demanda:

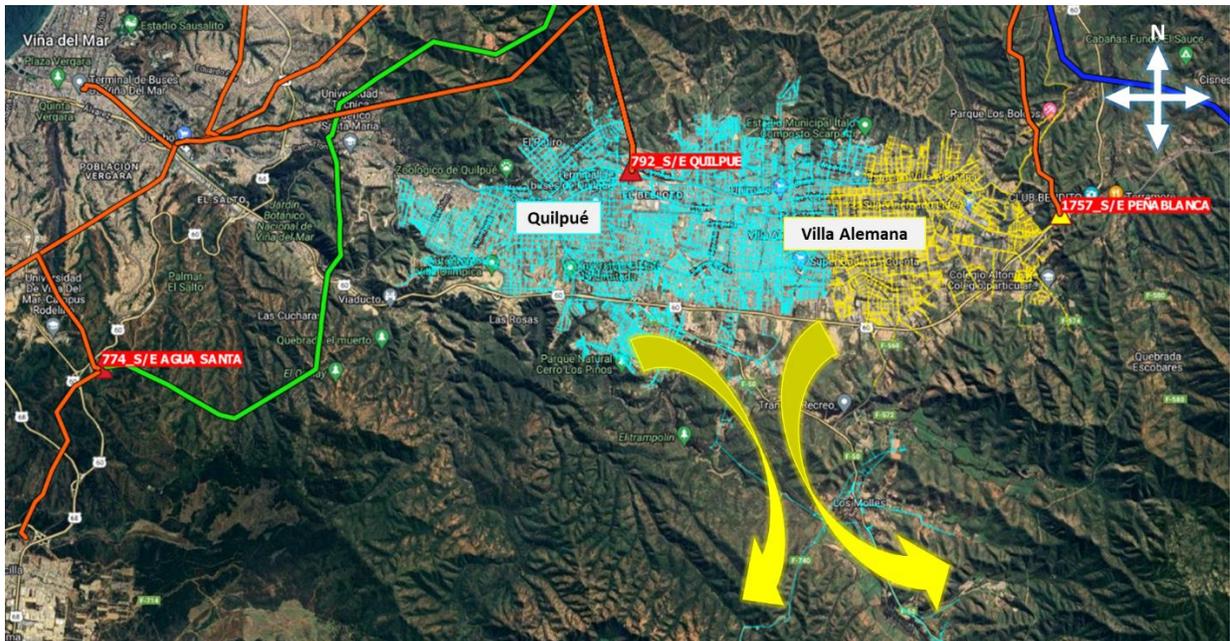


Figura 8.12: Imagen georreferenciada de los alimentadores de S/E Quilpué (color celeste) y los alimentadores de S/E Peñablanca (color amarillo)

En cuanto a las condiciones actuales de abastecimiento de la zona, la S/E Quilpué posee 3 unidades 110/12 kV de 25 MVA cada una. Adicionalmente, fue incorporada una ampliación de esta instalación consistente en el reemplazo de una de las unidades de 25 MVA por una de 50 MVA, lo que permitiría atender los requerimientos de mayor capacidad para el abastecimiento de la demanda en las comunas indicadas. Sin embargo, dadas las dificultades que ha tenido la materialización de la obra, denominada “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)²⁷”, cuya licitación ha sido declarada desierta en dos oportunidades, es que la presente obra busca incorporar nueva capacidad de transformación, además de incorporar un nuevo punto de suministro para la zona, permitiendo postergar la ejecución de la obra de ampliación incorporada en el Plan 2019, de modo de contar con mejores condiciones para su ejecución.

Así, y de acuerdo con lo anterior, la obra “Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)” mencionada previamente, será incluida en el Informe que señala el inciso final del artículo 146 del Reglamento de Planificación, con el propósito de que sea eliminada del respectivo Decreto de Expansión, siempre y cuando la obra aquí presentada sea incluida en el informe técnico definitivo del presente plan de expansión.

Por su parte, y de acuerdo con lo informado por la empresa distribuidora, se estima que el desarrollo de la ciudad se daría principalmente hacia la zona suroriente de la comuna de

²⁷Incorporada en el Decreto Exento N° 171 del 2020, que fija las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal correspondientes al plan de expansión del año 2019.

Quilpué (dirección de las flechas amarillas de la Figura 8.12). Esta información es relevante considerar al momento de ubicar óptimamente la nueva subestación primaria de distribución para descargar la actual S/E Quilpué y que, además, pueda ubicarse en un punto estratégico de abastecimiento de los futuros consumos. A continuación, se muestra el diagrama unilineal resumido de la nueva S/E Margarita:

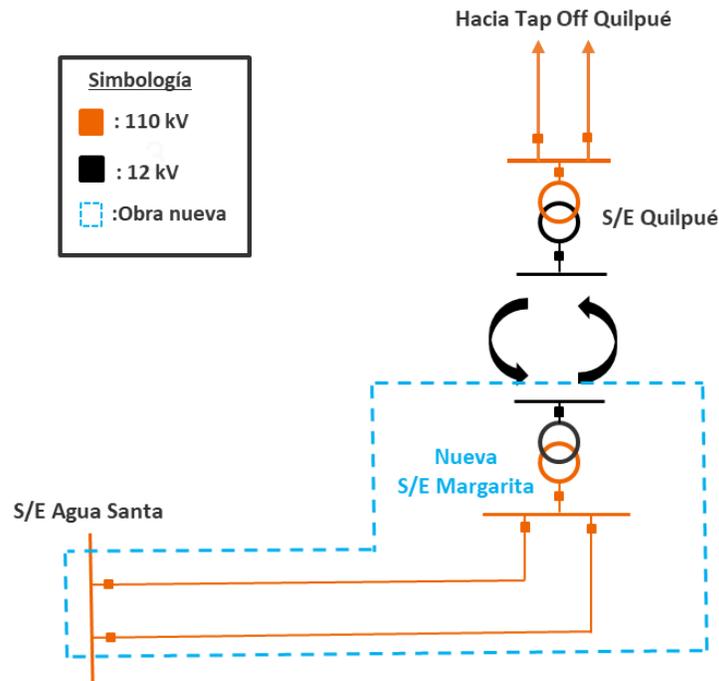


Figura 8.13: Diagrama unilineal resumido de la obra “Nueva S/E Margarita y nueva LT 2x110 kV Agua Santa - Margarita”.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa” en el presente proceso de expansión.

8.3.8 AMPLIACIÓN EN S/E LOS POETAS (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Algarrobo y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de un transformador 66/12 kV, 30 MVA en la S/E Los Poetas.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima del transformador 66/12 kV en la S/E Las Piñatas, al año 2027, alcanzará valores superiores al 85%, y por lo tanto se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de seguridad en el sistema (ver Figura 8.14).

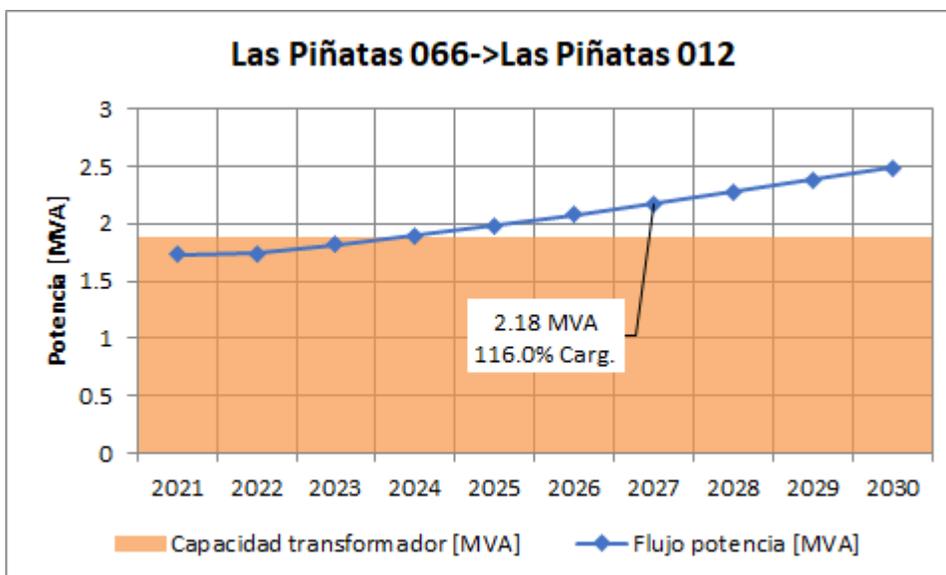


Figura 8.14: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de la S/E Las Piñatas.

En este sentido, esta Comisión considera conveniente la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/12 kV, 30 MVA, en la S/E Los Poetas, toda vez que el lugar de emplazamiento de dicha S/E tendría acceso al alimentador Las Piñatas, actualmente abastecido por la S/E Las Piñatas, y además tendría acceso a los alimentadores Balandras y San Jerónimo, actualmente abastecido por las SS/EE Las Balandras y San Jerónimo, respectivamente, y por lo tanto la ampliación en la S/E Los Poetas podría entregar un punto de suministro alternativo a dichos alimentadores, mejorando las condiciones de seguridad de suministro de las demandas de la zona, además de abordar los requerimientos de suficiencia comentados.

Finalmente, es del caso indicar que, con motivo del Plan de Expansión del año 2019, esta Comisión incorporó una obra de expansión para la zona, en particular para ampliar la capacidad de transformación en la S/E Balandras, de modo de atender los crecimientos de demanda en dicha instalación, ubicada en las cercanías de la S/E Los Poetas. Sin embargo, la licitación de la obra señalada ha sido declarada desierta en dos oportunidades, de modo esta Comisión ha determinado incluir dicha obra en el informe al que hace referencia el inciso final del artículo 146 del Reglamento de Planificación, con el propósito de que sea eliminada del respectivo Decreto de Expansión, siempre y cuando la obra aquí presentada sea incluida en el informe técnico definitivo del presente plan de expansión.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)” en el presente proceso de expansión.

8.3.9 NUEVA S/E LLOLLEO Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 1X110 KV ALTO MELIPILLA - SAN ANTONIO Y 1X110 KV LEYDA - SAN ANTONIO EN S/E LLOLLEO 110 KV (2BP+BT)

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Llolleo” y “Seccionamiento de líneas 1x110 kV Alto Melipilla - San Antonio y 1x110 kV Leyda - San Antonio en S/E Llolleo 110 kV (2BP+BT)”, tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad

de Lolloe y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 110 kV en las cercanías de la S/E San Antonio. Esta nueva subestación debe incluir un transformador 110/12 kV de 30 MVA.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en uno de los transformadores 110/12 kV en la S/E San Antonio, al año 2027, alcanzará valores superiores al 85%, y por lo tanto se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de seguridad en el sistema, toda vez que no es posible equilibrar la carga de ambos transformadores de manera que conseguir una cargabilidad inferior al 85% en ambas unidades al año indicado (ver Figura 8.15).

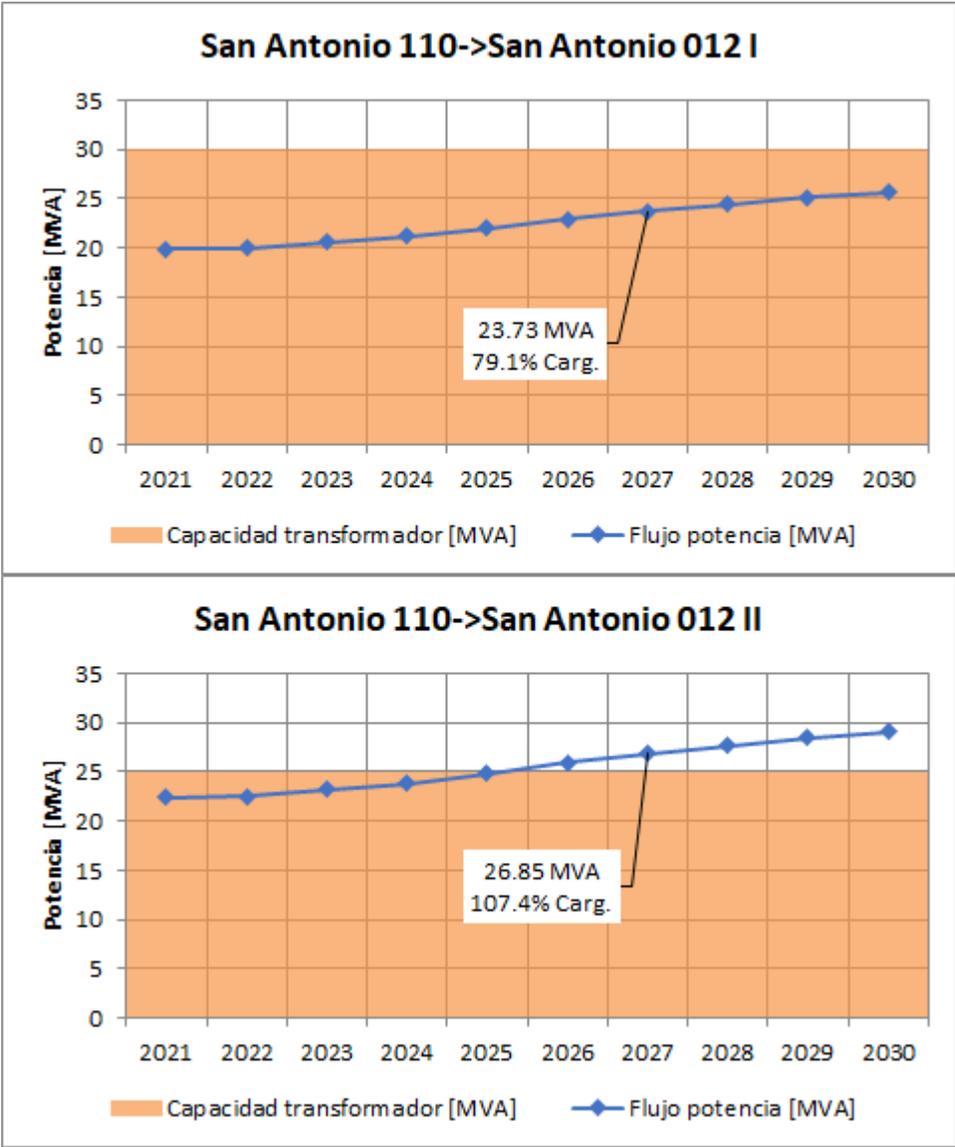


Figura 8.15: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E San Antonio.

Por otra parte, debido al limitado espacio existente en la S/E San Antonio, tanto para la instalación de nueva capacidad de transformación, como para la llegada de nuevos alimentadores, esta Comisión propone la construcción de la S/E Llolleo, la cual además de permitir la construcción de nuevos alimentadores y de descargar la S/E San Antonio, asegurando el abastecimiento de San Antonio y sus alrededores, permite brindar un punto de suministro en alta tensión al futuro Puerto Gran Escala de San Antonio, para lo cual se contempla el espacio para la construcción de un patio en 220 kV, en caso de que se pertinente su ejecución futura para el abastecimiento de la demanda de la zona.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Llolleo” y “Seccionamiento de líneas 1x110 kV Alto Melipilla - San Antonio y 1x110 kV Leyda - San Antonio en S/E Llolleo 110 kV (2BP+BT)” en el presente proceso de expansión.

SISTEMA ZONAL D

8.3.10 APOYO AL ABASTECIMIENTO DEL GRAN SANTIAGO

Las obras de expansión asociadas al proyecto “Apoyo al abastecimiento del Gran Santiago” son las que se describen a continuación:

- Nueva S/E Lo Campino.
- Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM).
- Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM).
- Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM).

A continuación, se muestra un esquema que contiene las obras descritas en el punto anterior:

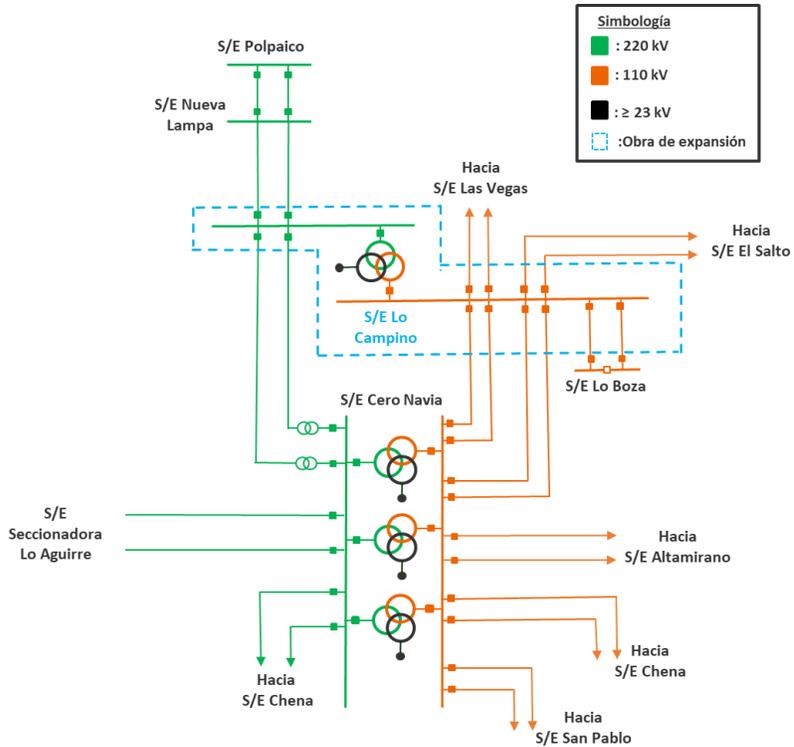


Figura 8.16: Esquema de conexión de la nueva S/E Lo Campino

A modo de contexto, la S/E Cerro Navia es el principal punto de inyección de potencia y energía al abastecimiento de la demanda de la Región Metropolitana, específicamente en el sistema de anillo 110 kV que abastece a las más de 30 subestaciones primarias de distribución de la zona. Cabe destacar que esta instalación se encuentra en un punto consolidado de la ciudad con pocas opciones de seguir ampliándose. A continuación, se muestra la ubicación de la S/E Cerro Navia:



Figura 8.17: Imagen georreferenciada de la ubicación de la S/E Cerro Navia en el Gran Santiago.

Por otro lado, la S/E Cerro Navia está compuesta actualmente de 3 bancos de autotransformadores 220/110 kV de 400 MVA que abastecen, desde la barra 110 kV, las líneas de transmisión 2x110 kV Cerro Navia – El Salto, 2x110 kV Cerro Navia – Las Vegas, 2x110 kV Cerro Navia – Tap San Pablo, 2x110 kV Cerro Navia – Tap Altamirano y Cerro Navia – Chena.

De los análisis realizados por esta Comisión, se observa que, en ciertos escenarios de operación del sistema, las unidades de transformación de la S/E Cerro Navia presentarían una cargabilidad esperada que superaría el 85%, principalmente por efecto del crecimiento vegetativo de la demanda del Gran Santiago. Adicionalmente, es posible observar que ante la salida intempestiva de una de las unidades de transformación de la S/E, las otras 2 unidades restantes no son capaces de abastecer la demanda, pudiendo generar fallas en cascada de las unidades de transformación.

De esta forma, para dar solución al diagnóstico descrito, se observa la necesidad de que contar con un nuevo punto de suministro al sistema enmallado en 110 kV. Para esto, es posible observar en la Figura 8.17 que, hacia el norte de la S/E Cerro Navia, van las líneas 2x110 kV Cerro Navia – Las Vegas y Cerro Navia – El Salto en franjas prácticamente iguales y, además, se observa que la LT2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa – Cerro Navia también se ubicaría en las cercanías, lo que posibilita un seccionamiento completo de todas estas líneas, en la Nueva S/E

Lo Campino, mitigando la condición de suficiencia, mejorando la seguridad y brindando flexibilidad al sistema de 110 kV.

Es por lo anterior que esta Comisión propone la incorporación de la obra “Apoyo al abastecimiento del Gran Santiago” al presente Plan de Expansión.

8.3.11 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal D “Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar las unidades de transformación existentes en dicha subestación, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la S/E Recoleta, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en una de las unidades existentes, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8.18 se muestra la proyección de demanda para la una de las unidades de la subestación.

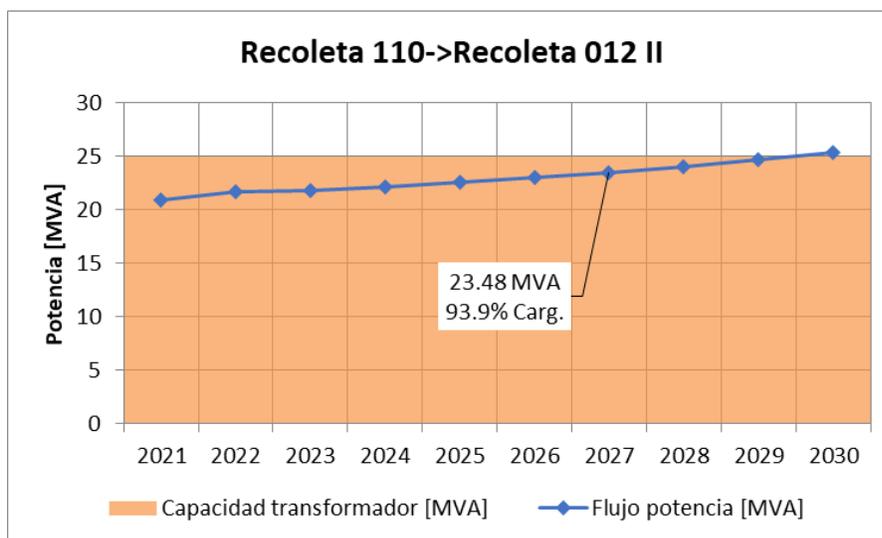


Figura 8.18: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en una de las unidades de transformación de S/E Recoleta.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/12 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Recoleta.

8.3.12 NUEVA S/E NOS Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X110 KV BUIN – TAP OFF LO ESPEJO EN S/E NOS 110 KV (2BP+BT)

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Nos y seccionamiento de la línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la comuna de San Bernardo, en particular a las cargas abastecidas en 12 kV del sector, durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación 110/12 kV que seccione la LT 2x110 kV

Buin – Lo Espejo. Adicionalmente, esta subestación primaria de distribución deberá incorporar una nueva unidad de transformación 110/12 kV de 50 MVA. A continuación, se muestra el diagrama unilineal simplificado de la obra:

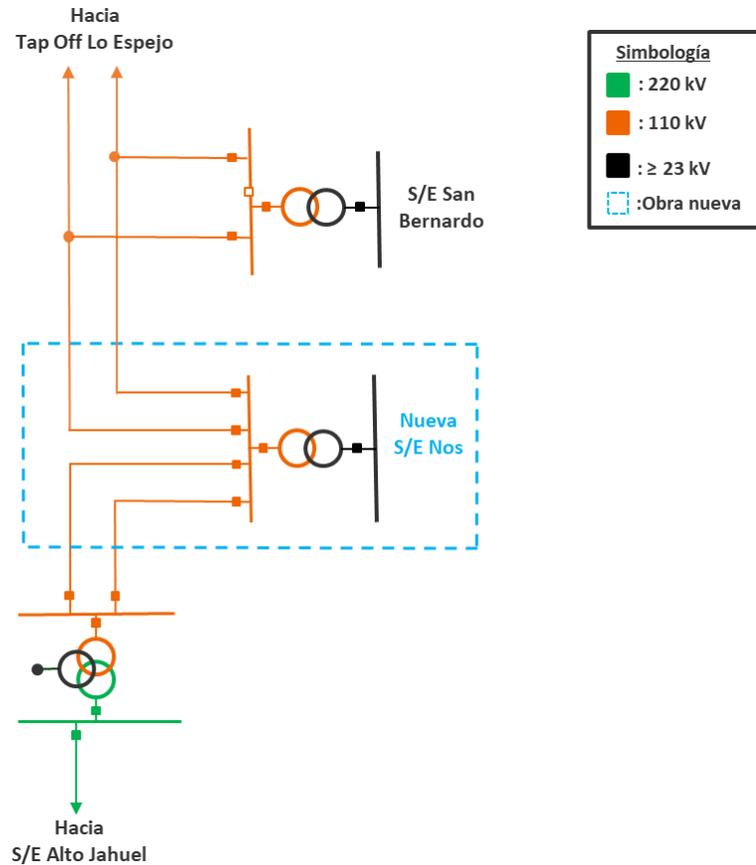


Figura 8.19: Diagrama unilineal resumido de la obra “Nueva S/E Nos y seccionamiento de la LT 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos”

Actualmente, la S/E San Bernardo cuenta con 4 transformadores 110/12,5 kV con 14 alimentadores que abastecen principalmente la comuna de San Bernardo. Adicionalmente, el Decreto Exento N°418 del 2017 incorporó una nueva unidad 110/12 kV de 50 MVA, dentro del grupo de obras de ejecución obligatoria.

Por su parte, de acuerdo con los antecedentes entregados por la empresa distribuidora, se destaca que, para garantizar el abastecimiento de la demanda, tanto del crecimiento vegetativo como de las factibilidades que están previstas de conectarse en la zona de abastecimiento de la S/E San Bernardo, se hace necesaria la construcción de nuevos alimentadores. Sin embargo, esta subestación se encuentra ubicada en un sector con limitado espacio para la construcción dicha infraestructura, lo que impediría la entrega del servicio de distribución. A continuación, se muestra la ubicación georreferenciada de la S/E San Bernardo:

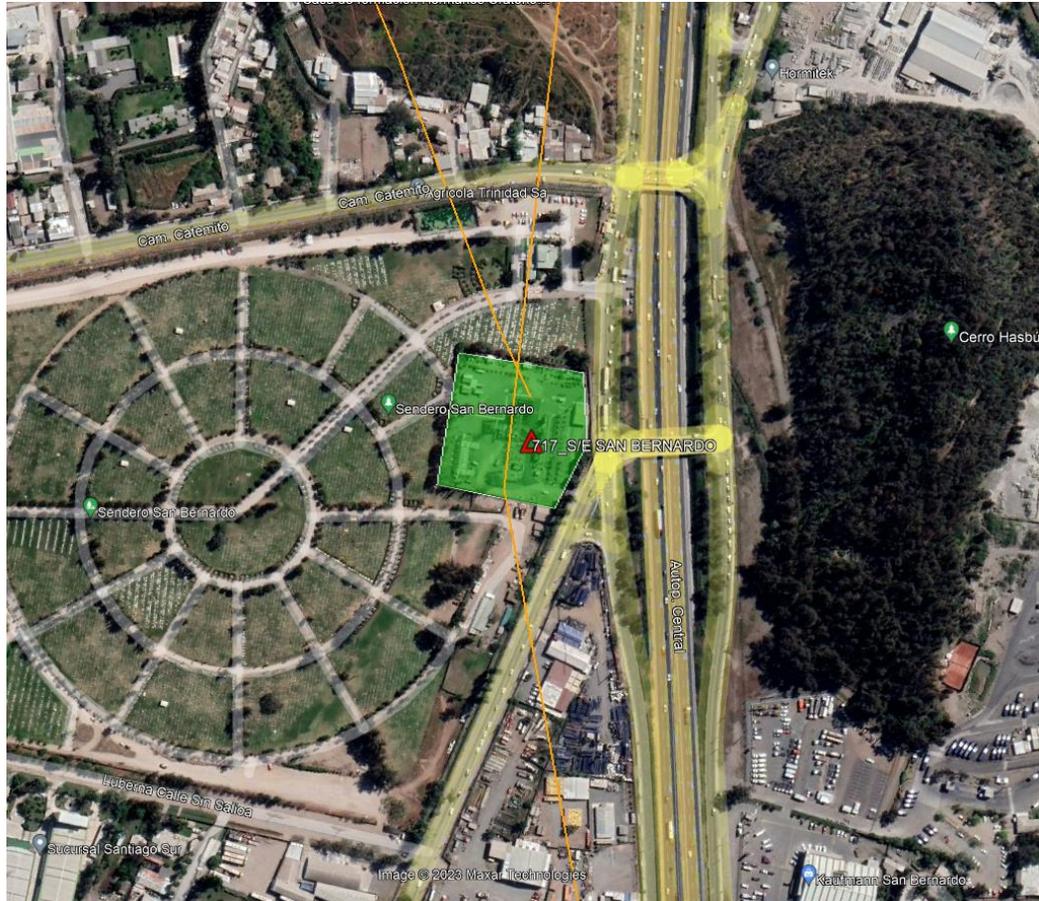


Figura 8.20: Ubicación georreferenciada de la S/E San Bernardo

De la imagen anterior, es posible observar que la subestación se encuentra ubicada contigua al terreno del cementerio Parque del Sendero, lo que dificulta la opción de construir nuevos alimentadores por ese perímetro. En tanto, por el lado oriente de la instalación se encuentra la Autopista Central, que es el sector idóneo para ubicar las cabeceras de los nuevos alimentadores en media tensión. Sin embargo, la cantidad de alimentadores existentes (14) limita la construcción de futuras salidas que pudieran ser abastecidos por la capacidad de transformación existente en la S/E San Bernardo. A continuación, se muestran la condición actual de ese perímetro de la subestación:



Figura 8.21: Perímetro oriente de la S/E San Bernardo



Figura 8.22: Perímetro oriente de la S/E San Bernardo

Por otro lado, es necesario destacar que las unidades de transformación de la S/E San Bernardo no presentan problemas de suficiencia en el periodo de análisis. Sin embargo, la dificultad de construir nuevos alimentadores impediría garantizar el abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis.

Es por lo anterior que esta Comisión incorpora en el presente Plan de Expansión la obra “Nueva S/E Nos y seccionamiento de la LT 2x110 kV Buin – Tap Off Espejo en S/E Nos”, con el objetivo de permitir el abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis.

SISTEMA ZONAL E

8.3.13 NUEVA S/E DON MELCHOR Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV BAJOS DE MENA – COSTANERA EN S/E DON MELCHOR 110 KV (BPS+BT)

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Don Melchor y seccionamiento de la línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la comuna de Pirque y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo, se propone la construcción de una nueva subestación 110/13,2 kV que seccione la LT 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera. Adicionalmente, esta subestación primaria de distribución deberá incorporar una nueva unidad de transformación 110/13,2 kV de 20 MVA.

A continuación, se muestra el diagrama unilineal simplificado de la obra:

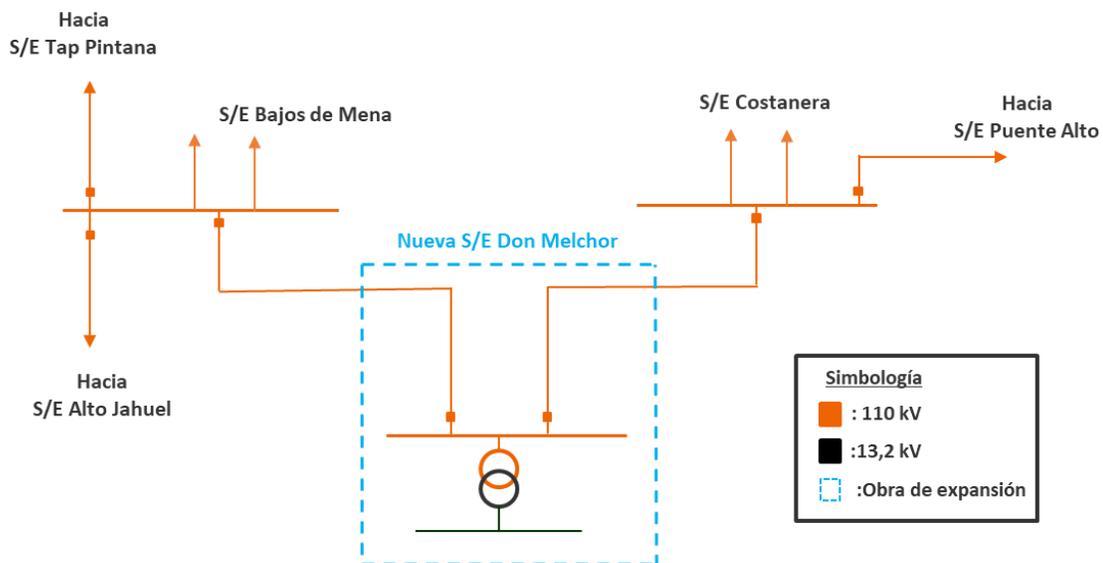


Figura 8.23: Diagrama unilineal simplificado de la obra “Nueva S/E Don Melchor y seccionamiento de la LT 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor”

A modo de contexto, el abastecimiento de la comuna de Pirque se realiza actualmente por medio de alimentadores en media tensión provenientes desde las SS/EE Puente Alto y Pirque. A continuación, se muestra una imagen georreferenciada de las subestaciones y alimentadores existentes a la fecha:

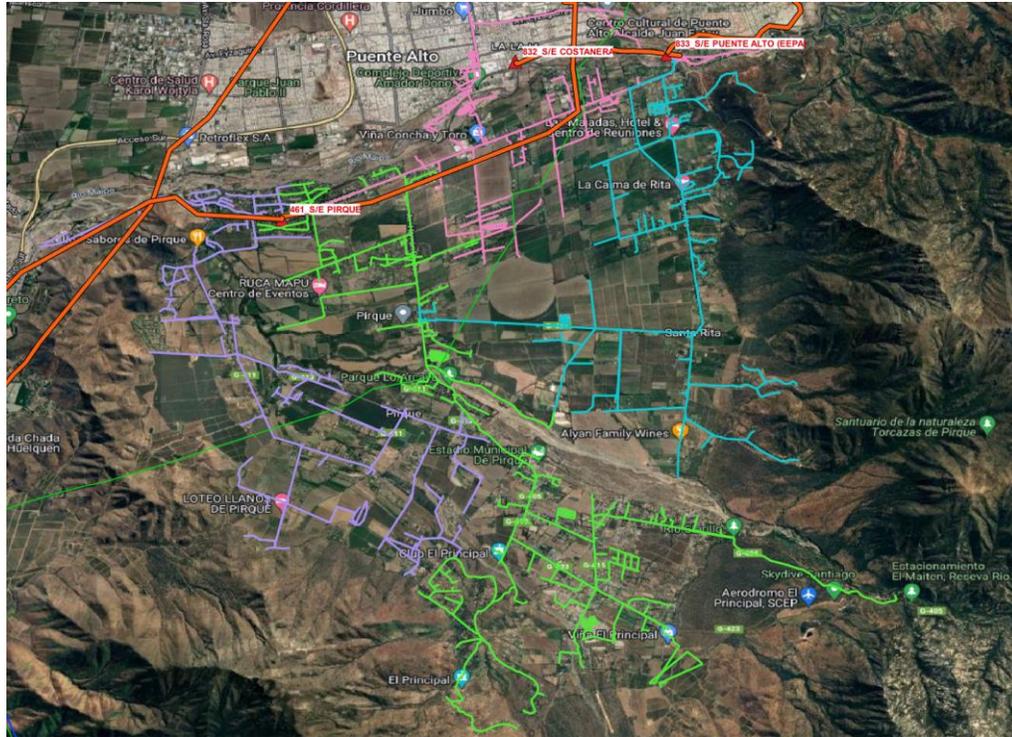
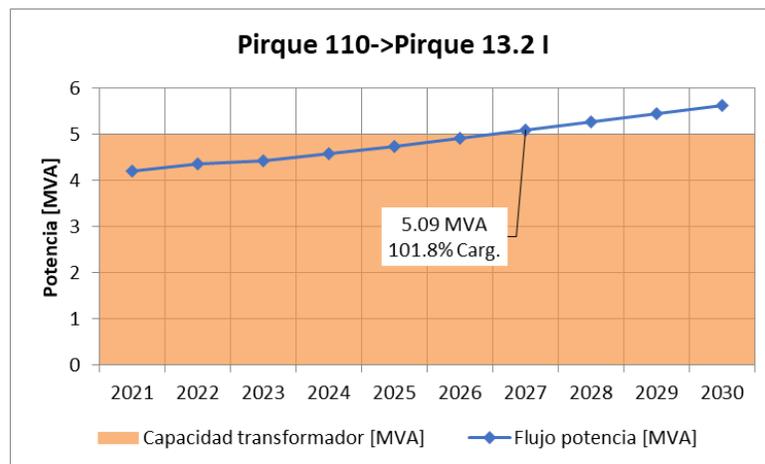


Figura 8.24: Imagen georreferenciada de las subestaciones primarias de distribución y los alimentadores que abastecen a la comuna de Pirque.

Actualmente, la S/E Pirque cuenta con 2 unidades de transformación 110/13,2 kV de 5 y 5,2 MVA, respectivamente. A su vez, esta S/E secciona la línea de transmisión dedicada 1x110 kV Maipo – Pirque – Puente Alto (CMPC).

De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, se proyecta una cargabilidad máxima por sobre el 80% en ambas unidades de transformación. A continuación, se muestran la cargabilidades esperadas en el percentil 99,9:



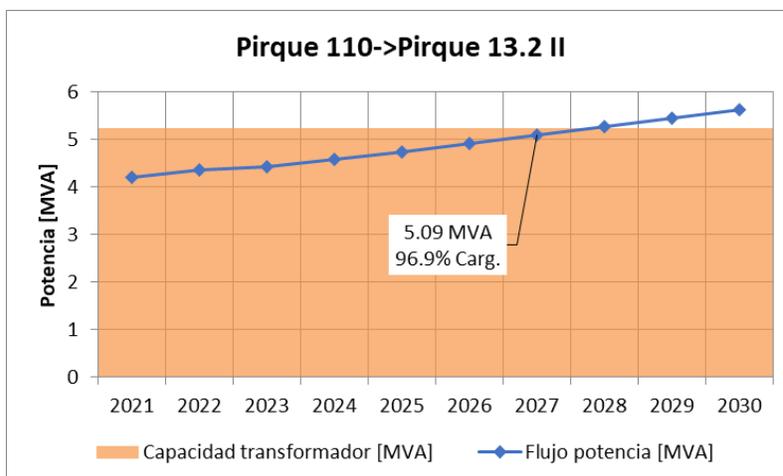


Figura 8.25: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual de las unidades de transformación en S/E Pirque.

Dado lo anterior, se vuelve necesaria la incorporación de mayor capacidad de transformación para abastecer las demandas de la zona.

Así, una de las posibles soluciones que esta Comisión evaluó fue la ampliación de la S/E Pirque por medio de la incorporación de una nueva unidad de transformación. Sin embargo, esta subestación primaria de distribución, calificada como instalación zonal, se abastece a través de una línea de transmisión de simple circuito y con calificación dedicada, cuya capacidad de transmisión no sería suficiente para atender esta ampliación de capacidad de transformación, en conjunto con las cargas actuales.

Es por lo anterior que esta Comisión incorpora en el presente Plan de Expansión la obra “Nueva S/E Don Melchor y seccionamiento de la línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)”, para permitir el abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis.

8.3.14 NUEVA S/E CLAUDIO ARRAU, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA - HUALPÉN EN S/E CLAUDIO ARRAU 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 KV ALONSO DE RIBERA - PERALES EN S/E CLAUDIO ARRAU 66 KV (2BP+BT)

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Claudio Arrau”, “Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera - Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)”, tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Concepción y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 220/66/15 kV. Esta nueva subestación deberá incluir un banco de transformadores monofásicos 220/66 kV de 200 MVA y un transformador 66/15 kV de 50 MVA.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en los transformadores 66/15 kV en la S/E Andalien, al año 2027, alcanzará valores superiores al 85%. Por su parte, si bien es posible realizar traspasos de carga desde esta subestación hacia las SS/EE Colo Colo y

Ejército, no es posible mantener el criterio de holgura incluso en el caso de que la demanda fuese repartida exactamente a prorrata de la capacidad de los transformadores existentes en las subestaciones señaladas, tal como se presenta en la Tabla 8.4, por lo que se hace necesario incorporar una obra que adicione capacidad de transformación y permita garantizar el suministro eléctrico con criterio de suficiencia para la ciudad de Concepción.

Tabla 8.4: Demanda máxima y cargabilidad proyectada al año 2027 en los transformadores que abastecen a la ciudad de Concepción, en el escenario base (sin equilibrar) y en el escenario equilibrado.

Transformador	Capacidad [MVA]	2027 sin equilibrar carga		2027 carga equilibrada	
		Flujo de potencia [MW]	Cargabilidad [%]	Flujo de potencia [MW]	Cargabilidad [%]
Colo Colo 66/15 kV T1	30	25,3	84,2%	26,0	86,8%
Colo Colo 66/15 kV T2	30	25,3	84,2%	26,0	86,8%
Andalién 66/15 kV T1	25	24,7	98,8%	21,7	86,8%
Andalién 66/15 kV T2	25	24,7	98,8%	21,7	86,8%
Ejército 66/15 kV T1	25	19,4	77,7%	21,7	86,8%
Ejército 66/15 kV T2	25	19,4	77,7%	21,7	86,8%

Por otra parte, debido al limitado espacio existente para ampliar las instalaciones en análisis y que abastecen a la ciudad de Concepción, esta Comisión propone la construcción de la nueva S/E Claudio Arrau, la cual permitirá la construcción de nuevos alimentadores y también descargar las subestaciones Colo Colo, Andalién y Ejército. Adicionalmente, esta subestación aumentará el nivel de seguridad de suministro a la zona.

El diagrama unilíneal simplificado resultante se presenta en la siguiente figura.

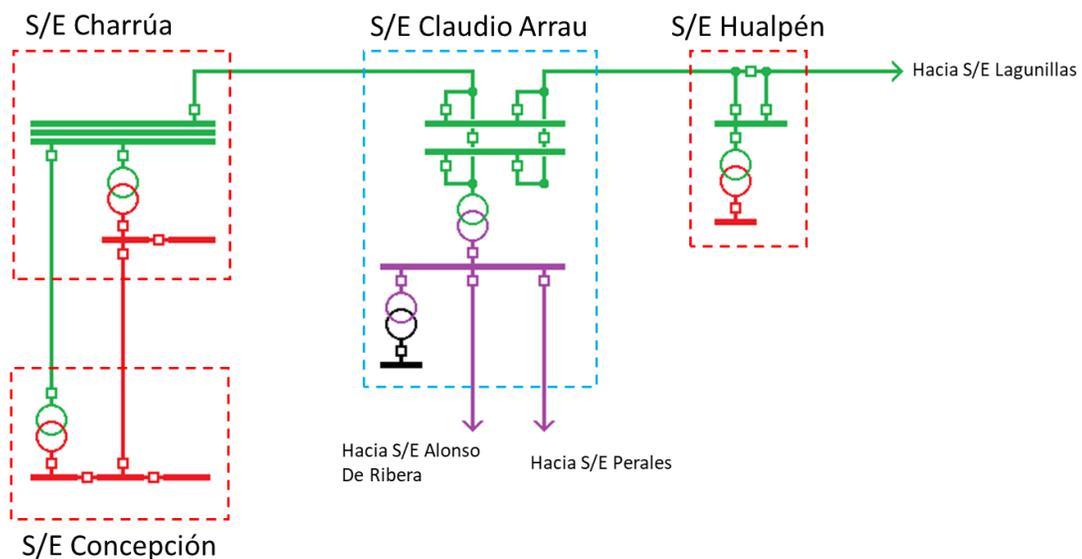


Figura 8.26: Diagrama unilíneal simplificado del sistema eléctrico resultante con la S/E Claudio Arrau.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Claudio Arrau”, “Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera - Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)” en el presente proceso de expansión.

8.3.15 NUEVA S/E TALCAHUANO SUR Y SECCIONAMIENTO CIRCUITO N° 2 DE LÍNEA 2X154 KV SAN VICENTE – HUALPÉN EN S/E TALCAHUANO SUR 154 KV (BPS+BT)

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Talcahuano Sur” y “Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)”, tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la comuna de Hualpén y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo, se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 154/15 kV. Esta nueva subestación debe incluir un transformador 154/15 kV de 30 MVA.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en el transformador 154/15 kV en la S/E Talcahuano, al año 2027, alcanzará valores superiores al 85% (ver Figura 8.27). Si bien es posible traspasar carga desde este transformador hacia el transformador 66/15 kV de la misma subestación, la cargabilidad alcanzaría valores cercanos al 84% en ambos transformadores (ver Tabla 8.5), de modo que se considera pertinente la incorporación de la obra en el presente proceso de expansión.

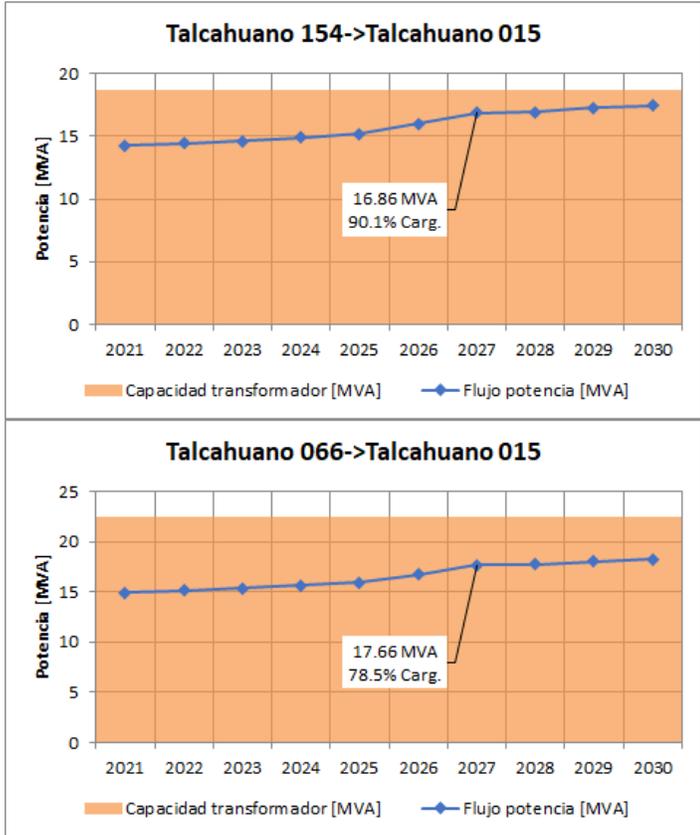


Figura 8.27:Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E Talcahuano.

Tabla 8.5: Demanda máxima y cargabilidad proyectada al año 2027 en los transformadores de la S/E Talcahuano, en el escenario base (sin balancear) y en el escenario balanceado

Transformador	Capacidad [MVA]	2027 sin balancear		2027 balanceado	
		Flujo de potencia [MW]	Cargabilidad [%]	Flujo de potencia [MW]	Cargabilidad [%]
Talcahuano 154/15 kV T3	18,7	16,9	90,1%	15,7	83,8%
Talcahuano 66/15 kV T4	22,5	17,7	78,5%	18,8	83,8%

Por otra parte, debido al limitado espacio existente para ampliar la S/E Talcahuano, esta Comisión propone la construcción de la S/E Talcahuano Sur. Se propone que esta nueva subestación sea emplazada en las cercanías de la S/E Hualpén, en un lugar que tenga acceso a los alimentadores Lengua y Chome, actualmente abastecidos por la S/E Talcahuano, de manera que la nueva S/E Talcahuano Sur permita una descarga efectiva de dicha instalación, tal como se presenta en la siguiente figura.

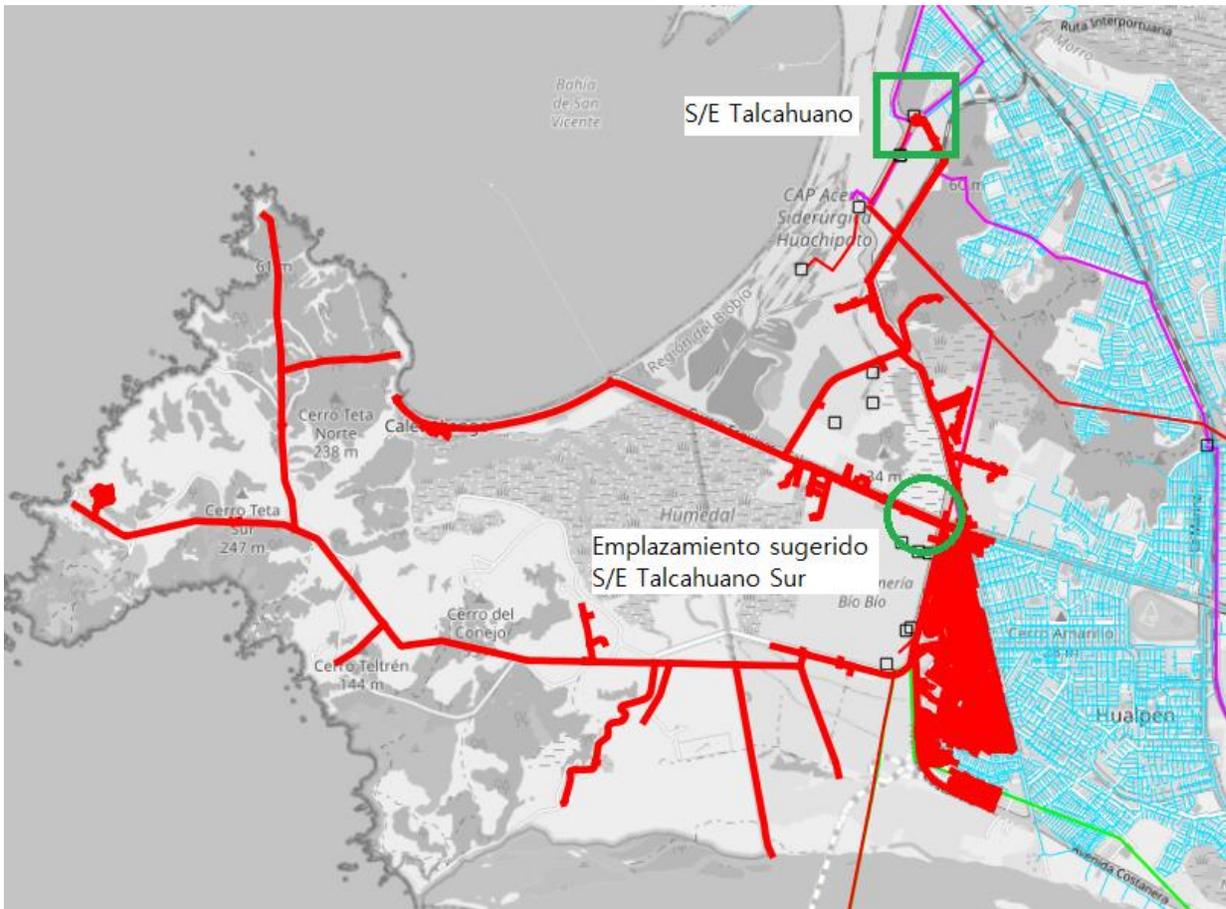


Figura 8.28: Alimentadores Lengua y Chome (destacados en color rojo) y emplazamiento aproximado sugerido para la S/E Talcahuano Sur.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Talcahuano Sur” y “Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)” en el presente proceso de expansión.

8.3.16 NUEVA S/E SCHWAGER, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X220 KV LAGUNILLAS - BOCAMINA EN S/E SCHWAGER 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEAS 1X66 KV ARENAS BLANCAS - CORONEL Y 1X66 KV BOCAMINA - CORONEL EN S/E SCHWAGER 66 KV (2BP+BT)

Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Schwager”, “Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas - Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas - Coronel y 1x66 kV Bocamina - Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)”, tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la zona norte de la bahía de Coronel y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo, se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 220/66/15 kV. Esta nueva subestación debe incluir un banco de transformadores monofásicos 220/66 kV de 150 MVA y un transformador 66/15 kV de 50 MVA.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en los transformadores 66/15 kV de las SS/EE Arenas Blancas y Coronel, al año 2027, alcanzará valores superiores al 85% (ver Figura 8.29 y Figura 8.30), por lo que se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de suficiencia en el sistema.

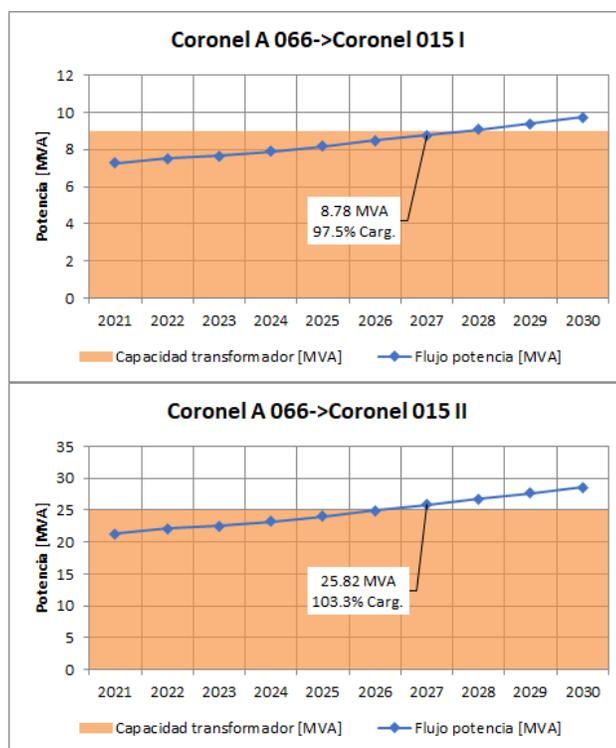


Figura 8.29: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E Coronel.

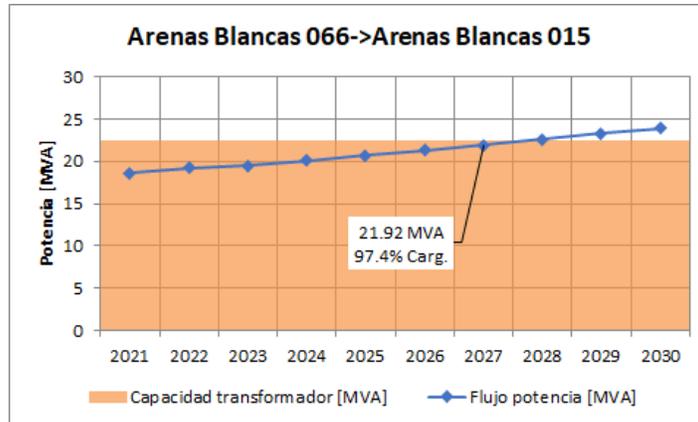


Figura 8.30: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en las unidades de transformación de la S/E Arenas Blancas.

En virtud de lo anterior, se propone la construcción de la nueva S/E Schwager, cuyo emplazamiento recomendado debe ser tal que permita acceder a los alimentadores Calabozo (actualmente suministrado desde la S/E Coronel), Manuel Montt y Maule (actualmente suministrados desde la S/E Arenas Blancas), de manera de permitir la descarga de las subestaciones Arenas Blancas y Coronel (ver Figura 8.31). Adicionalmente, la S/E Schwager permitirá aumentar el nivel de seguridad del suministro de la S/E Coronel, en particular ante la salida de servicio de la línea Lagunillas – Coronel 154 kV.

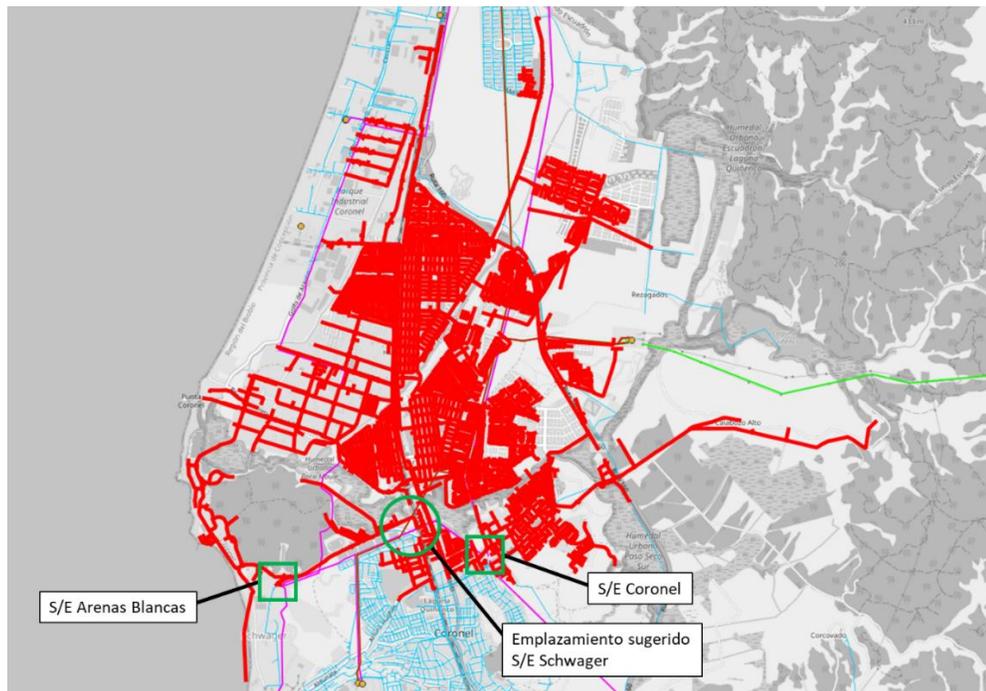


Figura 8.31: Alimentadores Calabozo, Manuel Montt y Maule (destacados en color rojo) y emplazamiento aproximado sugerido para la S/E Schwager.

El diagrama unilineal simplificado resultante se presenta en la siguiente figura.

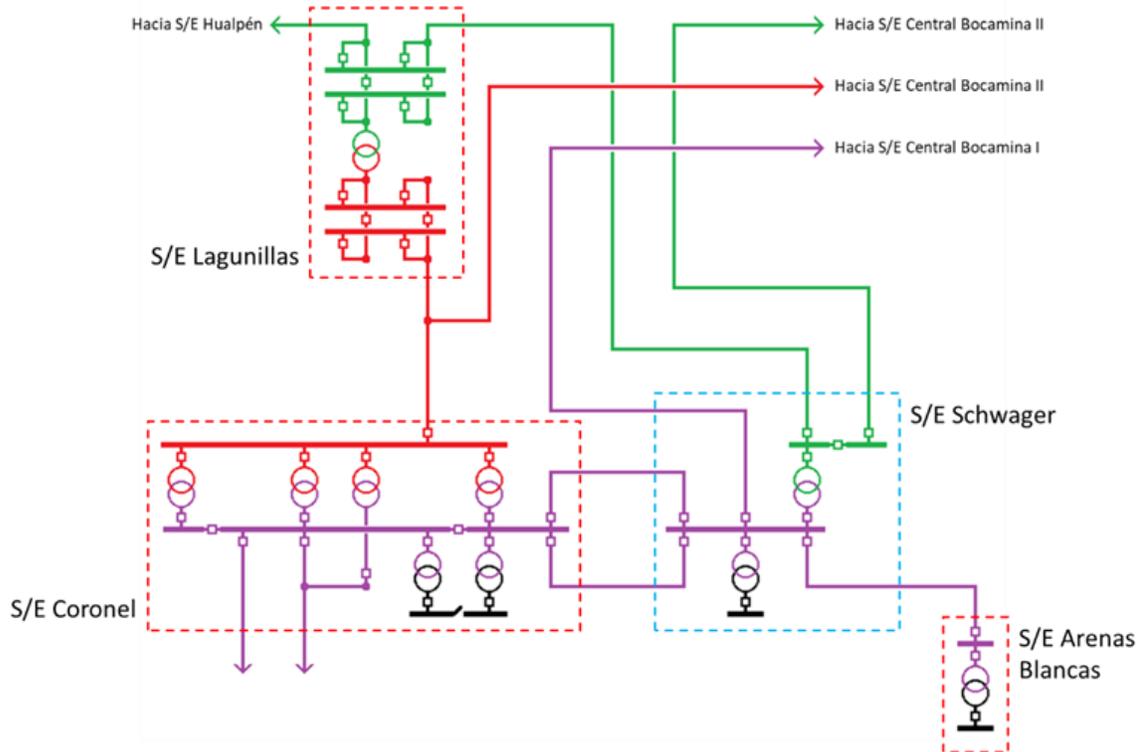


Figura 8.32: Diagrama unilineal simplificado del sistema eléctrico resultante con la S/E Schwager.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Schwager”, “Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas - Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas - Coronel y 1x66 kV Bocamina - Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)” en el presente proceso de expansión.

8.3.17 NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - PATAGUAL

Las obras de expansión denominadas “Nueva S/E Patagual”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa - Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas - Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual”, tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico asociado al Gran Concepción, en particular la demanda de las subestaciones comprendidas entre Concepción, la futura S/E Claudio Arrau, Hualpén, Lagunillas y todas las subestaciones aguas abajo de aquellas subestaciones.

Actualmente, el suministro de la demanda del Gran Concepción se abastece principalmente a través de las líneas 1x220 kV Charrúa – Concepción y 1x220 kV Charrúa – Lagunillas, y en menor medida, por la línea 1x154 kV Charrúa – Concepción. En este sentido, se realizaron cuatro

simulaciones, considerando demanda máxima coincidente proyectada al año 2029 en las subestaciones comprendidas entre Concepción, la futura S/E Claudio Arrau, Hualpén, Lagunillas y todas las subestaciones aguas debajo de aquellas subestaciones. Los escenarios considerados son los siguientes:

- ON: Todas las instalaciones del sistema de transmisión operando normalmente.
- C1: Charrúa – Hualqui 220 kV fuera de servicio.
- C2: Charrúa – Concepción 220 kV fuera de servicio.
- C3: Hualqui – Lagunillas 220 kV fuera de servicio.

Los resultados de flujo de potencia y tensión en barras del sistema se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 8.6: Flujo de potencia aparente por líneas seleccionadas del sistema eléctrico bajo análisis para los escenarios descritos.

Línea	Capacidad a 35°C con sol [MVA]	Flujo de potencia aparente máximo [MVA]			
		ON	C1	C2	C3
Charrúa - Concepción 220 kV	216,8	167,0	199,9	-	212,6
Charrúa - Claudio Arrau 220kV	232,9	193,5	272,9	254,0	311,7
Claudio Arrau - Hualpén 220kV	463,0	137,7	210,4	193,0	238,7
Hualpén - El Guindo 220 kV	220,2	51,1	169,6	18,8	217,8
El Guindo - Lagunillas 220 kV	220,2	25,1	134,2	47,2	178,5
Charrúa - Hualqui 220 kV	326,9	206,5	-	245,9	97,5
Hualqui - Lagunillas 220 kV	326,9	168,0	64,9	221,3	-
Charrúa - Concepción 154 kV	149,9	73,4	90,2	134,1	101,0

Tabla 8.7: Tensión en barras seleccionadas del sistema eléctrico bajo análisis para los escenarios descritos.

Subestación	Tensión nominal barra [kV]	Tensión [p.u.]			
		ON	C1	C2	C3
Charrúa	220	1,03	1,03	1,03	1,03
Charrúa	154	1,02	1,02	1,02	1,01
Concepción	220	1,01	1,00	0,99	0,98
Concepción	154	1,01	0,99	0,98	0,97
Claudio Arrau	220	1,00	0,98	0,98	0,95
Hualpén	220	0,99	0,98	0,98	0,94
El Guindo	220	0,99	0,97	0,98	0,93
Lagunillas	220	1,00	0,97	0,98	0,92
Hualqui	220	1,01	0,98	1,00	1,03

De acuerdo con las simulaciones realizadas, la cargabilidad máxima de la línea Charrúa – Hualpén 220 kV (Charrúa – Claudio Arrau 220 kV) en el escenario en operación normal es de 83%, lo que es cercano al límite de holgura mínima considerada para mantener el criterio de suficiencia. Asimismo, los resultados presentados dan cuenta de los riesgos que enfrenta el abastecimiento de la demanda de la zona, en particular ante la salida de servicio intempestiva de las líneas Charrúa – Hualqui 220 kV, Hualqui – Lagunillas 220 kV o Charrúa – Concepción 220 kV, las cuales podrían provocar una falla en cascada y causar la pérdida de suministro para una gran extensión de territorio, y una gran cantidad de clientes. Es por esto que esta Comisión recomienda la construcción de una obra de expansión para asegurar el criterio de suficiencia y de seguridad para el sistema que abastece el Gran Concepción.

Con este objetivo, se propone la nueva S/E Patagual, la cual secciona las líneas Santa María – Charrúa 220 kV y Lagunillas – MAPA 220 kV, de modo de crear una nueva ruta de suministro para la demanda del sistema asociado al Gran Concepción. Además, se recomienda el aumento de la capacidad de transmisión de la resultante línea Lagunillas – Patagual 220 kV (parte de la actual línea Lagunillas – MAPA 220 kV) a una capacidad de al menos 500 MVA a 35°C con sol, de manera de mantener el criterio N-1 en dicha línea.

Las simulaciones realizadas incluyendo la propuesta S/E Patagual, muestran que la solución propuesta resulta efectiva para mantener el criterio de suficiencia y aumentar la seguridad en el sistema eléctrico analizado, pudiendo prescindir de la operación de las unidades de generación ubicadas en la zona costera del Gran Concepción, con lo cual se mejoran las condiciones de resiliencia de la zona. Lo anterior se resume en las siguientes tablas.

Tabla 8.8: Flujo de potencia aparente por líneas seleccionadas del sistema eléctrico bajo análisis, incluyendo la S/E Patagual, para los escenarios descritos.

Línea	Capacidad a 35°C con sol [MVA]	Flujo de potencia aparente máximo [MVA]			
		ON	C1	C2	C3
Charrúa - Concepción 220 kV	216,8	139,3	146,1	-	141,4
Charrúa - Claudio Arrau 220kV	232,9	122,9	139,3	157,7	129,6
Claudio Arrau - Hualpén 220kV	463,0	71,1	87,0	104,6	77,4
Hualpén - El Guindo 220 kV	220,2	67,5	48,0	123,9	54,8
El Guindo - Lagunillas 220 kV	220,2	104,3	82,2	162,4	91,9
Charrúa - Hualqui 220 kV	326,9	114,7	-	129,4	96,9
Hualqui - Lagunillas 220 kV	326,9	40,6	64,8	58,3	-
Charrúa - Concepción 154 kV	149,9	58,4	61,7	103,1	59,9
Charrúa - Patagual 220 kV C1	770,9	119,8	150,3	139,9	131,2
Charrúa - Patagual 220 kV C2	770,9	119,8	150,3	139,9	131,2
Patagual - Lagunillas 2x220 kV C1	500,0	96,7	126,4	116,6	108,7
Patagual - Lagunillas 2x220 kV C2	500,0	96,7	126,4	116,6	108,7

Tabla 8.9: Tensión en barras seleccionadas del sistema eléctrico bajo análisis, incluyendo la S/E Patagual, para los escenarios descritos.

Subestación	Tensión nominal barra [kV]	Tensión [p.u.]			
		ON	C1	C2	C3
Charrúa	220	1,03	1,03	1,03	1,03
Charrúa	154	1,02	1,02	1,02	1,02
Concepción	220	1,03	1,02	1,02	1,02
Concepción	154	1,02	1,02	1,01	1,02
Claudio Arrau	220	1,01	1,01	1,01	1,01
Hualpén	220	1,01	1,01	1,01	1,01
El Guindo	220	1,02	1,01	1,01	1,01
Lagunillas	220	1,02	1,02	1,02	1,02
Hualqui	220	1,03	1,02	1,02	1,04

El diagrama unilineal simplificado del sistema relevante, incluyendo la S/E Patagual, se presenta en la siguiente figura.

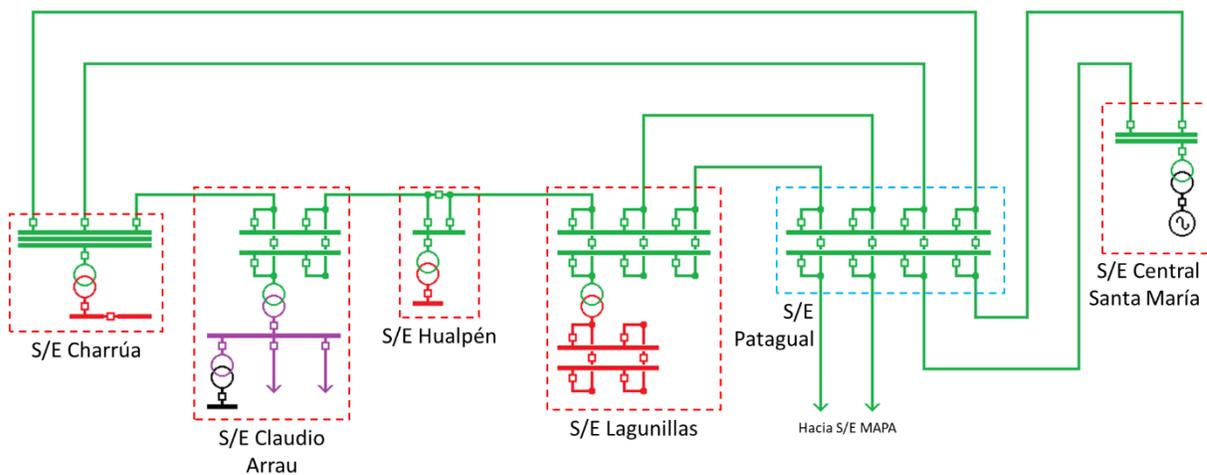


Figura 8.33: Diagrama unilineal simplificado del sistema eléctrico resultante con la S/E Patagual.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación de los proyectos “Nueva S/E Patagual”, “Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa - Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)” y “Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas - Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual” en el presente proceso de expansión.

8.3.18 NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO PEDREGOSO

La obra de ampliación denominada “Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV MAPA – Vado Pedregoso” tiene los siguientes objetivos:

- Permitir el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico comprendido al sur de Coronel, en particular entre las SS/EE El Manco y Lebu, asegurando el criterio de suficiencia y seguridad, además de mejorar la estabilidad de tensión en dicho sistema.
- Otorgar un sistema robusto que permita la conexión de nuevos generadores, aprovechando así el potencial eólico en las comunas de Arauco, Curanilahue y Lebu.
- Ofrecer un punto de suministro alternativo para abastecer los alimentadores de las comunas de Santa Juana, Nacimiento, Angol, entre otras, aumentando así la resiliencia y seguridad de dicho suministro.

Actualmente, el suministro eléctrico del sistema de 66 kV referenciado se abastece desde la S/E Coronel, a través de las líneas Coronel – El Manco 66 kV y Coronel – Andalicán 66 kV. Si bien existe criterio de suficiencia por concepto de la capacidad de transmisión térmica de las líneas de 66 kV, no es posible abastecer la demanda máxima proyectada al año 2029 debido a la caída de tensión en las barras terminales, en particular en la S/E Cañete.

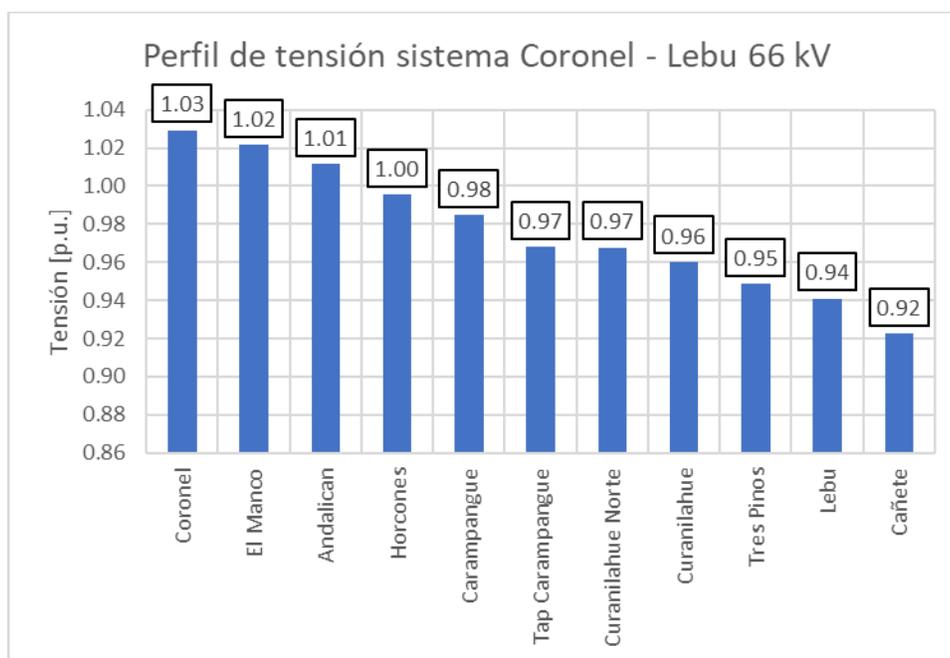


Figura 8.34: Perfil de tensión en el sistema Coronel – Lebu 66 kV, demanda máxima coincidente proyectada al año 2029.

Es evidente que la S/E Vado Pedregoso ayuda a mejorar de manera notable la estabilidad de tensión del sistema de 66 kV, y que otorga seguridad y suficiencia al suministro de dicho sistema. Tal como se ve en la siguiente figura, que representa la tensión en las barras del sistema al ser abastecido completamente desde la S/E Vado Pedregoso.

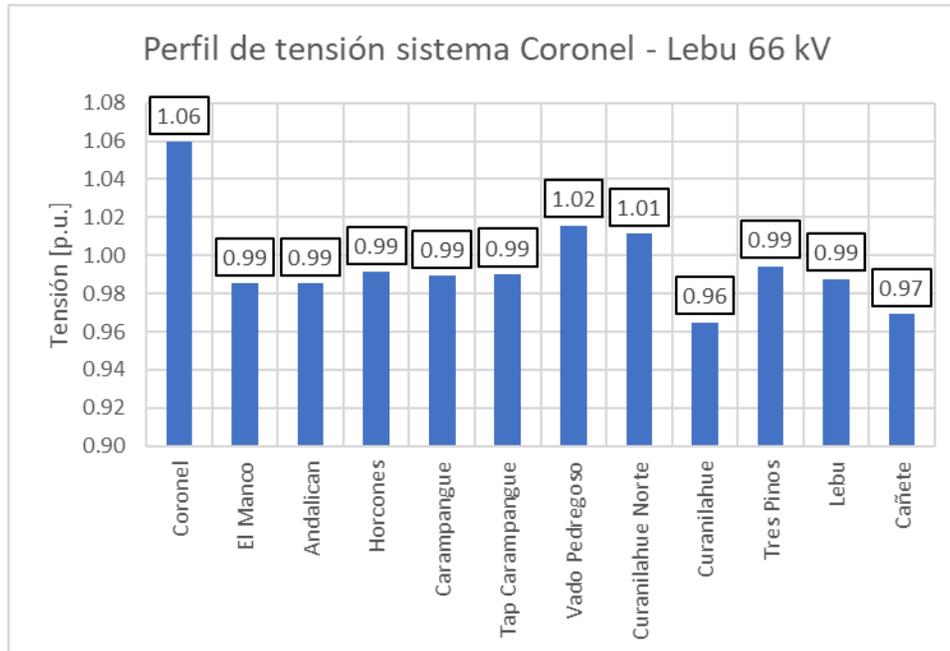


Figura 8.35: Perfil de tensión en el sistema Coronel – Lebu 66 kV abastecido radialmente desde S/E Vado Pedregoso, demanda máxima coincidente proyectada al año 2029.

Adicionalmente, y tal como como se indicó en el numeral 7.3.4, para la conformación de los cinco EGPT se considera el potencial de energía y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP (IAA 2022). En particular, para la zona entre Arauco, Lebu y Curanilahue, existe un importante potencial para el desarrollo de centrales eólicas, el que se materializa en el tiempo de acuerdo a lo que se muestra en la Tabla 8.10.

Tabla 8.10: Proyectos eólicos resultantes EGPT en zona Sur Concepción Sur

Año	ESC-1 [MW]	ESC-2 [MW]	ESC-3 [MW]	ESC-4 [MW]	ESC-5 [MW]
2026	0	918	285	0	259
2028	0	0	0	0	256
2029	240	0	0	0	0
2034	0	217	0	0	315
2035	0	248	0	321	328
2036	0	101	0	0	0
2037	0	344	0	0	520
2038	0	233	177	0	0
2039	0	411	120	0	0
2040	0	155	224	0	0
2041	0	90	251	182	154
2042	0	0	0	0	107
Total	240	2.717	1.057	503	1.939

Al respecto, es importante señalar que la transmisión actual en la zona corresponde a líneas de 66 kV del sistema de transmisión zonal, mediante las cuales no resulta factible la evacuación de energía de los proyectos de generación eólica por los montos que muestran los EGPT, de modo que se requiere una capacidad de transmisión adecuada para dicho propósito.

De esta forma, además de los objetivos asociados al apoyo del sistema de transmisión zonal, la obra tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión de la zona del Golfo de Arauco hacia el Sistema de Transmisión Nacional, de modo de permitir el desarrollo de potencial de generación eólica en el sur del país, generando condiciones de competencia que conlleven una reducción de los costos de operación y menores precios al cliente final.

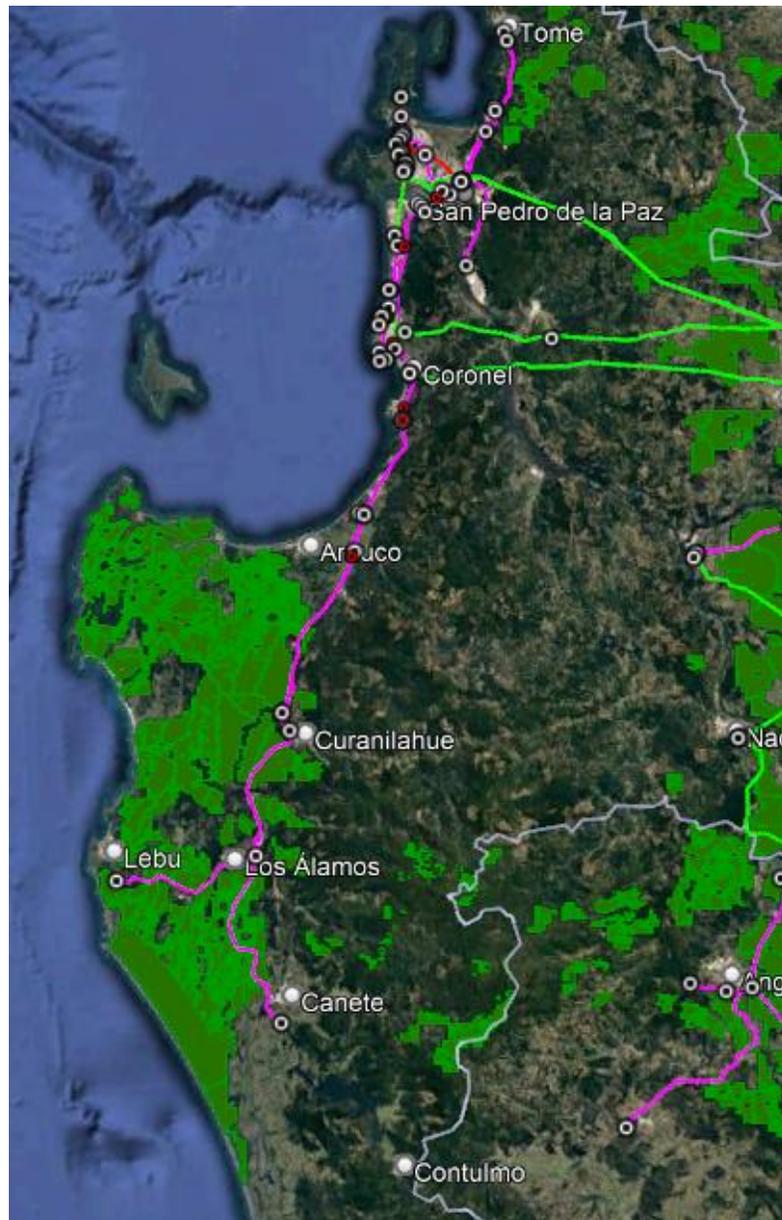


Figura 8.36: Potencial eólico zona Pangué, Lebu y Concepción (en verde).

A continuación, se muestra un diagrama referencial del proyecto:

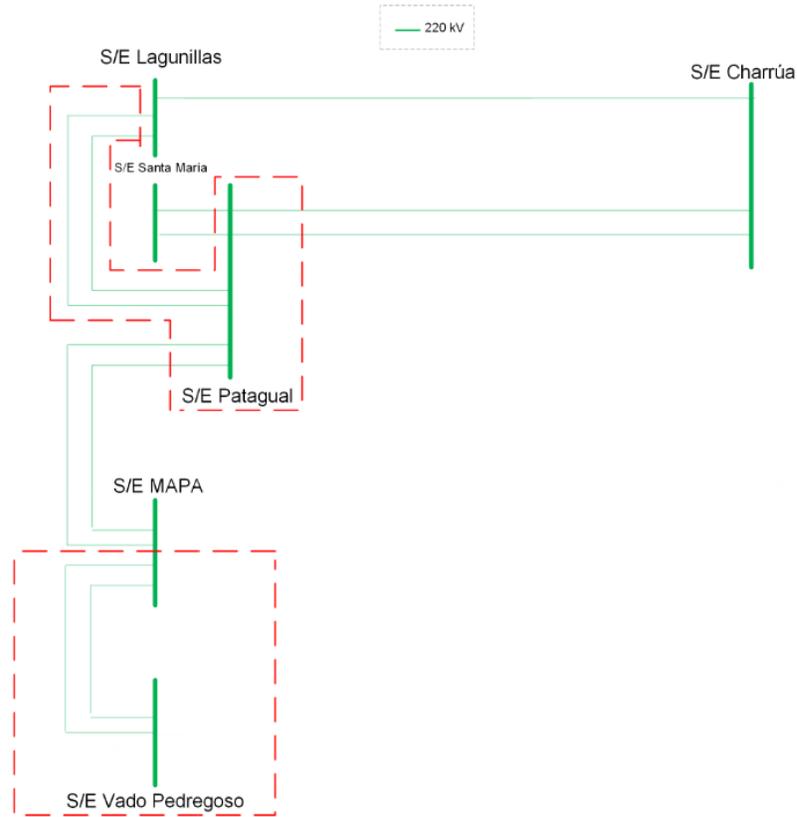


Figura 8.37: Diagrama referencial del proyecto zonas de Curanilahue y Concepción.

Finalmente, es del caso indicar que la obra en cuestión fue evaluada 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, de manera de complementar lo señalado previamente respecto de las condiciones de abastecimiento de demanda en la zona, así como lo referido a los requerimientos por motivos de acceso abierto y promoción de la oferta y la competencia.

Al respecto, la Tabla 8.11 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Patagual, Aumento de capacidad Línea 2x220 Kv Lagunillas – Patagual – Mapa, Ampliación S/E Mapa, Nueva S/E Vado Pedregoso y Nueva Línea 2x220 Kv Mapa – Vado Pedregoso”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

Tabla 8.11: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	15.192	25.066	18.528	14.371	30.630
Costo Operacional Con Proyecto	14.900	23.510	17.800	13.978	28.916
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	14.996	23.606	17.896	14.074	29.012
Beneficios (Base – Proyecto)	197	1.460	633	297	1.618

8.3.19 APOYO AL ABASTECIMIENTO A LAS COMUNAS DE VILLARRICA, PUCÓN Y PANGUIPULLI

Las obras de expansión asociadas al proyecto “Apoyo al abastecimiento de las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli” son las que se describen a continuación:

- Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT).
- Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén.
- Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan.
- Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT).
- Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón.
- Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT).

A continuación, se muestra un diagrama unilineal resumido de las obras descritas en el punto anterior:

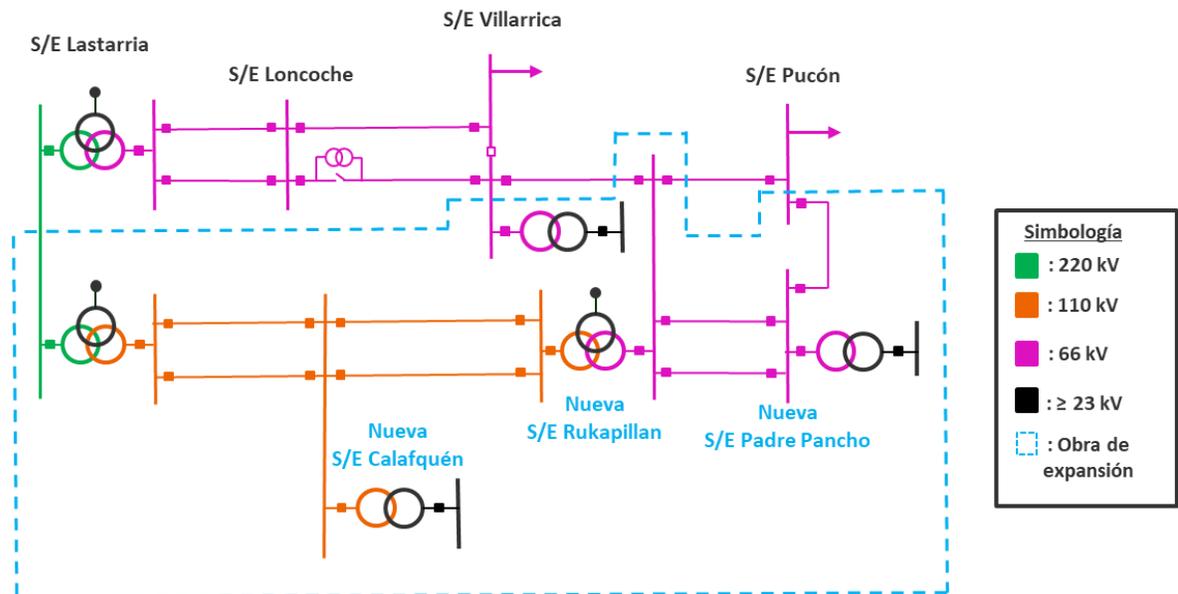


Figura 8.38: Diagrama unilineal simplificado del sistema eléctrico resultante con la obra “Apoyo a las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli”.

Desde el punto de vista de los sistemas de transmisión zonal, las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli son actualmente abastecidas por un sistema de 66 kV cuyo punto más robusto se encuentra en la S/E Lastarria. Por otro lado, las subestaciones primarias de distribución que abastecen estas comunas corresponden a las SS/EE Villarrica, Pucón, Pullinque y Panguipulli.

A su vez, es importante mencionar que la S/E Lastarria se encuentra a una distancia en transmisión de aproximadamente de 75 km hasta la S/E Pucón, que es la subestación primaria de distribución más alejada de este punto. Esta distancia, considerando el crecimiento de demanda proyectada, genera importantes caídas de tensión que perciben los clientes finales abastecidos desde dicha instalación, no existiendo otros puntos de abastecimiento alternativos para esta zona de alto crecimiento de demanda.

Para un mejor entendimiento del problema descrito, a continuación se muestra una imagen georreferenciada de las instalaciones de transmisión que abastecen las comunas mencionadas:

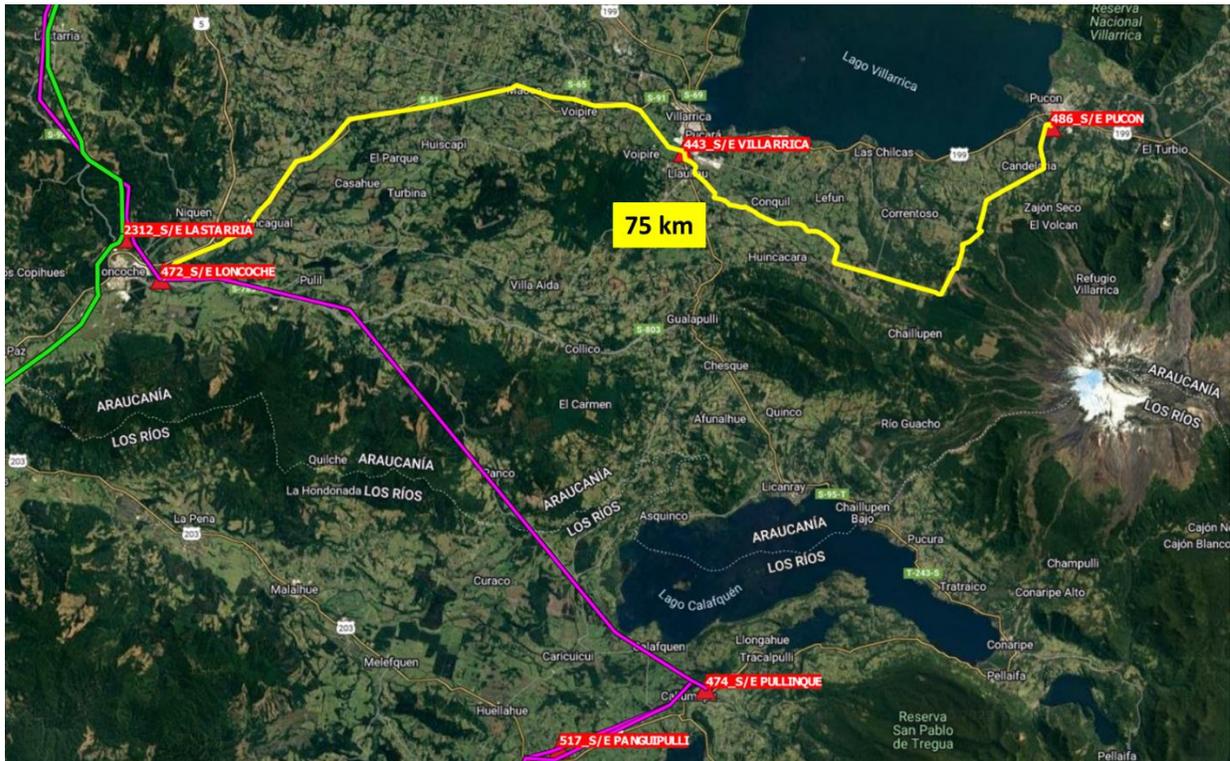


Figura 8.39: Diagrama unilineal simplificado del sistema eléctrico resultante con la obra “Apoyo a las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli”.

Asimismo, del diagnóstico realizado, se relevan distintas problemáticas adicionales a la descrita previamente, los que se listan a continuación:

- **Problemas de suficiencia en la LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche:** Se observa que para la demanda máxima coincidente de la zona en estudio (verano), y sin considerar generación de la central Pullinque, esta LT presentaría una cargabilidades sobre el 85% de su capacidad en el periodo de estudio.
- **Problemas de suficiencia en uno de los circuitos 2x66 kV Loncoche – Villarrica:** Se observa que para la demanda máxima coincidente de la S/E Villarrica y S/E Pucón (verano), el circuito de esta línea de transmisión que abastece a la S/E Pucón presentaría una cargabilidades sobre el 85% de su capacidad en el periodo de estudio.
- **Problemas de estabilidad de tensión en S/E Pucón:** Este problema se buscó solucionar con la incorporación de unos BBCC en la S/E Pucón en el Plan de Expansión del 2019, cuyo proceso de licitación ha sido declarado desierto en 2 oportunidades. Por su parte, los problemas de estabilidad detectados no tienen cómo ser mitigados sin incorporar una obra de expansión, ya que no hay puntos de abastecimiento en nivel de transmisión cercanos, tal que permitan entregar un apoyo a este nodo.
- **Problemas de suficiencia en el transformador 66/23 kV de S/E Villarrica:** Con el crecimiento vegetativo de la demanda asociada a esta subestación primaria de

distribución, se observa que al año 2029 se presentarán problemas de suficiencia en el transformador. A continuación, se muestran los resultados de las proyecciones de demanda en esta subestación:

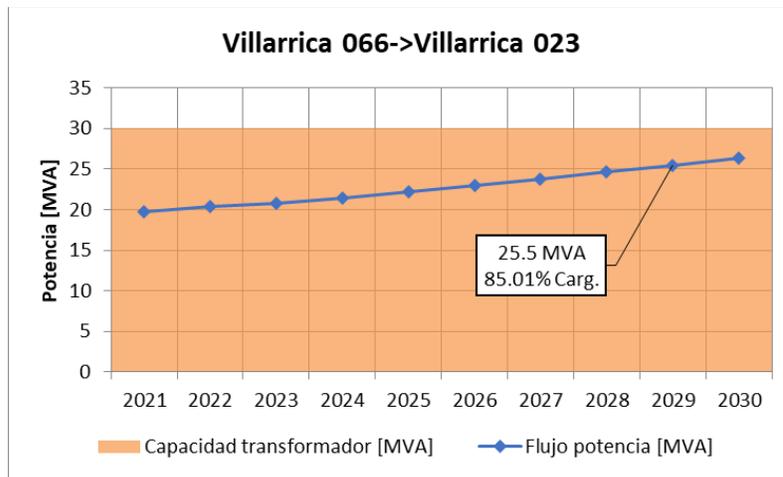


Figura 8.40: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación 66/23 kV de S/E Villarrica.

Con respecto a los problemas de suficiencia, seguridad y calidad del servicio en las redes de distribución de la zona, cabe destacar que los alimentadores que abastecen las distintas comunas pueden alcanzar distancias eléctricas en media tensión de más de 70 km. Esto se traduce en problemas de estabilidad de tensión y calidad del suministro antes fallas. Adicionalmente, una de las empresas distribuidoras presentó antecedentes respecto a problemas de suficiencia en sus redes de distribución y que no serían factibles de reforzar por la incerteza de conseguir el total de permisos necesarios para ejecutar obras en terrenos privados. A modo de ejemplo, se muestran a continuación los perfiles de tensión esperados en los alimentadores que abastecen a Licanray y su ubicación, de acuerdo con los antecedentes enviados por la empresa distribuidora:

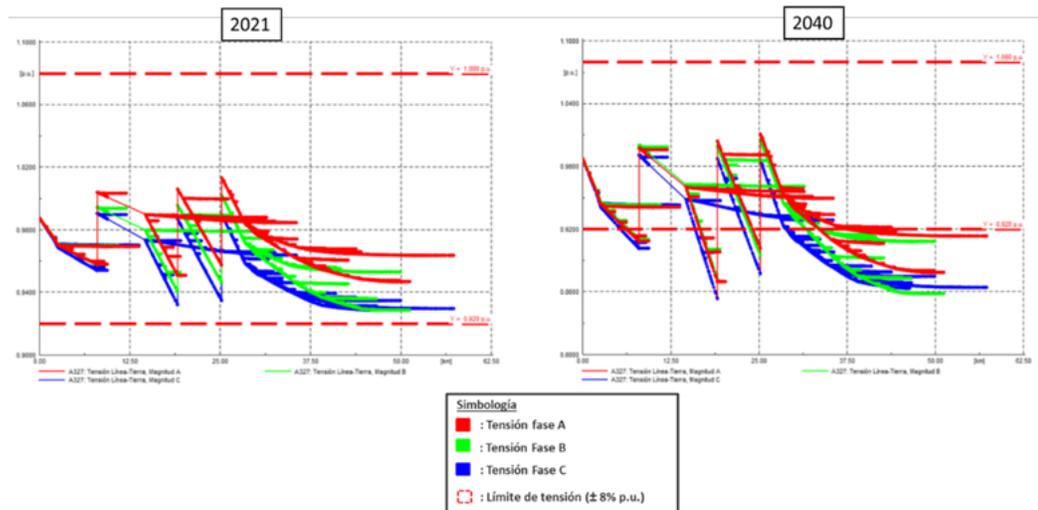


Figura 8.41: Perfiles de tensión esperados para el alimentador Licanray, proveniente de la S/E Panguipulli.



Figura 8.42: Ubicación georreferenciada del alimentador Licanray, proveniente de S/E Panguipulli.

De la Figura 8.42 es posible observar que, si bien los perfiles de tensión en el sistema de distribución incumplen la norma al año 2040, esta condición podría llegar mucho antes y no existirían nuevos puntos de abastecimiento en transmisión en la zona, tal que permitan acortar estos alimentadores. Situación similar se espera en el alimentador Curarrehue, proveniente de la S/E Pucón, ya que, además de la longitud del alimentador MT, se espera que la tensión en la cabecera de este alimentador sea baja, por efecto de la distancia eléctrica a la que se encuentra de la S/E Lastarria.



Figura 8.43: Ubicación georreferenciada del alimentador Curarrehue, proveniente de S/E Pucón

Dado lo anterior, y para efectos de dar solución a los problemas de suficiencia de las líneas de transmisión, se evaluó inicialmente la pertinencia de reforzar dichas instalaciones. Sin embargo, esta solución no mejoraría los problemas de estabilidad de tensión que se proyectan en S/E Pucón, a lo que se suman las dificultades prácticas que se podrían presentar para la ejecución de los trabajos, dadas las condiciones de abastecimiento proyectadas. Además, estas obras sólo podrían mejorar la seguridad entre las LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche – Villarrica, pero la LT 1x66 kV Villarrica – Pucón mantendría la condición actual de problemas de seguridad.

Respecto a lo último señalado en el párrafo anterior, es conveniente recordar que, con motivo de los análisis desarrollados para la elaboración del Plan de Expansión correspondiente al año 2021, en el cual se propuso una obra para abordar los problemas de seguridad de servicio en la S/E Pucón, se concluyó que existía un problema de seguridad de servicio en dicha instalación, pero que requería de una obra de mayor alcance para ser solucionado en forma efectiva, situación que motivó, en parte, la solución aquí presentada.

En dicho contexto es que esta Comisión incorpora la obra “Apoyo al abastecimiento de las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli”, el que considera un nuevo punto de inyección al sistema existente en 66 kV, de modo de abordar los problemas de estabilidad de tensión en los puntos de abastecimiento, descargar las líneas existentes y mejorar la seguridad del abastecimiento de la zona.

El proyecto contempla la incorporación una nueva unidad de transformación 220/110 kV de 90 MVA en S/E Lastarria para conectar la nueva LT 2x110 kV Lastarria – Calafquén y luego, desde la nueva S/E Calafquén, conectar la LT 2x110 kV Calafquén – Rukapillan hasta la nueva S/E 110/66 kV Rukapillan, la que seccionará el actual circuito existente 1x66 kV Villarrica – Pucón. Adicionalmente, y para efectos de abordar los problemas de seguridad de servicio asociados a la línea que abastece la S/E Pucón, esta Comisión incorpora la nueva S/E Padre Pancho, que se conectará a través de la LT 2x66 Rukapillan – Padre Pancho y un nuevo enlace 1x66 kV Padre Pancho – Pucón, permitiendo el abastecimiento de los crecimientos de demanda del sector oriente de Pucón y alrededores.

Por su parte, en relación con la obra de ampliación en S/E Villarrica, esta permitirá anticiparse a los problemas de suficiencia esperados en la unidad de transformación de la subestación, las eventuales factibilidades que se conecten en la zona y, a su vez, la captura de eficiencias derivadas de la probable adjudicación y ejecución de este grupo de obras en forma conjunta, con el consecuente ahorro en costos.

Finalmente, resulta conveniente relevar que, para la elaboración de esta solución, conformada por el grupo de obras listadas al inicio de este acápite, se utilizó la información de los sistemas de distribución proporcionados a esta Comisión como parte de los antecedentes que respaldaban algunas de las propuestas presentadas, la que fue utilizada, tanto para efectos de localizar preliminarmente la nueva S/E Calafquén, que contará con una nueva unidad 110/23 kV de 20 MVA para permitir mejorar la suficiencia y seguridad en los alimentadores provenientes de la S/E Panguipulli y S/E Pullinque, como para la definición de la ubicación de la nueva S/E Padre Pancho.

Asimismo, se consideraron elementos asociados al abastecimiento de las demandas de la zona frente a posibles eventualidades asociadas a la actividad del volcán Villarrica, de modo de contar con redundancia en cuanto a puntos de suministro para los sistemas de distribución de la zona, permitiendo con ello aumentar el nivel de resiliencia de dichos sistemas frente a situaciones como las descritas.

A continuación, el diagrama unilineal resumido con los traspasos esperables por distribución:

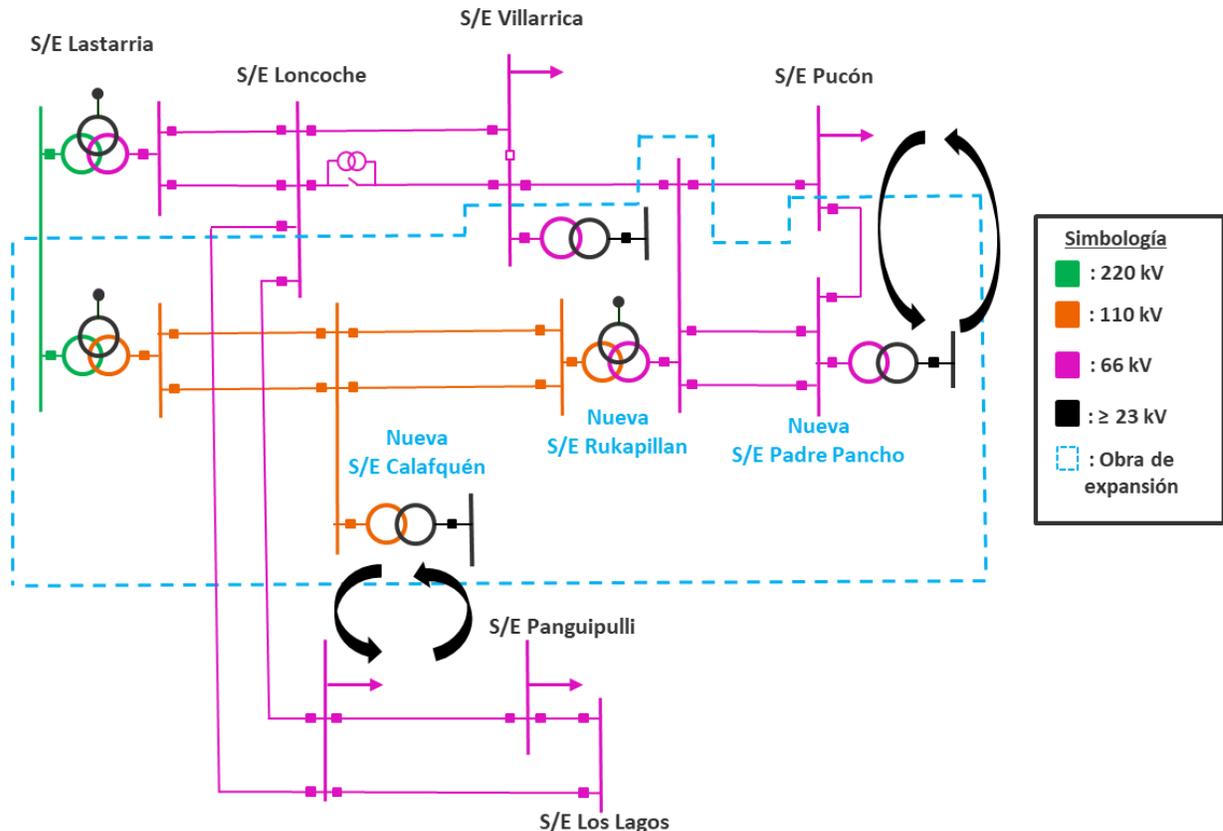


Figura 8.44: Diagrama unilineal resumido y los traspasos de demanda por distribución esperados.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación al presente proceso de expansión de la transmisión el proyecto denominado “Apoyo al abastecimiento de las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli”, que contiene las obras descritas en los párrafos anteriores.

SISTEMA ZONAL F

8.3.20 AMPLIACIÓN EN S/E PURRANQUE (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal F “Ampliación en S/E Purranque (RTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar la unidad de transformación existente en dicha subestación, específicamente la unidad 66/24 kV, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

A continuación, se muestra la cargabilidad esperada de la unidad de transformación con problemas de suficiencia en S/E Purranque:

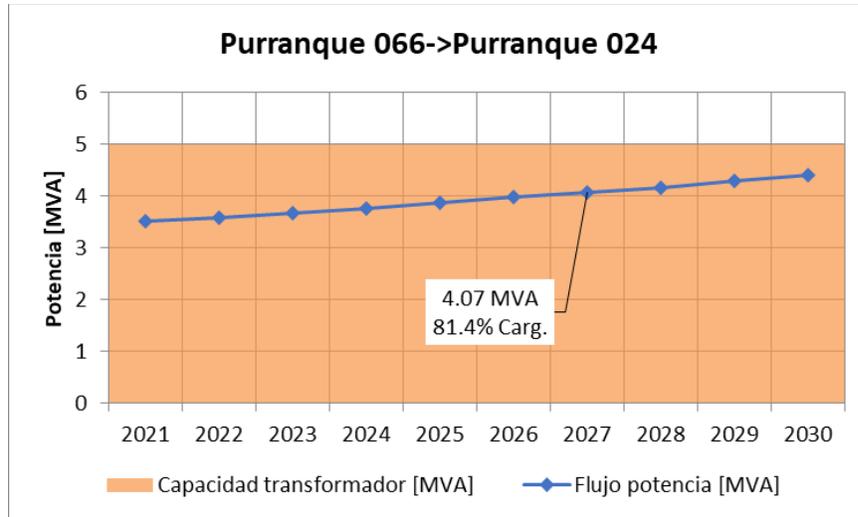


Figura 8.45: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación 66/24 kV de S/E Purranque.

Al respecto, es pertinente señalar que, en este caso en particular, la unidad de transformación 66/24 kV de S/E Purranque posee una capacidad de 5 MVA, por lo que se ha considerado un criterio de holgura equivalente al 20% de su capacidad, para efectos de definir la necesidad de incorporación de una obra por suficiencia en el presente plan de expansión.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación 66/23 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en S/E Purranque.

8.3.21 AMPLIACIÓN EN S/E ANCUD (NTR ATMT)

La obra de ampliación del Sistema de transmisión zonal F “Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar la unidad de transformación existente en dicha subestación, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la S/E Ancud, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en la unidad existente, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación.

A continuación, se muestra la cargabilidad esperada de la unidad de transformación con problemas de suficiencia en S/E Ancud:

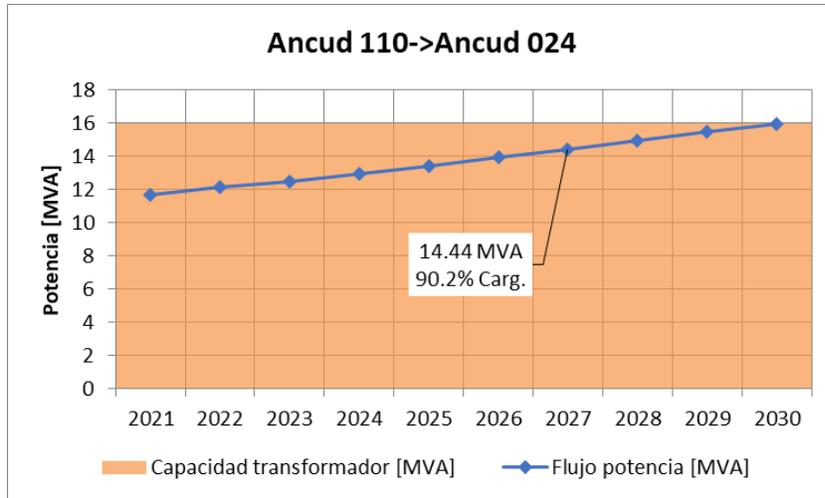


Figura 8.46: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Ancud.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/23 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en la S/E Ancud.

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 e (ii) condiciones hidrológicas extremas.

Por otra parte, es conveniente 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 la incorporación de obras de expansión que abordan indirectamente esta situación, como ocurre, por ejemplo, con las obras cuyo análisis se presenta en el numeral 8.3.17.

8.4.1 SHOCK DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

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 2027 y el año 2035, 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.

Las siguientes tablas 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 2027 y año 2035, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.1.

Tabla 8.12: Beneficios frente a un shock de precios en año 2027

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	18.425	32.137	23.090	16.774	37.695	15.674	23.873	18.472	14.748	29.359
Costo Operacional Con Shock año 2027	18.191	31.932	22.896	16.597	37.524	15.441	23.671	18.280	14.572	29.191
Diferencia de Costo Operacional	-234	-205	-194	-177	-171	-233	-203	-193	-176	-168
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2025	1,66	2,61	1,36	1,44	2,51					

La tabla anterior muestra que al enfrentar un shock de precios de combustibles el año 2027, el sistema presenta una mayor capacidad de resiliencia al contar con expansiones, debido a que hace un mejor uso de los recursos de generación. Si bien los efectos son bajos esto es producto de que la mayoría de los proyectos de Transmisión Nacional tienen su puesta en servicio posterior al año 2027.

Tabla 8.13: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2035

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	18.425	32.137	23.090	16.774	37.695	15.674	23.873	18.472	14.748	29.359
Costo Operacional Con Shock año 2035	18.171	31.774	22.805	16.527	37.348	15.483	23.638	18.258	14.548	29.114
Diferencia de Costo Operacional	-254	-363	-286	-248	-346	-190	-235	-214	-200	-245
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2035	63,98	128,03	71,86	48,02	101,11					

La tabla anterior muestra que al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2035, el sistema presenta una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios en los cuales cuenta con las expansiones propuestas para el Plan de Expansión (los montos varían entre los 48 y 100 millones), en este caso los beneficios se amplifican más de 40 veces respecto al shock de precios realizados el año 2027, lo que obedece principalmente a dos factores: el ingreso de obras estructurales que permiten incrementar la capacidad de evacuación de la zona centro sur y con ello disponer en cualquier escenario de una mayor libertad para lograr un óptimo uso de los recursos de la matriz diversa de generación; y al crecimiento de la demanda, que incluso en escenarios de demanda baja, muestra la necesidad de contar con un sistema con mayores holguras para lograr abastecer de forma eficiente el sistema.

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 8.14: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Seca

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional	18.425	32.137	23.090	16.774	37.695	15.674	23.873	18.472	14.748	29.359
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	23.243	39.114	30.197	21.638	46.748	19.793	28.998	23.758	18.676	36.123
Diferencia de Costo Operacional	4.818	6.977	7.107	4.863	9.053	4.119	5.125	5.286	3.928	6.764
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-699	-1.852	-1.821	-935	-2.289					

La tabla anterior 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 8.15: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Húmeda

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional	18.425	32.137	23.090	16.774	37.695	15.674	23.873	18.472	14.748	29.359
Costo Operacional Con Serie Hid Húm	13.753	25.076	16.807	11.908	27.612	11.681	18.636	13.417	10.776	21.957
Diferencia de Costo Operacional	-4.672	-7.061	-6.284	-4.866	-10.082	-3.992	-5.238	-5.055	-3.971	-7.402
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Húm	680	1.824	1.229	895	2.680					

La Tabla 8.15 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 EL ALGARROBAL 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Algarrobal, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Atacama, en particular la comuna de Vallenar.

Es del caso indicar que esta instalación ha recibido propuestas para su expansión por motivos de acceso abierto, tanto en el presente proceso como en años anteriores, consolidándose como un punto de interés para la conexión de proyectos de generación (en particular), situación que coincide con el propósito original con la que fue incorporada al sistema de transmisión.

8.5.2 NUEVA S/E MANUEL RODRÍGUEZ Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV RÍO ACONCAGUA – POLPAICO EN S/E MANUEL RODRÍGUEZ 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo del potencial energético que tiene la Región Metropolitana, en particular la comuna de Tiltil. Esta subestación será complementaria a la subestación Polpaico, la cual no posee espacio disponible para la conexión de proyectos en la zona.

La subestación Manuel Rodríguez se localizará a unos 5 kilómetros al norte de la subestación Polpaico, la cual seccionará la línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico.

Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, particularmente tecnología fotovoltaica, lo que se condice con el volumen de propuestas recibidas con el mismo objetivo, situación que también fue recogida por el Coordinador en su propuesta.

8.5.3 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 220 KV

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Entre Ríos, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Ñuble, en particular la comuna de Pemuco.

Al respecto, es conveniente indicar que, además de las propuestas recibidas solicitando la incorporación de una obra de estas características, la S/E Entre Ríos será intervenida en su patio de 500 kV para permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”,

de modo que se generan condiciones de eficiencia constructiva para la ejecución de una ampliación en su patio de 220 kV con el propósito de permitir la conexión de nuevos proyectos.

8.5.4 AMPLIACIÓN EN S/E EL ROSAL 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Seccionadora El Rosal, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Biobío, en particular la comuna de Los Ángeles.

Al respecto, además de la propuesta recibida para la incorporación de esta obra, del análisis de las solicitudes de acceso abierto que mantiene el Coordinador se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación en torno a la S/E El Rosal, lo que resulta consistente, además, con lo proyectado en los EGPT para la zona.

8.5.5 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Nueva Pichirropulli, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Los Ríos, en particular la comuna de Paillaco.

Al respecto, es conveniente indicar que, dado que la S/E Nueva Pichirropulli será intervenida para efectos de permitir la conexión de las obras “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” y “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, se generan condiciones de eficiencia para la incorporación de posiciones adicionales en 220 kV con el propósito de permitir la conexión de nuevos proyectos, dado que la zona de emplazamiento de esta instalación ha mostrado interés por desarrolladores de proyectos, de manera consistente con los desarrollos proyectados por los distintos EGPT a futuro.

8.5.6 AMPLIACIÓN EN S/E TINEO 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Tineo, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Los Lagos, en particular, la comuna de Llanquihue.

Al respecto, es conveniente indicar que, dado que la S/E Tineo será intervenida para efectos de permitir la conexión de las obras “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” y “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, se generan condiciones de eficiencia para la incorporación de posiciones adicionales en 220 kV con el propósito de permitir la conexión de nuevos proyectos, lo que coincide con el requerimiento planteado a través de las propuestas recibidas para dicho propósito.

8.5.7 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de la S/E Conversora Kimal a través de dos líneas de doble circuito, de acuerdo a lo definido en las bases de licitación de la obra “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”, actualmente en ejecución.

El proyecto consiste en la ampliación de barra de 220 kV en la S/E Kimal, además de la construcción de dos nuevas diagonales, que permitan la conexión de las líneas desde la S/E Conversora Kimal.

Al respecto, el Artículo 50 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión impide que los cuatro circuitos de la subestación Nueva Kimal se conecten íntegramente en estas nuevas diagonales, toda vez que “(...) En particular, no podrán conectarse a la misma diagonal dos circuitos de una misma línea o dos líneas que provengan de una misma subestación.” En virtud de esto, la ampliación en la S/E Kimal incluye el traslado del circuito 1 de la línea Kimal – Laberinto 220 kV hacia las nuevas diagonales, con el objetivo de contar con dos medias diagonales disponibles para la conexión de los dos circuitos de la segunda línea Kimal – Nueva Kimal 220 kV.

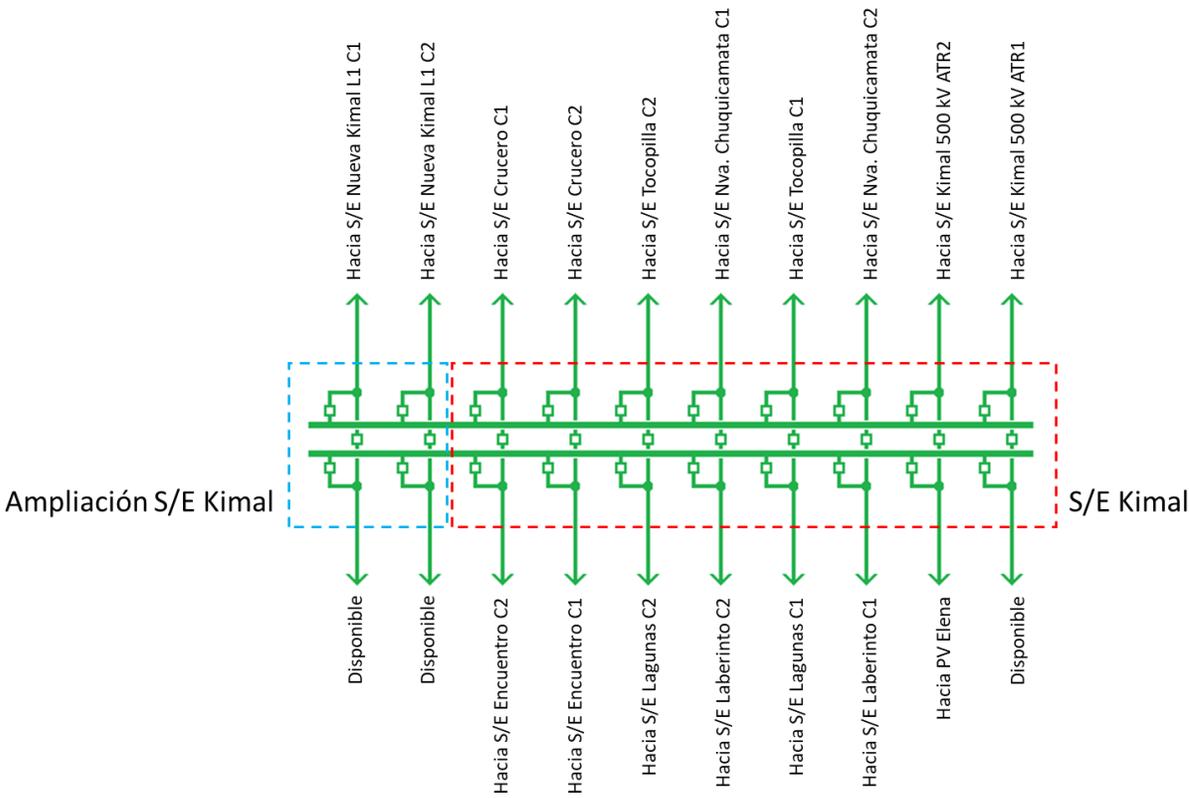


Figura 8.47: Diagrama unilineal simplificado de la S/E Kimal previo a la modificación de la conexión del circuito 1 de la línea Kimal – Laberinto 220 kV. No es posible la conexión de la segunda línea hacia la S/E Nueva Kimal, cumpliendo el Artículo 50 del Anexo Técnico.

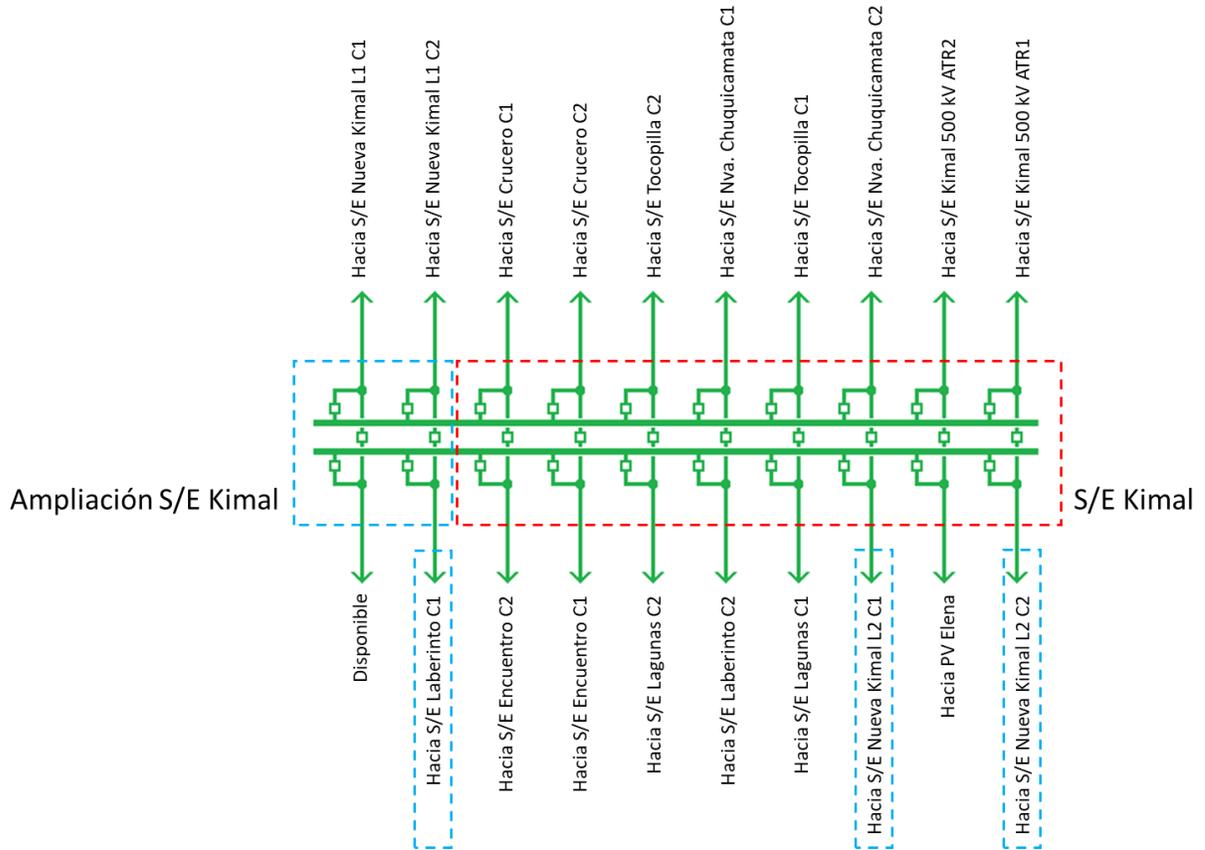


Figura 8.48: Diagrama unilineal simplificado de la S/E Kimal posterior a la modificación de la conexión del circuito 1 de la línea Kimal – Laberinto 220 kV. Se posibilita la conexión de la segunda línea hacia la S/E Nueva Kimal en el extremo derecho de la S/E Kimal, cumpliendo el Artículo 50 del Anexo Técnico.

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 8.16 muestra el efecto monetario de la reducción del Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario 1, Escenario 2, Escenario 3, Escenario 4 y Escenario 5 en el horizonte de planificación.

Tabla 8.16: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2022	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0
2026	7	-4	17	31	2
2027	-4	-19	7	-63	-107
2028	-226	-50	-266	-183	-476
2029	-78	-56	-155	-178	-365
2030	-102	-53	-84	-42	-277
2031	-33	-42	-131	-203	-131
2032	-206	-151	-458	-125	-966
2033	-644	-238	-758	-201	-1.719
2034	-332	-300	-718	-274	-1.312
2035	-253	-283	-555	-662	-1.066
2036	-692	-336	-1.238	-734	-539
2037	-862	-381	-459	-814	-713
2038	-318	-388	-643	-769	-986
2039	-408	-431	-154	-942	-1.115
2040	-855	-420	-587	-838	-972
2041	-387	-455	-921	-335	-908
Total	-5.393	-3.607	-7.105	-6.331	-11.650

De 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 6.817 millones durante todo el periodo de análisis, obteniéndose diferencias entre los escenarios que alcanzan los USD 8.043 millones aproximadamente, reflejando 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 a 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 numerales 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 Kímal 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)	Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodríguez 220 kV (IM)	Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)
1	Costos Directos	3.501.703	1.249.128	439.208	6.155.236	6.606.194	52.430.436	1.664.403	5.217.073
1.1	Ingeniería	289.267	125.644	53.351	563.923	588.644	2.677.870	163.043	496.829
1.2	Instalación de faenas	292.866	98.879	98.879	185.989	262.929	887.884	98.879	262.929
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.919.570	1.024.606	286.979	5.405.323	5.754.621	48.864.681	1.402.481	4.457.315
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.953.815	840.066	732.031	2.730.265	2.387.507	6.077.106	904.798	1.802.771
2.1	Gastos generales y Seguros	994.691	363.169	339.841	1.186.959	875.717	2.625.193	376.253	848.913
2.2	Inspección técnica de obra	636.919	337.671	337.671	816.171	556.547	1.131.322	337.671	556.547
2.3	Utilidades del contratista	147.845	68.192	27.013	190.910	114.616	504.136	93.558	98.811
2.4	Contingencias	161.692	71.034	27.505	219.248	143.835	1.816.455	97.316	124.755
2.5	Servidumbre	12.669	0	0	316.977	696.792	0	0	173.746
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	5.455.517	2.089.194	1.171.239	8.885.501	8.993.701	58.507.541	2.569.201	7.019.844
4	Intereses Intercalarios	272.776	104.460	58.562	266.565	269.811	1.755.226	128.460	210.595
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		5.728.293	2.193.654	1.229.801	9.152.066	9.263.512	60.262.768	2.697.661	7.230.439

		Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)	Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)
1	Costos Directos	7.375.076	9.922.744	666.603	9.338.666	33.186.020	739.960	28.045.034	32.766.822
1.1	Ingeniería	0	0	73.182	759.825	2.182.197	79.788	2.151.870	2.158.108
1.2	Instalación de faenas	0	0	98.879	405.481	499.805	98.879	828.386	499.805
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	0	0	494.543	8.173.359	30.504.018	561.293	25.064.778	30.108.910
1.4	Intervención instalación dedicada	7.375.076	9.922.744	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	3.950.987	4.922.153	758.667	2.844.262	3.986.332	995.053	4.148.196	3.642.414
2.1	Gastos generales y Seguros	0	0	345.861	1.264.448	1.963.164	349.035	2.133.601	1.949.994
2.2	Inspección técnica de obra	0	0	337.671	816.171	816.171	337.671	1.131.322	816.171
2.3	Utilidades del contratista	0	0	36.790	337.011	524.812	44.724	381.997	500.408
2.4	Contingencias	0	0	38.344	372.337	392.609	46.440	308.164	375.841
2.5	Servidumbre	0	0	0	54.295	289.576	217.182	193.111	0
2.6	Intervención instalación dedicada	3.950.987	4.922.153	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	11.326.062	14.844.897	1.425.270	12.182.928	37.172.352	1.735.013	32.193.229	36.409.236
4	Intereses Intercalarios	339.782	445.347	71.264	365.488	1.858.618	86.751	965.797	1.820.462
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		11.665.844	15.290.244	1.496.534	12.548.416	39.030.970	1.821.764	33.159.026	38.229.698



		Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)
1	Costos Directos	641.428
1.1	Ingeniería	70.638
1.2	Instalación de faenas	98.879
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	471.912
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	Costos Indirectos	760.999
2.1	Gastos generales y Seguros	345.801
2.2	Inspección técnica de obra	337.671
2.3	Utilidades del contratista	38.056
2.4	Contingencias	39.470
2.5	Servidumbre	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	Monto Contrato	1.402.427
4	Intereses Intercalarios	70.121
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.472.548

9.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9.2: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

		Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella	Nueva S/E Manuel Rodríguez	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digiñeñes	Nueva S/E Patagual	Nueva S/E Digiñeñes	Nueva Línea 2x500 kV Digiñeñes – Nueva Pichirrapulli
1	Costos Directos	258.058.067	29.927.772	4.229.287	64.538.318	4.394.021	70.148.164	204.461.241
1.1	Ingeniería	14.957.955	1.838.689	355.914	3.257.465	367.878	4.299.499	9.940.573
1.2	Instalación de faenas	815.447	499.805	343.709	903.176	343.709	617.238	1.390.543
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	242.284.664	27.589.278	3.529.664	60.377.677	3.682.434	65.231.427	193.130.125
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	13.306.170	3.741.770	2.515.758	34.987.932	2.679.773	7.343.680	130.568.538
2.1	Gastos generales y Seguros	8.757.960	1.914.067	1.373.871	4.694.956	1.377.771	3.454.947	9.340.086
2.2	Inspección técnica de obra	1.954.230	816.171	816.171	1.954.230	816.171	1.131.322	2.773.045
2.3	Utilidades del contratista	1.327.022	540.213	164.796	696.952	169.327	1.298.450	2.272.001
2.4	Contingencias	1.194.563	398.924	117.808	2.494.562	121.040	952.204	8.152.736
2.5	Servidumbre	72.394	72.394	43.112	25.147.232	195.464	506.758	108.030.669
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	271.364.237	33.669.542	6.745.045	99.526.250	7.073.794	77.491.844	335.029.779
4	Intereses Intercalarios	13.568.212	1.683.477	337.252	2.985.788	353.690	3.874.592	10.050.893
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		284.932.449	35.353.019	7.082.297	102.512.038	7.427.484	81.366.436	345.080.672

9.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9.3: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal A

		Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)	Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)
1	Costos Directos	2.950.274	1.636.517
1.1	Ingeniería	229.929	267.176
1.2	Instalación de faenas	289.856	156.953
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.430.490	1.212.389
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	1.833.227	1.566.936
2.1	Gastos generales y Seguros	976.523	794.921
2.2	Inspección técnica de obra	636.919	636.919
2.3	Utilidades del contratista	105.366	58.346
2.4	Contingencias	114.418	76.098
2.5	Servidumbre	0	652
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	4.783.500	3.203.453
4	Intereses Intercalarios	239.175	96.104
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		5.022.675	3.299.556

Tabla 9.4: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal B

		Ampliación en S/E Taital (NTR-ATMT)	Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR-ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV	Ampliación en S/E Monte Patria (NTR-ATMT)
1	Costos Directos	3.771.911	4.251.464	1.960.720
1.1	Ingeniería	257.474	318.463	167.872
1.2	Instalación de faenas	262.929	236.003	262.929
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.251.508	3.696.998	1.529.918
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.594.661	1.426.429	1.427.546
2.1	Gastos generales y Seguros	787.506	679.354	740.791
2.2	Inspección técnica de obra	556.547	479.882	556.547
2.3	Utilidades del contratista	118.771	128.150	61.750
2.4	Contingencias	129.498	139.043	68.459
2.5	Servidumbre	2.338	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	5.366.572	5.677.893	3.388.266
4	Intereses Intercalarios	268.329	283.895	169.413
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		5.634.900	5.961.787	3.557.679

Tabla 9.5: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal C

		Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar	Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)	Seccionamiento de línea 1x110 kV Alto Melipilla – San Antonio y línea 1x110 kV Leyda – San Antonio en S/E Lilloleo 110 kV (2BP+BT)
1	Costos Directos	5.139.816	2.298.413	5.544.627
1.1	Ingeniería	486.384	186.175	522.787
1.2	Instalación de faenas	343.709	236.003	197.758
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	4.309.723	1.876.235	4.824.083
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	3.205.336	1.273.637	2.724.554
2.1	Gastos generales y Seguros	1.183.275	631.530	1.192.659
2.2	Inspección técnica de obra	816.171	479.882	816.171
2.3	Utilidades del contratista	182.811	71.928	105.527
2.4	Contingencias	208.382	79.312	132.397
2.5	Servidumbre	814.697	10.986	477.800
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	8.345.152	3.572.049	8.269.181
4	Intereses Intercalarios	250.355	178.602	248.075
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		8.595.506	3.750.652	8.517.256

Tabla 9.6: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D

		Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM)	Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM)	Seccionamiento de línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera en S/E Don Melchor 110 kV (BPS+BT)	Seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT)
1	Costos Directos	2.791.493	10.833.821	6.462.322	2.160.403	3.657.998
1.1	Ingeniería	207.586	868.070	579.134	299.105	388.443
1.2	Instalación de faenas	289.856	262.929	262.929	197.758	343.709
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.294.051	9.702.822	5.620.258	1.663.540	2.925.846
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.746.052	2.632.215	2.316.132	2.833.636	2.314.626
2.1	Gastos generales y Seguros	964.843	946.123	873.006	1.134.297	1.149.378
2.2	Inspección técnica de obra	636.919	556.547	556.547	816.171	816.171
2.3	Utilidades del contratista	67.758	166.920	110.316	76.501	122.778
2.4	Contingencias	76.532	206.107	139.196	95.392	144.856
2.5	Servidumbre	0	756.517	637.067	711.275	81.443
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	4.537.545	13.466.036	8.778.454	4.994.039	5.972.624
4	Intereses Intercalarios	226.877	403.981	263.354	149.821	179.179
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		4.764.422	13.870.017	9.041.807	5.143.860	6.151.803

Tabla 9.7: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

		Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT)	Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)	Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)	Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)	Seccionamiento de línea 1x66 kV Curanilahue Norte – Horcones en S/E Vado Pedregoso 66 kV (2BP+BT)	Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM)	Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT)	Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)
1	Costos Directos	2.775.020	2.216.894	5.098.229	4.562.977	1.852.205	592.990	1.873.475	160.006
1.1	Ingeniería	333.641	296.752	0	328.460	276.207	0	277.613	28.791
1.2	Instalación de faenas	289.856	289.856	0	156.953	236.003	0	236.003	98.879
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.151.523	1.630.286	0	2.078.307	1.339.995	0	1.359.860	32.336
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	5.098.229	1.999.258	0	592.990	0	0
2	Costos Indirectos	1.863.523	1.685.291	1.773.353	1.811.031	1.192.689	746.264	1.201.357	691.968
2.1	Gastos generales y Seguros	843.293	800.776	0	840.929	501.824	0	502.578	331.578
2.2	Inspección técnica de obra	636.919	636.919	0	636.919	479.882	0	479.882	337.671
2.3	Utilidades del contratista	73.003	81.817	0	58.311	67.778	0	67.809	11.674
2.4	Contingencias	93.126	100.624	0	78.249	85.852	0	85.934	11.044
2.5	Servidumbre	217.182	65.155	0	97.732	57.352	0	65.155	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	1.773.353	98.891	0	746.264	0	0
3	Monto Contrato	4.638.543	3.902.185	6.871.582	6.374.008	3.044.894	1.339.254	3.074.833	851.974
4	Intereses Intercalarios	139.156	117.066	206.147	191.220	91.347	66.963	92.245	42.599
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		4.777.699	4.019.250	7.077.729	6.565.228	3.136.241	1.406.216	3.167.078	894.572

		Ampliación en S/E Villarrica (NTR-ATMT)	Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)
1	Costos Directos	2.458.402	7.449.709
1.1	Ingeniería	194.109	538.166
1.2	Instalación de faenas	236.003	343.709
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.028.290	6.567.834
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	1.251.326	3.091.540
2.1	Gastos generales y Seguros	632.801	1.452.047
2.2	Inspección técnica de obra	479.882	816.171
2.3	Utilidades del contratista	65.483	255.253
2.4	Contingencias	73.160	278.492
2.5	Servidumbre	0	289.576
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	3.709.728	10.541.249
4	Intereses Intercalarios	185.486	527.062
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.895.215	11.068.311

Tabla 9.8: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal F

		Ampliación en S/E Purranaque (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)
1	Costos Directos	2.107.696	2.007.386
1.1	Ingeniería	175.382	168.753
1.2	Instalación de faenas	262.929	289.856
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.669.385	1.548.777
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	1.432.262	1.714.229
2.1	Gastos generales y Seguros	743.628	948.937
2.2	Inspección técnica de obra	556.547	636.919
2.3	Utilidades del contratista	62.551	60.560
2.4	Contingencias	69.536	67.814
2.5	Servidumbre	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	3.539.958	3.721.615
4	Intereses Intercalarios	176.998	186.081
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.716.956	3.907.696

9.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9.9: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal C

		Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quilota	Nueva S/E Montemar	Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa	Nueva S/E Lolleo
1	Costos Directos	10.484.247	6.138.576	12.161.965	6.587.693
1.1	Ingeniería	1.178.289	433.589	2.004.442	462.559
1.2	Instalación de faenas	768.197	343.709	889.366	343.709
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.537.761	5.361.278	9.268.156	5.781.425
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	7.690.971	2.591.833	12.498.439	3.447.729
2.1	Gastos generales y Seguros	3.162.193	1.411.902	4.314.511	1.411.773
2.2	Inspección técnica de obra	1.947.493	816.171	2.566.510	816.171
2.3	Utilidades del contratista	288.302	170.836	269.077	136.414
2.4	Contingencias	225.410	121.229	348.342	98.812
2.5	Servidumbre	2.067.573	71.694	5.000.000	984.558
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0
3	Monto Contrato	18.175.218	8.730.409	24.660.404	10.035.422
4	Intereses Intercalarios	699.512	436.520	919.843	501.771
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		18.874.730	9.166.929	25.580.247	10.537.193

Tabla 9.10: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal D

		<i>Nueva S/E Lo Campino</i>	<i>Nueva S/E Don Melchor</i>	<i>Nueva S/E Nos</i>
1	Costos Directos	17.303.882	5.326.710	5.375.478
1.1	Ingeniería	1.228.155	381.221	384.367
1.2	Instalación de faenas	424.488	343.709	343.709
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	15.651.239	4.601.780	4.647.402
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	4.553.982	3.537.107	2.541.986
2.1	Gastos generales y Seguros	2.309.038	1.391.189	1.390.280
2.2	Inspección técnica de obra	1.131.322	816.171	816.171
2.3	Utilidades del contratista	393.240	143.291	135.718
2.4	Contingencias	286.018	101.907	96.916
2.5	Servidumbre	434.364	1.084.549	102.901
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	21.857.864	8.863.817	7.917.464
4	Intereses Intercalarios	1.092.893	443.191	395.873
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		22.950.757	9.307.008	8.313.337

Tabla 9.11: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal E

		<i>Nueva S/E Claudio Arrau</i>	<i>Nueva S/E Talcahuano Sur</i>	<i>Nueva S/E Schwager</i>	<i>Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA</i>	<i>Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan</i>	<i>Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón</i>	<i>Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén</i>
1	Costos Directos	13.989.026	4.961.610	13.713.597	31.415.514	14.209.083	12.964.659	17.397.979
1.1	Ingeniería	980.045	400.710	1.021.837	2.780.401	1.813.798	1.697.981	2.266.028
1.2	Instalación de faenas	424.488	343.709	424.488	768.197	734.935	1.159.423	755.525
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	12.584.493	4.217.191	12.267.272	27.866.916	11.660.350	10.107.255	14.376.425
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	4.142.112	2.555.500	3.932.277	13.037.834	8.711.456	7.666.521	13.943.203
2.1	Gastos generales y Seguros	2.212.443	1.379.199	2.205.052	3.613.794	2.876.954	2.832.011	2.949.110
2.2	Inspección técnica de obra	1.131.322	816.171	1.131.322	1.947.493	1.768.241	1.768.241	1.768.241
2.3	Utilidades del contratista	223.882	125.668	221.996	573.686	310.028	273.842	421.997
2.4	Contingencias	169.059	89.673	167.584	673.356	391.759	390.936	630.753
2.5	Servidumbre	405.406	144.788	206.323	6.229.504	3.364.475	2.401.490	8.173.102
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	18.131.138	7.517.109	17.645.874	44.453.348	22.920.539	20.631.180	31.341.182
4	Intereses Intercalarios	906.557	375.855	882.294	1.694.867	869.538	740.988	1.087.308
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		19.037.695	7.892.965	18.528.168	46.148.215	23.790.077	21.372.168	32.428.490



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